

**Die Energiesicherheit Europas in Bezug auf Erdgas und die  
Auswirkungen einer Kartellbildung im Gassektor**

Inauguraldissertation  
zur  
Erlangung des Doktorgrades  
der  
Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät  
der  
Universität zu Köln

2011

vorgelegt

von

Luis-Martín Krämer

aus

Neuss

Referent: Prof. Dr. Thomas Jäger  
Korreferent: Prof. Wolfgang Leidhold  
Tag der Promotion: 4. Februar 2011

## **Danksagung**

Mein Dank gilt Professor Dr. Thomas Jäger für die fachliche und freundliche Betreuung sowie für die Erstellung des Erstgutachtens. Bei Herrn Professor Wolfgang Leidhold bedanke ich mich für die Übernahme des Zweitgutachtens. Mein besonderer Dank gilt der Rudolf von Bennigsen-Foerder-Stiftung für Wissenschaft und Bildung, deren Unterstützung maßgeblich zum erfolgreichen Abschluss der Dissertation beigetragen hat.

Nicht in Worte zu fassen ist die tiefe Dankbarkeit meiner Familie gegenüber, für ihre Liebe, ihre Geduld und ihr Verständnis.

Luis-Martín Krämer



## Abstract

Nach den Ölkrisen der 70' half Erdgas, die Energiesicherheit der vorher von Ölimporten hochgradig abhängigen europäischen Konsumentenstaaten zu erhöhen. Heute hat sich dieses Bild entscheidend geändert. In Europa ist spätestens seit den russisch-ukrainischen Gaskonflikten das Thema der Versorgungssicherheit in den Vordergrund gerückt. Der Einsatz von Erdgas als politisches Druckmittel, ein mangelndes Investitionsniveau in den Förderländern, wachsender Wettbewerb um den Zugang zu den globalen Gasreserven oder die Bildung eines Gas-Kartells werden weltweit als Risiken für eine sichere Erdgasversorgung gesehen.

Die Dissertation untersucht die aktuelle Sicherheit der europäischen Erdgasversorgung. Sie berücksichtigt zudem die möglichen Auswirkungen einer Kartellbildung auf die europäische Gasversorgungssicherheit. Die Arbeit besteht aus einer detaillierten empirischen Studie und darauf aufbauender Szenarioanalyse. Hierzu wird auf den Interdependenzansatz von Robert O. Keohane und Joseph Nye zurückgegriffen. Zur Darstellung des komplexen Themenbereichs wird auf die Darstellungspraxis der Dichten Beschreibung zurückgegriffen, die besonders von Clifford Geertz geprägt wurde.

Die Dissertation kommt zum Ergebnis, dass die aktuelle EU-Erdgasversorgung deutlich besser ist, als allgemein vermutet. Die Interdependenzanalyse ergibt im Gasbereich besonders auf der Verwundbarkeitsebene zwischen Europa und den meisten Erdgaslieferanten eine leichte Asymmetrie zugunsten der EU. Ähnliches gilt für die bedeutendsten Transitstaaten. Die Situation ändert sich jedoch im Fall der Bildung eines Gas-Kartells. Die untersuchte Kooperationsvariante im Rahmen einer europäischen G4 verschlechtert die Position der EU merklich. Europa stehen jedoch Handlungsmöglichkeiten zur Verfügung, um auf diese Entwicklung zu reagieren oder eine solche gar abzuwenden.

## Inhaltsübersicht

<b>Abstract.....</b>	<b>I</b>
<b>Inhaltsübersicht .....</b>	<b>II</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>III</b>
<b>Verdichtungen.....</b>	<b>XI</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>XII</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>XIII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>XV</b>
<b>1. Einleitung.....</b>	<b>1</b>
<b>2. Vorgehen zur Untersuchung der europäischen Energiesicherheit.....</b>	<b>9</b>
<b>3. Klärung des Begriffs Energiesicherheit.....</b>	<b>26</b>
<b>4. Der zukünftige Erdgasbedarf und die rohstoffseitige Verfügbarkeit .....</b>	<b>45</b>
<b>5. Der Gasmarkt.....</b>	<b>87</b>
<b>6. Die Europäische Union.....</b>	<b>112</b>
<b>7. Die Erdgaslieferanten der EU: Erdgasproduzenten und -exporteure ...</b>	<b>228</b>
<b>8. Die Transitländer und -regionen.....</b>	<b>480</b>
<b>9. Die Energiesicherheit Europas im Gassektor: Eine Interdependenzanalyse.....</b>	<b>547</b>
<b>10. Die Auswirkungen einer Kooperation zwischen Gasexporteuren.....</b>	<b>592</b>
<b>11. Schlussbetrachtungen.....</b>	<b>654</b>
<b>12. Literaturverzeichnis .....</b>	<b>658</b>

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abstract</b> .....	<b>I</b>
<b>Inhaltsübersicht</b> .....	<b>II</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>III</b>
<b>Verdichtungen</b> .....	<b>XI</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>XII</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>XV</b>
<b>1. Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Darstellung der Ausgangssituation: Europas Energieversorgung, ein Überblick .....	1
1.2 Motivation der Themenwahl: Erdgas heute und kommende Herausforderungen .....	2
1.3 Fragestellung der Arbeit .....	3
1.4 Traditionelle Ansätze zur Untersuchung von Energiesicherheit.....	4
<b>2. Vorgehen zur Untersuchung der europäischen Energiesicherheit</b> .....	<b>9</b>
2.1 Der Interdependenzansatz.....	9
2.1.1 Der Interdependenzansatz nach Keohane und Nye .....	9
2.1.2 Interdependenz und die Sicherheit der Erdgasversorgung Europas .....	14
2.2 Die „Dichte Beschreibung“ .....	15
2.2.1 Was ist eine „Dichte Beschreibung“? .....	16
2.2.2 Eine mögliche Dichte Beschreibung von Energiesicherheit .....	19
2.2.3 Über die Dichte Beschreibung von Energiesicherheit hinaus .....	21
2.3 Ein Blick auf mögliche Entwicklungen.....	22
2.4 Zusammenfassung des Vorgehens .....	24
<b>3. Klärung des Begriffs Energiesicherheit</b> .....	<b>26</b>
3.1 Energiesicherheit: Definition und Konzeptualisierung.....	26
3.2 Beziehung zwischen Geopolitik und Sicherheit der Versorgung mit Erdgas.....	34
3.3 Die Struktur der folgenden Untersuchung .....	35
3.3.1 Die externe und interne Dimensionen von Energiesicherheit .....	35
3.3.2 Die Untersuchung ökonomischer und der (geo-) politischer Faktoren .....	36
3.3.3 Die Rolle des Staates: staatliche und nicht-staatliche Akteure .....	39
3.3.4 Die Konzeption der Arbeit .....	40
3.3.5 Wichtigste Quellen .....	43
<b>4. Der zukünftige Erdgasbedarf und die rohstoffseitige Verfügbarkeit</b> .....	<b>45</b>
4.1 Der europäische und der weltweite Erdgasbedarf : Referenzszenarien .....	45
4.2 Der europäische und der weltweite Erdgasbedarf: Vergangene Referenzszenarien und Alternativszenarien.....	48

4.3 Einflussfaktoren auf den zukünftigen Erdgasbedarf .....	54
4.3.1 Bevölkerungswachstum .....	54
4.3.2 Wirtschaftswachstum und Energieintensität der Wirtschaft .....	55
4.4 Der Bedarf nach Wirtschaftssektoren: Die Bedeutung des Stromsektors.....	57
4.4.1 Erdgas bei der Stromerzeugung .....	59
4.4.2 Die Kraftwerkstechnologien .....	60
4.4.3 Der Erdgaspreis als Einflussfaktor .....	60
4.4.3.1 Der European Emission Trading System, ETS .....	61
4.4.3.2 CO <sub>2</sub> -Sequestrierungs-Technologien .....	64
4.5 Zwischenfazit zum zukünftigen Erdgasbedarf .....	65
4.6 Die rohstoffseitige Verfügbarkeit und die Konzentration der globalen Erdgasreserven und -ressourcen .....	67
4.6.1 Reserven und Ressourcen.....	67
4.6.2 Kategorisierung: „Optimisten“ vs. „Pessimisten“ .....	70
4.6.3 Nicht-konventionelle Erdgase .....	71
4.6.4 Die Konzentration der Erdgasreserven.....	75
4.6.5 Die Konzentration der Ressourcen und der nicht-konventionellen Reserven und Ressourcen .....	76
4.7 Die Erdgasproduktion und die Reichweite der Erdgasvorräte .....	81
4.7.1 Die Reserves-to-production-ratio .....	81
4.7.2 Kumulierter Erdgasbedarf: Welt und EU nach Szenarien.....	83
4.8 Fazit zum zukünftigen Bedarf und der rohstoffseitigen Verfügbarkeit .....	85
<b>5. Der Gasmarkt.....</b>	<b>87</b>
5.1 Der regionale Charakter des Gasmarktes .....	87
5.1.1 Nordamerika.....	88
5.1.2 Süd- und Zentralamerika .....	92
5.1.3 Asien-Ozeanien .....	95
5.1.4 Europa .....	98
5.2 Die Globalisierung des Gasmarktes? .....	100
5.2.1 Was ist LNG? .....	100
5.2.2 Die Transportmethoden: LNG vs. Pipeline.....	102
5.2.3 Charakteristika des Handels mit Erdgas.....	103
5.2.4 Volumina und interregionaler Handel: LNG & Pipeline .....	108
5.3 Fazit zum Gasmarkt .....	110
<b>6. Die Europäische Union.....</b>	<b>112</b>
6.1 Historische Entwicklung der EU-Erdgasversorgung.....	112
6.2 Die aktuelle Versorgungssituation der Europäischen Union .....	117
6.2.1 Die Bedeutung von Erdgas aus der Russischen Föderation und die wichtigsten Importrouten.....	121
6.2.1.1 Deutschland .....	122
6.2.1.2 Italien.....	125
6.2.1.3 Frankreich.....	126
6.2.1.4 Die östlichen EU-Länder.....	127
6.2.1.5 Andere EU-Länder .....	131
6.2.2 Die Bedeutung von Erdgas aus Norwegen und die wichtigsten Importrouten .....	134



6.2.2.1 Das Vereinigte Königreich.....	135
6.2.2.2 Deutschland.....	136
6.2.2.3 Frankreich.....	137
6.2.2.4 Andere EU-Länder.....	137
6.2.3 Die Bedeutung von Erdgas aus Algerien und die wichtigsten Importrouten.....	140
6.2.3.1 Italien.....	141
6.2.3.2 Spanien.....	143
6.2.3.3 Frankreich.....	144
6.2.3.4 Portugal.....	146
6.2.4 Die Bedeutung anderer Erdgaslieferanten und deren Importrouten.....	147
6.2.4.1 Nigeria.....	147
6.2.4.2 Libyen.....	148
6.2.4.3 Ägypten.....	150
6.2.4.4 Katar.....	152
6.2.5 Zwischenfazit zur Rolle der wichtigsten Erdgaslieferanten in der EU.....	155
6.3 <i>Die Europäischen Union als energiepolitischer Akteur und ihre Interessen.....</i>	156
6.3.1 Organisation des europäischen Gassektors und das Ziel der Liberalisierung des Gasmarktes.....	160
6.3.1.1 Die wichtigsten Unternehmen im europäischen Erdgasmarkt.....	161
6.3.1.2 Die Schritte der EU zur Liberalisierung des Erdgasmarktes.....	162
6.3.1.3 Das Dritte Liberalisierungspaket.....	163
6.3.2 Das Ziel der nachhaltigen Entwicklung.....	167
6.3.3 Das Ziel der Sicherheit der Versorgung.....	168
6.3.3.1 Die Förderung der europäischen Energieinfrastruktur.....	171
6.3.3.1.1 Der südliche Gaskorridor.....	172
6.3.3.1.2 Der Mittelmeer Energiering.....	173
6.3.3.1.3 Die Ausweitung von LNG-Importkapazitäten und der Ausbau von Gasspeicher.....	174
6.3.3.2 Die stärkere Gewichtung von Energie in den Außenbeziehungen der EU....	174
6.3.3.3 Bessere Öl- und Gasvorratshaltung und Krisenreaktionsmechanismen.....	175
6.3.3.4 Neue Impulse für die Energieeffizienz.....	176
6.3.3.5 Die bessere Nutzung eigener Energiereserven.....	177
6.3.4 Divergierende Interessen zwischen EU-Mitglieder.....	178
6.4 <i>Die strategischen Importinfrastrukturprojekte der EU: Der Priority Interconnection Plan.....</i>	180
6.4.1 Russland – nördliches Europa – Großbritannien.....	182
6.4.2 Algerien – Spanien/Italien/Frankreich – nördliches Europa.....	187
6.4.3 Mittlerer Osten/kaspischer Raum – Südosteuropa – Zentraleuropa.....	188
6.4.3.1 Das ITGI-Projekt.....	188
6.4.3.2 Das Nabucco-Projekt.....	191
6.4.4 Der Gasring im östlichen Mittelmeer.....	201
6.4.5 LNG-Importkapazitäten in der EU.....	201
6.5 <i>Die Energieaußenbeziehungen der Europäischen Union.....</i>	202
6.5.1 Die Energiebeziehungen der EU zur Russischen Föderation.....	203
6.5.1.1 Der institutionelle Rahmen der Beziehungen.....	204
6.5.1.2 Der Zustand der Beziehungen.....	208
6.5.2 Die Beziehungen der EU zur kaspischen und zentralasiatischen Region.....	211
6.5.2.1 Aserbaidschan und Georgien: Institutioneller Rahmen und Zustand der Beziehungen.....	211
6.5.2.2 Zentralasien: Institutioneller Rahmen und Zustand der Beziehungen.....	214

6.5.3 Die Energiedialoge zu wichtigen Verbraucherländern .....	216
6.5.3.1 Bilaterale Energiedialoge .....	216
6.5.3.2 Multilaterale Energiekooperation .....	218
6.5.4 Die Energiegemeinschaft .....	218
6.5.5 Die Nachbarschaftspolitik .....	219
6.5.6 Die Maschrik- und Maghrebregion .....	220
6.5.7 Die Beziehung zu Afrika .....	223
6.5.8 Die Förderung des Zugangs zu Energie .....	224
6.5.9 Weitere Beziehungen .....	224
6.6 Fazit zur Europäischen Union .....	224

## **7. Die Erdgaslieferanten der EU: Erdgasproduzenten und -exporteure ...228**

7.1 Die Russische Föderation .....	228
7.1.1 Die politische Situation der Russischen Föderation.....	229
7.1.2 Historische Entwicklung der Erdgasversorgung in der Russischen Föderation ...	231
7.1.3 Die russischen Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration .....	233
7.1.4 Erdgas in Russland: Produktion, Verbrauch, Export und Investitionsbedarf.....	237
7.1.4.1 Die russische Erdgasproduktion .....	237
7.1.4.2 Der russische Erdgasverbrauch .....	241
7.1.4.3 Die russischen Erdgasexporte und wichtige Exportinfrastrukturprojekte.....	244
7.1.4.4 Der russische Investitionsbedarf .....	252
7.1.5 Die Russische Energiestrategie .....	255
7.1.6 Die Organisation des russischen Erdgasmarktes: Gazprom und die „Unabhängigen“ .....	261
7.1.6.1 Gazprom .....	261
7.1.6.1.1 Die Bedeutung Gazproms in Russland.....	262
7.1.6.1.2 Gazproms Strategie .....	264
7.1.6.1.3 Die Beziehung zwischen Gazprom und dem russischen Staat.....	267
7.1.6.2 Die unabhängigen Erdgasunternehmen.....	270
7.1.7 Zwischenfazit .....	273
7.1.8 Die Beziehungen mit Verbraucher-, Transit- und anderen Produzentenstaaten ...	275
7.1.8.1 Die Staaten des Near Abroad und die russischen Interessen.....	276
7.1.8.2 Das Far Abroad und die russischen Energiebeziehungen .....	283
7.1.9 Fazit zur Beziehungsebene .....	287
7.2 Norwegen .....	291
7.2.1 Die politische Situation .....	291
7.2.2 Die historische Entwicklung der norwegischen Gasindustrie.....	292
7.2.3 Norwegische Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration .....	294
7.2.4 Erdgas in Norwegen: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen.....	296
7.2.4.1 Die Erdgasproduktion .....	296
7.2.4.2 Der Erdgasverbrauch.....	298
7.2.4.3 Der Erdgasexport.....	299
7.2.4.4 Die Investitionen .....	302
7.2.5 Die norwegische Energiestrategie .....	303
7.2.6 Die Organisation des norwegischen Erdgasmarktes .....	306
7.2.6.1 Die staatlichen norwegischen Akteure .....	307
7.2.6.2 Andere Akteure im norwegischen Erdgassektor .....	309
7.2.7 Beziehungsebene .....	310
7.2.8 Fazit zu Norwegen .....	315

7.3 <i>Algerien und Nordafrika</i> .....	316
7.3.1 Die politische Situation in den Ländern Nordafrikas .....	316
7.3.1.1 Algerien .....	316
7.3.1.2 Libyen.....	317
7.3.1.3 Ägypten .....	318
7.3.2 Die historische Entwicklung des Gassektors in Nordafrika .....	318
7.3.2.1 Algerien .....	318
7.3.2.2 Libyen.....	319
7.3.2.3 Ägypten .....	320
7.3.3 Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration .....	320
7.3.3.1 Algerien .....	320
7.3.3.2 Libyen.....	322
7.3.3.3 Ägypten .....	323
7.3.4 Erdgas in Nordafrika: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen.....	325
7.3.4.1 Die Erdgasproduktion .....	325
7.3.4.1.1 Algerien .....	325
7.3.4.1.2 Libyen.....	328
7.3.4.1.3 Ägypten .....	329
7.3.4.2 Der Erdgaskonsum .....	331
7.3.4.2.1 Algerien .....	331
7.3.4.2.2 Libyen.....	332
7.3.4.2.3 Ägypten .....	333
7.3.4.3 Die Erdgasexporte .....	334
7.3.4.3.1 Algerien .....	334
7.3.4.3.2 Libyen.....	337
7.3.4.3.3 Ägypten .....	339
7.3.4.4 Investitionen .....	342
7.3.5 Die Energiestrategie der nordafrikanischen Akteure .....	347
7.3.6 Die Organisation des Erdgasmarktes .....	349
7.3.6.1 Algerien .....	349
7.3.6.2 Libyen.....	351
7.3.6.3 Ägypten .....	353
7.3.7 Beziehungsebene .....	354
7.3.8 Fazit .....	359
7.3.9 Nigeria .....	362
7.3.9.1 Die politische Situation .....	362
7.3.9.2 Die historische Entwicklung des Gassektors in Nigeria .....	366
7.3.9.3 Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration .....	366
7.3.9.4 Erdgas in Nigeria: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen .....	367
7.3.9.4.1 Die Erdgasproduktion .....	367
7.3.9.4.2 Der Erdgaskonsum .....	368
7.3.9.4.3 Die Erdgasexporte .....	369
7.3.9.4.4 Investitionen .....	372
7.3.9.5 Die Energiestrategie Nigerias.....	374
7.3.9.6 Die Organisation des Erdgasmarktes .....	375
7.3.9.7 Die Beziehungsebene .....	378
7.3.9.8 Fazit .....	379
7.4 <i>Die kaspische und zentralasiatische Region</i> .....	380
7.4.1 Die politische Lage der kaspischen und zentralasiatischen Staaten.....	381
7.4.2 Die historische Entwicklung des Gassektors .....	383
7.4.3 Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration .....	384

7.4.3.1 Aserbajdschan .....	384
7.4.3.2 Kasachstan.....	385
7.4.3.3 Usbekistan .....	386
7.4.3.4 Turkmenistan.....	387
7.4.4 Erdgas in der kaspischen Region: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen	389
7.4.4.1 Die Erdgasproduktion .....	389
7.4.4.1.1 Aserbajdschan .....	389
7.4.4.1.2 Kasachstan.....	391
7.4.4.1.3 Usbekistan .....	391
7.4.4.1.4 Turkmenistan.....	392
7.4.4.2 Der Erdgaskonsum .....	393
7.4.4.3 Die Erdgasexporte .....	395
7.4.4.3.1 Aserbajdschan .....	396
7.4.4.3.2 Kasachstan.....	398
7.4.4.3.3 Usbekistan .....	399
7.4.4.3.4 Turkmenistan.....	400
7.4.4.4 Investitionen .....	404
7.4.5 Die Energiestrategie der kaspischen Staaten.....	409
7.4.5.1 Aserbajdschan .....	409
7.4.5.2 Kasachstan.....	410
7.4.5.3 Usbekistan .....	411
7.4.5.4 Turkmenistan.....	412
7.4.6 Die Organisation des Erdgasmarktes .....	415
7.4.6.1 Aserbajdschan .....	416
7.4.6.2 Kasachstan.....	416
7.4.6.3 Usbekistan .....	418
7.4.6.4 Turkmenistan.....	418
7.4.7 Beziehungsebene .....	420
7.4.7.1 Berg-Karabach (Nagorny-Karabakh).....	420
7.4.7.2 Russland-Georgien Konflikt (Abchasien und Südossetien).....	421
7.4.7.3 Der rechtliche Status des kaspischen Meeres.....	423
7.4.7.4 Das Ferghana-Tal .....	424
7.4.7.5 Der Wettbewerb um die Energievorkommen der kaspischen Region .....	426
7.4.8 Fazit.....	430
7.5 Die Golfregion: Iran, Irak und Katar .....	432
7.5.1 Die politische Lage in den Ländern am Golf .....	433
7.5.1.1 Katar .....	433
7.5.1.2 Iran .....	433
7.5.1.3 Irak .....	435
7.5.2 Die historische Entwicklung des Gassektors am Persischen Golf .....	436
7.5.2.1 Katar .....	436
7.5.2.2 Iran .....	437
7.5.2.3 Irak .....	438
7.5.3 Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration .....	438
7.5.3.1 Katar .....	438
7.5.3.2 Iran .....	439
7.5.3.3 Irak .....	440
7.5.4 Erdgas am Golf: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen.....	441
7.5.4.1 Die Erdgasproduktion .....	442
7.5.4.1.1 Katar .....	442
7.5.4.1.2 Iran .....	443

7.5.4.1.3 Irak .....	443
7.5.4.2 Der Erdgaskonsum .....	445
7.5.4.2.1 Katar .....	445
7.5.4.2.2 Iran .....	446
7.5.4.2.3 Irak .....	447
7.5.4.3 Die Erdgasexporte .....	448
7.5.4.3.1 Katar .....	448
7.5.4.3.2 Iran .....	451
7.5.4.3.3 Irak .....	456
7.5.4.4 Investitionen .....	458
7.5.5 Die Energiestrategie der Golfstaaten.....	464
7.5.5.1 Katar .....	464
7.5.5.2 Iran .....	465
7.5.5.3 Irak .....	467
7.5.6 Die Organisation des Erdgasmarktes .....	469
7.5.6.1 Katar .....	469
7.5.6.2 Iran .....	470
7.5.6.3 Irak .....	470
7.5.7 Beziehungsebene .....	471
7.5.8 Fazit .....	476

## **8. Die Transitländer und -regionen.....480**

8.1 Die Ukraine .....	483
8.1.1 Die Ukraine seit dem Ende der UdSSR .....	484
8.1.2 Erdgas in der Ukraine: Reserven, Förderung, Konsum, Transit und Investitionen .....	485
8.1.2.1 Die ukrainischen Reserven.....	485
8.1.2.2 Die ukrainische Erdgasförderung.....	486
8.1.2.3 Der ukrainische Erdgaskonsum.....	486
8.1.2.4 Erdgastransit durch die Ukraine.....	489
8.1.2.4.1 Die ukrainischen Gasspeicherkapazitäten.....	490
8.1.2.4.2 Das ukrainische Gastransportsystem.....	491
8.1.3 Die Energiestrategie der Ukraine .....	498
8.1.4 Die Organisation des Gassektors.....	500
8.1.5 Die Beziehungsebene .....	503
8.1.6 Fazit .....	508
8.2 Die Türkei als Transitstaat für Erdgaslieferungen nach Europa .....	510
8.2.1 Die politische Situation .....	510
8.2.2 Die Entwicklung des Gassektors .....	512
8.2.3 Erdgas in der Türkei: Reserven, Förderung, Konsum, Transit und Investitionen .....	514
8.2.3.1 Die türkischen Reserven.....	514
8.2.3.2 Die türkische Erdgasförderung.....	514
8.2.3.3 Der türkisch Erdgaskonsum .....	514
8.2.3.4 Erdgastransit durch die Türkei .....	516
8.2.3.4.1 Die türkischen Gasspeicherkapazitäten.....	517
8.2.2.4.2 Das türkische Gastransportsystem .....	517
8.2.3.4.3 Die Türkei und internationale Gaspipelineprojekte .....	519
8.2.4 Die Energiestrategie der Türkei .....	524
8.2.5 Die Organisation des Gassektors.....	526
8.2.6 Die Beziehungsebene .....	528

8.2.7 Fazit .....	532
8.3 <i>Andere Transitstaaten</i> .....	535
8.3.1 Belarus und Moldau .....	535
8.3.2 Serbien und Albanien .....	538
8.3.3 Georgien und Aserbaidschan .....	540
8.3.4 Syrien und Jordanien .....	541
8.3.5 Marokko und Tunesien.....	543
8.3.6 Niger.....	544
8.3.7 Fazit.....	545
<b>9. Die Energiesicherheit Europas im Gassektor: Eine Interdependenzanalyse.....</b>	<b>547</b>
9.1 <i>Die Interdependenz zwischen Akteuren im Gassektor im Allgemeinen</i> .....	548
9.2 <i>Die Interdependenz zwischen der Europäischen Union und der Russischen Föderation</i> .....	552
9.2.1 Die Veränderungen nach dem Ende der UdSSR.....	554
9.2.2 Die Veränderungen durch die EU-Erweiterung .....	557
9.2.3 Die Veränderungen durch die Schaffung eines Binnenmarktes und die EU-Diversifizierungsstrategie.....	558
9.2.4 Bewertung der Interdependenzbeziehungen zwischen der EU und Russland .....	562
9.3 <i>Die Interdependenz zwischen der EU und Norwegen</i> .....	564
9.4 <i>Die Interdependenz zwischen der EU und den nordafrikanischen Staaten sowie Nigeria</i> .....	567
9.5 <i>Die Interdependenz zwischen der EU und den kaspischen und zentralasiatischen Staaten</i> .....	574
9.6 <i>Die Interdependenz zwischen der EU und den Staaten der Golfregion</i> .....	582
9.7 <i>Fazit zur Interdependenz und der europäischen Energiesicherheit</i> .....	587
<b>10. Die Auswirkungen einer Kooperation zwischen Gasexporteuren.....</b>	<b>592</b>
10.1 <i>Das Gas Exporting Countries Forum: Eine Gas-OPEC?</i> .....	593
10.1.1 Ziele, Struktur, Mitglieder und Marktmacht: OPEC vs. GECF .....	593
10.1.2 Die Märkte: Erdöl- vs. Erdgasmarkt .....	599
10.1.3 Die Herausforderungen: OPEC vs. GECF .....	601
10.1.4 Der Einfluss der OPEC auf das GECF.....	602
10.1.5 Die Mitglieder des GECF: gemeinsame Interessen vs. Hindernisse für eine engere Kooperation .....	602
10.2 <i>Kooperationen zwischen einigen wenigen Exporteuren</i> .....	608
10.2.1 Ein Kartell der LNG-Exporteure im atlantischen Markt.....	609
10.2.2 Die Gas-Troika: Russland, Iran und Katar .....	612
10.2.3 Mini-Gas-OPEC .....	619
10.2.3.1 Russland-Algerien .....	619
10.2.3.2 Russland-Katar .....	621
10.2.4 Russland als marktbeherrschender Akteur .....	625
10.3 <i>Einschätzung der Entwicklungen</i> .....	627
10.4 <i>Die Auswirkungen einer „Europäischen G4“ auf die Gasversorgungssicherheit Europas</i> .....	630

10.4.1 Die Russische Föderation .....	631
10.4.2 Algerien .....	636
10.4.3 Islamische Republik Iran .....	639
10.4.4 Emirat Katar .....	641
10.4.5 Die Europäische Union .....	642
10.4.6 Die Auswirkungen auf die Interdependenzbeziehung, die Versorgungssicherheit und mögliche Maßnahmen Europas .....	646

## **11. Schlussbetrachtungen.....654**

## **12. Literaturverzeichnis .....658**

<i>Internetseiten</i> .....	704
-----------------------------	-----

### **Verdichtungen**

Verdichtung 1 (4.1-4.2) .....	54
Verdichtung 2 (4.3-4.4) .....	65
Verdichtung 3 (4.6-4.7) .....	81
Verdichtung 4 (4.6-4.7) .....	85
Verdichtung 5 (5.1) .....	99
Verdichtung 6 (5.2) .....	110
Verdichtung 7 (6.1) .....	117
Verdichtung 8 (6.2) .....	121
Verdichtung 9 (6.2.1) .....	133
Verdichtung 10 (6.2.2) .....	139
Verdichtung 11 (6.2.3) .....	147
Verdichtung 12 (6.2.4) .....	154
Verdichtung 13 (6.3) .....	179
Verdichtung 14 (6.4) .....	202
Verdichtung 15 (6.5) .....	224
Verdichtung 16 (7.1.1) .....	231
Verdichtung 17 (7.1.2) .....	233
Verdichtung 18 (7.1.3) .....	236
Verdichtung 19 (7.1.4) .....	255
Verdichtung 20 (7.1.5) .....	261
Verdichtung 21 (7.1.6) .....	273
Verdichtung 22 (7.1.8) .....	287
Verdichtung 23 (7.2.1-7.2.3) .....	296
Verdichtung 24 (7.2.4) .....	303
Verdichtung 25 (7.2.5-7.2.6) .....	309
Verdichtung 26 (7.2.7) .....	314
Verdichtung 27 (7.3.1-7.3.3) .....	325
Verdichtung 28 (7.3.4) .....	347
Verdichtung 29 (7.3.5-7.3.6) .....	354
Verdichtung 30 (7.3.7) .....	359
Verdichtung 31 (7.3.9.1-7.3.9.3) .....	367
Verdichtung 32 (7.3.9.4) .....	373

Verdichtung 33 (7.3.9.5-7.3.9.7) .....	378
Verdichtung 34 (7.4.1-7.4.3) .....	389
Verdichtung 35 (7.4.4) .....	409
Verdichtung 36 (7.4.5) .....	415
Verdichtung 37 (7.4.6) .....	419
Verdichtung 38 (7.4.7) .....	429
Verdichtung 39 (7.5.1-7.5.3) .....	441
Verdichtung 40 (7.5.4) .....	463
Verdichtung 41 (7.5.5) .....	469
Verdichtung 42 (7.5.6) .....	471
Verdichtung 43 (7.5.7) .....	476
Verdichtung 44 (8.1.1) .....	485
Verdichtung 45 (8.1.2) .....	498
Verdichtung 46 (8.1.3-8.1.4) .....	503
Verdichtung 47 (8.1.5) .....	508
Verdichtung 48 (8.2.1-8.2.2) .....	514
Verdichtung 49 (8.2.3) .....	524
Verdichtung 50 (8.2.4-8.2.5) .....	527
Verdichtung 51 (8.2.6) .....	532
Verdichtung 52 (10.1) .....	608
Verdichtung 53 (10.2.1) .....	612
Verdichtung 54 (10.2.2) .....	618
Verdichtung 55 (10.2.3) .....	624
Verdichtung 56 (10.2.4) .....	626

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Asymmetrische Interdependenz und ihr Gebrauch .....	12
Tabelle 2: Die drei Schritte der Dichten Beschreibung .....	19
Tabelle 3: Der erste Schritt der Dichten Beschreibung .....	20
Tabelle 4: Der zweite Schritt der Dichten Beschreibung .....	21
Tabelle 5: Der dritte Schritt der Dichten Beschreibung .....	21
Tabelle 6: Der dritte Schritt der Dichten Beschreibung und Interdependenzanalyse .....	22
Tabelle 7: Ergänzungen des zweiten und dritten Schrittes .....	24
Tabelle 8: Interne und Externe Dimension .....	36
Tabelle 9: Matrix aus den zu untersuchenden Faktoren und Dimensionen, inkl. Beispiele ....	38
Tabelle 10: Überblick des zweiten und dritten Schrittes der Dichten Beschreibung .....	42
Tabelle 11: Geschätzter Erdgasverbrauch nach Referenzszenarien (RS) für 2030, in Bcm ....	48
Tabelle 12: Geschätzter Erdgasverbrauch in verschiedenen Referenzszenarien (RS) und Alternativszenarien für das Jahr 2030, in Bcm .....	53
Tabelle 13: Wachstum der Weltbevölkerung, in 1000 Einwohner .....	55
Tabelle 14: Erdgasreserven der wichtigsten Reservenhalter, 2008 .....	76
Tabelle 15: Russisches Erdgas in den wichtigsten Märkten, 2008 .....	127
Tabelle 16: Russisches Erdgas in östlichen EU-Mitgliedern, 2007 .....	129
Tabelle 17: Russisches Erdgas in Finnland, Griechenland und Österreich, 2007 .....	133
Tabelle 18: Die Bedeutung norwegischen Erdgases für die bedeutendsten Märkte, 2008 ....	139
Tabelle 19: Die Bedeutung algerischen Erdgases in ausgewählten EU-Staaten, 2008 .....	146
Tabelle 20: Pipeline und Pipelineprojekte in die EU .....	482



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1a: Interdependenz-Empfindlichkeit am Beispiel von drei Staaten (keine Änderung der Politik).....	10
Abbildung 1b: Interdependenz-Verwundbarkeit am Beispiel von drei Staaten (bei Änderung der Politik).....	11
Abbildung 2: Risikokategorien von Energiesicherheit.....	31
Abbildung 3: Charakteristika der Risikokategorien.....	33
Abbildung 4: World Primary NaturalGas Demand nach Sektor.....	58
Abbildung 5: Klassifikation der Reserven und Ressourcen (am Beispiel von Erdöl).....	68
Abbildung 6: Technische Schätzung gegenüber verschiedenen politischen Schätzungen.....	71
Abbildung 7: Erdgas weltweit nach BGR (2009) ohne Aquifergase und Methanhydrate.....	73
Abbildung 8: Konzentration der globalen Erdgasressourcen.....	77
Abbildung 9: Konzentration der weltweiten Kohleflözgasreserven.....	78
Abbildung 10: Ressourcen an Kohleflözgas, in Tcm.....	78
Abbildung 11: Regionale Verteilung von Gasvorkommen in dichten Lagerstätten.....	79
Abbildung 12: Verteilung von erwiesenen und vermuteten Methanhydratlagerstätten.....	81
Abbildung 13: R/P-Ratio verschiedener Regionen.....	82
Abbildung 14: Kumulierter Erdgasbedarf bis 2030 und 2050.....	84
Abbildung 15: Kumulierter Erdgasbedarf 2030 und 2050 (EU / OECD-Europa).....	85
Abbildung 16: Die wichtigsten Erdgas-Handelsströme.....	99
Abbildung 17: Transportkosten Pipeline vs. LNG.....	103
Abbildung 18: Entwicklung der internationalen Gaspreise, 2007 bis 2009.....	107
Abbildung 19: Gaskonsum ausgewählter westeuropäischer Staaten 1965-2008.....	113
Abbildung 20: Gaskonsum ausgewählter osteuropäischer Staaten 1965-2008.....	116
Abbildung 21: EU Gross Inland Consumption 2007.....	118
Abbildung 22: Erdgasproduktion ausgewählter EU-Mitglieder (1970-2008).....	119
Abbildung 23: Entwicklung der Erdgasproduktion gegenüber des durch Importe zu deckenden Bedarfs, EU27 (1997-2008).....	120
Abbildung 24: Anteil am EU Gesamtimport 2007 nach Ursprungsland.....	120
Abbildung 25: Anteile von russischem Erdgas, 1990-2007.....	122
Abbildung 26: Russische Pipelines in westliche Richtung.....	130
Abbildung 27: Anteil russischen Erdgases am Gasverbrauch der EU-Mitglieder, 2007.....	133
Abbildung 28: Anteile von norwegischem Erdgas, 1990-2007.....	134
Abbildung 29: Die norwegischen Gaspipelines in Europa.....	135
Abbildung 30: Anteil norwegischen Erdgases am Gasverbrauch der EU-Mitglieder, 2007.....	139
Abbildung 31: Anteile von algerischem Erdgas, 1990-2007.....	140
Abbildung 32: Die Pipelineverbindungen zwischen Algerien und Europa.....	141
Abbildung 33: Anteil algerischen Erdgases am Gasverbrauch der EU-Mitglieder, 2007.....	147
Abbildung 34: Anteile von nigerianischem Erdgas, 1990-2007.....	148
Abbildung 35: Anteile von libyschem Erdgas, 1990-2007.....	150
Abbildung 36: Anteil von ägyptischem Erdgas, 1990-2007.....	152
Abbildung 37: Anteile von katarischem Erdgas, 1990-2007.....	154
Abbildung 38: Energiepolitisches Zieldreieck der EU.....	159
Abbildung 39: Verlauf der Nord Stream Pipeline.....	185
Abbildung 40: Yamal II – Pipeline und Amber Projekt, grober Streckenverlauf.....	187
Abbildung 41: ITGI- / Poseidon-Pipelineprojekt.....	189
Abbildung 42: Streckenführung der TAP.....	191
Abbildung 43: Verlauf der Nabucco-Pipeline.....	196
Abbildung 44: Die South Stream-Pipeline.....	197
Abbildung 45: Russische Erdgasfördergebiete sowie wichtige russische Pipelines.....	234

Abbildung 46: Die russische Energiematrix, 2007.....	237
Abbildung 47: Erdgasproduktion und -verbrauch der Russischen Föderation, 1985-2008....	238
Abbildung 48: Gazprom-Exporte 2002-2008, in Bcm.....	245
Abbildung 49: Exporte russischen Erdgases 2000 bis 2008, in Bcm.....	246
Abbildung 50: Investitionsbedarf im russischen Gassektor nach ES-2030 und IEA, in Mrd. US\$.....	253
Abbildung 51: Die Bedeutung des Energiesektors in der russischen Energiestrategie.....	257
Abbildung 52: Gazprom-Absatz 2008 in %.....	263
Abbildung 53: Gazprom-Einnahmen 2008 in %.....	263
Abbildung 54: Erdgasproduktion und -verbrauch in Norwegen, 1990-2008 in Bcm.....	299
Abbildung 55: Norwegische Erdgasexporte 2008 in Bcm.....	299
Abbildung 56: Norwegischer Gasabsatz inkl. Prognose bis 2020.....	301
Abbildung 57: Die Bedeutung des Energiesektors in Norwegen.....	302
Abbildung 58: Die Organisation des staatlichen Energiesektors in Norwegen.....	308
Abbildung 59: Die norwegischen und russischen Sektoren der Barentssee.....	311
Abbildung 60: Erdöl- und Erdgasfelder sowie Energieinfrastruktur Algeriens.....	322
Abbildung 61: Erdgasproduktion der nordafrikanischen Staaten 1980-2008.....	331
Abbildung 62: Algerische Erdgasexporte 2007 in Bcm.....	335
Abbildung 63: Lybische Exporte in 2008 in Bcm.....	338
Abbildung 64: Ägyptische Erdgasexporte LNG & Pipeline in 2008.....	339
Abbildung 65: LNG & Pipelineexporte nordafrikanischer Staaten 2008 in Bcm.....	341
Abbildung 66: Jährliches Gesamtexportpotential der nordafrikanischen Staaten 2030, in Bcm .....	342
Abbildung 67: Nigerianische Erdgasproduktion 2008 in Bcm .....	368
Abbildung 68: Nigerianische LNG Exporte 2008 in Bcm .....	369
Abbildung 69: Verlauf der WAGP.....	370
Abbildung 70: Grober Verlauf der TSGP .....	371
Abbildung 71: Zentralasiatische Reserven und Ressourcen 2008 .....	388
Abbildung 72: Erdgasproduktion kaspischer Staaten 1985-2008 in Bcm .....	393
Abbildung 73: Erdgasproduktion vs. -verbrauch 2008 in Bcm .....	394
Abbildung 74: Gasfelder sowie ausgewählte Pipelines und Pipelineprojekte in der Region	395
Abbildung 75: Die kaspischen Erdgasexporte 2008 in Bcm.....	404
Abbildung 76: Das katarische North Field und dessen Verlängerung auf iranischen Gewässern .....	439
Abbildung 77: Reserven und Ressourcen der drei Golfstaaten.....	441
Abbildung 78: Erdgasproduktion der drei Golfstaaten 1996-2008 in Bcm (marketed production) .....	445
Abbildung 79: Erdgasproduktion und -verbrauch in den drei Golfstaaten 2008 in Bcm .....	448
Abbildung 80: Die Dolphin Pipeline.....	450
Abbildung 81: Die IPI-Pipeline.....	452
Abbildung 82: Produktions- und Exportpläne Katars .....	464
Abbildung 83: Produktionsziel der Islamischen Republik Iran bis 2020.....	467
Abbildung 84: Produktionsziele des Irak .....	468
Abbildung 85: Erdgasproduktion und -verbrauch der Ukraine 1985-2008 in Bcm.....	488
Abbildung 86: Das ukrainische Gastransportsystem .....	492
Abbildung 87: Erdgastransit durch das ukrainische Pipelinenetz .....	493
Abbildung 88: Route und Alternativroute des White Stream Projekts .....	497
Abbildung 89: Ursprung der türkischen Erdgasimporte 2008 .....	515
Abbildung 90: Aktueller Erdgasverbrauch und mögliche Entwicklung in der Türkei in Bcm .....	516
Abbildung 91: Das türkische Pipelinenetz: Länge des Netzes und Pipelines im Bau .....	518

Abbildung 92: Wichtige internationale Pipelineprojekte durch die Türkei .....	523
Abbildung 93: Kostenverteilung im Gassektor (Russ., Ukr., EU) .....	564
Abbildung 94: Kostenverteilung im Gassektor (Nor., EU) .....	566
Abbildung 95: Kostenverteilung im Gassektor (Nordafrika, Nigeria, EU) .....	574
Abbildung 96: Kostenverteilung im Gassektor (kasp. & zentrala. Staaten, EU) .....	581
Abbildung 97: Kostenverteilung im Gassektor (Golfstaaten, EU) .....	586
Abbildung 98: Anteile der OPEC und des GECF .....	598
Abbildung 99: Atlantischer LNG Markt .....	609
Abbildung 100: Anteile der Gas-Troika .....	613
Abbildung 101: Anteile einer Kooperation zwischen Russland-Algerien .....	619
Abbildung 102: Kostenentwicklung der EU und der Produzenten im G4-Szenario .....	653

### Abkürzungsverzeichnis

Bcm	Milliarden Kubikmeter (Billion Cubic Meters)
ACG	Azeri-Chirag-Guneshli-Felderkomplex
AIOC	Azerbaijan International Operating Company
AKP	Partei für Gerechtigkeit und Aufschwung, Türkei (Adalet ve Kalkınma Partisi)
APICORP	Arab Petroleum Investment Corporation
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BG	British Gas
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BOTAS	Türkischer Gasversorger und Pipelinebetreiber (Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi)
BTC-Pipeline	Baku-Tiflis-Ceyhan-Ölpipeline
BTE-Pipeline	Baku-Tbilisi-Erzurum-Pipeline (auch SCP)
Btu	British Thermal Unit
CAC-Pipeline	Central Asia-Center-Pipeline
CBM	Coalbed Methane
CCGT	Combined-Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
Cedigaz	Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux
CMM	Coal-Mine Methane
CNG	Compressed Natural Gas
CNPC	China National Petroleum Corporation
CSD	Commission on Sustainable Development
CSM	Coal-Seam Methane
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DEPA	Griechischer Gasversorger (Δημόσια Επιχείρηση Αερίου)
E&P	Exploration und Produktion
ECSEE	Energy Community of South East Europe
ECT	Energy Charter Treaty
EdF	Electricite de France

EETT	European Energy and Transport Trends
EGL	Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg
EIA	Energy Information Administration
EMRA	Türkische Regulierungsbehörde (Energy Market Regulatory Authority)
Eni	Italienischer Energiekonzern (Ente Nazionale Idrocarburi)
ENTSO	European Network of Transmission System Operators
ETS	(European) Emission Trading System
FAS	Russisches Kartellamt (Federal Antimonopoly Service)
FOU	Full Ownership Unbundling
Galsi	Algerien-Italien-Gaspipeline (Gasdotto Algeria Sardegna Italia)
GCC	Gulf Cooperation Council
GD	Generaldirektionen
GdF Suez	Gaz de France Suez
GECF	Gas Exporting Countries Forum
GtL	Gas-to-Liquids
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
IEA	International Energy Agency
IEO	International Energy Outlook
IGAT	Iranian Gas Trunkline
IGB	Interconnector Greece-Bulgaria
IGI	Interconnector Greece-Italy
ISO	Independent System Operator
ITGI	Interconnection Turkey-Greece-Italy
ITO	Independent Transmission Operator
JV	Joint-Venture
KMG	KazMunaiGaz
KNOC	Korea National Oil Corporation
LNG	Liquified Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
Mcm	Tausend Kubikmeter
mmtpa	million metric tonnes per annum
MoU	Memorandum of Understanding
MW	Megawatt
NAP	National Allocation Plan
NCOC	North Caspian Operating Company
NCS	Norwegian Continental Shelf
NETS	New European Transmission System
NIGEC	National Iranian Gas Export Company
NIS	Serbischer Energieversorger (Naftna Industrija Srbije)

NNPC	Nigerian National Petroleum Corporation
NOC	National Oil Corporation (Libya)
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
OCCGT	Open-Cycle Gas Turbine
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OME	Observatoire Méditerranéen de l'Énergie
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
OSZE	Organisation für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa (Energy Charter) Protocol on Energy Efficiency and Related Environmental Aspects
PEERA	
PGC	Potential Gas Committee
PGNiG	Polnischer Gasversorger (Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo)
PIP	Priority Interconnection Plan
PKA	Partnerschafts- und Kooperationsabkommen
PKK	Arbeiterpartei Kurdistans (Partiya Karkerên Kurdistan)
PSA	Production Sharing Agreement
PSC	Production Sharing Contracts
R/P-Ratio	Reserves-to-production-ratio
RGW	Rat für Gegenseitige Wirtschaftshilfe
SCO	Shanghai Cooperation Organization
SCP	South Caucasus-Pipeline (auch BTE-Pipeline)
SDFI	State's Direct Financial Interest (Norwegen, Statens direkte økonomiske engasjement)
SKV	Sakhalin-Khabarovsk-Vladivostok-Gaspipeline
SNG	Synthetic Natural Gas / Substitute Natural Gas
SOCAR	Aserbaidshische Energiegesellschaft (State Oil Company of Azerbaijan Republic)
Sonatrach	Algerische Energiegesellschaft (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures s.p.a.)
SPE	Society of Petroleum Engineers
SWG	Shallow Water Guneshli (Gasfeld)
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TCA	Trade and Cooperation Agreement
TCGP	Trans-Caspian Gas Pipeline
Tcm	Billionen Kubikmeter (Trillion Cubic Meters)
TGI	Turkey-Greece Interconnector
THG	Treibhausgase
TJ	Terajoule
ToP	Take-or-Pay
TPAO	Türkisches Energieunternehmen (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı)
TSGP	Trans-Saharan Gas Pipeline

TSO	Transmission System Operator
ÜES2	Zweite Überprüfung der Energiestrategie (Second Strategic Energy Review)
UGSS	Russisches Pipelinenetz (Unified Gas Supply System)
VNG	Verbundnetz Gas
WAGP	West African Gas-Pipeline
WEIO	World Energy Investment Outlook
WEO	World Energy Outlook
WLGP	Western Libya Gas Project
WTO	World Trade Organization

## **1. Einleitung**

Besonders bedeutende Güter werden oft als strategische Güter bezeichnet. Die Bedeutung dieser Güter rührt von ihrer Schlüsselrolle für die Umsetzung gewisser Aufgaben, Ziele oder Strategien her, da das Vorhandensein strategischer Güter in ausreichenden Mengen direkten und meist überdurchschnittlichen Einfluss auf den Erfolg dieser hat. Strategische Güter gibt es zudem meist nur in begrenzten Mengen und nicht selten sind sie weltweit ungleich verteilt oder schwer erhältlich. Typische strategische Güter sind neben bestimmten Hochtechnologien oder Waffensystemen verschiedenste Rohstoffe, besonders Energierohstoffe. Energierohstoffe sind sowohl für den, der sie besitzt und produziert als auch für den, der sie braucht und möglicherweise importieren muss von herausragender Bedeutung. Staaten, die reich an natürlichen Energieressourcen sind, hängen oft von den Einnahmen aus dem Export dieser Ressourcen ab. Nicht selten machen die Erlöse aus diesem Geschäft einen erheblichen Teil ihres Bruttoinlandsproduktes aus und die Einnahmen aus dem Export werden oft dringend für die sozioökonomische Entwicklung des Landes gebraucht. Gleichzeitig werden die Energieressourcen auch zur Durchsetzung außenpolitischer Ziele eingesetzt, also als direkte Machtressource verwendet. Staaten, die auf Energieimporte zurückgreifen müssen, um ihren Bedarf zu decken, sind auf eine sichere Versorgung mit diesen Ressourcen angewiesen. Energieressourcen haben stets direkten Einfluss auf mikro- und makroökonomische Variablen, darüber hinaus aber auch auf die Sicherheit der Staaten, z. B. auf ihre militärischen Fähigkeiten. Energie ist also nicht nur ein strategisch-ökonomisches, sondern auch ein (sicherheits-) politisches Gut. Für jene Staaten aber, die nicht selbst über genügend Ressourcen verfügen, ist die Sicherheit der Versorgung mit Energieressourcen von vitalem Interesse.<sup>1</sup>

### **1.1 Darstellung der Ausgangssituation: Europas Energieversorgung, ein Überblick**

Die Europäische Union ist nicht in der Lage, sich selbstständig mit Energie bzw. Energieträgern zu versorgen. Mehr noch, die Union ist bereits zum größten Energieimporteur weltweit geworden und könnte bis 2030 gezwungen sein, über 70% der benötigten Energie zu importieren. Wichtigster Energieträger in Europa ist bei weitem Öl, das über 36% des Energieverbrauchs ausmacht. Während Kohle auf einen Anteil von 18% kommt, machen Kernenergie und erneuerbare Energien lediglich 13% bzw. knapp 8% des europäischen

---

<sup>1</sup> Vgl. Van der Linde, Coby: Study on Energy Supply Security and Geopolitics, Institute for International Relations 'Clingendael', Den Haag 2004, S. 31.

Energiemixes aus. Erdgas erfreut sich aus verschiedenen Gründen seit den 70er Jahren wachsender Beliebtheit, besonders zur Stromerzeugung. In der EU konnte es seinen Anteil in den letzten Jahren, vor allem auf Kosten der Kohle, stetig ausbauen, so dass Erdgas zum zweitwichtigsten Energieträger avancieren konnte und nun 24% der verbrauchten Energie in Europa stellt.<sup>2</sup> Gegenwärtig verbraucht die Europäische Union rund 490 Milliarden Kubikmeter (Bcm) Erdgas im Jahr.<sup>3</sup>

Noch ist die Versorgungslage der Union relativ entspannt, denn knapp 39% des Verbrauchs können noch durch eigene Förderung gedeckt werden (wichtige Förderländer sind z. B. Großbritannien, Niederlande, Deutschland, Italien, Dänemark). Der Rest des Bedarfs wird vor allem durch Importe aus Russland, Norwegen und Algerien importiert.<sup>4</sup> Ein wachsender Teil der Gesamtimporte werden als LNG (Flüssigerdgas: Liquefied Natural Gas) v. a. aus Afrika und dem Nahen Osten eingeführt. Doch der Verbrauch von Erdgas ist in der Vergangenheit kontinuierlich angestiegen, ein Trend, der sich möglicherweise auch in Zukunft fortsetzen könnte. Denn im Zuge der CO<sub>2</sub>-Debatte hat Erdgas bereits anderen fossilen Energieträgern Anteile abnehmen können, die nicht so sauber wie Gas verbrennen. Als Konsequenz erwarten viele, dass der Erdgaskonsum, sowohl relativ in Bezug auf den Gesamtenergieverbrauch als auch absolut, steigen wird. Obwohl die Erdgasförderung der EU in den letzten Jahren weitestgehend stabil geblieben ist, erwartet Brüssel, dass der steigende Verbrauch nicht durch eigenes Gas zu decken sein wird. Die relativ geringen Erdgasreserven der EU könnten bereits bis 2030 zu einer Halbierung der Erdgasförderung in der Union führen. Die Folge hiervon könnte eine Verdoppelung der Importe bis 2030 sein.<sup>5</sup>

## **1.2 Motivation der Themenwahl: Erdgas heute und kommende Herausforderungen**

Nach den Ölkrisen der 70er half Erdgas, die Energiesicherheit der vorher von Ölimporten hochgradig abhängigen europäischen Konsumentenstaaten zu erhöhen. Heute hat sich dieses Bild entscheidend geändert. In Europa ist spätestens seit den Unterbrechungen der russischen Gaslieferungen während der russisch-ukrainischen Gaskonflikte von 2005/2006 und 2009 das Thema der Versorgungssicherheit in den Vordergrund gerückt. Die Befürchtung, durch den Einsatz von Erdgas als politisches Druckmittel erpressbar zu werden, ist seitdem annähernd omnipräsent. Weltweit steigende Energiepreise verstärkten dieses Gefühl noch weiter. Auch

---

<sup>2</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007. 2009 Edition, Luxemburg 2009, S. 10.

<sup>3</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, London 2009, S. 27.

<sup>4</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17.

<sup>5</sup> Vgl. Europäische Kommission: Annex to the Greenpaper, Dokument SEC(2006) 317/2, Brüssel 2006, S. 18f, unter: [http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006\\_03\\_08\\_gp\\_working\\_document\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_working_document_en.pdf), 05.05.2007.



die grundsätzliche Endlichkeit fossiler Energieträger wie Erdgas wird immer wieder in der Öffentlichkeit als Risiko thematisiert. Als Herausforderung erscheint auch eine durch mangelnde Investitionen in den Förderländern erzeugte Verknappung des Rohstoffs. Der Eintritt neuer Staaten in den Wettbewerb um den Zugang zu den weltweiten Gasvorkommen wird als weitere Gefahr empfunden. Aufstrebende Volkswirtschaften wie China oder Indien könnten hierbei den europäischen Staaten Marktanteile bei den Förderländern abnehmen, so dass Europas Bedarf in Zukunft nicht mehr gedeckt werden könnte. Gleichzeitig gibt es Befürchtungen, die Marktliberalisierung könnte die Versorgungssituation der EU gegenüber Akteuren aus den Lieferstaaten schwächen.

Die Bildung eines Gas-Kartells, nach Vorbild der OPEC, wird mittelfristig von weiten Kreisen als möglich angesehen. Entsprechend werden die seit 2001 regelmäßig stattfindenden Treffen des GECF (Gas Exporting Countries Forum) von den großen Konsumentenstaaten mit Skepsis betrachtet. Unter den Mitgliedstaaten des GECF befinden sich einige der größten Erdgasproduzenten der Welt. Diese Förderländer kontrollieren etwa 70% der weltweiten Erdgasreserven und gehören allesamt nicht der OECD an. Zu diesen Ländern zählen u. a. Venezuela und Iran, die sich besonders durch ihre anti-westliche Gesinnung auszeichnen, aber auch Russland und Algerien, die nicht durch ihre „demokratische Reife“ auffallen, jedoch besonders für die europäische Gasversorgung eine überaus wichtige Rolle spielen. Obwohl das GECF offiziell keine Kartellbildung im Gassektor anstrebt, steht es bei vielen der wichtigsten Gaskonsumenten unter Generalverdacht, die Vorstufe einer Art „Gas-OPEC“ zu sein.<sup>6</sup> Die Sorge, man könnte nach einer möglichen Kartellbildung im Gassektor einem übermächtigen Akteur ausgeliefert sein, lässt bei vielen Erinnerungen an die Ölkrise der 70er Jahre aufkommen.

### **1.3 Fragestellung der Arbeit**

Steigende Importabhängigkeit, hohe Energiepreise, stärkerer internationaler Wettbewerb um die weltweiten Gasressourcen, die Liberalisierung des EU-Gasmarktes und eine mögliche Kartellbildung im Gassektor stellen einige der Herausforderungen für die zukünftige Sicherheit der europäischen Gasversorgung dar. In diesem Kontext stellt sich unweigerlich die Frage nach dem Zustand der aktuellen Energiesicherheit in Bezug auf Erdgas: Wie sicher ist die Versorgung der EU? Besitzt Europa den nötigen Handlungsraum, um unter den sich

---

<sup>6</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum: Is it really a Gas OPEC in the making?, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2006, S. 1, 12ff.

verschärfenden Rahmenbedingungen für Energiesicherheit zu sorgen? Und wie könnte sich die Situation in Zukunft entwickeln, z. B. bei einer Kartellbildung im Gassektor?

#### **1.4 Traditionelle Ansätze zur Untersuchung von Energiesicherheit**

Es gibt viele Ansätze, um die Energiesicherheit von Staaten – oder von Akteuren im Allgemeinen – zu untersuchen. Diese Vielzahl rührt daher, dass es keine allgemeingültige Definition für Energiesicherheit gibt und dass Energiefragen in verschiedenen Disziplinen unterschiedlich thematisiert werden. Entsprechend werden je nach Verständnis verschiedene Aspekte in den Mittelpunkt gerückt. Oft werden bei den einzelnen Ansätzen z. B. nicht alle Energieträger berücksichtigt, sondern nur ein Energieträger in den Mittelpunkt gestellt. Die meisten Ansätze unterscheiden sich aber vor allem durch die Betonung entweder wirtschaftlicher oder sicherheitspolitischer Aspekte. In dieser Hinsicht unterscheiden sich die Ansätze auch durch die ihnen zugrundeliegenden theoretischen Wurzeln. Während diejenigen Ansätze, die eher wirtschaftliche Aspekte betonen, dem Liberalismus nahe stehen, bedienen sich Ansätze, bei denen sicherheitspolitische Themen zentral sind, realistischer oder neo-realistischer Weltbilder.

Unter jenen Ansätzen, die besonders die wirtschaftlichen Aspekte von Energiesicherheit betonen, gibt es sowohl qualitative als auch quantitative. Einige quantitative Ansätze versuchen, z. B. über Indices und Modelle, eine Aussage zur sicherheitsenergetischen Situation zu formulieren. Einen interessanten und umfassenderen quantitativen Ansatz bietet der Weltenergieerat (World Energy Council). Für die Erstellung eines sogenannten „Verwundbarkeitsindex“ sollen alle für die Energiesicherheit relevanten Faktoren erfasst und gewichtet werden. Auf diesem Weg sollen die Risiken für die Energieversorgung dargestellt und die Verwundbarkeit derselben gemessen werden. Tatsächlich ist dieser Index multi-dimensional konzipiert und berücksichtigt eine ganze Reihe von Faktoren. Trotz der enormen Komplexität kann der Index zur Erstellung von Vergleichen gut genutzt werden. Allerdings erscheint der Versuch befremdlich, die Wahrscheinlichkeit geopolitischer Risiken wie Kriege über Bewertungen am Markt (sog. Market Based Energy Security Indicators) zu berücksichtigen.<sup>7</sup> Diese Ansätze können – und wollen – jedoch insgesamt der Komplexität der Problematik nicht gerecht werden.

---

<sup>7</sup> Vgl. World Energy Council: Europe's Vulnerability to Energy Crises, London 2008, S. 6-21.

Qualitative Untersuchungen von Energiesicherheit sind gängige Praxis, besonders wenn konkrete Handlungsempfehlungen ausgesprochen werden sollen.<sup>8</sup> Jene Untersuchungen, die wirtschaftliche Aspekte hervorheben, betonen die Bedeutung offener Märkte und sehen neben der Liberalisierung z. B. das Aushandeln angemessener Vertragsmodalitäten unter den beteiligten Akteuren als Garanten für Energiesicherheit. Hauptinstrument zur Erhöhung der Energiesicherheit ist in den meisten Fällen die Diversifizierung des Bezugportfolios. Politische Sachverhalte werden meistens bei diesen Untersuchungen nicht berücksichtigt. Giacomo Luciani z. B. hält gute zwischenstaatliche Beziehungen prinzipiell zwar für wichtig, doch stünden diese außerhalb von sicherheitsenergetischen Fragestellungen und müssten entsprechenden separat untersucht werden.<sup>9</sup>

Neben der Diversifizierung werden auch weiterreichende Marktformen in liberalisierten Märkten als Schlüssel für eine höhere Energiesicherheit gesehen. Pierre Noël betont wie Luciani die Bedeutung eines wettbewerbsfähigen Gasmarktes, besonders in Europa. Er sieht jedoch im konkreten Fall der EU keine Notwendigkeit einer weiteren Diversifizierung, sondern eher einer Defragmentierung des Marktes. Noël spricht auch die Beziehungen zwischen der EU und der Russischen Föderation an. Er hält die Betonung geopolitischer Fragen und die wiederholte Thematisierung der europäischen Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen für verfehlt. Die Antwort besteht für Noël in der Entpolitisierung der Energiesicherheit durch die Reform und Integration des europäischen Gasmarktes.<sup>10</sup>

Gelegentlich werden auch politische Themen in Arbeiten angeschnitten, die Energiesicherheit primär unter wirtschaftlichen Aspekten untersuchen. Dominique Finon und Catherine Locatelli sehen z. B. in der Stärkung des Marktes, neben dem Ausbau der intra-europäischen Gasinfrastruktur, die beste Möglichkeit zur Erhöhung der Energiesicherheit. Sie betonen aber auch die Abhängigkeit erdgasexportierender Staaten von ihren Exportmärkten. Dies gelte insbesondere für die Beziehung zwischen Russland und dem europäischen Markt. Dabei ignorieren Finon und Locatelli keineswegs politische, geopolitische oder historische Faktoren, die bei den Energiebeziehungen von Bedeutung sein können. Sie sind jedoch davon überzeugt, dass sich – zumindest bezüglich der Gasbeziehungen EU-Russland – durch die Reform und Integration des Marktes die Interdependenz zwischen beiden Akteuren deutlich

---

<sup>8</sup> Vgl. Bertel, Evelyne: Nuclear energy and the security of energy supply, in: OECD Nuclear Energy Agency (Hrsg.), NEA News, Vol. 23 Nr. 2, Issy-les-Moulineaux 2005, S. 5, unter: <http://www.nea.fr/html/pub/newsletter/2005/nea-news-23-2.pdf>, 02.04.2007.

<sup>9</sup> Vgl. Luciani, Giacomo: Security of Supply for Natural Gas Markets. What is it and what is it not?, Centre for European Policy Studies, INDES Working Papers, Brüssel 2004.

<sup>10</sup> Vgl. Noël, Pierre: Beyond Dependence: How to deal with russian gas, European Council on Foreign Relations, Policy Brief, ECFR/09, London 2008.

zugunsten der EU entwickelt hat. Die wirtschaftliche Interdependenz im Gassektor könnte dadurch geopolitische Themen ausgleichen.<sup>11</sup>

In den letzten Jahren hat die Anzahl der Arbeiten, die politische und geopolitische Aspekte in den Vordergrund stellen zugenommen. Dies gilt besonders seit den Anschlägen des 11. Septembers und im Gasbereich seit der ukrainisch-russischen Gaskrise von 2005/06. Während die meisten Vertreter der wirtschaftlichen Perspektive zumindest noch das Kooperationspotential zwischen den Akteuren betonten, sehen Vertreter politischer und geopolitischer Aspekte v. a. das Krisen- und Konfliktpotential bei dem Versuch Energiesicherheit herzustellen. Staatliche Interessen und der Wettbewerb um den Zugang zu knapper werdenden Energieressourcen stehen oft im Mittelpunkt der Beobachtungen.

Jonathan Stern vom Oxford Institute for Energy Studies hat in der Vergangenheit stets die Wichtigkeit der Märkte für eine sichere Energieversorgung hervorgehoben. Für die Verschlechterung der Energiesicherheit, besonders im europäischen Gassektor, macht er jedoch hauptsächlich geopolitische Faktoren verantwortlich.<sup>12</sup> Auch Daniel Yergin erachtet wirtschaftliche Faktoren und vor allem gut funktionierende Märkte für eine sichere Energieversorgung als unerlässlich, meint aber, dass „[...] *the real risk to supplies over the next decade or two is [...] geopolitics.*“<sup>13</sup> Besonders die Konzentration der Energieressourcen wird sicherheitspolitische Faktoren in Zukunft an Bedeutung gewinnen lassen. Bedrohungen der Energiesicherheit westlicher Industrieländer sieht Yergin z. B. durch erhöhten Wettbewerb mit Schwellenländern, durch anti-westliche Regierungen in Förderländern, im internationalen Terrorismus und durch innerstaatliche Konflikte in wichtigen Förderregionen.<sup>14</sup>

In diesem Zusammenhang wird oft das steigende Konfliktpotential hervorgehoben. Wie auch andere sieht Michael T. Klare eine enge Verknüpfung zwischen Sicherheitspolitik und Energiesicherheit. Er sieht sogar eine militärische Dimension von Energiesicherheit, die für importabhängige Staaten bedeutsam sei. Staaten hätten ein Interesse daran, auch militärisch

---

<sup>11</sup> Vgl. Finon, Dominique / Locatelli, Catherine: Russian and European gas interdependence. Can market forces balance out geopolitics?, Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale, Cahier de Recherche LEPII, Série EPE, Nr. 41, Grenoble 2007.

<sup>12</sup> Vgl. Stern, Jonathan: The New Security Environment for European Gas: Worsening Geopolitics and Increasing Global Competition for LNG, Oxford Institute for Energy Studies, NG 15, Oxford 2006.

<sup>13</sup> Yergin, Daniel: Energy Security and Markets, in: Jan H. Kalicki / David L. Goldwyn (Hrsg.), Energy and Security, Toward a New Foreign Policy Strategy, Washington 2005, S. 51.

<sup>14</sup> Vgl. Yergin, Daniel: Ensuring Energy Security, in: Foreign Affairs, Vol. 85, Nr. 2, März/April 2006, S. 69-82.

für die Sicherheit von exportierenden Staaten und von Transportwegen zu sorgen.<sup>15</sup> John Deutsch und James R. Schlesinger sehen eine wichtige Rolle des Militärs bei der Erhaltung von Energiesicherheit, v. a. für die USA. Bezüglich der Rohölversorgung erklären sie: „*As the world market [...] relies on increasingly distant sources of supply, often in insecure places, the need to protect the production and transportation infrastructure will grow.*“<sup>16</sup> [...] *U.S. naval protection of the sea-lanes [...] is of paramount importance.*<sup>17</sup>

Dagegen versuchen andere, nicht die Militarisierung von Energiesicherheit zu betonen, sondern sehen in der Internationalisierung und Globalisierung von sicherheitsenergetischen Fragen deutlichen Raum zum Kooperieren. Yergin betont deshalb die Festigung und Stabilisierung der Beziehungen zwischen Importeuren und Exporteuren. Dies hätte oberste Priorität, um Energiesicherheit zu erlangen.<sup>18</sup>

Unter den Energieexperten, die sicherheits- und geopolitische Faktoren in den Mittelpunkt ihrer Untersuchungen stellen, befindet sich auch Frank Umbach. Wie auch andere sieht er in dem sich verschlechternden geopolitischen Umfeld die größte Herausforderung für die Energiesicherheit westlicher Staaten. Er konzentriert sich dabei u. a. auf Gefahren durch den Terrorismus, innerstaatliche Konflikte oder ethnische und demographische Instabilitäten, er berücksichtigt aber auch den zunehmenden Energiebedarf aufstrebender Schwellenländer.<sup>19</sup> Deutlicher als andere stuft Umbach die geopolitische Komponente höher als die wirtschaftliche ein. Unter anderem meint er, dass Energiekonzerne im aktuellen Umfeld die Energiesicherheit des Westens nicht mehr gewährleisten können. Auch hält er eine gegenseitige Abhängigkeit zwischen Importeuren und Exporteuren (konkret zwischen Russland und Europa) für einen „Mythos“.<sup>20</sup>

Die folgende Arbeit möchte die Frage der europäischen Energiesicherheit in Bezug auf Erdgas untersuchen. Sie verfolgt einen qualitativen Ansatz und möchte einen Beitrag leisten,

---

<sup>15</sup> Vgl. Klare, Michael T.: *Blood and Oil: The Dangers and Consequences of America's Growing Dependency on Imported Petroleum*, New York 2004; und ebd., *Energy Security*, in: Paul D. Williams (Hrsg.), *Security Studies: An Introduction*, Abingdon/New York 2008, S. 487.

<sup>16</sup> Deutsch, John / Schlesinger, James R.: *National Security Consequences of U.S. Oil Dependency*, Report of an Independent Task Force, Independent Task Force Report Nr. 58, Council on Foreign Relations, New York 2006, S. 23.

<sup>17</sup> Ebd., S. 30.

<sup>18</sup> Vgl. Yergin, Daniel: *Ensuring Energy Security*, S. 69-82.

<sup>19</sup> Vgl. Umbach, Frank: *Globale Energiesicherheit. Strategische Herausforderungen für die europäische und deutsche Außenpolitik*, München 2003.

<sup>20</sup> Vgl. Ders., *Europas nächster Kalter Krieg. Die EU braucht Endlich ein Konzept zur Versorgungssicherheit*, in: *Internationale Politik*, Februar 2006, S. 6-14 oder auch ders., *Energiesicherheit im 21. Jahrhundert. Die verkannte Bedeutung der zukünftigen Versorgungssicherheit*, in: Lutz Kleinwächter (Hrsg.), *Deutsche Energiepolitik, Internationale Probleme und Perspektiven* Nr. 16, Brandenburgische Landeszentrale für Politische Bildung, Potsdam 2007, S. 12-37.

der keine Perspektive im Vorhinein besonders hervorhebt. Sowohl ökonomische als auch sicherheits- bzw. geopolitische Faktoren sollen weitestgehend gleichwertig berücksichtigt werden. Wie sich zeigen wird, ist dies auch erforderlich, um ein umfassendes Verständnis der europäischen Gasversorgungssicherheit zu erhalten. Hierzu soll auf die Interdependenztheorie zurückgegriffen werden, durch die sowohl ökonomische als auch politische Sachverhalte angemessen analysiert werden können. Die Berücksichtigung ökonomischer und sicherheits- bzw. geopolitischer Faktoren ist, trotz der Beschränkung auf den Gasbereich, aufgrund der zu untersuchenden Datenmengen nicht unproblematisch. Die Darstellung des komplexen Themenbereichs erfordert eine hierfür geeignete Darstellungspraxis. Diese Arbeit greift hierfür auf die sogenannte Dichte Beschreibung zurück. Interdependenzansatz und Dichte Beschreibung werden im folgenden Kapitel näher erläutert.

## **2. Vorgehen zur Untersuchung der europäischen Energiesicherheit**

Das Thema Energiesicherheit ist, auch wenn man es auf Erdgas und auf die Europäische Union begrenzt, äußerst komplex und facettenreich. Diese Komplexität hat sich bereits abgezeichnet und liegt z. B. in der Eigenschaft von Erdgas als strategisches Gut, der unterschiedlichen Bedeutung des Rohstoffs für verschiedene Akteure sowie dessen verschiedenen Einsatzbereiche begründet. Zudem kann der Begriff Energiesicherheit verschiedenes bedeuten und aus mehreren Perspektiven untersucht werden. Die Risiken für eine sichere Versorgung sind unterschiedlichster Art, haben verschiedene Ursachen und können sich an verschiedenen Orten ereignen.

Um den Zustand der europäischen Energiesicherheit zu untersuchen, konkrete Herausforderungen für die europäische Versorgung mit Erdgas ausmachen und bewerten zu können oder gar einen Blick in zukünftige Entwicklungen zu wagen, ist es notwendig, sich für einen geeigneten Analyseansatz zu entscheiden.

### **2.1 Der Interdependenzansatz**

Wie bereits erwähnt, muss sich der Ansatz sowohl für die Untersuchung wirtschaftlicher als auch politischer Faktoren eignen, weswegen diese Arbeit auf die Interdependenzanalyse zurückgreift. Besonders einflussreich war der von Robert O. Keohane und Joseph Nye vertretene Interdependenzansatz. Im Folgenden wird dieser kurz vorgestellt.

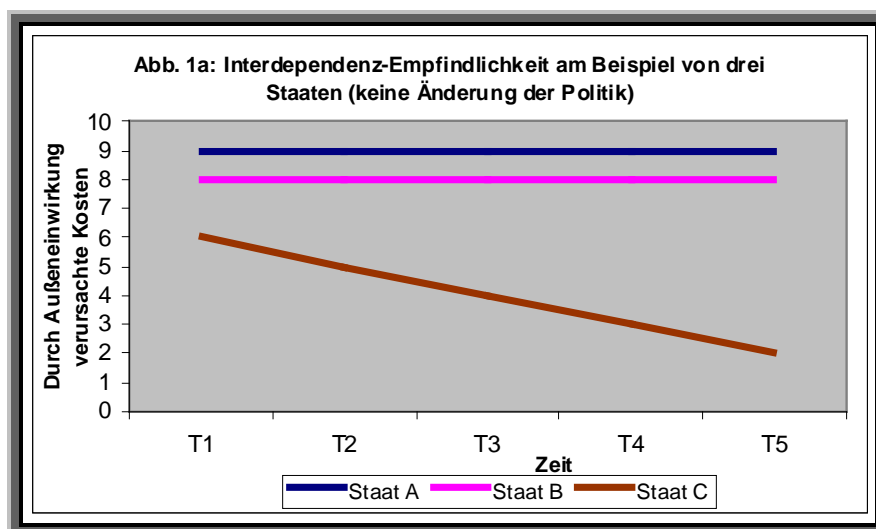
#### **2.1.1 Der Interdependenzansatz nach Keohane und Nye**

Die Interdependenz hat in den Internationalen Beziehungen besonders in den Sechziger und Siebziger Jahren vor dem Hintergrund weltwirtschaftlicher Krisenerscheinungen wie dem Zusammenbruch vom System von Bretton Woods und der ersten Ölkrise an Bedeutung gewonnen. Besonders geprägt wurde der Begriff der Interdependenz von Robert O. Keohane und Joseph Nye in ihrem Buch „*Power and Interdependence*“. Sie verstehen unter Interdependenz einen Zustand, bei dem die Handlungsfähigkeit von Akteuren, aufgrund wechselseitiger Abhängigkeit eingeschränkt ist. Dabei sollte Interdependenz, obwohl oft von „Interdependenztheorie“ gesprochen wird, weniger als Theorie und mehr als analytisches Konzept verstanden werden.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> Vgl. Spindler, Manuela: Interdependenz, in: Schieder, Siegfried / Spindler, Manuela (Hrsg.), Theorien der Internationalen Beziehungen, 2. Auflage, Opladen 2006, S. 96f.

Versteht man unter Dependenz einen Zustand, bei dem ein Akteur durch externe Kräfte entweder determiniert oder zumindest stark beeinflusst wird, lautet die einfachste Definition von Interdependenz gegenseitige Dependenz. Dabei grenzen Keohane und Nye Interdependenz von einfacher „Verbundenheit“ (interconnectedness) durch die entstehenden Kosten ab. Während „Verbundenheit“ lediglich die Menge und Häufigkeit von Interaktion (z. B. von Handel) zwischen Akteuren bezeichnet, bezieht sich Interdependenz auf die politische Bedeutung dieser Interaktion und ist zudem immer mit der Entstehung von Kosten (z. B. Einschränkung der Handlungsautonomie) verbunden. Es ist wichtig, den Begriff Interdependenz von seiner positiven Konnotation zu lösen, denn Interdependenz beschränkt sich keinesfalls nur auf Situationen, die durch gegenseitigen Vorteil gekennzeichnet sind. Die Kosten in einer Interdependenzbeziehung können von anderen Akteuren durchaus unmittelbar und absichtlich verursacht werden. Ebenfalls kann man nicht im Voraus sagen, ob in einer solchen Beziehung die Vorteile am Ende die Kosten übertreffen werden.<sup>22</sup>



Quelle: Eigene Darstellung nach Keohane, Robert O. / Nye, Joseph: Power and Interdependence, S. 14.

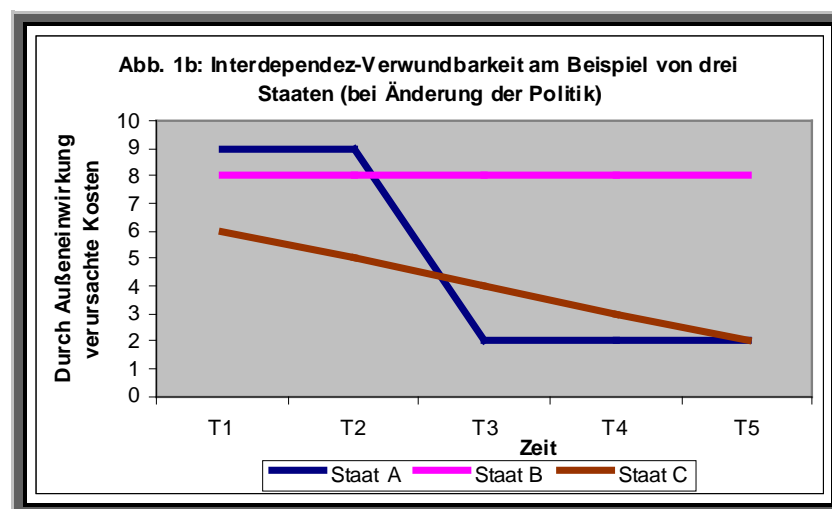
Keohane und Nye unterscheiden des Weiteren zwei Abstufungen von Interdependenz: Interdependenz-Empfindlichkeit und Interdependenz-Verwundbarkeit. Interdependenz-Empfindlichkeit bezeichnet die Kosten, die bei einem Akteur als Folge von externen Veränderungen entstehen – wobei der betroffene Akteur keine politischen Gegenmaßnahmen ergreift, noch nicht ergriffen hat oder nicht ergreifen kann. Keohane und Nye erläutern die Interdependenz-Empfindlichkeit mit der oberen Grafik (Abb. 1a). Diese zeigt die Kosten, die drei Staaten aufgrund eines externen Ereignisses zu tragen haben. Während die verursachten Kosten der Staaten A und B relativ hoch sind, sinken die Kosten von Staat C im Laufe der Zeit, obwohl noch keiner der drei Staaten eine Anpassung der Politik vorgenommen hat. Eine

<sup>22</sup> Vgl. Keohane, Robert O. / Nye, Joseph: Power and Interdependence, Boston/Toronto 1977, S. 8-11.



solche Situation könnte sich z. B. durch höhere Energiepreise ergeben. Diese würden anfänglich jeden Staat treffen. Je nach Energiemix und Energieintensität der Wirtschaft würden die Preissteigerungen allerdings unterschiedlich hohe Kosten verursachen. Dass die Kosten im Laufe der Zeit bei Staat C zurückgehen, könnte beispielsweise an einem Rückgang der Nachfrage aufgrund der hohen Preise erklärt werden.

Interdependenz-Verwundbarkeit dagegen bezeichnet die Kosten, die der Akteur durch die externen Veränderungen tragen muss, selbst wenn er eine Anpassung seiner Politik vornimmt. Die untere Grafik (Abb. 1b) zeigt die Verwundbarkeit der drei Staaten bei der gleichen Situation wie in Abb. 1a. Im Unterschied zu 1a aber ergreift Staat A Maßnahmen, um die eigenen Kosten zu senken. Beispielsweise könnte Staat A entscheiden, eigene Energieressourcen zu erschließen oder auf alternative Energien zurückzugreifen. In jedem Fall führt die Implementierung von Maßnahmen in der Zeitperiode T2 zu einer deutlichen Reduzierung der Kosten in der folgenden Periode T3. Die Verwundbarkeit von Staat A ist deutlich geringer als seine Empfindlichkeit. Die Verwundbarkeitsdimension von Interdependenz halten Keohane und Nye für besonders wichtig bei der Analyse der Struktur von Interdependenzbeziehungen. Die Verwundbarkeitsdimension deckt nämlich auf, welche Akteure langfristig niedrigere Kosten zu tragen haben, um z. B. Alternativen verfügbar zu machen. Dadurch sind sie in der Lage, die Regeln in einer Beziehung zu setzen.<sup>23</sup>



Quelle: Eigene Darstellung nach Keohane, Robert O.; Nye, Joseph, Power and Interdependence, S. 14.

Rationale Akteure werden zur Realisierung ihrer (egoistischen) Ziele stets versuchen, die Kosten so niedrig wie möglich zu halten – und gleichzeitig nach einem höchstmöglichen Vorteil streben. Machtpotentiale, und damit Handlungsräume ergeben sich meistens in einzelnen Politikfeldern, da Akteure in verschiedenen Politikfeldern unterschiedlich

<sup>23</sup> Vgl. Keohane, Robert O. / Nye, Joseph: Power and Interdependence, S. 13ff.

verwundbar sind. Diese Situation, bei der die Anpassungskosten auf die Akteure ungleichmäßig verteilt sind, nennt man asymmetrische Interdependenz. Staaten in Positionen relativer Unverwundbarkeit werden versucht sein, asymmetrische Interdependenz als Machtquelle zu nutzen, da sich ihnen in solchen Situationen die Möglichkeit der Beeinflussung des internationalen Systems zur Verwirklichung ihrer Eigeninteressen bietet. Außerdem werden Staaten und Akteure in dieser vorteilhaften Lage nicht selten versuchen, Einfluss auf solche Bereiche auszuüben, in denen ihre Position nicht so stark ausgeprägt ist.

Keohane und Nye unterscheiden beim Einsatz asymmetrischer Interdependenz zwischen der Ausnutzung von Interdependenz-Empfindlichkeiten und -Verwundbarkeiten sowohl im nicht-militärischen wie auch im militärischen Bereich, wobei der Einsatz der Asymmetrien im militärischen Bereich gegenüber dem nicht-militärischen Bereich dominiert und mit höheren Kosten verbunden ist.

<b>Tabelle 1: Asymmetrische Interdependenz und ihr Gebrauch</b>			
<b>Source of interdependence</b>	<b>Dominance ranking</b>	<b>Cost ranking</b>	<b>Contemporary use</b>
<b>Military</b> (costs of using military force)	1	1	Used in extreme situations or against weak foes when costs may be slight.
<b>Nonmilitary vulnerability</b> (costs of pursuing alternative policies)	2	2	Used when normative constraints are low, and international rules are not considered binding (including nonmilitary relations between adversaries, and situations of extremely high conflict between close partners and allies).
<b>Nonmilitary sensitivity</b> (costs of change under existing policies)	3	3	A power resource in the short run or when normative constraints are high and international rules are binding. Limited, since if high costs are imposed, disadvantaged actors may formulate new policies.

Quelle: Eigene Darstellung nach Keohane, Robert O. / Nye, Joseph: Power and Interdependence, S. 17.

Bei der Analyse der Interdependenzbeziehungen ist es von höchster Bedeutung, über die Untersuchung der Empfindlichkeitsdimension hinaus zu gehen und primär die Verwundbarkeitsdimension zu betrachten. Keohane und Nye betonen, man müsse bei der Betrachtung der Interdependenz-Verwundbarkeit immer auf die (möglichen) Kosten achten, die entstehen, wenn es zu einer Anpassung der Politik kommt. Da es jedoch schwer ist, die Politik kurzfristig zu ändern, geben die unmittelbaren Auswirkungen externer Veränderungen meistens die Interdependenz-Empfindlichkeit wieder. Verwundbarkeit kann nur durch Kosten

gemessen werden, die bei der Anpassung an eine veränderte Umwelt über einen gewissen (längeren) Zeitraum entstehen. Allerdings deutet die Messung der unmittelbaren Folgen von Umweltveränderungen nicht unbedingt auf langfristige Empfindlichkeit hin, noch weniger aber auf langfristige Verwundbarkeit.

Langfristige Interdependenz-Verwundbarkeit hängt sowohl vom politischen Willen eines Akteurs ab als auch von seinen Fähigkeiten (capabilities). Als Beispiel zeigen Keohane und Nye den Fall zweier Staaten, die jeweils 35% ihres Rohöls importieren und demnach – auf der Empfindlichkeitsebene – gleichermaßen von Preissteigerungen betroffen zu sein scheinen. Wenn aber einer der Staaten bei relativ geringen Kosten z. B. auf alternative Energieträger zurückgreifen könnte, wäre der andere Staat verwundbarer. Um die Verwundbarkeit zu bestimmen ist es entscheidend, zu welchem Preis genügend Mengen des Rohstoffs (oder eines alternativen Rohstoffs) durch eine Veränderung der Politik beschafft werden können. Der Importanteil bzw. die Importabhängigkeit von Staaten lässt sich also nicht als Verwundbarkeitsindex betrachten. Vielmehr weist beispielsweise eine hohe Importquote auf eine möglicherweise hohe Empfindlichkeit hin (im Beispiel spüren beide Staaten die Preiserhöhung). Will ein Akteur nach einer bestimmten Strategie handeln, muss er sich fragen, was er zu welchen Kosten tun kann und was andere Akteure zu welchen Kosten im Gegenzug tun können. Kurz: jegliche langfristige Strategie oder Politik muss auf einer gründlichen Analyse tatsächlicher und potentieller Verwundbarkeiten basieren.

Keohane und Nye warnen eindringlich vor dem Versuch, asymmetrische Interdependenz-Empfindlichkeit zu manipulieren, ohne tiefer liegende Verwundbarkeitsmuster zu berücksichtigen. Ein solches Handeln sei wahrscheinlich zum Scheitern verurteilt. Jedoch birgt auch die Manipulation von Verwundbarkeiten Risiken, weil ein solches Verhalten mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Gegenmaßnahmen führen wird. Da bei Keohane und Nye die militärische Macht gegenüber anderen Formen (z. B. ökonomische Macht) dominiert, kann die Manipulation einer asymmetrischen Interdependenz innerhalb eines nicht-militärischen Bereiches zu einer militärischen Gegenreaktion führen.

Geht man in einer Situation asymmetrischer Interdependenz von der Ebene der Interdependenz-Empfindlichkeit auf die nächst höhere (und kostspieligere) Ebene der Interdependenz-Verwundbarkeit über, kann es interessanterweise zu einer erheblichen Abweichung zwischen der Verteilung von Machtressourcen kommen. So kann sich bei einem Wechsel der Auseinandersetzung auf eine höhere Ebene die Lage des (auf der Empfindlichkeitsebene) benachteiligten Akteurs deutlich verbessern. Auch hierfür bringen

Keohane und Nye ein Beispiel aus dem Energiebereich an: Ein Energiekonzern fördert in einem Staat Öl und ist bei der Entscheidung, wie viel Öl er fördert und zu welchem Preis er den Energieträger verkauft, vollkommen frei. Damit dominiert der Konzern gegenüber dem Staat auf der Empfindlichkeitsebene, da Menge und Preis des Öls einen wesentlichen Teil der Staatseinkünfte und -ausgaben beeinflussen. Überreizt der Konzern jedoch die Situation (zu hohe Preise, Produktionsstopp, etc.) und erhöht somit die Kosten des Staates zu sehr, könnte sich der Staat zum Handeln gezwungen sehen. Der Staat könnte versuchen, auf die nächsthöhere Verwundbarkeitsebene zu wechseln, auf der er stärker ist als der Konzern und im Extremfall z. B. den Konzern verstaatlichen. Jeder Versuch des Konzerns, seine vorteilhaftere Position auf der Empfindlichkeitsdimension zu nutzen, ohne sich seiner Schwächen auf der Verwundbarkeitsdimension bewusst zu sein, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit für den Konzern mit einer Verschlechterung der Lage enden.

Interdependenz-Empfindlichkeit kann also nur als (Macht-) Quelle für Einfluss dienen, wenn die vorhandenen Rahmenbedingungen – die Regeln und Normen – als sicher gelten können oder eine Änderung selbiger zu kostspielig wäre. Der von einer Asymmetrie in der Empfindlichkeitsdimension abgeleitete Einfluss ist also sehr begrenzt, wenn darunter liegende Asymmetrien auf der Verwundbarkeitsebene unvorteilhaft sind.<sup>24</sup>

### 2.1.2 Interdependenz und die Sicherheit der Erdgasversorgung Europas

Es stellt sich nun die Frage nach der Ausprägung und der Struktur der Interdependenzbeziehungen in der Erdgasversorgung Europas. Hierzu müssen die Beziehungsstrukturen, besonders im Gasbereich, detailliert aufgedeckt und anschließend auf der Empfindlichkeits- bzw. Verwundbarkeitsebene analysiert werden.

Dieses Unterfangen ist jedoch nicht ganz unproblematisch, da bei Keohane und Nye Empfindlichkeit und Verwundbarkeit Interdependenzebenen sind, die sich für einzelne Akteure aus einer bestimmten Interaktion zwischen selbigen ergeben. Es geht ihnen dabei darum herauszufinden, wie Akteure unter den Bedingungen von Interdependenz handeln und Macht ausüben können. Konkret untersuchen sie in „*Power and Interdependence*“ die historischen Veränderungen internationaler Regime und versuchen, diese Veränderungen (Outcomes) nach verschiedenen Ansätzen aufgrund der Interdependenzstrukturen zu erklären.

Diese Arbeit will jedoch primär wissen, wie die aktuelle Situation in Bezug auf die Sicherheit der europäischen Erdgasversorgung einzuschätzen ist. Hierfür ist die Untersuchung der

---

<sup>24</sup> Vgl. Keohane, Robert O. / Nye, Joseph: *Power and Interdependence*, S. 11-19.

Handlungsräume der einzelnen Akteure zur Herstellung oder Aufrechterhaltung ihrer Energiesicherheit wichtig. Wie und innerhalb welcher formellen und informellen Strukturen sorgt Europa für Energiesicherheit? Gelingt es Europa, für Energiesicherheit zu sorgen oder nicht? Was könnte die EU ändern, um Energiesicherheit herzustellen? Was können oder wollen andere Akteure an den Strukturen zu ihrem Vorteil ändern und wie wirkt sich dies auf die EU-Energieversorgung und auf ihre Optionen aus? Was sind die Kosten für die jeweiligen Akteure, wenn sie die Struktur verändern oder unverändert lassen?

Dies alles folgt der Annahme, dass die Energiesicherheit der EU abnimmt, je stärker die relative Verwundbarkeit im Gassektor ausgeprägt ist, also je geringer die Handlungsautonomie bzw. die Handlungsoptionen und desto höher die entstehenden bzw. zu erwartenden Kosten sind, um gewisse (noch zu klärende, Kapitel 3) Kriterien der Energiesicherheit zu erfüllen.

Die Untersuchung der Interdependenz sollte sich dabei so weit wie möglich auf den Erdgasbereich beschränken. Je nach Struktur der Interdependenz in den einzelnen (Politik- oder Themen-) Bereichen ist es jedoch gängig, dass Akteure versuchen, ihre schwache Stellung in einem Bereich zu verbessern, indem sie diesen Bereich mit einem anderen verknüpfen, bei dem ihre Position stärker ist. In solchen Fällen muss die Interdependenzbeziehung auch über den Erdgassektor hinaus, zumindest kurz, betrachtet werden.

Berücksichtigt werden müssen auch die Ziele und Interessen der verschiedenen Akteure sowie deren Wichtigkeit. Je wichtiger nämlich die Durchsetzung bestimmter Interessen, desto höher sind die Kosten, die ein Akteur zu tragen bereit ist. In diesem Zusammenhang ist es auch von Bedeutung, die innere Geschlossenheit eines Akteurs zu beachten, da ein geschlossen auftretender Akteur durchaus seine Interessen erfolgreicher durchzusetzen vermag als ein potentiell mächtiger, aber in sich zerstrittener Akteur. Vorrangig ist zudem in erster Linie die Untersuchung der Interdependenz-Verwundbarkeit, da diese Dimension strategisch von größerer Bedeutung ist als die Empfindlichkeit.

## **2.2 Die „Dichte Beschreibung“**

Selbst wenn man sich auf die Untersuchung der Interdependenz-Verwundbarkeit und auf den Erdgassektor konzentriert, ist das zu untersuchende Feld und die damit zusammenhängende Datenmenge wie erwähnt sehr groß. Besonders wenn man, wie in Kapitel 1 dargelegt, sowohl die wirtschaftliche als auch die politische Perspektive bei der Untersuchung berücksichtigen

möchte. Der Sachverhalt sollte jedoch in all seinen Facetten so tief wie möglich ergründet werden, weil erst ein angemessenes Bild der Situation eine Interdependenzanalyse oder die Untersuchung zukünftiger Entwicklung ermöglicht. Die Erforschung eines solch komplexen Sachverhalts gestaltet sich der Natur der Sache entsprechend kompliziert. Der Wahl des passenden methodischen Vorgehens kommt also eine Schlüsselrolle zu. Um diese Aufgabe erfolgreich zu bewältigen, bietet sich die „Dichte Beschreibung“ an.

### 2.2.1 Was ist eine „Dichte Beschreibung“?

Der Ausdruck „Dichte Beschreibung“ stammt ursprünglich vom britischen Philosophen Gilbert Ryle, wurde aber in der Ethnologie – und in den Sozialwissenschaften insgesamt – vom US-amerikanischen Ethnologen (engl. social anthropologist) Clifford Geertz geprägt. In seinem erstmals 1973 erschienenen Aufsatz „*Dichte Beschreibung. Bemerkungen zu einer deutenden Theorie von Kultur*“ („*Thick description: toward an interpretive theory of culture*“) beschäftigt sich Geertz mit der Untersuchung des Begriffs „Kultur“. Unzufrieden mit wechselnden und konturlosen Konzepten von Kultur, stellt er sein eigenes Verständnis von Kultur vor:

*„Der Kulturbegriff, den ich vertrete [...], ist im wesentlichen ein semiotischer. Ich meine mit Max Weber, dass der Mensch ein Wesen ist, das in selbstgesponnene Bedeutungsgewebe verstrickt ist, wobei ich Kultur als dieses Gewebe ansehe.“<sup>25</sup>*

Kultur wird also nicht als Instanz verstanden, der gesellschaftliche Ereignisse, Verhaltensweisen, Institutionen oder Prozesse kausal zugeordnet werden können, sondern als Kontext oder Rahmen, in dem diese beschreibbar – und zwar dicht beschreibbar – sind.<sup>26</sup> Am Beispiel eines zwinkernden Kindes erklärt Geertz den Unterschied zwischen der bloßen („dünnen“) Beschreibung von dem was das Kind macht (nämlich das rechte Augenlid bewegen) zur „dichten“ Beschreibung, die eingewoben ist in einem Kontext (in diesem Fall in einem Verhaltenscodex oder eben in der Kultur) der Handlung (das Kind zwinkert, erlaubt sich ein Scherz, parodiert, etc...)<sup>27</sup> Ausgehend von diesem Verständnis von Kultur schließt er bezüglich der Untersuchung derselben:

---

<sup>25</sup> Geertz, Clifford: *Dichte Beschreibung. Bemerkungen zu einer deutenden Theorie von Kultur*, in: Geertz, Clifford, *Dichte Beschreibung. Beiträge zum Verstehen kultureller Systeme*, Frankfurt a.M. 1983, 1. Auflage 1987, S. 9.

<sup>26</sup> Vgl. Ebd., S. 21.

<sup>27</sup> Vgl. Ebd., S. 11f.

*„Ihre Untersuchung ist daher keine experimentelle Wissenschaft, die nach Gesetzen sucht, sondern eine interpretierende, die nach Bedeutungen sucht.“<sup>28</sup>*

Die Aufgabe der Dichten Beschreibung ist für Geertz nicht einfach die genaue Abbildung, sondern die interpretative Rekonstruktion von empirischen Abläufen, Situationen oder Handlungen.<sup>29</sup> Die *„Analyse ist also das Herausarbeiten von Bedeutungsstrukturen [...]“*<sup>30</sup>

Bedauerlicherweise findet sich bei Geertz keine klare Definition oder methodische Handlungsanweisung, was die Anwendung der Dichten Beschreibung für eigene Untersuchungen deutlich erleichtern würde. Geertz' Begriff der Dichten Beschreibung ist also eher als Umschreibung einer bestimmten Praxis der Darstellung zu verstehen – er nennt es *„eine bestimmte Form geistiger Anstrengung“* bei der Herausarbeitung gesellschaftlicher Abläufe. Diese Darstellungspraxis ist weder theoretisch ausformuliert noch in eine methodologisch greifbare Form gebracht worden, sie scheint aber sehr wohl in sich methodisch zu sein.<sup>31</sup>

Die Dichte Beschreibung vollzieht sich meistens in drei Schritten. Der erste Schritt besteht im Wesentlichen aus der Ausformulierung einer problemübergreifenden Fragestellung und in der Positionierung Geertz' zu diesen Problemen. Der zweite Schritt ist deskriptiv und präsentiert verschiedene Situationen und Sachverhalte, die in erster Linie als illustratives Material dienen sollen. Interessanterweise ist es zu diesem Zeitpunkt weder beabsichtigt, eine Antwort auf irgendeine Frage zu geben noch erscheint dieser Teil als zwingend notwendiger Zwischenschritt zu einer möglichen Antwort konzipiert. Es handelt sich um den Versuch der Reformulierung und Illustrierung des Problems. Mit dem dritten Schritt endet die Dichte Beschreibung in einer Verknüpfung des anfänglichen Problemhorizontes mit den verschiedenen im zweiten Schritt beschriebenen Sachverhalten. Hierbei bleiben jedoch sowohl die einzelnen Schritte als auch die einzelnen Problembestandteile (also die beschriebenen Sachverhalte und Situationen) eher lose aufeinander bezogen, sowohl was die thematische Verknüpfung als auch was die Striktheit der logischen Aufeinanderbezogenheit angeht. Ein besonderes Merkmal ist, dass dieser letzte Teil nicht der Reduktion des Interpretationsraumes dient, sondern sich durch eine Offenheit auszeichnet, in der das Spannungsfeld zwischen den verschiedenen Interpretationen gegeben bleibt. Es gibt also am

---

<sup>28</sup> Ebd., S. 9.

<sup>29</sup> Vgl. Wolff, Stephan: Die Anatomie der Dichten Beschreibung. Clifford Geertz als Autor, in: Matthes, Joachim (Hrsg.), Zwischen den Kulturen? Die Sozialwissenschaften vor dem Problem des Kulturvergleichs, Soziale Welt, Sonderband 8, Göttingen 1992, S. 343f.

<sup>30</sup> Geertz, Clifford: Dichte Beschreibung. Bemerkungen zu einer deutenden Theorie von Kultur, S. 15.

<sup>31</sup> Vgl. Wolff, Stephan: Die Anatomie der Dichten Beschreibung. Clifford Geertz als Autor, S. 343-345.

Ende nicht die *eine* Lösung oder *die* theoretische Erklärung. Die Optionen des Lesers Dichter Beschreibungen werden als Ergebnis nicht eingeschränkt, sondern erweitert.<sup>32</sup>

Eine weitere Beobachtung, die man bei den Dichten Beschreibungen machen kann, ist die manchmal evozierende Funktion der in dem deskriptiven Teil eingebrachten Sachverhalte. Diese sind dann als „Bilder“ im Sinne von Schau- und Sinnbildern konzipiert, die etwas über das zu Untersuchende aussagen. Sie helfen die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Ebenen des Betreffenden zu organisieren und lassen sich als eine Art Schlüssel (z. B. für Kultur) verwenden.<sup>33</sup> Der Aufbau Dichter Beschreibungen ist des Weiteren geprägt durch das „*In-Beziehung-Setzen*“ verschiedener Bedeutungs- und Beobachtungsebenen innerhalb der beschriebenen Sachverhalte, was Geertz als zentral für seine hermeneutische Technik ansieht.<sup>34</sup> Dem Leser sollen diese Zusammenhänge zwischen den Ebenen einleuchten, was Geertz durch das Produzieren von „Dichte“ zu erreichen versucht.

„Dichte“ entsteht in diesem Fall durch ein additives Verfahren, bei dem den Befunden immer neues Interpretationsmaterial aus unterschiedlichsten wissenschaftlichen Perspektiven angelagert werden (z. B. politische, ökonomische, soziologische, ökologische, etc.). „Dichte“ entsteht also durch das „Aufeinanderschichten“ der verschiedenen wissenschaftlichen Perspektiven hinsichtlich des betreffenden Untersuchungsgegenstandes.<sup>35</sup> Die „Dichte“ der Beschreibung führt dazu, dass die Oberflächen durchschaut und die vielschichtigen Zusammenhänge („Bedeutungszusammenhänge“) sichtbar gemacht werden.<sup>36</sup>

Großangelegte Interpretationen komplexer Sachverhalte sind also mit der Dichten Beschreibung durchaus möglich. Man nähert sich solchen Sachverhalten jedoch durch die sehr intensive Bekanntschaft mit äußerst kleinen Sachen.<sup>37</sup> Der Untersuchungsgegenstand wird quasi aus der Perspektive seiner Teile und die Teile aus der Perspektive des Ganzen (des Kontextes) analysiert, wodurch es möglich wird, die Bedeutungsstruktur aufzudecken.<sup>38</sup> Als ein gutes Bild sowohl für Geertz' Kulturverständnis als auch für seine Darstellungspraxis gilt

---

<sup>32</sup> Vgl. Ebd., S. 345-347.

<sup>33</sup> Vgl. Ebd., S. 347f.

<sup>34</sup> Vgl. Geertz, Clifford: „Aus der Perspektive des Eingeborenen“. Zum Problem des ethnologischen Verstehens, in: Geertz, Clifford: Dichte Beschreibung. Beiträge zum Verstehen kultureller Systeme, Frankfurt a.M. 1983, 1. Auflage 1987, S. 306ff.

<sup>35</sup> Vgl. Wolff, Stephan: Die Anatomie der Dichten Beschreibung. Clifford Geertz als Autor, S. 350f.

<sup>36</sup> Vgl. Mörth, Ingo / Fröhlich, Gerhard: Auf Spurensuche nach der informellen Logik tatsächlichen Lebens, in: Fröhlich, Gerhard / Mörth, Ingo (Hrsg.), Symbolische Anthropologie der Moderne. Kulturanalysen nach Clifford Geertz, Frankfurt a.M./ New York 1998, S. 8.

<sup>37</sup> Vgl. Geertz, Clifford: Dichte Beschreibung. Bemerkungen zu einer deutenden Theorie von Kultur, S. 30.

<sup>38</sup> Vgl. Roggenthin, Heike: „Frauenwelt“ in Damaskus. Institutionalisierte Frauenräume in der geschlechtergetrennten Gesellschaft Syriens, Münster u.a. 2002, S. 7.



seine „Polypenmetapher“<sup>39</sup>, die er in Bezug auf die Struktur einer kulturellen Organisation heranzieht:

*„Vielleicht könnte man sie mit einem Polypen vergleichen, dessen Arme weitgehend eigenständig funktionieren, untereinander und mit dem, was beim Polypen als Gehirn gilt, nervenmäßig nur wenig verbunden sind, und der es dennoch zuwege bringt, als lebensfähiges, wenn auch recht ungeschicktes Wesen zurechtzukommen und sich – zumindest eine Weile – zu erhalten.“<sup>40</sup>*

<b>Tabelle 2: Die drei Schritte der Dichten Beschreibung</b>	
<b>Erster Schritt</b>	➤ Ausformulierung einer problemübergreifenden Fragestellung
<b>Zweiter Schritt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Untersuchung der Teile eines größeren Ganzen</li> <li>➤ Präsentation und Beschreibung verschiedener Situationen und Probleme</li> <li>➤ Sachverhalte sind als Schau- und Sinnbilder konzipiert</li> <li>➤ Die Dichte der Beschreibung wird durch additives Verfahren erreicht, was die Verdeutlichung der Bedeutungszusammenhänge ermöglicht</li> </ul>
<b>Dritter Schritt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Verknüpfung des ersten Schrittes mit den Entsprechungen im zweiten Schritt</li> <li>➤ Aufdeckung der Beziehungsstrukturen. Untersuchung des Ganzen aus der Perspektive der Teile.</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.2.2 Eine mögliche Dichte Beschreibung von Energiesicherheit

Was Geertz in einem ethnologischen Bereich u. a. für die Begriffe „Kultur“ oder „Religion“ angewandt hat, muss für das Thema dieser Arbeit entsprechend angepasst werden. Wie könnte man nun vorgehen, um die europäische Energiesicherheit dicht zu beschreiben?

Den drei oben beschriebenen Schritten nach, denen Dichte Beschreibungen folgen, sollte mit der Ausformulierung einer problemübergreifenden Fragestellung begonnen werden. Dieser erste Schritt befasst sich oft mit verschiedenen, bereits in der Vergangenheit unternommenen Herangehensweisen an das Thema. Geertz z. B. bezieht hierbei Stellung zu vorhergehenden Ansätzen, Annahmen oder Definitionen und bemüht sich darum, den betreffenden Untersuchungsgegenstand mit einem historischen Aspekt zu versehen. Während historische Faktoren in dieser Arbeit zu einem späteren Zeitpunkt berücksichtigt werden, sollen in

<sup>39</sup> Vgl. Wolff, Stephan: Die Anatomie der Dichten Beschreibung. Clifford Geertz als Autor, S. 351.

<sup>40</sup> Geertz, Clifford: Person, Zeit und Umgangsformen auf Bali, in: Geertz, Clifford: Dichte Beschreibung. Beiträge zum Verstehen kultureller Systeme, Frankfurt a.M. 1983, 1. Auflage 1987, S. 196f.

Kapitel 3 Aspekte und Akteure erarbeitet werden, die im Fall der Energiesicherheit in Bezug auf Erdgas relevant sind. In dem Kapitel soll also der Begriff Energiesicherheit so weit geklärt werden, dass er gezielt untersucht werden kann. Ausgangspunkt hierfür ist eine allgemeine Definition von Energiesicherheit. Denn auch wenn Definitionen nichts beweisen, so sind sie doch bei genügend sorgfältiger Formulierung zur Orientierung oder Neuordnung des Denkens nützlich. Aus dieser allgemeinen Definition von Energiesicherheit werden dann Schritt für Schritt die einzelnen Aspekte betrachtet, selbst definiert und zerpfückt.<sup>41</sup>

<b>Tabelle 3: Der erste Schritt der Dichten Beschreibung</b>		
	<b>Aufgabe</b>	<b>Beispielthemen</b>
<b>Erster Schritt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ausformulierung einer problemübergreifenden Fragestellung</li> </ul>	Kapitel 3: Was ist Energiesicherheit? Welche Aspekte sind wichtig und müssen bei der Untersuchung berücksichtigt werden?...

Quelle: Eigene Darstellung.

Ergeben sich durch die Untersuchung der Definition die relevanten Aspekte und Akteure, werden diese auch Klarheit über die Struktur des weiteren Vorgehens schaffen, so dass man in einem zweiten Schritt dazu übergehen kann, diese dicht zu beschreiben. Die gängige Beschreibung in der Ethnologie vollzieht sich auf der Individualebene. Dagegen wird eine Dichte Beschreibung von Energiesicherheit wahrscheinlich auf Akteurs- und Systemebene durchgeführt werden müssen. Dann müssten z. B. die für Europa relevanten Akteure unter Berücksichtigung der verschiedenen Aspekte von Energiesicherheit aus verschiedenen Perspektiven betrachtet und durch entsprechende Beispiele dargestellt werden. Die Betrachtung aus unterschiedlichen Perspektiven soll der Beschreibung die Dichte verleihen, die erforderlich ist, um die Sachverhalte später in ihrer Gesamtheit interpretieren zu können. Allerdings kann eine endgültige Entscheidung zu der passenden Analyseebene und den zu untersuchenden Aspekten erst nach Abschluss von Kapitel 3 getroffen werden.

<sup>41</sup> Vgl. Geertz, Clifford: Religion als kulturelles System, in: Geertz, Clifford: Dichte Beschreibung. Beiträge zum Verstehen kultureller Systeme, Frankfurt a.M. 1983, 1. Auflage 1987, S. 48.

<b>Tabelle 4: Der zweite Schritt der Dichten Beschreibung</b>		
	<b>Aufgabe</b>	<b>Beispielthemen</b>
<b>Zweiter Schritt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Untersuchung der Teile eines größeren Ganzen</li> <li>➤ Präsentation und Beschreibung verschiedener Situationen und Probleme</li> <li>➤ Sachverhalte sind als Schau- und Sinnbilder konzipiert</li> <li>➤ Additives Verfahren, um Dichte zu erzeugen, was die Verdeutlichung der Bedeutungszusammenhänge ermöglicht.</li> </ul>	<p>Wie wird sich der europäische und globale Gasbedarf entwickeln? Kann der Bedarf befriedigt werden?</p> <p>Wie wird Erdgas international gehandelt?</p> <p>Welche Energiestrategie verfolgt die EU?</p> <p>Wie entwickelt sich die Förderung der wichtigsten Lieferanten?</p> <p>...</p>

Quelle: Eigene Darstellung.

Der dritte Schritt soll die Zusammenhänge des Ganzen zu erkennen geben. Es handelt sich hierbei sozusagen um den Versuch, das Ganze durch die aus den untersuchten Teilaspekten gewonnenen Erfahrungen zu erschließen.<sup>42</sup> Bei dem sich dadurch ergebenden Bild handelt es sich um die Struktur, innerhalb welcher die EU Energiesicherheit herstellen muss und durch die Rückschlüsse auf die Situation der Versorgungssicherheit gezogen werden können.

<b>Tabelle 5: Der dritte Schritt der Dichten Beschreibung</b>		
	<b>Aufgabe</b>	<b>Beispielthemen</b>
<b>Dritter Schritt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Verknüpfung des ersten Schrittes mit den Entsprechungen im zweiten</li> <li>➤ Aufdeckung der Beziehungsstrukturen. Untersuchung des Ganzen aus der Perspektive der Teile.</li> </ul>	<p>Aufdeckung der Zusammenhänge.</p> <p>Zusammensetzung des Ganzen durch die untersuchten Teilaspekte. Aufzeigen der zugrundeliegenden Strukturen.</p> <p>Gesamtbild der europäischen Energiesicherheit....</p>

Quelle: Eigene Darstellung.

### 2.2.3 Über die Dichte Beschreibung von Energiesicherheit hinaus

Im Verlauf der Dichten Beschreibung von Energiesicherheit sollte der Begriff in seine Teile zerlegt, seine Teile untersucht und am Ende, nachdem die Zusammenhänge deutlich wurden, wieder zusammengesetzt worden sein. Die Leistung der Dichten Beschreibung sollte besonders darin gelegen haben, ein Gesamtbild der europäischen Versorgungssituation in Bezug auf Erdgas erzeugt zu haben.

<sup>42</sup> Vgl. Mörth, Ingo / Fröhlich, Gerhard: Auf Spurensuche nach der informellen Logik tatsächlichen Lebens, S. 8.

Die Dichte Beschreibung hat aber als Ergebnis nicht die Antwort auf die Frage, ob die Sicherheit der Versorgung Europas hoch ist – erst recht nicht, ob sie zukünftigen Herausforderungen Stand halten wird. Dies liegt primär an der Offenheit der Dichten Beschreibung, die an ihrem Ende kein *q.e.d.* kennt, sondern im Gegenteil, die Optionen des Lesers sogar erweitert. Doch diese vermeintliche Schwäche der Dichten Beschreibung könnte sich letztendlich als ihre Stärke erweisen. Denn dem Leser präsentiert sich eine Erweiterung der möglichen Optionen, die auch zur Erweiterung des Verständnisses über die Sache selbst führt. Dichte Beschreibung erklärt, der Auffassung Geertz über die Bedeutung von „Erklärung“ folgend, nicht indem sie Komplexität reduziert, sondern dadurch, dass sie kompliziertere Bilder an die Stelle von einfacheren setzt.<sup>43</sup>

Erst die Offenheit der Ergebnisse der Dichten Beschreibung erlaubt es, die Komplexität des Problems und der Zusammenhänge zu erfassen. Das neu erworbene Wissen kann nun, durch Heranziehen des passenden analytischen Konzepts, geordnet und bewertet werden. Die Ergänzung des dritten Schrittes der Dichten Beschreibung durch den Interdependenzansatz als Werkzeug zur Untersuchung der Beziehungsstrukturen erscheint an dieser Stelle sinnvoll und wird in diesem Schritt integriert.

<b>Tabelle 6: Der dritte Schritt der Dichten Beschreibung und Interdependenzanalyse</b>		
	<b>Aufgabe</b>	<b>Beispielthemen</b>
<b>Dritter Schritt und Interdependenzanalyse</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Verknüpfung des ersten Schrittes mit den Entsprechungen im zweiten Schritt</li> <li>➤ Aufdeckung der Beziehungsstrukturen. Untersuchung des Ganzen aus der Perspektive der Teile.</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Aufdeckung der Zusammenhänge. Zusammensetzung des Ganzen durch die untersuchten Teilaspekte. Aufzeigen der zugrundeliegenden Strukturen. Analyse der Beziehungsstrukturen durch den Interdependenzansatz...</p>

Quelle: Eigene Darstellung.

### **2.3 Ein Blick auf mögliche Entwicklungen**

Ist es gelungen, eine Aussage über die Interdependenz-Empfindlichkeit bzw. -Verwundbarkeit Europas in Bezug auf die Energiebeziehungen im Erdgassektor zu treffen, wäre es sinnvoll zu versuchen, einen Blick auf mögliche zukünftige Entwicklungen zu werfen. Im Zentrum des Interesses steht in diesem Zusammenhang vor allem die Entstehung eines Gaskartells bzw. von engen Kooperationen zwischen Gasproduzenten und -exporteuren

<sup>43</sup> Vgl. Geertz, Clifford: Kulturbegriff und Menschenbild, in: Habermas, R. / Minkmar, N. (Hrsg.), Das Schwein des Häuptlings, Berlin 1992, S. 56.

mit für Europa kartellähnlichen Konsequenzen. Prinzipiell ist die Zukunft natürlich nicht prognostizierbar, man kann aber durch die Fortführung bereits bestehender Entwicklungen Annahmen über mögliche Zukunftsbilder entwerfen.

Eine gängige Methode, solche Entwicklungen zu untersuchen, ist die Erstellung von Szenarien. Mit der Szenariomethode, die ihren Ursprung in den Wirtschaftswissenschaften hat, lassen sich Entwicklungen in die Zukunft fortführen, wobei eine Reihe plausibler Zukunftsszenarien entsteht. Auch in die Politikwissenschaft hat die Szenariomethode Eingang gefunden und wird sogar bei der Untersuchung von Energiethemen angewandt. Die Szenariomethode ist jedoch äußerst aufwändig. Bevor Szenarien generiert werden können, müssen die maßgeblichen Einflussfaktoren bestimmt und in Prämissen und Deskriptoren eingeteilt werden. Letztere müssen nach sorgfältiger Analyse mit entsprechenden Ausprägungen versehen werden, worauf anschließend eine sogenannte Cross-Impact-Matrix erstellt werden kann. Aus dieser Matrix können dann verschiedene konsistente, also in sich plausible und widerspruchsfreie Szenarien erstellt werden.<sup>44</sup>

Aufgrund der Komplexität kann diese Szenariotechnik im Rahmen dieser Arbeit nicht angewandt werden. So ist es leider auch nicht möglich, Trends und Entwicklungen, die möglicherweise zur Bildung eines Gaskartells führen könnten, ausgiebig zu untersuchen. Da der Thematik einer Kartellbildung im Gassektor für die Energiesicherheit Europas eine hohe Bedeutung beigemessen wird, soll alternativ zumindest näher auf die Auswirkungen einer solchen Kartellisierung für die Interdependenz-Empfindlichkeit bzw. -Verwundbarkeit Europas eingegangen werden. Es geht also im Folgenden hauptsächlich nicht um die Frage, ob eine Art Kartell entsteht, sondern um die Konsequenzen der Entstehung eben solcher Strukturen. Ein solches Unternehmen ist zum Teil bereits mit den Betrachtungen der Dichten Beschreibung und mit den Ergebnissen aus der Interdependenzanalyse durchführbar. Diese müssen jedoch noch durch eine Untersuchung der möglichen Organisationsausprägungen der Zusammenarbeit unter Exporteuren und Produzenten ergänzt werden.

Die auf diese Art und Weise entstehenden Szenarien sollten als hypothetisches Bild verstanden werden, bei denen gegenüber der in der Dichten Beschreibung dargestellten Situation lediglich ein Faktor verändert wird. Bei diesem Faktor handelt es sich um die institutionellen Ausprägungen des Interdependenzverhältnisses. Mögliche Ausprägungen wären beispielsweise eine Kartellbildung nach Vorbild der OPEC im Gassektor oder eine

---

<sup>44</sup> Vgl. Schröder, Hans-Henning / Tull, Denis M. (Hrsg.), Europäische Energiesicherheit 2020. Szenarien für mögliche Entwicklungen in Europa und seinen energiepolitisch wichtigsten Nachbarregionen, SWP-Studie 4, Berlin 2008, S. 9-12.

enge Zusammenarbeit zwischen der Russischen Föderation und Algerien. Im Anschluss an die Interdependenzanalyse im dritten Schritt können dann verschiedene Ausprägungen einer möglichen Kooperation unter den Gasexporteuren untersucht sowie die potentiellen Auswirkungen einer oder mehrerer dieser Kooperationsarten auf die europäische Energiesicherheit im Rahmen eines Szenarios durchgespielt werden. Während es sich bei der Untersuchung der unterschiedlichen Kooperationsarten im Wesentlichen um eine Ergänzung des zweiten Schrittes der Dichten Beschreibung handelt, erweitert schließlich das Szenario die im dritten Schritt durchgeführte Interdependenzanalyse.

<b>Tabelle 7: Ergänzungen des zweiten und dritten Schrittes</b>		
	<b>Aufgabe</b>	<b>Beispielthemen</b>
<b>Ergänzung des zweiten Schrittes</b>	➤ Untersuchung möglicher Kooperationsformen unter Erdgasexporteuren und -produzenten.	Untersuchung der konkreten Kooperationsformen und Bewertung.
<b>Überarbeitung des dritten Schrittes und der Interdependenzanalyse durch Szenario</b>	➤ Verknüpfung des ersten Schrittes mit den Entsprechungen im zweiten Schritt unter Berücksichtigung der Ergänzungen im zweiten Schritt.	Durchführung der Interdependenzanalyse unter den veränderten Bedingungen eines Gaskartells.

Quelle: Eigene Darstellung.

## **2.4 Zusammenfassung des Vorgehens**

Diese Arbeit will die Energiesicherheit der EU im Gassektor untersuchen, ohne dabei wirtschaftliche oder politische Perspektiven im Vorhinein zu betonen. Der Interdependenzansatz und die Dichte Beschreibung sollen helfen, dieses Ziel zu erreichen.

Die Dichte Beschreibung eignet sich in vielfacher Hinsicht für die Untersuchung der Energiesicherheit. Die Vorgehensweise – von der Betrachtung des übergeordneten Themas über die Untersuchung der einzelnen Teilaspekte bis hin zur Herstellung der Zusammenhänge – erlaubt es, von Grund auf die wichtigen Aspekte von Energiesicherheit herauszuarbeiten und die Untersuchung gezielt auf diese Aspekte auszurichten. Zudem erlaubt die Vorgehensweise die Behandlung sehr komplexer Sachverhalte, da die Dichte Beschreibung das Problem in seine Teile zerlegt und sich immer nur mit jeweils einem Teilaspekt auseinandersetzt. Die Dichte der Beschreibung ermöglicht darüber hinaus die Berücksichtigung verschiedenster Perspektiven, Faktoren und Akteure und die gleichwertige Untersuchung derselben. Gleichzeitig ermöglicht die Offenheit der Dichten Beschreibung die

Erzeugung einfacher Szenarien, um einen Blick in zukünftige Entwicklungen zu werfen. Als Ergebnis liefert die Dichte Beschreibung die Beziehungsstrukturen zwischen Akteuren und Aspekten, die durch Heranziehen des Interdependenzansatzes untersucht werden können.

Die Interdependenzanalyse wiederum eignet sich besonders, weil sie in der Lage ist, sowohl ökonomische als auch politische Aspekte zu berücksichtigen und zu bewerten. Durch die Analyse der aus der Dichten Beschreibung gewonnenen Daten lassen sich Empfindlichkeit bzw. Verwundbarkeit der Akteure bestimmen und damit die möglichen Kosten und Handlungsräume herausarbeiten. Diese wiederum lassen eine Aussage über die Energiesicherheit des untersuchten Akteurs zu. Ein weiterer Vorteil der Interdependenzanalyse ist, dass sie den Akteuren durchaus Raum für wirtschaftliche oder politische Kooperation zugesteht, jedoch auch die Möglichkeit von Konflikten bis hin zu militärischen Auseinandersetzungen berücksichtigt. Weder die (ökonomische oder politische) Kooperation noch das Konfliktpotential stehen demnach im Mittelpunkt.

### **3. Klärung des Begriffs Energiesicherheit**

Bei diesem Kapitel handelt es sich um den ersten Schritt der Dichten Beschreibung. Bevor mit der Untersuchung der Energiesicherheit im europäischen Gassektor begonnen werden kann, muss geklärt werden, was Energiesicherheit bedeutet und welche Aspekte besonders im Vordergrund stehen.

In den folgenden Seiten soll näher auf verschiedene Bedeutungen von Energiesicherheit eingegangen werden. Von einer einfachen Definition ausgehend, werden die wichtigsten Faktoren und Dimensionen sowie mögliche Risiken für die Energiesicherheit erarbeitet. Diese werden dann verwendet, um die wesentlichen zu untersuchenden Aspekte und Akteure zu identifizieren und die folgende Dichte Beschreibung sinnvoll zu strukturieren.

#### **3.1 Energiesicherheit: Definition und Konzeptualisierung**

Die ersten modernen Konzepte, die Energie mit Sicherheit verbanden, entstanden im neunzehnten Jahrhundert im Zuge der Motorisierung der Kriegsführung, die für den Kriegsfall eine stetige Versorgung mit Energieressourcen nötig machte. Stand zu Beginn Kohle für Züge und Kriegsschiffe im Mittelpunkt, rückte Erdöl kurz vor dem Ersten Weltkrieg in den Fokus. Hintergrund war die Entscheidung der britischen Admiralität, die Kriegsflotte mit Öl statt mit Kohle zu betreiben. Heute hat sich der Begriff Energiesicherheit sowohl von der Verwendung im rein militärischen Kontext als auch von der ehemals exklusiven Verbindung zum Erdöl gelöst.

Ein allgemeingültiges Konzept von Energiesicherheit gibt es heute dennoch nicht. Besonders bedeutet Energiesicherheit für jene Länder, die auf Importe angewiesen sind, etwas anderes als für solche Länder, die auf Importe verzichten können oder gar von Energieexporten abhängig sind. So erklärte Putin im Vorfeld des G8-Treffens in Sankt Petersburg 2006: *„You want security of supply and we want security of demand. But that is just one way of covering up a vast and complex set of disagreements.“*<sup>45</sup> Allgemein variieren die Konzepte von Energiesicherheit je nachdem, ob der Ausdruck im militärischen oder politischen Bereich oder aber z. B. in der Industrie verwendet wird. Einige Definitionsversuche bemühen sich, diese Vielfalt zu berücksichtigen. So könne man sagen, dass Energiesicherheit für Konsumenten eine günstige und ununterbrochene Versorgung bedeute, für Produzenten dagegen Marktzugang und ununterbrochene Lieferungen. Für Transitstaaten hieße

---

<sup>45</sup> Zit. in: Ostry, Sylvia: Sustainable Development and Energy Security: The WTO and the Energy Charter Treaty, Paper zur Konferenz “G8 Performance, St. Petersburg Possibilities”, Moskau 2006, S. 13, Endnote 9, unter: [http://www.g7.utoronto.ca/conferences/2006/mgimo/ostry\\_mgimo.pdf](http://www.g7.utoronto.ca/conferences/2006/mgimo/ostry_mgimo.pdf), 12.01.2008.



Energiesicherheit eine kontinuierliche Einnahmequelle, für die Industrie aber günstige Investitionsbedingungen.<sup>46</sup>

Des Weiteren gibt es mehrere Begriffe, die sich in der Bedeutung überlappen, teilweise jedoch auch synonym gebraucht werden. So verwendet man bei Importeuren und Konsumenten neben dem Wort „Energiesicherheit“ oft auch Begriffe wie z. B. „Sicherheit der Versorgung“, „Versorgungssicherheit“ oder „Energieversorgungssicherheit“. Während Energiesicherheit manchmal auf den Aspekt der rein quantitativ ausreichenden Menge von Energieressourcen für die Energieversorgung begrenzt wird, meint Versorgungssicherheit in solchen Fällen die Risiken, die durch innenpolitische oder regionalpolitische Instabilitäten, gewalttätige Konflikte oder terroristische Anschläge entstehen und verhindern oder erschweren, dass die Energie dort ankommt, wo sie gebraucht wird.<sup>47</sup> Teilweise bezeichnet man aber auch eine konkrete Politik oder Strategie zum Schutz der Akteure vor Risiken als Versorgungssicherheit. Hierbei ist es das Ziel der Akteure, durch kosteneffektives Risikomanagement die Risiken und die Folgen von Versorgungsstörungen zu minimieren.<sup>48</sup>

In anderen Fällen wird unter Energiesicherheit ein Zustand verstanden, bei dem es möglich ist, zu angemessenen Kosten mit gewissen Risiken (wie z. B. einer hohen Importabhängigkeit oder politischen Turbulenzen in Förder- oder Transitstaaten) erfolgreich umzugehen.<sup>49</sup> Auch kommt es vor, dass unter Energiesicherheit die Fähigkeit von Akteuren (Staaten) verstanden wird, durch die es ihnen gelingt, genügend Ressourcen aufzubringen, um die eigene Wohlfahrt sichern zu können.<sup>50</sup> Andere wiederum verwenden ein Konzept von Sicherheit der Energieversorgung, das lediglich die Abwesenheit von Verwundbarkeit durch importierte

---

<sup>46</sup> über die Definition von Energiesicherheit nach Gal Luft vgl. Spellmon, Scott: The NATO School Energy Security Conference, Issue Paper Nr. 3, August 2007, S. 2, unter: <http://www.carlisle.army.mil/pksoi/Docs/NATO%20Energy%20Security%20Conference%20Aug%2007.pdf>, 18.01.2008.

<sup>47</sup> z.B. vgl. Umbach, Frank: Globale Energiesicherheit, S. 51.

<sup>48</sup> Vgl. International Energy Agency (IEA): Security of Gas Supply in Open Markets. LNG and Power at a Turning Point, Paris 2004, S. 62; auch vgl. Eigenhofer, Christian / Legge, Thomas: Security of Energy Supply: A Question for Policy or the Markets?, Centre for European Policy Studies, Brüssel 2001, S. 3, unter: [http://shop.ceps.eu/downfree.php?item\\_id=37](http://shop.ceps.eu/downfree.php?item_id=37), 15.01.2007.

<sup>49</sup> Vgl. Hirschhausen, Christian von: Strategies for Energy Security. A Transatlantic Comparison, Globalization of Natural Gas Markets Working Papers, WP-GG-14, Berlin 2005, S. 2f, unter: [http://www.tu-dresden.de/wwwleeg/publications/wp\\_gg\\_14\\_hirschhausen\\_concensus\\_hiti\\_energy\\_supply.pdf](http://www.tu-dresden.de/wwwleeg/publications/wp_gg_14_hirschhausen_concensus_hiti_energy_supply.pdf), 06.06.2007.

<sup>50</sup> Vgl. Victor, David / Carin, Barry / Abbott, Clint: Energy Security at the L20? Overview of the Issues, Background discussion paper for L20 Energy Security Workshop, Stanford University, October 13-14. 2005, unter: <http://www.l20.org/publications/Phase%20III/Energysecurity/E.%20Background.pdf>, 17.06.2008.

Ressourcen (in Form von negativen Auswirkungen wie einer hohen Preisvolatilität oder einer Verringerung von Lieferungen) meint.<sup>51</sup>

Diese Arbeit verwendet ein umfassendes Konzept von Energiesicherheit, wobei andere Begriffe wie Versorgungssicherheit oder Sicherheit der Versorgung weitgehend synonym gebraucht werden. Dies gilt v. a., weil solche Begriffe die Versorgung in den Mittelpunkt stellen, die für importierende Akteure wie die EU wichtig ist. Das hier im weiteren Verlauf verwendete Konzept von Energiesicherheit orientiert sich an der im UNDP-Bericht von 2000 verwendeten Definition:

*“Energy security or security of supply can be defined as the availability of energy at all times in various forms, in sufficient quantities, and at reasonable and/or affordable prices.”<sup>52</sup>*

Nach dieser Basisdefinition handelt es sich sowohl bei Energiesicherheit als auch bei Sicherheit der Versorgung um einen Zustand, bei dem gewisse Kriterien erfüllt sein müssen. Diese Kriterien sind:

- a) die durchgehende und ununterbrochene (physische) Verfügbarkeit von Energie,
- b) in verschiedenen Formen,
- c) in ausreichenden (physischen) Mengen und
- d) zu angemessenen Preisen.
- e) In der Definition implizit vorhanden ist zudem die Erwartung einer sicheren Versorgung in der Zukunft!

Die Frage nach der Energiesicherheit bzw. der Sicherheit der Versorgung besteht also prinzipiell aus zwei Grundkomponenten, einer Preis- und einer Verfügbarkeitskomponente. Energie muss einerseits physisch verfügbar sein, sie muss dort verfügbar sein, wo sie gebraucht wird, wenn sie gebraucht wird, und sie muss andererseits zu einem bezahlbaren, angemessenen Preis vorhanden sein. Daraus folgt, dass die Energiesicherheit durch bestimmte Ereignisse negativ beeinträchtigt werden kann, die sich auf die Verfügbarkeits- oder auf die Preiskomponente auswirken. Um welche Ereignisse kann es sich nun konkret in Bezug auf Erdgas handeln?

---

<sup>51</sup> Vgl. Bertel, Evelyne: Nuclear energy and the security of energy supply, in: Nuclear Energy Agency (Hrsg.), NEA News, Vol. 23 Nr. 2, 2005, S. 4, unter: <http://www.nea.fr/html/pub/newsletter/2005/nea-news-23-2.pdf>, 02.04.2007.

<sup>52</sup> van der Linde, Coby: Study on Energy Supply Security and Geopolitics, S. 31; nach United Nations Development Programme: World Energy Assessment, New York 2000, S. 113.

Im Folgenden werden die oben genannten Kriterien der Basisdefinition kurz auf die Energiesicherheit in Bezug auf Erdgas angewandt. Hierdurch sollen Beispiele für mögliche Ereignisse gefunden werden, die sich negativ auf die Sicherheit der Erdgasversorgung auswirken können.

- a) Durchgehende und ununterbrochene Verfügbarkeit: Da Erdgas nicht einfach und günstig in großen Mengen zu lagern ist, muss das (importierte) Gas durchgehend und möglichst ohne Unterbrechungen stetig bei den Konsumenten ankommen. Versorgungsunterbrechungen können mannigfaltige Gründe und Konsequenzen haben und sie können in verschiedenen Konstellationen und für unterschiedliche Zeitspannen stattfinden. Grundsätzlich können Versorgungsunterbrechungen mit importiertem Gas entweder beim Produzenten oder bei eventuellen Transitstaaten geschehen<sup>53</sup>, sie können kurz- oder langfristiger Natur und gewollt (z. B. politisch motiviert) oder ungewollt (z. B. Naturkatastrophen) sein. Versorgungsunterbrechungen können jedoch auch innerhalb des Verbraucherstaates geschehen, z. B. als Folge unzureichender Wartung der Infrastruktur.
- b) Verfügbarkeit in verschiedenen Formen: In Bezug auf Erdgas kann dieses Kriterium verstanden werden als der Grundgedanke der Diversifizierung. „In verschiedenen Formen“ heißt demnach bei importiertem Erdgas, dass das Gas aus möglichst verschiedenen Quellen (oder Staaten) stammt und auf unterschiedlichen Transportwegen zum Konsumenten gelangt (verschiedene Pipelinerouten, LNG, etc.). Negativ in diesem Zusammenhang wäre beispielsweise ein Zustand, bei dem der Gesamtbedarf über nur eine Pipeline aus einer Quelle importiert wird.
- c) Verfügbarkeit in ausreichenden Mengen: Die Ressourcenbasis muss für absehbare Zeit in der Lage sein, den Bedarf zu decken. Die Gasmengen, die den Markt tatsächlich erreichen, sollten jederzeit die Nachfrage decken können, da die Speicherung von Erdgas problematisch ist. Eine Reduzierung der Gasmengen unter das benötigte Maß kann nicht lange ohne Einschränkungen ausgeglichen werden. Gründe für eine Erschöpfung der Ressourcenbasis können z. B. geologische (Ressource erschöpft) oder ökonomische (z. B. es wurde nicht genug in die Erschließung neuer Lagerstätten investiert) Ursachen haben.

---

<sup>53</sup> Vgl. Stern, Jonathan: Security of European Natural Gas Supplies. The impact of import dependence and liberalization, Royal Institute of International Affairs, London 2002, S. 12ff, unter: [http://se1.isn.ch/serviceengine/Files/ISN/23033/ipublicationdocument\\_singledocument/BBD578CB-8574-4923-B727-FA9F1FBF17A0/en/110-Security\\_Natural\\_Gas.pdf](http://se1.isn.ch/serviceengine/Files/ISN/23033/ipublicationdocument_singledocument/BBD578CB-8574-4923-B727-FA9F1FBF17A0/en/110-Security_Natural_Gas.pdf), 11.12.2009.

- d) Verfügbarkeit zu angemessenen Preisen: Was ein „angemessener“ Preis ist, bei dem die Versorgung „sicher“ sei, kann nicht vorab festgelegt werden. Klar ist aber, dass Energie- oder Versorgungssicherheit auch an die Frage des zu bezahlenden Preises gekoppelt ist. Denn ist der Preis nur hoch genug, wird sich die Nachfrage den knapp vorhandenen Ressourcen irgendwann anpassen, weil nur wenige das Gas bezahlen können – allerdings lässt sich in einer solchen Situation kaum ernsthaft von Energie- oder Versorgungssicherheit sprechen.<sup>54</sup> Als angemessene Preise können solche verstanden werden, die eine stabile wirtschaftliche und soziale Entwicklung nicht behindern. Ereignisse wie eine hohe Preisvolatilität oder eine starke Preiserhöhung können sich negativ auf die Energiesicherheit auswirken.
- e) Erwartung von in Zukunft ununterbrochener Verfügbarkeit: Energieressourcen sind strategische Güter und für jede Volkswirtschaft von enormer Wichtigkeit. Deswegen muss auch die zukünftige Energieversorgung gesichert sein. Gerade bei Erdgas sind hohe Investitionen nötig, bevor tatsächlich Gas von der Quelle zum Konsumenten fließen kann. Diese Investitionen (und entsprechende Verträge) verbinden Produzenten und Konsumenten langfristig, so dass ein kurzfristiger Wechsel nicht nur unüblich, sondern schwer zu bewerkstelligen ist. Damit der Konsument die eigene Versorgung mit Erdgas auch in Zukunft als gewährleistet erachten kann, spielen verschiedene Faktoren eine Rolle, z. B. ausreichend hohe Reserven und Investitionen des Produzenten oder die strategische Ausrichtung seiner Energiepolitik. Insofern spielt auch eine gewisse psychologische Komponente bei der Erwartungshaltung mit hinein, die nur schwer zu erfassen ist. Denn was für einen Staat „ausreichende Mengen“ oder „angemessene Preise“ sind, müssen es nicht für einen anderen sein. Unabhängig vom Anteil einer Ressource am Energiemix oder dem Importanteil, kann sich die Perzeption der „ausreichenden“ Menge oder des „angemessenen“ Preises mit der Besserung oder Verschlechterung der (politischen) Beziehung zwischen den Akteuren ändern. In diesem Zusammenhang kann also eine bestimmte Rhetorik oder die Art und Weise der Darstellung eines Akteurs durch die Medien Einfluss auf die Erwartungshaltung und damit auf die (perzipierte) Energiesicherheit haben.<sup>55</sup>

---

<sup>54</sup> Vgl. Luciani, Giacomo: Security of Supply for Natural Gas Markets. What is it and what is it not?, S. 2.

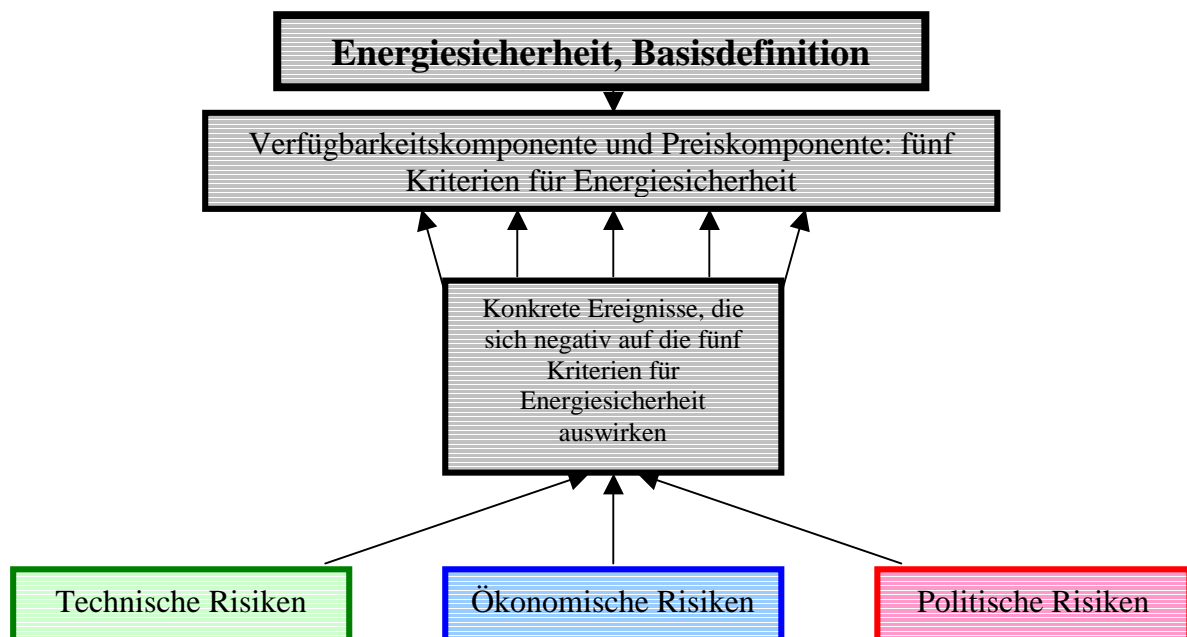
<sup>55</sup> Vgl. Skinner, Robert: Strategies for Greater Energy Security and Resource Security, Background Notes, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2006, S. 6, unter:  
[http://www.oxfordenergy.org/presentations/BANFF\\_June\\_06-1.pdf](http://www.oxfordenergy.org/presentations/BANFF_June_06-1.pdf), 06.06.2009.

Es zeigt sich, dass Energiesicherheit durch eine Vielzahl möglicher Ereignisse beeinflusst werden kann. Sind ein oder mehrere Kriterien nicht oder nur zum Teil erfüllt, liegt eine Störung der Verfügbarkeits- und/oder der Preiskomponente von Energiesicherheit vor. Energiesicherheit ist dann entweder nicht oder nur zum Teil gegeben. Sie ist aber zumindest gefährdet bzw. sie wird so perzipiert.

Die konkreten Ereignisse, die eine solche Störung verursachen, können wie gesehen sehr unterschiedlich sein. Teilweise handelt es sich um Risiken, die je nach Energieressource erheblich variieren können (z. B. Erdöl, Erdgas, aber auch Kohle oder Elektrizität).<sup>56</sup> In Bezug auf Erdgas können die verschiedenen Ereignisse, die sich negativ auf die Energiesicherheit auswirken können, in drei<sup>57</sup> Risikokategorien ihrer Ursache nach eingeordnet werden. Hierbei handelt es sich um Ereignisse, die sich aufgrund von

- 1) Unfällen oder extremen Wetterphänomenen (sogenannte technische Risiken),
- 2) Marktversagen oder Regulierungsfehlern (ökonomische Risiken) und
- 3) der Konzentration der weltweiten Energieressourcen (politische Risiken) ergeben.

Abb. 2: Risikokategorien von Energiesicherheit



Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>56</sup> Vgl. IEA: The IEA Natural Gas Security Study, Paris 1995, S. 24.

<sup>57</sup> Zusätzlich zu diesen drei Kategorien werden oft noch sogenannte geologische Risiken und Risiken aufgrund des Klimawandels genannt. Während die geologischen Risiken – im Grunde genommen die Gefahr der physischen Erschöpfung der entsprechenden Energieressourcen – in dieser Arbeit innerhalb der Kategorie geopolitischer Risiken fallen, werden die Risiken des Klimawandels innerhalb aller drei Kategorien behandelt. Trotz der Bedeutung der Klimadebatte für den Energie- und Gassektor scheint eine eigene Kategorie nicht gerechtfertigt. Die Risiken aufgrund von Wetterphänomenen fallen unter den technischen Risiken. Andere Risiken, wie die Auswirkungen internationaler Klimaabkommen oder der Implementierung von Handelssystemen für THG-Emissionszertifikaten, fallen entsprechend unter der Kategorie politischer und ökonomischer Risiken.

Störungen aufgrund von Unfällen, technischen Pannen oder extremen Wetterphänomenen werden wahrscheinlich unvermeidlich bleiben, denn sowohl das Risiko menschlichen Versagens als auch von Wetterkatastrophen kann nie gänzlich ausgeschlossen oder präzise vorhergesagt werden. Letztere könnten aufgrund des Klimawandels sogar zunehmen. Die Störungen können oft weitreichende wirtschaftliche und politische Konsequenzen haben, sind aber meistens nur von relativ kurzer Dauer. Verhindert werden können Unfälle und Wetterkatastrophen nicht. Die verantwortlichen Akteure können lediglich Sicherheitsvorkehrungen treffen und versuchen, die Auswirkungen für den Eintritt einer solchen Störung zu minimieren.

Störungen als Folge von Marktversagen und Regulierungsfehler haben besonders Auswirkungen auf die Preiskomponente von Energiesicherheit. Gemeinhin wird mit steigendem Liberalisierungsgrad des Marktes eine Bedeutungszunahme der Preiskomponente angenommen, da im besten Fall der Preis der Ressource auf dem freien Markt den Grad der Verfügbarkeit derselben widerspiegelt. Ist die Ressource also knapp, steigt der Preis entsprechend, was wiederum die Nachfrage senkt, die sich dann entsprechend der Verfügbarkeit einpendelt. Umgekehrt sinkt die Bedeutung des Preises mit steigendem Regulierungsgrad (bzw. mit abnehmendem Liberalisierungsgrad). Spiegelt der Preis nicht die Verfügbarkeit wider, wird also der Preis z. B. künstlich niedrig gehalten, kann dies zu einer gegenüber der tatsächlichen physischen Verfügbarkeit übermäßigen Nachfrage führen – und damit zu Versorgungsengpässen. Ebenso können langfristig falsche bzw. ungenügende Investitionsanreize geschaffen werden, wodurch die zukünftige Verfügbarkeit von Erdgas nicht garantiert werden kann. An diesem Beispiel wird der Zusammenhang zwischen Preis- und Verfügbarkeitskomponente deutlich. Der Zustand des Marktes spielt also für die Energiesicherheit eine entscheidende Rolle.

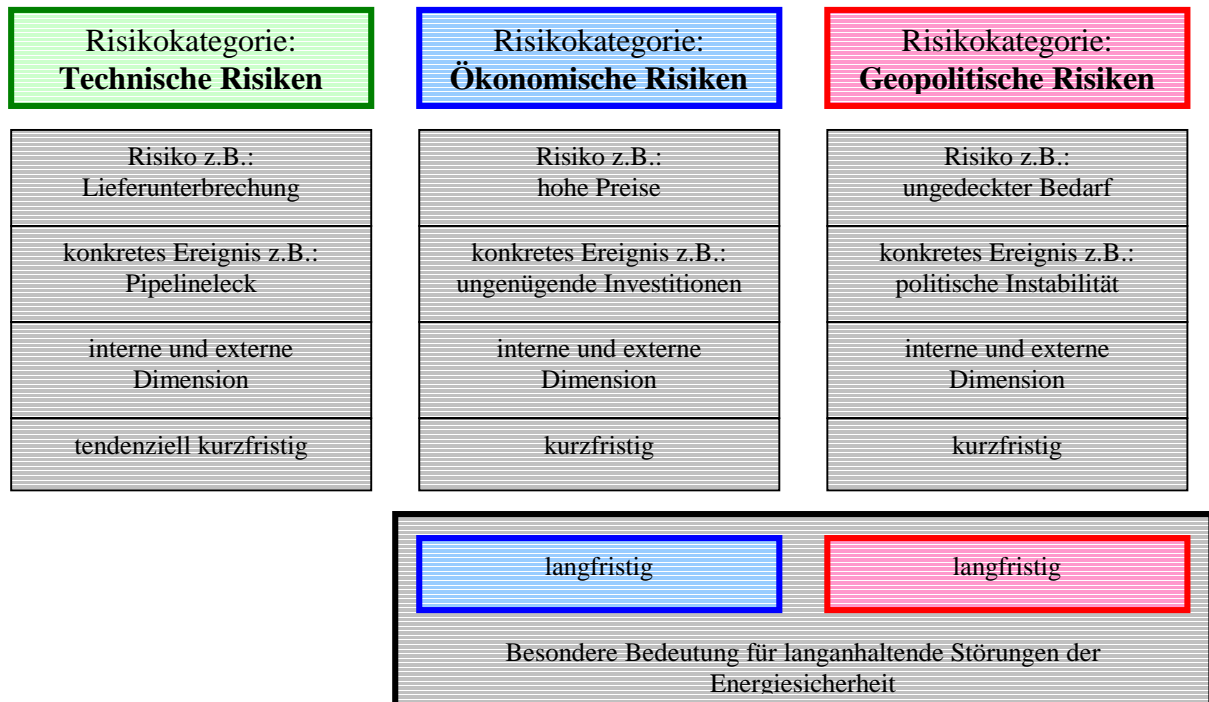
Allerdings gilt die globale Konzentration der Energievorkommen als dauerhafteste Quelle von Risiken für die Versorgungssicherheit und hat besonders Auswirkungen auf die Verfügbarkeitskomponente. Die Konzentration von wenigen großen Erdgasquellen in einigen wenigen – oft politisch problematischen – Staaten und Regionen, hat besonders in den letzten Jahren zu einer wachsenden Besorgnis vieler energieimportierenden Staaten in Bezug auf die Sicherheit ihrer Versorgung mit Erdgas geführt. Da das Phänomen der Konzentration der Energievorkommen einen geographischen Faktor in die Untersuchung von Energiesicherheit einführt<sup>58</sup>, handelt es sich bei den Risiken, die sich aus diesem Phänomen ergeben, nicht nur um politische, sondern speziell um geopolitische Risiken. Beispielsweise haben die russisch-

---

<sup>58</sup> Vgl. IEA: Energy Security and Climate Change: Assessing Interactions, Paris 2007, S. 32ff.

ukrainischen Gasdispute von 2006 und 2009, durch die es zu einer Verringerung bzw. einer Einstellung der Gaslieferungen nach Europa kam, auch der breiten Masse der europäischen Bevölkerung die eigene Vulnerabilität gegenüber durch geopolitische Spannungen verursachte Versorgungsengpässe bewusst werden lassen. Die Konzentration des strategischen Guts Erdgas in einigen Regionen und die Konzentration des Konsums in anderen, hat auch zu einer Konzentration der Transportwege für diesen Rohstoff geführt.<sup>59</sup>

Abb. 3: Charakteristika der Risikokategorien



Quelle: Eigene Darstellung.

Unabhängig davon, ob es sich um wirtschaftliche, politische oder technische Risiken handelt, können konkrete Störungen der Energiesicherheit, was ihre zeitliche Dauer anbelangt, erheblich voneinander abweichen. Während es sich bei kurzfristigen, zeitlich begrenzten Störungen um solche technischer, ökonomischer oder politischer Natur handeln kann, können lang anhaltende Störungen der Energiesicherheit typischerweise auf ökonomische (Marktversagen und Regulierungsfehler) und (geo-)politische (aus der Konzentration der Vorkommen) Risiken zurückgeführt werden. Entsprechend können in einem längeren Zeitraum auch höhere Kosten entstehen. Im Hinblick auf die später zu untersuchende Interdependenz-Verwundbarkeit, die über einen längeren Zeitraum betrachtet werden muss, sollte den langfristigen Risiken eine höhere Bedeutung beigemessen werden. Außerdem wird ersichtlich, dass Fragen der Energiesicherheit nicht vor staatlichen Grenzen halt machen. Alle

<sup>59</sup> Vgl. Ebd., S. 36ff.

drei Risikokategorien können sowohl innerhalb als auch außerhalb des Verbraucherlandes geschehen. Somit haben sie alle neben einer internen auch eine wichtige externe Dimension.<sup>60</sup>

### **3.2 Beziehung zwischen Geopolitik und Sicherheit der Versorgung mit Erdgas**

Obwohl der Begriff Geopolitik in den letzten Jahren immer häufiger Verwendung findet, erscheint es angebracht, diesen kurz zu erläutern. Bis zum Zweiten Weltkrieg spielte der Begriff in der politischen Publizistik, in der Geographie und in der Geschichtswissenschaft eine bedeutende Rolle. Nach 1945 wurde er aber in öffentlichen Diskussionen über internationale Beziehungen, besonders in Deutschland, lange tabuisiert. Verschuldet wurde diese Entwicklung durch pseudowissenschaftliche „Lebensraum“-Theorien deutscher Geopolitiker, die der nationalsozialistischen Führung des Dritten Reiches als Legitimation für ihre aggressive Außenpolitik gedient haben.<sup>61</sup> Das hier verwendete Verständnis von Geopolitik umfasst einerseits den Einfluss von geographischen, kulturellen, historischen, demographischen und ökonomischen Faktoren auf die konkrete, auf den Raum und seine Ressourcen gerichtete langfristige-strategische Politik von Akteuren und ihren Interessen. Andererseits beinhaltet es auch die daraus resultierende Rivalität zwischen den Akteuren. Hieraus ergeben sich zwei Aspekte von Geopolitik. Auf der einen Seite handelt es sich um Faktoren, die sich innerhalb der Akteure abspielen und Konsequenzen für ihre Handlungen gegenüber anderen Akteuren haben können. Auf der anderen Seite handelt es sich um den Wettbewerb zwischen den Akteuren, der sich ergibt, wenn sich die Handlungen verschiedener Akteure auf ein und denselben Raum richten.

Im Bereich der Energiesicherheit wird die Bedeutung des geopolitischen Umfelds deutlich: Die Versorgungssicherheit eines Staates hängt nicht nur von ihm selbst, sondern auch von anderen Akteuren ab (z. B. Produzenten- und Transitstaaten sowie anderen Verbrauchern). Um was für Staaten es sich hierbei handelt, wie es um deren Sicherheit, deren ökonomische, politische und soziale Stabilität, deren Interessen und deren Beziehung zueinander steht, kann einem auf Importe angewiesenen Staat nicht gleichgültig sein. Zwischenstaatliche Kriege, ethnische Konflikte innerhalb der Staaten oder terroristische Aktivitäten können gleichermaßen zu einem Versiegen der Energielieferungen führen wie ungenügende Investitionen im Energiesektor oder die Verwendung von Energie als politische Waffe. Gleichzeitig verschärfen Schwellenländer wie China und Indien den Wettbewerb um den Zugang zu Energievorkommen zusätzlich, indem sie ihren steigenden Bedarf durch höhere

---

<sup>60</sup> Vgl. IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 62.

<sup>61</sup> Vgl. Brill, Heinz: Geopolitik heute. Deutschlands Chance?, Frankfurt a. M./ Berlin 1994, S. 20.



Energieimporte zu befriedigen versuchen. Das geopolitische Umfeld steht demnach in direktem Zusammenhang mit der Energiesicherheit eines Staates: In einem bestimmten geopolitischen Umfeld ist Energie bzw. Erdgas verfügbar oder kann zu einem akzeptablen Preis verfügbar gemacht werden, in einem anderen Umfeld ist dies nicht möglich.<sup>62</sup>

Vor dem Hintergrund eines steigenden Gasimports bei vielen Konsumentenstaaten, dem damit verbundenen schärferen Wettbewerb um den Zugang zu den konzentrierten Gasquellen und der damit zusammenhängenden Politisierung der Energiebeziehungen, ist in den letzten Jahren der geopolitischen Dimension von Energiesicherheit im Gassektor eine zunehmende Bedeutung beigemessen worden.<sup>63</sup> Eine Abhängigkeit von Energieimporten sollte aber (wie bereits erwähnt, siehe Kapitel 2.1.1) keinesfalls automatisch mit Energieunsicherheit, bzw. die Unabhängigkeit von Importen mit Energiesicherheit gleichgestellt werden. Vielmehr ist es so zu verstehen, dass importiertes Gas ein zusätzliches Risiko (premium) für die Versorgungssicherheit bedeuten kann, da die Versorgung mit importiertem Erdgas – im Gegensatz zu der mit eigenen Ressourcen – durch Veränderungen des geopolitischen Umfelds gestört werden kann.<sup>64</sup>

### **3.3 Die Struktur der folgenden Untersuchung**

Aus der oben verwendeten Definition, konnten Komponenten, Risiken und relevante Dimensionen des Begriffs herausgearbeitet werden. Nun kann dazu übergegangen werden anhand dieser, die genaue Struktur der folgenden Vorgehensweise festzulegen, mittels der die Lage der Erdgasversorgungssicherheit der EU untersucht werden soll.

#### **3.3.1 Die externe und interne Dimensionen von Energiesicherheit**

Aus europäischer Konsumentenperspektive gesehen, können Beeinträchtigungen der Energieversorgung sehr unterschiedlicher Natur sein. Obwohl in dieser Arbeit primär die langfristigen Risiken untersucht werden sollen, können prinzipiell alle Versorgungsstörungen ihren Ursprung entweder im eigenen Land (domestic) oder auf Versorgerseite (supply-side factors) haben, also auf Seiten der Erdgas liefernden Staaten. Energiesicherheit hat also, vom importierenden Staat aus betrachtet, sowohl eine externe als auch eine innerstaatliche Dimension.<sup>65</sup>

---

<sup>62</sup> Vgl. Van der Linde, Coby: Study on Energy Supply Security and Geopolitics, S. 37.

<sup>63</sup> Vgl. Ebd., S. 43.

<sup>64</sup> Vgl. Luciani, Giacomo: Security of Supply for Natural Gas Markets, S. 5.

<sup>65</sup> Vgl. Röller, Lars-Hendrik / Delgado, Juan / Friederiszick, Hans W.: Energy: Choices for Europe, Brüssel 2007, S. 12f.

Um die interne und externe Dimension der Erdgasversorgung Europas zu untersuchen, müssen die einzelnen Akteure analysiert werden. Da die europäische Sicherheit der Erdgasversorgung im Zentrum dieser Arbeit steht, muss als interne Dimension die Versorgungslage der Europäischen Union untersucht werden. Anschließend kann dazu übergegangen werden, die externe Dimension zu untersuchen. Aufgrund der Konzentration der Erdgaslager, des -konsums und des -transports wird sich die Untersuchung der externen Dimension in Erdgasproduzenten und -exporteure sowie in Transitstaaten/-regionen gliedern. Neben den wichtigsten Erdgaslieferanten Russland, Norwegen und Algerien werden auch andere aktuelle und potentielle Lieferanten berücksichtigt, v. a. aus Nordafrika, der kaspischen und zentralasiatischen Region und aus der Region am Persischen Golf. Bezüglich der Transitstaaten werden zwar generell alle Akteure berücksichtigt, besondere Bedeutung kommt aber sowohl der Ukraine als auch der Türkei zu.

<b>Tabelle 8: Interne und Externe Dimension</b>		
<b>externe Dimension</b>		<b>interne Dimension</b>
<b>Lieferstaaten</b>	<b>Transitstaaten</b>	<b>Europäische Union</b>
Russland, Norwegen, Algerien und Nordafrika, kaspische Region, Golfregion, ...	Ukraine und Osteuropa, Die Schwarzmeerregion, Kaukasus, Türkei, ...	Die EU und ihre Mitgliedsstaaten

Quelle: Eigene Darstellung.

### 3.3.2 Die Untersuchung ökonomischer und der (geo-) politischer Faktoren

Wie bereits oben erwähnt, gibt es zwei wichtige langfristige Ursachen für Beeinträchtigungen von Energiesicherheit. Grundsätzlich handelt es sich dabei einerseits um ökonomische andererseits um geopolitische Risiken. Beiden Risikokategorien wird bei der Untersuchung der Beziehungsmuster und besonders der Interdependenz-Verwundbarkeit aufgrund ihrer Langfristigkeit besondere Bedeutung beigemessen.

Seit dem Ende der 90er Jahre ist eine Zunahme der Wichtigkeit geopolitischer Faktoren zu beobachten. Diese lässt sich auf den erhöhten internationalen Wettbewerb zurückführen, wodurch Themen der Energie und besonders der Energiesicherheit eher in einem außen- und sicherheitspolitischen – statt in einem rein wirtschaftlichen – Kontext betrachtet werden.<sup>66</sup> Es ist jedoch sinnvoll, und in dieser Arbeit explizit beabsichtigt, beide Ansätze miteinander zu

<sup>66</sup> Vgl. Hoogeveen, Femke / Perlot, Wilbur (Hrsg.), Tomorrow's Mores, The international System, Geopolitical Changes and Energy, Clingendael International Energy Programme, Den Haag 2005, S. 14.

verknüpfen, um ein Gesamtbild der sicherheitsenergetischen Lage zu bekommen.<sup>67</sup> Alle Staaten und Regionen in dieser Arbeit sollen also hinsichtlich beider Aspekte betrachtet werden.

Dies empfiehlt sich nicht zuletzt, weil die, v. a. durch Politik und Medien, häufig hervorgehobene Bedeutung geopolitischer Faktoren bei der Untersuchung von Energiesicherheit (u. a. Wettbewerb um Energievorkommen, Politisierung von Energielieferungen, Verknappung der Energierohstoffen, Instabilität von Lieferstaaten) von einigen Experten als falsch erachtet wird. Die Hervorhebung des geopolitischen Kontextes habe unter vielen Experten, Politikern und Medienvertretern zu der Entstehung eines sogenannten „Bedrohungskonsenses“ geführt.<sup>68</sup>

Die Untersuchung des Marktes – also ökonomischer Faktoren – und der Folgen aus der Konzentration der Energierohstoffe – also der geopolitischen Faktoren – ist nach der Strukturierung entlang der Unterscheidung zwischen interner und externer Dimension (Europa, Produzenten, Transitstaaten) nicht unproblematisch. Zwar lässt sich die Untersuchung des Marktes entlang einer internen und einer externen Dimension durchführen, doch handelt es sich bei der externen Dimension ökonomischer Faktoren um solche, die sich über der Ebene der untersuchten Akteure befinden. Als Beispiel können die globalen Energiemärkte dienen. Diese befinden sich nicht nur außerhalb der EU und der übrigen Akteure, sondern auf einer übergeordneten Ebene. Gleichzeitig befinden sich zu untersuchende ökonomische Faktoren innerhalb der einzelnen Akteure, z. B. der Investitionsbedarf und die Investitionsbedingungen in den einzelnen Gasmärkten.

Entsprechend müssen die ökonomischen Faktoren einerseits auf einer externen, aber übergeordneten Systemebene, andererseits jedoch auf einer innerstaatlichen Akteursebene untersucht werden. Sowohl die Untersuchung der EU als auch die Untersuchung der externen Dimension bei den Liefer- und Transitstaaten wird dabei auf der innerstaatlichen Akteursebene durchgeführt. Die Untersuchung des Gasmarktes und -handels im Allgemeinen wird dagegen auf eine globale oder zumindest regionale Ebene ausgegliedert. Geht es um die Charakteristika der Märkte innerhalb bestimmter Akteure, wie z. B. der Organisation der Märkte in den einzelnen Staaten, befindet sich diese Untersuchung auf Akteursebene in den jeweiligen Länderkapiteln.

---

<sup>67</sup> Vgl. Youngs, Richard: Europe's External Energy Policy: Between Geopolitics and the Market, CEPS Working Document, Nr. 278, Brüssel 2007, S.1.

<sup>68</sup> Vgl. Götz, Roland: Ist Europas Energieversorgungssicherheit wirklich bedroht?, in: Meier-Walser, Reinhard C. (Hrsg.), Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung, München 2007, S. 67ff.

Ähnlich muss mit der Untersuchung der geopolitischen Faktoren vorgegangen werden. Die globale Konzentration der Erdgasvorkommen, beispielsweise die rohstoffseitige Verfügbarkeit von Erdgas und der zukünftige globale Erdgasbedarf werden auf der Systemebene behandelt. Auch hier gilt generell: globale Fragen werden auf der System-, staatspezifische auf der Akteursebene betrachtet. Die Untersuchung der geopolitischen Faktoren erfordert (siehe Kapitel 3.2) eine genaue Analyse auf der Akteursebene. Zentraler Bestandteil der Untersuchung auf der Akteursebene ist die Analyse des Gassektors. Dazu sollen die Interessen und Ziele der Akteure dargestellt werden, v. a. die verfolgte Strategie im Gassektor sollte hier im Mittelpunkt stehen. Um die Handlungsmotivation besser zu verstehen, empfiehlt es sich, die Situation in einen historischen Kontext einzubetten. Hierzu sollte sowohl die politische Entwicklung des Akteurs angerissen als auch die Entwicklung des Gassektors in den jeweiligen Ländern betrachtet werden.

Dem in dieser Arbeit verwendeten Verständnis von Geopolitik folgend, müssen auch die Außenbeziehungen und eventuelle internationale Konflikte der einzelnen Akteure in den Länderkapiteln berücksichtigt werden. In erster Linie werden in diesem Teil bestehende Kontakte zu anderen Akteuren im Gassektor behandelt, auch im Rahmen internationaler Konfliktformationen, die auf den Gasbereich und auf die Handlungsoptionen Einfluss üben könnten. Da die Untersuchung längerfristiger Verwundbarkeitsmuster im Vordergrund steht, werden v. a. langfristige Risiken berücksichtigt.

**Tabelle 9: Matrix aus den zu untersuchenden Faktoren und Dimensionen, inkl. Beispiele**

	externe Dimension			interne Dimension
	Globale und übergeordnete internationale Aspekte	Lieferstaaten	Transitstaaten	Europäische Union
<b>ökonomische Faktoren</b>	Systemebene: z. B. internationale Gasmärkte und Gashandel, weltweiter Erdgasbedarf,...	Akteursebene: z.B. Investitionsbedarf, Organisation des Gasmarktes, ...	Akteursebene: z.B. Investitionsbedarf, Organisation des Gasmarktes, ...	Akteursebene: z.B. Organisation des Gasmarktes, ...
<b>geopolitische Faktoren</b>	Systemebene: z. B. Konzentration der globalen Erdgasreserven, ...	Akteursebene: z.B. Strategien und Interessen, historische und gesellschaftliche Aspekte, Konflikte, ...	Akteursebene: z.B. Strategien und Interessen, historische und gesellschaftliche Aspekte, Konflikte, ...	Akteursebene: z.B. Strategien und Interessen, Beziehungen, Konflikte, ...

Quelle: Eigene Darstellung.

### 3.3.3 Die Rolle des Staates: staatliche und nicht-staatliche Akteure

Generell sind sowohl staatliche als auch nicht-staatliche Akteure für die Untersuchung von Energiesicherheit relevant. Eine Unterscheidung zwischen diesen beiden Akteurstypen ist wichtig, da sie prinzipiell verschiedene Interessen verfolgen, durch die nicht selten Konfliktpotential entsteht (z. B. in Bezug auf Investitionen, Pipelinestrecken, etc).<sup>69</sup> Indes ist in den letzten Jahren eine Entwicklung zur tendenziellen Stärkung der staatlichen Rolle im Energiesektor – damit auch im Gassektor – zu beobachten.<sup>70</sup>

Besonders westliche Staaten, die in den vergangenen Jahrzehnten ihre Versorgungssicherheit zum großen Teil verstärkt in die Hände multinationaler Energiekonzerne gelegt und damit den Regeln der globalen Marktwirtschaft vertraut haben, sehen sich zunehmend mit staatlichen oder halbstaatlichen Akteuren konfrontiert. In vielen Förderländern ist der Energiesektor in staatlicher Hand. Oft bestehen Tendenzen zur Nationalisierung bzw. Renationalisierung von Energieunternehmen oder der Rohstofflager. Somit steigt der Anteil staatlich kontrollierter Energielager ebenso an wie die Geschäfte, die zumindest auf der einen Seite einen staatlichen Akteur beinhalten. Auch die Anzahl der Energiegeschäfte steigt, die auf beiden Seiten einen staatlichen Akteur haben. Westliche Konzerne stehen darüber hinaus zunehmend mit staatlichen Energiefirmen anderer importierender Länder wie China oder Indien in Konkurrenz, die mit finanzieller Rückendeckung ihrer Regierungen in der Lage sind (für Firmen oder Öl-/Gasfelder), Preise über dem Marktniveau zu zahlen<sup>71</sup> und den jeweiligen Regierungen als Werkzeuge zur Umsetzung ihrer Sicherheitspolitik dienen.

Als Energierohstoff unterliegt Erdgas in erster Linie der Kontrolle jener Staaten, auf deren Territorium sich die Lagerstätten befinden. Entsprechend ist es zumindest möglich, dass die Ausbeutung der Vorkommen nicht dem Primat der Einkommensmaximierung dient, sondern für die Verfolgung nicht-ökonomischer Ziele verwendet wird, wie z. B. der politischen Einflussnahme auf Nachbarn.<sup>72</sup> Die Untersuchung der Energiesicherheit muss demnach die gestiegene Bedeutung von Staaten und staatlichen Akteuren berücksichtigen, jedoch ebenfalls wichtige nicht-staatliche Akteure in den jeweiligen Länderkapiteln berücksichtigen.

---

<sup>69</sup> Vgl. Umbach, Frank: Globale Energiesicherheit, S. 45ff.

<sup>70</sup> Die Rolle des Staates in Energiefragen wird allerdings durchaus kontrovers diskutiert. Es gibt also keinen Konsens darüber, ob der Staat in diesem Bereich wichtiger oder unwichtiger wird. Joe Barnes, Mark H. Hayes, Amy M. Jaffe und David G. Victor gehen z. B. in der Einleitung ihres Buches von einer wachsenden Rolle der Privatwirtschaft im Erdgassektor aus, vgl. Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.): Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040, Cambridge 2006, S.16f; Frank Umbach spricht von einem gestiegenen Einfluss der sich weltweit verflechtenden internationalen Erdöl- und Energiekonzerne, vgl. Umbach, Frank: Globale Energiesicherheit, S. 41, 44.

<sup>71</sup> Vgl. Umbach, Frank: Energiesicherheit im 21. Jahrhundert, S. 30ff.

<sup>72</sup> Vgl. IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 63.

Die Auswahl der für Europa wichtigen Staaten im Gassektor richtet sich nach dem Exportvolumen und –potential. Berücksichtigt werden also nicht nur die Staaten und Regionen, die tatsächlich Erdgas nach Europa exportieren, sondern auch diejenigen, die über eine entsprechende Reservenbasis verfügen, in Reichweite des europäischen Marktes sind, aber noch nicht zu Europas Lieferanten gehören. Gleiches gilt für aktuelle und potentielle Transitstaaten. Auf die zu untersuchenden Akteure ist bereits unter Punkt 3.3.1 eingegangen worden.

#### 3.3.4 Die Konzeption der Arbeit

Mit dem Ende dieses Kapitels ist der erste Schritt der Dichten Beschreibung abgeschlossen. Ausgehend von einer Basisdefinition wurden verschiedene Störungen von Energiesicherheit und die ihnen zugrundeliegenden Ursachen ausgearbeitet. Die Untersuchung der verschiedenen Ursachen ergab, dass besonders ökonomische und geopolitische Risiken langfristigen Störungen der Energiesicherheit zugrunde liegen. Auf diese Risiken ist bei der Untersuchung der europäischen Gasversorgungssicherheit die Aufmerksamkeit nun zu lenken. Zusammen mit der Identifizierung der internen und externen Dimension ist es nun möglich, die folgende Arbeit auf die wesentlichen Themen für die Untersuchung der Sicherheit der europäischen Gasversorgung zu lenken. Wie soll nun das weitere Vorgehen bei den Schritten zwei und drei, also der Dichten Beschreibung an sich und der Verknüpfung der einzelnen Beziehungszusammenhänge erfolgen?

Der zweite Schritt der Dichten Beschreibung beginnt mit den Kapiteln 4 und 5. Diese beschäftigen sich mit der Untersuchung globaler und regionaler Entwicklungen und Trends. Hierbei handelt es sich also um die externe Dimension der ökonomischen und geopolitischen Faktoren, deren Untersuchung auf der Systemebene angesiedelt ist. Hier werden in erster Linie Themen des globalen Erdgasbedarfs und der rohstoffseitigen Verfügbarkeit von Erdgas sowie Themen, die internationale Erdgasmärkte betreffen, behandelt.

Kapitel 6 setzt den zweiten Schritt der Dichten Beschreibung auf der Akteursebene fort, wechselt jedoch von der externen in die interne Dimension. Hier wird die Situation der Europäischen Union im Gasbereich untersucht. Ein kurzer Blick auf die Entwicklung der Gaswirtschaft in der EU setzt die momentane Versorgungslage Europas in einen historischen Kontext. Daraufhin wird der momentane Erdgasbedarf der Union und einzelner EU-Mitglieder sowie der Erdgasbezug aus den verschiedenen Ländern und Regionen betrachtet. Hier wird ebenfalls auf einige der wichtigsten Gasinfrastrukturprojekte eingegangen, die von

den Exporteuren für den europäischen Markt vorgesehen sind. Im Anschluss wird auf die EU als energiepolitischer Akteur eingegangen. Dieser Teil der Untersuchung setzt sich mit den verschiedenen Zielen und Strategien der EU auseinander, besonders im Bereich der Versorgungssicherheit im Gassektor. Im folgenden Unterkapitel wird auf die von der EU vorangetriebenen Projekte zum Erdgasimport eingegangen. Auch konkurrierende Projekte werden vorgestellt. Abschließend wird auf die Energiebeziehungen der Union eingegangen.

Kapitel 7 setzt sich mit den erdgasfördernden Staaten auseinander, die aktuell Erdgas in die EU exportieren oder als potentielle Lieferländer gehandelt werden. Im Gegensatz zu Kapitel 6 handelt es sich bei diesem Kapitel also um die Untersuchung der ökonomischen und geopolitischen Faktoren in der externen Dimension. Ähnlich wie im Fall der EU wird der entsprechende Staat auf Akteursebene betrachtet und in einen historischen Kontext gesetzt, jedoch auch detaillierter auf die politische Situation des Landes eingegangen. Zentral ist die Analyse des jeweiligen Gassektors. Hierzu ist es notwendig, Stand und Entwicklung der Reserven, der Produktion, des Eigenverbrauchs, der Exporte und des Investitionsbedarfs zu überprüfen. Auch die Organisation des Gassektors und die Energiestrategie des Landes bzw. des dominierenden Akteurs im Gasbereich müssen unbedingt bei der Analyse berücksichtigt werden. Abschließend werden die Energiebeziehungen untersucht und eventuelle internationale politische Krisen und Konflikte durchleuchtet, sofern sie Auswirkungen auf den Gasbereich haben können. Die Transitstaaten werden in Kapitel 8 betrachtet, womit die Untersuchung der externen Dimension der ökonomischen und geopolitischen Faktoren fortgesetzt wird. Das Vorgehen entspricht weitestgehend dem bezüglich der Lieferstaaten in Kapitel 7. Aufgrund der Bedeutung der Türkei und der Ukraine werden jedoch nur diese beiden Transitstaaten detailliert betrachtet. Kapitel 8 beendet den zweiten Schritt der Dichten Beschreibung.

Der dritte Schritt der Dichten Beschreibung wird weitestgehend durch Kapitel 9 gedeckt. Hier werden Strukturen, die sich in den Länderkapitel abgezeichnet haben, in Beziehung gesetzt und nach dem Interdependenzansatz analysiert. Hierdurch soll ein Bild der aktuellen Energiesicherheit der EU im Gassektor entstehen. Im 10. Kapitel wird der Frage der Auswirkungen einer Kartellbildung im Gassektor für die EU nachgegangen. Hierzu werden zuerst die verschiedenen Variationen eines solchen Zusammenschlusses vorgestellt. Beim ersten Teil des Kapitels handelt es sich um eine Ergänzung des zweiten Schrittes der Dichten Beschreibung. Im zweiten Teil des 10. Kapitels wird mindestens eine plausible Kooperationsform in einem Szenario durchgespielt, um abschließend die

Interdependenzanalyse aus dem Vorkapitel mit den neu untersuchten Sachverhalten zu ergänzen. Kapitel 11 schließt diese Arbeit ab.

<b>Tabelle 10: Überblick des zweiten und dritten Schrittes der Dichten Beschreibung</b>		
<b>Schritt der Dichten Beschreibung</b>	<b>Aufgabe</b>	<b>Kapitel &amp; Themen</b>
<b>Zweiter Schritt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Untersuchung der Teile eines größeren Ganzen.</li> <li>➤ Präsentation und Beschreibung verschiedener Situationen und Probleme.</li> <li>➤ Die Dichte der Beschreibung wird durch additives Verfahren erreicht.</li> </ul>	<p>Systemebene:</p> <p>Kapitel 4: Wie wird sich der europäische und globale Gasbedarf entwickeln? Kann der Bedarf befriedigt werden?</p> <p>Kapitel 5: Wie wird Erdgas international gehandelt? Welche Trends gibt es?</p> <p>Untersuchung der EU und der wesentlichen Akteure; ...</p>
		<p>Akteursebene:</p> <p>Kapitel 6: Die Europäische Union, Kapitel 7: Die Lieferstaaten, u. a. Russland, Norwegen, Algerien, ...</p> <p>Kapitel 8: Die Transitstaaten, u. a. Ukraine, Türkei, ...</p>
<b>Dritter Schritt und Interdependenzanalyse</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Verknüpfung des ersten Schrittes mit den Entsprechungen im zweiten Schritt.</li> <li>➤ Aufdeckung der Beziehungsstrukturen.</li> <li>➤ Untersuchung des Ganzen aus der Perspektive der Teile.</li> </ul>	<p>Kapitel 9: Aufdeckung der Zusammenhänge. Zusammensetzung des Ganzen durch die untersuchten Teilaspekte. Aufzeigen der zugrundeliegenden Strukturen. Gesamtbild der europäischen Energiesicherheit. Analyse der Beziehungsstrukturen durch den Interdependenzansatz. Untersuchung der europäischen Verwundbarkeit im Gassektor.</p>
<b>Ergänzung des zweiten Schritts und Überarbeitung des dritten Schritts sowie der Interdependenzanalyse durch Szenario</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Veränderte institutionelle Ausprägungen des Interdependenzverhältnisses.</li> <li>➤ Verknüpfung des ersten Schrittes mit den Entsprechungen im zweiten Schritt unter Berücksichtigung der Ergänzungen im zweiten Schritt.</li> </ul>	<p>Kapitel 10: Untersuchung der konkreten Kooperationsformen und Bewertung derselben. Durchführung der Interdependenzanalyse unter den veränderten Bedingungen einer oder verschiedener Kooperationsarten, z. B. eines Gaskartells.</p>

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 10 gibt einen groben Überblick über das nachfolgende Vorgehen bei der Dichten Beschreibung unter Berücksichtigung der im ersten Schritt erarbeiteten Aspekte. Die Tabelle lässt den Umfang der folgenden Unternehmung erahnen. Besonders der zweite Schritt der



Dichten Beschreibung dürfte aufgrund der angestrebten Detailfülle umfangreich ausfallen. Zudem ist dieser Schritt so konzipiert, dass die einzeln untersuchten „Teile des Ganzen“ weitestgehend unabhängig dargestellt werden sollen. Erst im dritten Schritt ist die Verknüpfung der Teile mit dem Ganzen vorgesehen. Um nicht den Überblick zu verlieren, werden deswegen in unregelmäßigen Abständen die bisherigen Beobachtungen knapp zusammengefasst und evtl. vorläufige Vermutungen festgehalten. Diese Verdichtungen oder Zwischenfazits, die v. a. in den Länderkapitel zum Einsatz kommen, sollen aber keinesfalls der gründlichen Analyse ab Kapitel 9 vorgreifen, sondern dienen nur der Orientierung des Lesers.

### 3.3.5 Wichtigste Quellen

Da diese Arbeit in erster Linie ein aktuelles Bild der Erdgasversorgungssicherheit der EU zeichnen möchte, wird viel Wert auf die Aktualität der Daten und Informationen gelegt. Alle in der Arbeit verwendeten Daten und Informationen sind so weit wie möglich auf dem Stand bis zum 31.01.2010.

Entsprechend stammen viele Daten aus Publikationen in Fachzeitschriften (bzw. deren entsprechenden Online-Ausgaben) wie dem „*Oil & Gas Journal*“, dem „*Pipeline & Gas Journal*“ oder dem „*Middle East Economic Digest*“. Auch auf die internationale Tagespresse wird mehrfach zurückgegriffen. Sofern es sich um konkrete Projekte oder Vorhaben handelt, werden auch Veröffentlichungen und Mitteilungen der beteiligten Konzerne oder Ministerien berücksichtigt.

Die Untersuchung der Gassektoren in den jeweiligen Länderkapiteln ist besonders datenintensiv. Hierfür wird meistens auf die öffentlich erhältlichen Datenreihen und Publikationen der Internationalen Energieagentur (IEA), der US-amerikanischen Energy Information Administration (EIA), Eurostats oder der verschiedenen staatlichen Statistikbehörden zurückgegriffen. Es werden auch regelmäßig veröffentlichte Daten von Konzernen wie BP verwendet. Welche Daten für eine konkrete Situation verwendet werden, hängt von mehreren Faktoren ab. Während die Aktualität der Daten äußerst wichtig ist, müssen die Daten auch zu dem untersuchten Sachverhalt, der entsprechenden Region bzw. dem entsprechenden Akteur passen. Zudem werden je nach Publikation und Verwendungszweck des Erdgases verschiedene Maßeinheiten vorkommen. Deswegen müssen manchmal die Daten aus mehreren Publikationen kombiniert oder Einheiten umgerechnet werden, wodurch allerdings Abweichungen entstehen können.

Die Datenreihen des jährlich erscheinenden BP Statistical Review of World Energy und des dazugehörigen Workbooks beispielsweise, haben verschiedene Vorteile. So gehen die Datenreihen bis auf 1965 zurück – was den Vergleich von langfristigen Trends ermöglicht. Außerdem sind die Daten von BP nicht nur für viele Länder erhältlich, sondern auch für verschiedene Energieträger. Leider ist die Anwendung der BP-Daten aber nicht immer sinnvoll. Bei den Angaben über die international gehandelten Erdgasvolumina z. B. handelt es sich nicht um die tatsächlich gehandelten Mengen, sondern lediglich um die vertraglich vereinbarten Liefermengen. Der Gashandel innerhalb der ehemaligen UdSSR wird nicht berücksichtigt. Hier muss dann auf andere Publikationen zurückgegriffen werden, beispielsweise auf den Natural Gas Market Review der IEA oder auf die entsprechenden Country Analysis Briefs der EIA.

## **4. Der zukünftige Erdgasbedarf und die rohstoffseitige Verfügbarkeit**

Nicht nur in Europa erfreut sich Erdgas seit Jahren zunehmender Beliebtheit. Wurde vor den 1960er Jahren Erdgas noch kaum genutzt, hat es sich in der Vergangenheit aus verschiedenen Gründen zu einem der drei weltweit meist konsumierten Energieträger entwickelt. Gemeinsam mit dem weltweiten Energiekonsum ist auch der globale Konsum von Erdgas in den vergangenen Jahrzehnten stark angestiegen. Hierüber besteht weitestgehend Einigkeit.

Allerdings bestehen zwischen den Projektionen bezüglich der Entwicklung des zukünftigen Erdgaskonsums einige Unterschiede – besonders auf regionaler Ebene kommt man zu unterschiedlichen Ergebnissen. Die Vergleichbarkeit der Studien wird dadurch erschwert, dass sie sich teilweise auf verschiedene Zeitspannen beziehen, die Zusammensetzung der Regionen variiert, die verwendeten Mengeneinheiten voneinander abweichen und sogar die Definitionen von Verbrauch, Konsum, Bedarf usw. unterschiedlich sind. Ähnliche Probleme gibt es, wenn man versucht, die rohstoffseitige Verfügbarkeit von Erdgas einzuschätzen. Je nach Definition und Bewertungskriterien unterscheidet sich das Potential der Erdgasvorkommen erheblich.

Will man eine Aussage über die Energiesicherheit Europas treffen, muss man vorab klären, welche Menge Erdgas insgesamt in Zukunft gebraucht wird – welche Erdgasmenge also voraussichtlich das Kriterium der „ausreichenden Menge“ erfüllen dürfte. Zudem muss geklärt werden, ob diese Menge rohstoffseitig überhaupt vorhanden ist. Das folgende Kapitel untersucht deswegen auf globaler und regionaler Ebene den möglichen Erdgasbedarf und wichtige Faktoren, die diesen Bedarf beeinflussen könnten. Anschließend wird die Konzentration der Erdgasvorkommen betrachtet und der Versuch unternommen, die rohstoffseitige Verfügbarkeit von Erdgas einzuschätzen.

### **4.1 Der europäische und der weltweite Erdgasbedarf : Referenzszenarien**

Die US-amerikanische EIA bringt jedes Jahr den International Energy Outlook heraus. Dort geht die EIA auf die aktuelle und zukünftige Situation des Energiemarktes ein, nicht nur in den USA, sondern in der ganzen Welt. Sie berücksichtigt dabei die unterschiedlichen Wirtschaftssektoren und Energiequellen und untersucht nacheinander die Entwicklungen in verschiedenen Regionen. Sie unterscheidet grundsätzlich zwischen der Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD, Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung) und solchen Staaten, die keine Mitglieder der Organisation sind. Auf regionaler Ebene unterscheidet sie dann zwischen z. B. OECD-Asien

und nicht-OECD-Asien. In Bezug auf Europa untersucht die EIA lediglich die Region „OECD-Europa“, die EU wird nicht berücksichtigt. Zudem werden Erdgasvolumina in Kubikfuß (cubic foot<sup>73</sup>) angegeben, statt in Kubikmeter. Bei der Umrechnung von Fuß auf Meter bei den gängigen Einheiten Trillion cubic feet (Tcf) und Billion cubic feet (Bcf) muss außerdem beachtet werden, dass das englische „trillion“ der deutschen Billion entspricht, das englische „billion“ aber der deutschen Milliarde. Werden verschiedene Energieträger verglichen, verwendet die EIA die Einheit British Thermal Unit (Btu), während viele andere Agenturen und Organisationen die Tonne of Oil Equivalent (toe) benutzen.<sup>74</sup>

Im Referenzszenario ihres International Energy Outlook 2009 (IEO2009) rechnet die EIA weltweit mit einem Anstieg des Primärenergiekonsums von 472 QBtu (Quadrillion British Thermal Unit, hier: \* 10<sup>15</sup>) im Jahr 2006, auf 678 QBtu in 2030, was einem durchschnittlichem Wachstum von 1,5% p. a. entspricht. Das konsumierte Erdgasvolumen soll auf ca. 4,3 Tcm (153 Tcf,) im Jahr 2030 steigen, wobei dieser noch 2006 ungefähr 2,9 Tcm (104 Tcf) betrug. Dies entspricht einem jährlichen Anstieg von 1,6%. Auch der Anteil von Erdgas an dem globalen Energieverbrauch soll in diesem Zeitraum (auf QBtu Basis) von 108,1 QBtu (ca. 22,9%) auf 158 QBtu (ca. 23,3%) steigen und damit durchschnittlich ebenfalls um 1,6% jährlich. Die größte Bedeutung hat Erdgas für den Industrie- und Stromsektor, die gleichzeitig die wichtigsten Konsumenten dieses Energieträgers sind und auch bleiben werden. Während die EIA für das Jahr 2030 die Industrie noch für 40% des Erdgaskonsums verantwortlich sieht, soll der Anteil des Stromsektors für das gleiche Jahr auf 35% des weltweiten Verbrauchs anwachsen – von 32% im Jahr 2006.<sup>75</sup>

Allerdings sieht die EIA bezüglich des Konsumwachstums sehr große regionale Disparitäten. Während die meisten Industrieländer bezüglich Erdgas als reife Märkte gelten (mit etablierten Konsummustern und einer weitgehend ausgebauten Infrastruktur), befindet sich der Konsum dieses Energieträgers in den meisten Schwellenländern noch in der Anfangsphase. Entsprechend wächst der Erdgaskonsum in den nicht-OECD Ländern, verglichen mit dem Erdgaskonsum der Mitgliedsstaaten dieser Organisation, mehr als doppelt so schnell. Für den Zeitraum zwischen 2006 und 2030 schätzt die EIA das jährliche Wachstum des Erdgasverbrauchs für die erste Staatengruppe bei 2,2%, dagegen soll der Konsumanstieg bei den OECD-Ländern bei lediglich 0,9% im Jahr liegen. So erklärt sich auch, dass die nicht-

---

<sup>73</sup> 1 cubic foot = 0.028316846592 Kubikmeter

<sup>74</sup> Zum umrechnen können verschiedene Tools verwendet werden. Solche Tools werden z.B. von Cedigaz, BP oder Rigzone kostenlos angeboten. Das in dieser Arbeit verwendete Umrechnungstool von Rigzone ist zu finden unter: <http://www.rigzone.com/calculator/default.asp#calc>.

<sup>75</sup> Vgl. Energy Information Administration (EIA): International Energy Outlook 2009, Washington 2009, S. 7, 35ff, 81-97.

OECD Länder bei dem Erdgasverbrauch insgesamt für 74% des weltweiten Anstiegs bis 2030 verantwortlich sein werden.<sup>76</sup>

Obwohl Erdgas in (OECD-) Europa der am schnellsten wachsende fossile Energieträger sein wird, soll der durchschnittliche Zuwachs bis 2030 bei lediglich 1% im Jahr liegen. Nur regenerative Energien werden mit 3,3% p. a. schneller wachsen. Bei Gas würde dies eine Erhöhung von 544 Bcm (19,2 Tcf) im Jahr 2006 auf dann 682 Bcm (24,1 Tcf) im Jahr 2030 bedeuten. Angeführt von China und Indien, wächst der Erdgaskonsum dagegen am schnellsten bei den asiatischen, nicht-OECD Ländern. Für diese Staatengruppe, die 2006 ca. 9% des weltweiten Erdgases verbrauchte, 2030 aber bereits einen Anteil von ca. 15,9% am weltweiten Erdgaskonsum halten wird, sagt die EIA mehr als eine Verdreifachung der benötigten Erdgasmengen voraus – von 266 Bcm (9,4 Tcf) im Jahr 2006 auf möglicherweise 694 Bcm (24,5 Tcf) in 2030. Damit soll der Erdgaskonsum in den asiatischen nicht-OECD-Ländern bis 2030 jährlich um etwa 4,1% wachsen. In Indien, wo Erdgas 2006 nur 8% des gesamten Energiemixes ausmachte, soll der Verbrauch bis 2030 um 4,2% jährlich anwachsen. Übertroffen wird Indien von China. Das Reich der Mitte deckte 2006 lediglich 3% des Primärenergiebedarfs durch Erdgas, was ungefähr 56,6 Bcm (2 Tcf) entsprach. Bis 2030 soll sich der Verbrauch um 5,2% im Jahr, auf dann ca. 192,6 Bcm p. a. (6,8 Tcf), erhöhen.<sup>77</sup>

Auch die Internationale Energieagentur bringt mit dem World Energy Outlook jährlich eine Einschätzung der weltweiten Energiesituation heraus. In der Ausgabe aus dem Jahr 2009 beurteilt die Internationale Energieagentur den zukünftigen Energie- und Erdgasverbrauch ähnlich wie die EIA. Im Referenzszenario des World Energy Outlook 2009 (WEO2009) geht die IEA von einem um durchschnittlich 1,5% p. a. wachsenden weltweiten Energiebedarf aus, der bis 2030 16.790 Mtoe (666 QBtu) erreichen soll. Ausgehend von dem für 2007 festgestellten Erdgaskonsum in Höhe von 3,049 Tcm soll der Verbrauch weltweit bis 2030 auf 4,313 Tcm steigen, was ebenfalls einem Anstieg von jährlich 1,5% entspräche.

Doch auch hier sind regional deutliche Unterschiede zu erkennen, wobei sich wie beim IEO2009 China und Indien besonders hervorheben: Während der Erdgasverbrauch in China und Indien bis 2030 um 5,3% bzw. 5,4% im Jahr auf dann entsprechend 242 Bcm und 132 Bcm wachsen wird, soll der Konsumanstieg in der OECD bei jährlich nur 0,6% liegen. Für den Anstieg des Erdgasverbrauchs in der EU bis 2030 geht die IEA von durchschnittlich 0,7% im Jahr aus. Für OECD-Europa liegt der durchschnittliche Anstieg bis 2030 bei 0,8%. Ausgehend von 544 Bcm für die europäischen OECD-Staaten bzw. 526 Bcm für die Staaten

---

<sup>76</sup> Vgl. Ebd., S. 35ff.

<sup>77</sup> Vgl. Ebd., S. 37ff, 127.

der Europäischen Union im Jahr 2007 entspricht dies einer Erhöhung auf dann 651 Bcm bzw. 619 Bcm in 2030.<sup>78</sup>

Die Europäische Union selbst spricht in der letzten Aktualisierung der von ihr in Auftrag gegebenen Studie „*European Energy and Transport – Trends to 2030*“ aus dem Jahr 2008 von einem eigenen Erdgasverbrauch von rund 485 Bcm (444 804 ktoe) im Basisszenario. Für die EU (27) wird im Jahr 2030 jedoch lediglich ein Verbrauch von ca. 563 Bcm (516 210 ktoe) prognostiziert (was für den 25-jährigen Zeitraum einen durchschnittlichen Zuwachs von etwas mehr als 0,6% p. a. bedeuten würde). In der Studie wird der jährliche Konsumanstieg für den Zeitraum zwischen 2000 und 2010 noch mit 1,6% angegeben. Nach 2010 aber verlangsamt sich das Wachstum in dem Basisszenario merklich und sinkt für den Zeitraum zwischen den Jahren 2010 und 2020 auf 0,9% im Jahr. Für die Jahre 2020 – 2030 geht die Studie sogar von so gut wie keinem Anstieg des Erdgasverbrauchs mehr aus (0,2%).<sup>79</sup>

<b>Tabelle 11: Geschätzter Erdgasverbrauch nach Referenzszenarien (RS) für 2030, in Bcm</b>						
	<b>Welt 2030</b>	<b>EU 2030</b>	<b>OECD-E 2030</b>	<b>China 2030</b>	<b>Indien 2030</b>	<b>OECD</b>
<b>IEO 2009 RS</b>	4318	-	682	193	105	1820
<b>WEO 2009 RS</b>	4313	619 (27)	651	242	132	1761
<b>EETT-EU 2007 RS</b>	-	563 (27)	-	-	-	-

Quelle: Eigene Darstellung; Daten IEA, EIA.

#### **4.2 Der europäische und der weltweite Erdgasbedarf: Vergangene Referenzszenarien und Alternativszenarien**

Die Unterschiede zwischen den Zukunftsprojektionen erscheinen auf den ersten Blick relativ gering. Dies liegt in erster Linie daran, dass es sich bei den oben angeführten Daten um solche aus Referenz- und Basisszenarien handelt. Wie groß die Unterschiede sein können und mit welcher Unsicherheit die Schätzungen behaftet sind, wird erst deutlich, wenn man einen Blick in die Alternativszenarien oder in vergangene Ausgaben der jährlich erscheinenden Publikationen wirft. Der Grund hierfür liegt in den Annahmen, von denen die Referenz- und Basisszenarien ausgehen. Der WEO2009 der IEA beispielsweise geht bis 2030 von einem moderaten Bevölkerungswachstum (1% p. a.), einem etwas niedrigeren Wirtschaftswachstum (3,1% p. a.), keinen politischen Veränderungen, mäßigen Effizienzsteigerungen dank neuer Technologien und einem Rohölpreis von 115 US\$ pro Barrel (in Dollar von 2008, nominal

<sup>78</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, Paris 2009, S. 366ff.

<sup>79</sup> Vgl. Europäische Kommission: Directorate-General for Energy and Transport, European Energy and Transport – Trends to 2030 – Update 2007, Luxemburg 2008, S. 96.

189,65 US\$) aus.<sup>80</sup> Von ähnlichen Voraussetzungen geht man im IEO2009-Referenzszenario aus. Auch hier kommt es nicht zur Implementierung neuer Politikinitiativen, die Weltwirtschaft wächst mit 3,5% etwas stärker und der Ölpreis pendelt 2030 um die 150 US-Dollar pro Barrel.<sup>81</sup>

Im Fall der EIA ergeben sich zwischen den Referenzszenarien im IEO2009 und im IEO2006 bezüglich des weltweiten Erdgaskonsums für 2030 ganze 836 Bcm (19 Tcf) Unterschied in nur drei Jahren – ausgehend von 5,154 Tcm (182 Tcf) im IEO2006<sup>82</sup> zu 4,318 Tcm im IEO2009. Zum Vergleich: Im Jahr 2008 beliefen sich die weltweiten, über Pipeline getätigten Exporte auf 587,26 Bcm!<sup>83</sup> Auch der globale Energiebedarf für das Jahr 2030 unterscheidet sich substantiell. Ging man im IEO2006 noch von 721,6 QBtu aus, sind es im IEO2009 nur noch 678,3 QBtu. Ebenfalls große Unterschiede ergeben sich zwischen den verschiedenen Alternativszenarien innerhalb eines Jahrgangs.

Der IEO2009 kennt insgesamt vier Alternativszenarien. In den ersten beiden wird ein höheres bzw. niedrigeres Wirtschaftswachstum unterstellt als im Referenzszenario. Im sogenannten „*High Economic Growth Case*“ wird von einem jährlichen weltweiten Wirtschaftswachstum ausgegangen, das um 0,5% über dem im Referenzszenario liegt, im „*Low Economic Growth Case*“ von einem um 0,5% langsameren Wachstum. Der Unterschied von einem Prozent zwischen diesen beiden Szenarien hat auf die mögliche zukünftige Energie- und Erdgasnachfrage enorme Auswirkungen. Die EIA rechnet bei einem höheren Wirtschaftswachstum 2030 mit einem globalen Energiebedarf in Höhe von 733,4 QBtu, bei einer schwächeren Wirtschaftsentwicklung sinkt dieser Bedarf aber stark auf nur noch 627,6 QBtu. Ging man im Referenzszenario noch von einem benötigtem Erdgasvolumen in Höhe von 4,318 Tcm im Jahr 2030 aus, würde man bei geringerem Wirtschaftswachstum nur noch 3,936 Tcm (139 Tcf) benötigen, bei einem höheren Wachstum aber ganze 4,735 Tcm (167,2 Tcf). Zwischen den beiden Wirtschaftsszenarien liegen also rund 800 Bcm, die entweder in Zukunft benötigt werden oder nicht.

Die anderen beiden Alternativszenarien im IEO2009 berücksichtigen höhere und entsprechend niedrigere Rohölpreise. Das „*High Oil Price Case*“ geht von Rohölpreisen, die sich im Jahr 2030 um die 200 US-Dollar Marke bewegen, im „*Low Oil Price Case*“ fallen die Rohölpreise bis 2030 auf niedrige 50 US-Dollar. Beide Szenarien trennen trotz der großen

---

<sup>80</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 56ff.

<sup>81</sup> Vgl. EIA: International Energy Outlook 2009, S. 7ff.

<sup>82</sup> Vgl. Ders., International Energy Outlook 2006, Washington 2006, S. 39.

<sup>83</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 30.

Unterschiede erstaunlicherweise nur 309 Bcm (10,9 Tcf)<sup>84</sup>, jedoch immerhin ein Erdgasvolumen, das ungefähr 63% des jährlichen Konsums der EU im Jahr 2008<sup>85</sup> entspricht. Auch auf den Energiebedarf des Jahres 2030 würden sich höhere bzw. niedrigere Rohölpreise auswirken. Im ersten Fall rechnet man im IEO2009 mit einem verminderten Bedarf in Höhe von nur 655,8 QBtu, im zweiten Fall mit einem gestiegenen Bedarf von weltweit 703,3 QBtu.<sup>86</sup>

Wie im Referenzszenario geht der IEO2009 nicht auf die Lage der Europäischen Union direkt ein, untersucht aber die Situation von OECD-Europa. Bezüglich des Erdgaskonsums in dieser Region weicht die EIA mit 609 Bcm (21,5 Tcf) bei geringerem und 761 Bcm (26,9 Tcf) bei höherem Wirtschaftswachstum vom Referenzszenario ab. Der Rohölpreis dagegen scheint nur sehr geringe Auswirkungen auf den Gaskonsum in Europa zu haben. Bei einem hohen Ölpreis – wie im „*High Oil Price Case*“ angenommen – steigt der Konsum bis 2030 auf 721 Bcm (25,6 Tcf). Die Steigerung wird hierbei durch eine stärkere Substitution von Öl durch Erdgas verursacht. Bei einem niedrigen Ölpreis rechnet die EIA mit einem Verbrauch von 688 Bcm (24,3 Tcf) aus – ein ähnlicher Wert, wie im Referenzszenario.<sup>87</sup>

In der Ausgabe aus dem Jahr 2006 beurteilte die IEA den zukünftigen Energie- und Erdgasverbrauch auch ähnlich wie die EIA. Im Referenzszenario des WEO2006 ging die IEA noch von einem um durchschnittlich 1,6% p. a. wachsenden weltweiten Energiebedarf aus, der bis 2030 gut 17.095 Mtoe (ca. 678 QBtu) erreichen sollte. Ausgehend von dem für 2004 festgestellten Erdgaskonsum in Höhe von 2,784 Tcm sollte der Verbrauch weltweit bis 2030 auf 4,663 Tcm steigen, was einen Anstieg von jährlich 2% bedeutet hätte.

Doch auch hier waren bereits regional deutliche Unterschiede zu erkennen. Während der Verbrauch in China und Indien bis 2030 um 5,1% bzw. 4,2% im Jahr auf dann entsprechend 169 Bcm und 90 Bcm wachsen würde, sollte der Konsumanstieg in der OECD bei jährlich nur 1,2% liegen. Für den Anstieg des Erdgasverbrauchs in Europa bis 2030 ging die IEA von durchschnittlich 1,4% im Jahr sowohl für OECD-Europa als auch für die EU (25) aus. Ausgehend von 534 Bcm für die europäischen OECD-Staaten bzw. 508 Bcm für die EU im Jahr 2004 entsprach dies einer Erhöhung auf dann 774 Bcm bzw. 726 Bcm in 2030.<sup>88</sup>

Der WEO2006 beschränkt in seinen zwei Alternativszenarien noch einen etwas anderen Weg als im WEO2009 oder bei der EIA. Anstatt in den Alternativszenarien z. B. von höheren bzw.

---

<sup>84</sup> Vgl. EIA: International Energy Outlook 2009, S. 139ff; 155ff; 171ff; 187ff.

<sup>85</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 27.

<sup>86</sup> Vgl. EIA: International Energy Outlook 2009, S. 171ff, 187ff.

<sup>87</sup> Vgl. Ebd., S. 139ff; 155ff; 171ff; 187ff.

<sup>88</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2006, Paris 2006, S. 112ff.



niedrigeren Ölpreisen auszugehen, berücksichtigte der WEO2006 die möglichen Auswirkungen von alternativen energiepolitischen Strategien. Ging man im Referenzszenario noch von einer „*business as usual*“ -Politik aus, versuchte man im Alternativszenario, die Folgen und die Kosten von heute zur Debatte stehenden Politikinitiativen in den Bereichen Energiesicherheit und energiebedingtem CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu ergründen. Hierbei ging es hauptsächlich um Bemühungen zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Ausweitung nicht-fossiler Energieträger und zur Aufrechterhaltung der Öl- und Erdgasförderung in Energie importierenden Staaten. Die Implementierung dieser Strategien sollte helfen den Energieverbrauch zu senken, dadurch den Importbedarf zu verringern und letzten Endes zu einem geringeren CO<sub>2</sub>-Ausstoß führen. Im Alternativszenario des WEO2006 ging man gegenüber dem Referenzszenario von einem um 10% niedrigeren globalen Primärenergiebedarf im Jahr 2030 – von dann 15.405 Mtoe (ca. 611 Qbtu) – aus.<sup>89</sup>

In Bezug auf Erdgas bedeutete dies konkret sogar einen um 12,9% niedrigeren weltweiten Bedarf in 2030: von 4,663 Tcm im Referenzszenario auf lediglich 4,064 Tcm (3370 Mtoe). Besonders fiel auf, dass Erdgas im Stromsektor – heute einer der wichtigsten Erdgaskonsumenten – gegenüber dem Referenzszenario deutlich an Bedeutung einbüßte. Ging man noch davon aus, man benötigte 2030 ganze 1.683 Mtoe (ca. 1,835 Tcm) Erdgas für die Stromerzeugung, rechnete das Alternativszenario mit einem Bedarf von nur 1.311 Mtoe (gut 1,430 Tcm) für den Stromsektor, also mit eine um 22,1% niedrigeren Menge. Offensichtlicher Gewinner in diesem Szenario war die Kernkraft, die im Vergleich zum Basisszenario um 24,3% an Bedeutung zulegen konnte.<sup>90</sup>

Für die Europäische Union sah das Alternativszenario des WEO2006 bis 2030 den Anteil von Erdgas an dem Primärenergiebedarf um 12,4% niedriger als im Referenzszenario. Von dem Gesamtenergiebedarf in Höhe von 1.847 Mtoe machte Erdgas aber trotzdem ganze 523 Mtoe (28,3%) aus und wuchs in diesem Szenario zwischen 2004 und 2030 durchschnittlich um 0,9% p. a. Für den Stromsektor wurden für 2030 ca. 186 Mtoe (ca. 203 Bcm) benötigt. Erdgas hätte dann in der EU 856 TWh Strom erzeugt, was einer Minderung um 35,7% gegenüber dem Wert im Referenzszenario entsprochen hätte. Auch in Europa sah die IEA die Kernkraft mit einem Zuwachs von rund 45,7% gegenüber dem Basisszenario in der Stromerzeugung als deutlichen Sieger (neben den erneuerbaren Energien).<sup>91</sup>

---

<sup>89</sup> Vgl. Ebd., S. 161ff, 528.

<sup>90</sup> Vgl. Ebd., S. 492, 528f.

<sup>91</sup> Vgl. Ebd., S. 542f.

Doch nicht überall rechnete das Alternativszenario mit einem geringeren Erdgasbedarf. Für China z. B. rechnete man gegenüber dem Basisszenario mit einem um 17,1% höheren Erdgasanteil von Erdgas am Primärenergiebedarf. Besonders hob sich hierbei der Industriesektor hervor, bei dem der Erdgasbedarf um 61,1% höher gewesen wäre.<sup>92</sup>

Das WEO2006 beinhaltet zusätzlich zum Referenz- und Alternativszenario noch das ehrgeizigere „*BAPS-Case*“ (Beyond Alternative Policy Scenario). Bei diesem Szenario wurde gegenüber dem Alternativszenario von weiteren technologischen Neuerungen ausgegangen, die es erlauben, die Energieeffizienz stärker zu steigern, die Energienachfrage noch mehr zu senken und CO<sub>2</sub> wirtschaftlich zu sequestrieren. Zudem setzte man beim „*BAPS-Case*“ auf den nötigen politischen Willen und eine stärkere Verschiebung von fossilen Energieträgern hin zu mehr Kernkraft und regenerativen Energiequellen. In diesem Szenario wurde bis 2030 die weltweite Erdgasnachfrage um 6% niedriger als im Alternativszenario geschätzt.<sup>93</sup>

Im WEO2009 erstellt die IEA ein Alternativszenario mit dem Namen „*450-Scenario*“, bei dem als Ziel ausgegeben wird, die CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre auf 450 ppm (parts per million) zu reduzieren, um radikale Temperaturveränderungen auf dem Planeten zu vermeiden. Aufgrund des starken Einflusses des Energiesektors auf dieses Ziel, entwirft die Agentur ein Szenario, bei dem alle bedeutenden Staaten ihre Energiepolitik anpassen. Trotzdem ist der Energieverbrauch in diesem Szenario im Jahr 2030 deutlich höher als in 2007 und wird immer noch zu gut 68% durch fossile Energieträger gedeckt, deren Verbrauch im Einzelnen (bis auf Kohle) ebenfalls höher liegt als in 2007. Obwohl im dem vom 450-Szenario gedeckten Zeitraum der Gasbedarf durchschnittlich um 0,7% jährlich auf 2.941 Mtoe (ca. 3,560 Tcm) wächst, liegt er damit rund 17% niedriger als im Referenzszenario des WEO2009. Auch in dem 450-Szenario wächst der Gasverbrauch in den nicht OECD-Staaten schneller, wobei China und Indien für den größten Teil des Anstiegs verantwortlich sind.

Zusätzlich zu dem 450-Szenario reißt die IEA mit vier sogenannten „*Sensitivity Cases*“ die Auswirkungen eines veränderten Wirtschaftswachstums und unterschiedlicher Energiepreise auf den Energiesektor an. Gegenüber dem Referenzszenario führt hier ein höheres Wirtschaftswachstum zu einem Mehrverbrauch von 0,3%, während ein geringeres Wachstum zu einem 0,3% niedrigeren Erdgasbedarf führt. Geringer fällt der Verbrauch auch bei höheren Energiepreisen aus, nämlich um 0,2%. Niedrige Preise dagegen erhöhen den Erdgasbedarf im Jahr 2030 um 0,3% gegenüber dem Referenzszenario.<sup>94</sup>

---

<sup>92</sup> Vgl. Ebd., S. 552f.

<sup>93</sup> Vgl. Ebd., S. 249ff, 262.

<sup>94</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 195ff; 659ff.

Deutlich niedriger wird der Erdgasbedarf der EU in dem Alternativszenario „*Combined high renewables and efficiency case*“ (EETT-EU 2006 CRE) der Studie „*European Energy and Transport*“ eingeschätzt. In diesem Szenario wird angenommen, dass weitreichende politische Maßnahmen umgesetzt werden, um den Energiekonsum zu senken, regenerative Energien gegenüber fossilen Energieträgern zu fördern und die Energieeffizienz zu steigern. In diesem Szenario geht man für 2030 von einem Erdgaskonsum von ca. 457 Bcm (418.885 ktoe) aus<sup>95</sup>, was gegenüber dem Referenzszenario eine Senkung des Verbrauchs um ca. 105 Bcm (97.325 ktoe) oder ca. 17% bedeutet.<sup>96</sup> Mehr noch: dieses Alternativszenario ist das einzige Szenario, bei dem der zukünftige Bedarf unter dem aktuellen Erdgasbedarf läge.

<b>Tabelle 12: Geschätzter Erdgasverbrauch in verschiedenen Referenzszenarien (RS) und Alternativszenarien für das Jahr 2030, in Bcm</b>						
	<b>Welt 2030</b>	<b>EU 2030</b>	<b>OECD-E 2030</b>	<b>China 2030</b>	<b>Indien 2030</b>	<b>OECD 2030</b>
<b>EIA-Publikationen</b>						
IEO 2009 RS	4318	-	682	193	105	1820
IEO 2006 RS	5154	-	872	198	127	2101
IEO 2009 HEGC	4735	-	761	207	116	1999
IEO 2009 LEGC	3936	-	609	176	93	1654
IEO 2009 HOPC	4584	-	721	198	108	1940
IEO 2009 LOPC	4276	-	688	193	105	1804
<b>IEA-Publikationen</b>						
WEO 2009 RS	4313	619 (27)	651	242	132	1761
WEO 2006 RS	4663	726 (25)	774	169	82	1988
WEO 2009 450-S	3560	-	-	-	-	-
WEO 2006 AS	4064	631 (25)	673	222	76	1774
WEO 2006 BAPS	3832	-	-	-	-	-
<b>EU-Publikationen</b>						
EETT-EU 2007 RS	-	563 (27)	-	-	-	-
EETT-EU 2006 CER	-	457 (27)	-	-	-	-
<b>höchster Wert</b>	<b>5154</b>	<b>726</b>	<b>872</b>	<b>222</b>	<b>132</b>	<b>2101</b>
<b>niedrigster Wert</b>	<b>3560</b>	<b>457</b>	<b>609</b>	<b>169</b>	<b>76</b>	<b>1654</b>
<b>Unterschied zwischen höchstem und niedrigstem Wert</b>	<b>1594</b>	<b>269</b>	<b>263</b>	<b>53</b>	<b>54</b>	<b>447</b>

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: IEA, EIA, EU.

<sup>95</sup> Vgl. Mantzos, L. / Capros, P.: *European Energy and Transport, Scenarios on energy efficiency and renewables*, European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Luxemburg 2006, S. 39-46, 102f.

<sup>96</sup> Vgl. Europäische Kommission, *European Energy and Transport – Trends to 2030 – Update 2007*, S. 96.

#### **Verdichtung 1 (4.1-4.2)**

Je nach Szenario gibt es zum Teil sehr große Unterschiede. Tendenziell scheinen in der Vergangenheit die Prognosen für die industrialisierten Staaten gesenkt worden zu sein. Besonders in der europäischen Region hat die Euphorie bezüglich der zukünftigen Bedeutung von Erdgas scheinbar nachgelassen. Dies würde bedeuten, dass man in den kommenden Jahrzehnten weniger Erdgas brauchen würde, um den Bedarf zu decken und die Region mit „ausreichenden Mengen“ zu versorgen.

### **4.3 Einflussfaktoren auf den zukünftigen Erdgasbedarf**

Der diachrone Vergleich zwischen Referenz- bzw. Basisszenarien und der Vergleich dieser mit verschiedenen Alternativszenarien bringt deutliche Divergenzen in Bezug auf den möglichen zukünftigen Energie- und v. a. Erdgasbedarf zu Tage. Besonders auffallend sind die Unterschiede zwischen den Referenzszenarien verschiedener Jahrgänge, obwohl nur drei Jahre dazwischen liegen. Ursache dafür sind die den Szenarien zugrunde liegenden Annahmen über Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, die Rolle Asiens und insbesondere Chinas in den Energiemärkten, die Entwicklung der Rohstoffpreise, den technischen Fortschritt, die Implementierung neuer politischer Strategien (besonders im Bereich der Klima-/CO<sub>2</sub>-Debatte), etc.

Aufgrund der sich stetig ändernden Variablen ist eine sichere Prognose des zukünftigen Energie- und Erdgasbedarfs nicht möglich. Allerdings ist es möglich, einige Trends auszumachen, die sich mit hoher Wahrscheinlichkeit in Zukunft fortsetzen werden. So kann man fest davon ausgehen, dass der gesamte Energiebedarf bzw. -verbrauch der Welt in den kommenden Jahrzehnten steigen wird. Dafür sprechen alle oben angeführten Szenarien. Einige Faktoren dürften besonders dafür sorgen, dass in Zukunft mehr Energie gebraucht wird und werden deswegen im Anschluss kurz betrachtet.

#### **4.3.1 Bevölkerungswachstum**

Die UN geht für 2007 von einer Weltbevölkerung von ca. 6,7 Mrd. Menschen aus, davon leben ca. 18% (1,223 Mrd.) in entwickelten Industrieländern, die restlichen 82% (5,448 Mrd.) aber in ärmeren Entwicklungs- und Schwellenländer, 12% (804 Mio.) der globalen Bevölkerung lebt sogar in den 50 ärmsten, am wenigsten entwickelten Staaten der Welt.<sup>97</sup>

---

<sup>97</sup> Vgl. United Nations Secretariat: World Population Prospects. The 2006 Revision – Highlights, Population Division of the Department of Economic and Social Affairs, New York 2007, S. 1ff.

<b>Tabelle 13: Wachstum der Weltbevölkerung, in 1000 Einwohner</b>				
<b>Year</b>	<b>Medium variant</b>	<b>High variant</b>	<b>Low variant</b>	<b>Constant-fertility variant</b>
<b>1950</b>	2.535.093	2.535.093	2.535.093	2.535.093
<b>2005</b>	6.514.751	6.514.751	6.514.751	6.514.751
<b>2010</b>	6.906.558	6.967.407	6.843.645	6.944.634
<b>2030</b>	8.317.707	8.913.727	7.727.192	8.996.239
<b>2050</b>	9.191.287	10.756.366	7.791.945	11.857.786

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: United Nations Secretariat: World Population Prospects. The 2006 Revision, Population Database, Population Division of the Department of Economic and Social Affairs unter: <http://esa.un.org/unpp/p2k0data.asp>, 21.08.08.

Je nach Wachstumsdynamik geht man bis 2030 von einer Bevölkerung von 7,727 Mrd. (low variant) bis 8,913 Mrd. (high variant) aus, bis 2050 von 7,791 Mrd. bis sogar 10,756 Mrd. Während die Bevölkerung der Industrienationen nur langsam wächst, stagniert oder sogar schrumpft, wird vor allem das Wachstum der Bevölkerung in der Dritten Welt und in den Schwellenländer zum Anstieg der Weltbevölkerung beitragen.<sup>98</sup>

#### 4.3.2 Wirtschaftswachstum und Energieintensität der Wirtschaft

Gleichzeitig verbrauchten die Industriestaaten der OECD (Bevölkerung: 1,179 Mrd.<sup>99</sup>) im Jahr 2007 laut *WEO2009* ganze 45,8% der weltweiten Primärenergie (5.496 Mtoe).<sup>100</sup> Vernachlässigt man den Anteil an der Primärenergie, der z. B. durch Holz oder Abfälle erzeugt wird und berücksichtigt man nur diejenigen Energierohstoffe, die kommerziell gehandelt werden, halten die Staaten der OECD sogar einen Anteil von ca. 50,1% am weltweiten Primärenergieverbrauch.<sup>101</sup>

Zudem besitzt die Bevölkerung der Industrienationen laut IEA zu praktisch 100% Zugang zu elektrischem Strom, diesen hatten 2008 aber kaum 72% der Bevölkerung in Entwicklungs- und Schwellenländer. Wenn man – wie im UN Millenniumsprojekt – davon ausgeht, dass der Zugang zu Energie eine wesentliche Voraussetzung für die Entwicklung ausreichender Lebensbedingungen ist und man die Bemühungen zur Armutsbekämpfung in der Welt ernst nehmen will, bedeutet dies konkret, dass die ärmeren Entwicklungs- und Schwellenländer bereits heute einen enormen, ungedeckten Bedarf an Energie aufweisen, der im Zuge der

<sup>98</sup> Vgl. United Nations Secretariat: World Population Prospects: The 2006 Revision, Population Division of the Department of Economic and Social Affairs, und ders., World Urbanization Prospects: The 2005 Revision, unter: <http://esa.un.org/unpp>, 14.08.2008.

<sup>99</sup> Vgl. Organisation for Economic Co-operation and Development: OECD in Figures – 2009 Edition, Paris 2009, S. 7, 17.11.2009.

<sup>100</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 622ff.

<sup>101</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 40.

Entwicklung dieser Staaten gedeckt werden muss und wird.<sup>102</sup> Da diese Staaten zugleich das höchste Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum verzeichnen und ihre Ökonomien um ein Vielfaches energieintensiver sind als der globale Durchschnitt, heißt dies auch, dass sich in Zukunft dieser Bedarf noch weiter erhöhen wird. Eine Verschiebung der Verhältnisse bzgl. der Anteile am globalen Energiekonsum weg von den Industriestaaten und hin zu den Schwellenländern ist damit vorprogrammiert.

Unter diesen Umständen wird aller Wahrscheinlichkeit nach auch eine durch technischen Fortschritt erreichte niedrigere Energieintensität ein Wachsen des Energieverbrauchs nicht ausgleichen oder gar umkehren können. Unter der Annahme, dass die Weltbevölkerung nur im geringen Umfang wächst (s. o. low variant), das weltweite BIP (pro Kopf) in Zukunft nur halb so stark zulegen kann wie im Durchschnitt der letzten 17 Jahre (ca. 1,2% p.a. statt 2,4% p. a.<sup>103</sup>) und die Energieintensität der Weltwirtschaft wie in der Vergangenheit jährlich um ca. 0,8-1%<sup>104</sup> abnimmt, ergibt sich für 2030 immer noch eine Erhöhung des weltweiten Energiebedarfs von ca. 1% p. a. Selbst eine deutlich optimistischere Abnahme der Energieintensität von durchschnittlich 1,25% p. a. – wie im Referenzszenario der Greenpeace Studie „[r]evolution. A Sustainable World Energy Outlook“ angenommen – würde einen weiteren Anstieg des Energiebedarfs nicht verhindern. Erst die im Alternativszenario derselben Greenpeace Studie angenommene Abnahme der Energieintensität von jährlich über 1,6% könnte die Folgen von Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum auf den Energieverbrauch neutralisieren.<sup>105</sup>

Demnach kann mit hoher Wahrscheinlichkeit von einem auch in Zukunft wachsenden globalen Energiebedarf ausgegangen werden. Doch was bedeutet dies für den Erdgaskonsum? Will man den zukünftigen Bedarf an Erdgas einschätzen, muss erst geklärt werden, welche Rolle Erdgas in Zukunft für die Energieversorgung haben wird. Es ist also wichtig zu klären, welcher Anteil am höheren zukünftigen Energiebedarf durch Erdgas gedeckt werden wird.

---

<sup>102</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 132.

<sup>103</sup> Daten aus der Internetseite der Vereinten Nationen, Statistics Division (UNSD) of the Department of Economic and Social Affairs, unter: <http://data.un.org/Data.aspx?d=SOWC&f=inID:93>, 20.11.09.

<sup>104</sup> Vgl. Lewis, Nathan S. / Nocera, Daniel G.: Powering the Planet: Chemical challenges in solar energy utilization, in: Proceedings of the National Academy of Science of the United States of America, Vol. 103, Nr. 43, Washington 2006, S. 15729.

<sup>105</sup> Vgl. Teske, Sven u.a.: [r]evolution. A Sustainable World Energy Outlook, Greenpeace International, European Renewable Energy Council, o.O. 2008, S. 54.

#### **4.4 Der Bedarf nach Wirtschaftssektoren: Die Bedeutung des Stromsektors**

Die Wirtschaftssektoren, in denen das meiste Erdgas verbraucht wird, sind der Industrie-, der Stromsektor sowie die privaten Haushalte und der Transportsektor. Erdgas wird im Transportsektor (weltweit) wahrscheinlich nur ein relativ teurer Alternativbrennstoff bleiben, so dass hier keine besonders hohen Zuwachsraten zu erwarten sind. Laut IEA wird die Nutzung von Erdgas im Transportsektor (ausgenommen Gastransport über Pipeline) in 2030 lediglich 1% des konsumierten Erdgases ausmachen. Eine Unbekannte im Transportsektor bleibt aber die sogenannte Gas-to-Liquids (GtL) Technologie. Hierbei werden aus Erdgas besonders saubere Dieselmotorkraftstoffe (aber auch Heizöl) gewonnen, die praktisch ohne aufwändige Umrüstung der Motoren eingesetzt werden können.

Im Moment ist aber die Herstellung solcher GtL-Kraftstoffe selten wirtschaftlich, so dass diese Art der synthetischen Kraftstoffe momentan nur einen sehr geringen Teil des OECD-Marktes für Dieselmotorkraftstoffe halten. Sollten aber in Zukunft die Herstellungskosten weiter sinken, könnten GtL-Kraftstoffe bis zu 6% (von 0,3% in 2006)<sup>106</sup> dieses Marktes bedienen, zum größten Teil als Beimischung zu konventionellen Dieselmotorkraftstoffen. Die Herstellung von GtL-Kraftstoffen verbraucht besonders viel Erdgas, weswegen sich die GtL-Produktion nur dort lohnt, wo es hohe Erdgasreserven gibt und die Förderkosten niedrig sind. Momentan sind nur wenige GtL-Produktionsanlagen in Betrieb, einige wenige werden bis 2012 fertig gestellt sein. Dann könnte der Gasbedarf für die GtL-Produktion 33 Bcm p. a. betragen (2007 waren es nur 5 Bcm). Bis 2030 rechnet die IEA mit einem jährlichen Gasverbrauch zur Herstellung von GtL in Höhe von 70 Bcm.

Ebenso wenig ist bei den privaten Haushalten (residential sector) mit einem starken Anstieg des Erdgaskonsums, in erster Linie zum Heizen und Kochen, zu rechnen. Eine Ausnahme dürften hierbei lediglich ölexportierende Entwicklungs- und Schwellenländer sein, die durch einen stärkeren Einsatz von Erdgas hoffen, über mehr Rohöl für den Export zu verfügen.<sup>107</sup>

Der Industriesektor ist aktuell einer der bedeutendsten Erdgaskonsumenten. Dieser Sektor verwendet Erdgas einerseits, um eigenen elektrischen Strom zu erzeugen, andererseits aber auch als Rohstoff oder im Produktionsprozess von Gütern (hauptsächlich für die Erzeugung von Wärme bzw. Dampf). Außerhalb der Stromerzeugung hat Erdgas beispielsweise für die

---

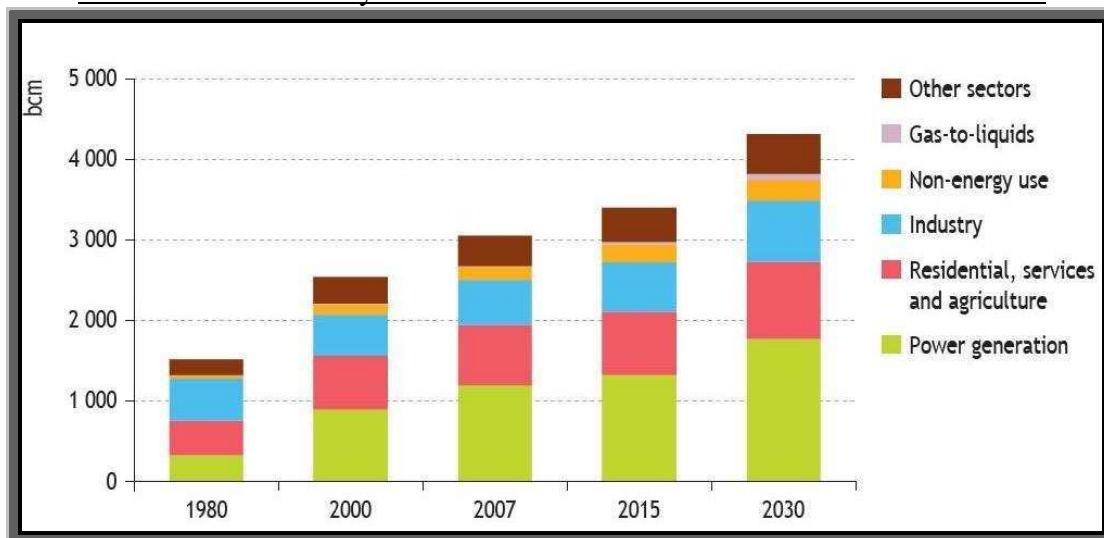
<sup>106</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2006 – Towards a Global Gas Market, Paris 2006, S. 63.

<sup>107</sup> Vgl. Ders., World Energy Outlook 2009, S. 368ff.

Papier-, Metall- und Chemieindustrie sowie für die petrochemische Industrie einen hohen Stellenwert.<sup>108</sup>

Je nach Zusammensetzung der Sektoren beurteilen die verschiedenen Agenturen den Verbrauch pro Sektor etwas unterschiedlich. Allgemein bleiben aber Industrie- und Stromsektor auch in Zukunft die wichtigsten Gaskonsumenten. Die EIA sieht mit 39% (2006) den Industriesektor als wichtigsten Erdgasverbraucher, sowohl heute als auch – mit einem Anteil von knapp 40% – im Jahr 2030. Der Stromsektor dagegen liegt auf Platz zwei und soll seinen Anteil von 32% (in 2006) auf 35% in 2030 ausbauen.<sup>109</sup> Die IEA sieht, heute und in Zukunft, den Stromsektor als wichtigsten Gaskonsumenten. Als solcher zeigte sich dieser im Jahr 2007 für 39% des verbrauchten Erdgases verantwortlich. Von allen Sektoren werden Erdgas im Allgemeinen in der Stromerzeugung die größten Wachstumschancen eingeräumt, so dass dieser Sektor allein für 45% des Konsumanstiegs bis 2030 verantwortlich sein soll. Sein Anteil wird laut EIA bis 2030 auf 41% des weltweit verbrauchten Erdgases steigen.<sup>110</sup> Somit bestätigen sowohl EIA als auch IEA den Trend, nach dem der Stromsektor die wichtigste Ursache für einen auch in Zukunft steigenden Erdgasbedarf sein wird.

Abb. 4: World Primary Natural Gas Demand nach Sektor im RS WEO2009



Quelle: World Energy Outlook 2009, International Energy Agency, Paris 2009, S. 369.

In diesem Zusammenhang scheint es unerlässlich, einen genaueren Blick auf die Verwendung von Erdgas für die Stromproduktion zu werfen.

<sup>108</sup> Vgl. The Natural Gas Supply Association (NaturalGas.org): Overview of Natural Gas – Uses in industry, [http://www.naturalgas.org/overview/uses\\_industry.asp](http://www.naturalgas.org/overview/uses_industry.asp), 04.09.08.

<sup>109</sup> Vgl. EIA, International Energy Outlook 2009, S. 35, 203.

<sup>110</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 368ff.



#### 4.4.1 Erdgas bei der Stromerzeugung

Momentan werden zwischen 17.982 TWh (EIA IEO2009) und 19.756 TWh (IEA WEO2009) Elektrizität produziert. Man geht in den Referenzszenarien davon aus, dass sich der Bedarf an elektrischem Strom in den kommenden Jahren bis 2030 gut verdoppeln wird. Sowohl EIA als auch IEA gehen von einem jährlichen Produktionswachstum von 2,4% aus, wobei die Stromproduktion bei den nicht-OECD Schwellenländern – allen voran China und Indien – wie im Fall von Erdgas deutlich schneller wachsen dürfte. 2030 sollen weltweit zwischen 31.782 TWh (EIA IEO2009) und 34.292 TWh (IEA WEO2009) Strom produziert werden. Der meiste Strom wird dabei heute von Kohlekraftwerken produziert (laut WEO2009 waren es 2007 rund 42% des erzeugten Stroms), was sich auch in Zukunft nicht ändern wird – im Gegenteil.

Hieß es noch in vergangenen Publikationen von EIA und IEA, Erdgas würde in Zukunft Kohle bei der Stromerzeugung Anteile abnehmen, gehen die Agenturen heute davon aus, dass Kohle den Anteil auf 44% (WEO2009) ausbauen können. Erdgas soll laut IEA in dem aktuellsten Referenzszenario den jetzigen Anteil von 21% bis 2030 halten und lediglich mit 2,4% p. a. steigen (Kohle dagegen 2,7% jährlich). Der weltweit durch Erdgas erzeugte Strom wächst auf 6.769 TWh (EIA IEO2009) bis 7.058 TWh (IEA WEO2009). Verantwortlich für den weiterhin steigenden Anteil der Kohle in der Stromerzeugung werden voraussichtlich Entwicklungs- und Schwellenländer wie China und Indien sein, die selbst über wichtige Kohlereserven verfügen. Wie bei der Stromerzeugung kann Erdgas seinen Anteil auch bei der installierten Kraftwerkskapazität gegenüber Kohle nicht ausbauen, obwohl Referenzszenarien vor wenigen Jahren noch darauf hindeuteten. Während laut WEO2009 in 2030 Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von 2.705 GW Elektrizität erzeugen sollen (entspricht ca. 35%, 2007 noch 32%), werden Gaskraftwerke eine Kapazität von 1.972 GW bereitstellen, was in etwa 25% entspräche – 1% weniger als noch 2007. Im WEO2006 sollten Gaskraftwerke in 2030 noch 2.468 GW und einen Anteil von 31% an der Stromerzeugungskapazität stellen.<sup>111</sup>

In Europa bietet sich ein etwas anderes Bild. Hier wird zwar in den meisten Referenzszenarien erwartet, dass der Stromkonsum unterdurchschnittlich steigt, Erdgas aber in der Stromerzeugung eine wesentlich wichtigere Rolle übernehmen wird als im Weltdurchschnitt. So stellte Erdgas in der EU bereits 2007 rund 22% der Stromerzeugungskapazität und soll laut Referenzszenario WEO2009 diesen Anteil bis 2030

---

<sup>111</sup> Vgl. Ebd., S. 623; ebenfalls vgl. Ders., World Energy Outlook 2006, S. 493 und vgl. EIA: International Energy Outlook 2009, S. 256, 258.

auf 23% ausbauen, was 242 GW entspräche (Kohle: 2007: 25%, 2030: 15%). Von Gaskraftwerken produzierte Elektrizität erreichte 2007 gut 725 TWh (19%) und soll im selben Szenario 2030 ca. 995 TWh oder 25% erreichen. Im Referenzszenario des WEO2006 sollten Gaskraftwerke noch 1.332 TWh oder 31% des Stroms produzieren.<sup>112</sup>

#### 4.4.2 Die Kraftwerkstechnologien

Bei erdgasbetriebenen Elektrizitätskraftwerken unterscheidet man in der Regel zwischen zwei verschiedenen Kraftwerkstechnologien. Hierbei handelt es sich um sogenannte OCGT-Kraftwerken (open-cycle gas turbine, Gasturbine mit offenem Kreislauf) und den neueren, heute bevorzugten CCGT-Kraftwerken (combined-cycle gas turbine, Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk). Die technischen Entwicklungen bei den Gasturbinen und besonders bei den CCGTs haben maßgeblich zum verstärkten Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung beigetragen. Durch die Verwendung der heißen Abgase der Gasturbine zum Antrieb einer angeschlossenen Dampfturbine erreichen CCGTs einen Wirkungsgrad von bis zu 60% (Kohle ca. 45-47%). Deswegen können CCGTs sowohl für die Spitzen-, Mittel- und sogar Grundlast verwendet, während OCGTs meistens nur zur Erzeugung der Spitzenlast eingesetzt werden.<sup>113</sup> Neben der Flexibilität (im Gegensatz zu Kohlekraftwerken können sie bei Bedarf in nur wenigen Minuten hochgefahren werden) und dem hohen Wirkungsgrad der CCGT-Kraftwerke sprechen auch kurze Bauzeiten (Monate statt Jahre), vergleichsweise mäßige Investitionskosten und niedrige CO<sub>2</sub> Emissionen für diesen Kraftwerkstyp.<sup>114</sup> Bei niedrigen Gaspreisen gilt Strom aus CCGT-Kraftwerken als die zurzeit günstigste Möglichkeit zur Stromerzeugung.<sup>115</sup>

#### 4.4.3 Der Erdgaspreis als Einflussfaktor

Doch trotz all der Vorteile von CCGT-Kraftwerken im Besonderen und dem Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung im Allgemeinen wird ein verstärkter Einsatz von Erdgas in erster Linie vom Gaspreis und vom Preis alternativer Energieträger abhängen. Das Bestreben, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, hat durch die Einführung von Emissionszertifikaten tendenziell eine zusätzliche Verteuerung fossiler Energie zur Folge.

Erdgas konkurriert besonders mit Kohle, v. a. wenn es zur Versorgung der Grundlast verwendet wird (deswegen kann Erdgas innerhalb eines Marktes – neben Rohöl oder

---

<sup>112</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 633; und vgl. Ders., World Energy Outlook 2006, S. 493.

<sup>113</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2006, S. 39f.

<sup>114</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 369.

<sup>115</sup> Vgl. Ebd., S. 380.

Ölprodukten – an die Preisentwicklung von Kohle gebunden sein). Kohle ist nicht nur günstiger, sondern wird in Europa auch in größeren Mengen abgebaut (ca. 57% des Bedarfs), so dass man in geringerem Maß auf Importe zurückgreifen muss. Trotz des deutlich höheren Wirkungsgrades von CCGT- gegenüber Kohlekraftwerken hat in den letzten Jahren ein kontinuierlicher Anstieg des Gaspreises zu einer Nutzung von Gaskraftwerken hauptsächlich für die Mittel- und Spitzenlast geführt. Dies wiederum bedeutet nichts anderes als eine geringere Auslastung der Gaskraftwerke und damit verbunden ein deutlich geringerer Erdgasbedarf. Ein hoher Erdgaspreis dürfte auch den Bau geplanter Gaskraftwerke in eine spätere Zukunft hinauszögern – wenn sie denn überhaupt gebaut werden.

Sollte die Kapazität durch den Bau neuer Kraftwerke doch voranschreiten, bedeutet dies aber nicht automatisch einen proportionalen Anstieg der Stromerzeugung. Denn bei einem fortgesetzten hohen Gaspreis dürften auch diese Kraftwerke für die Spitzen- oder Mittellast verwendet werden und nur einen Bruchteil ihrer vollen Kapazität ausnutzen. Die Folgen für die in Zukunft von diesen Kraftwerken benötigten Erdgasvolumina sind enorm: Allein für den Zeitraum 2005 bis 2015 kann es für den Stromsektor einen Unterschied von bis zu 100 Bcm zusätzlich ausmachen, ob die Kraftwerke zur Versorgung der Grundlast, der Mittel- oder der Spitzenlast verwendet werden.<sup>116</sup>

Allerdings könnten auch andere Gründe dazu führen, dass zukünftige Gaskraftwerke nur zu einem geringen Teil ausgelastet werden. So wird in mehreren Ländern, z. B. in Spanien, darüber diskutiert, die Schwankungen bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch Strom aus Erdgas auszugleichen. So sei es bereits vorgekommen, dass die aus Windparks gewonnene Energie innerhalb von zwölf Stunden von 11.000 MW auf 200 MW gefallen sei. In solchen Fällen musste man auf Strom aus Gaskraftwerken zurückgreifen, die im Gegensatz zu Kernkraft- oder Kohlekraftwerken schnell hochgefahren werden können. Dementsprechend bräuchte man in Zukunft – mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien – höhere Kraftwerkskapazitäten, die jedoch nur zur Schließung einer möglichen Lücke bei den Erneuerbaren eingesetzt würden.<sup>117</sup>

#### 4.4.3.1 Der European Emission Trading System, ETS

Erdgas gilt als eine „saubere“ fossile Energie, weshalb man meistens davon ausgeht, dass es von den Bestrebungen zur Senkung der Treibhausgase (THG) profitieren könnte. Tatsächlich

---

<sup>116</sup> Vgl. Honoré, Anouk: Future Natural Gas Demand in Europe. The Importance of the Power Sector, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2006, S. 14, 83.

<sup>117</sup> Vgl. Spain's renewables boom seen driving gas capacity, EurActiv, 25.11.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/spain-renewables-boom-seen-driving-gas-capacity/article-187671>, 26.11.09.

entstehen bei der Stromerzeugung mit Erdgas im Vergleich zur Braunkohle lediglich rund die Hälfte der CO<sub>2</sub> Emissionen. Während Öl 264g, Steinkohle 340g und Braunkohle sogar 381g CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde bei der Verbrennung freisetzen, liegt der Ausstoß von Erdgas bei lediglich 202g. Allerdings entstehen auch bei der Verbrennung von Erdgas, wie bei jedem fossilen Brennstoff, erhebliche Mengen an Treibhausgasen wie z. B. Kohlendioxid. Im Jahr 2007 alleine war Erdgas für rund 5.718 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> verantwortlich, was 20% des weltweiten Ausstoßes entsprach – der Stromsektor verantwortet ganze 2.315 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Auch in der EU ist Erdgas für einen erheblichen Teil der emittierten Treibhausgase verantwortlich (992 Millionen Tonnen in 2007, entspricht 26%) und der Ausstoß an Treibhausgasen steigt mit der Beliebtheit des Energieträgers um durchschnittlich 0,7% bis 2030 (als einziger fossiler Energieträger).<sup>118</sup>

Ob also Erdgas ein umweltfreundlicher Energieträger ist, hängt davon ab, welchen Energieträger es substituiert. Werden Kohle- oder Ölkraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt, kommt es zu einer Reduktion der Emissionen. Wenn aber Erdgas verwendet wird, um die durch einen Ausstieg aus der Kernkraft entstandene Lücke zu schließen oder um den steigenden Strombedarf in Zukunft zu decken, kann Erdgas kaum einen Beitrag zur Reduzierung der THG beitragen – und wird selbst Kandidat für eine Substitution durch andere sauberere Energien (z. B. erneuerbare Energien). Das in Europa implementierte System, das der Industrie den Erwerb von Emissionszertifikaten vorschreibt, um das Recht auf den Ausstoß von THG zu bekommen (European Emission Trading System, ETS), könnte die Kosten für den aus Erdgas produzierten Strom weiter in die Höhe treiben. Theoretisch sollte ein System, das den Ausstoß von CO<sub>2</sub> verteuert, tendenziell solche fossile Energiequellen favorisieren, die weniger CO<sub>2</sub> bei der Verbrennung freisetzen – also Gas gegenüber Kohle und Öl einen Vorteil verschaffen.

Hierzu müssten einerseits die Preise der CO<sub>2</sub>-Zertifikate hoch genug sein, um den in der Vergangenheit kräftig gestiegenen Erdgaspreis gegenüber den anderen Energieträgern auszugleichen. Andererseits müssten hierzu die NAPs (national allocation plans), in welchen die Emissionsgrenzen und die Anzahl der Zertifikate für jedes EU-Mitglied festgelegt werden, restriktiver als in der Vergangenheit gestaltet werden. In der ersten Phase, die bis 2008 lief, wurden die Zertifikate sehr großzügig (teilweise kostenlos) verteilt – mit entsprechenden Folgen für die Zertifikatspreise. In 2008 wurden die neuen NAPs bis 2012 fixiert. Die Festlegung der Emissionsgrenzen in Fünf-Jahres-Zyklen birgt auch gewisse Risiken für die Investitionsplanung bezüglich der Erweiterung der Produktionskapazitäten in Form neuer

---

<sup>118</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 623, 633.

Kraftwerke. Für eine Branche, die für Zeiträume von 20-30 Jahren investiert, sind Fünf-Jahres-Zyklen nach Ansicht einiger Experten zu kurz und erzeugen eine Unsicherheit, die zur Vertagung geplanter Investitionen führen kann.<sup>119</sup>

Tendenziell jedoch ist man der Meinung, dass ein funktionierender Emissionshandel, der weniger Ausnahmen vorsieht, langfristig zugunsten von Erdgas als Energieressource wirkt.<sup>120</sup> Der geringere Energiebedarf in der EU als Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise hat allerdings in den letzten Monaten zu sehr geringen Preisen für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate geführt. Dies wiederum führt zur Steigerung der Attraktivität günstiger Energierohstoffe, unabhängig von ihrer CO<sub>2</sub>-Bilanz, und schafft keine Anreize bei der Industrie, zu saubereren Energierohstoffen wie Erdgas zu wechseln. In diesem Zusammenhang ist bereits öfter sehr kontrovers über die Möglichkeit diskutiert worden, in den Markt für CO<sub>2</sub>-Zertifikate künstlich einzugreifen, um die Preise auf einem höheren Niveau halten zu können.<sup>121</sup>

Neben der Wirtschaftskrise könnte auch die Entscheidung des Europäischen Gerichts Druck auf die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate ausüben. Das Gericht gab in erster Instanz Estland und Polen Recht, die sich gegen die Entscheidung der Kommission wandten, die Anzahl der Zertifikate in ihren nationalen Allokationsplänen in der 2. Phase (2008-2012) zu kürzen.<sup>122</sup> Dagegen könnten die Preise für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate der dritten ETS-Phase (2013-2020) unter Umständen deutlich steigen, wenn die Kommission, wie im Dezember 2009 bekannt gegeben, die Zertifikate erst 2013 und nicht bereits 2011 zur Versteigerung frei geben würde. Die Verschiebung um zwei Jahre würde eine Verknappung der Zertifikate verursachen, die zu höheren Preisen führen könnte. Dies zumindest befürchtet der Stromsektor, der die Produktionskapazitäten zu 80% im Voraus kauft – was dann nicht möglich wäre. Allein bis 2012 sieht der Verband der europäischen Stromproduzenten, Eurelectric, Zusatzkosten von 50 Mrd. € auf die Branche zukommen, was zwangsläufig zu höheren Strompreisen führen würde.<sup>123</sup>

---

<sup>119</sup> Vgl. Honoré, Anouk: Future Natural Gas Demand in Europe, S. 31ff.

<sup>120</sup> Vgl. Emissionshandel verstärkt Perspektiven für Gasmarkt, EurActiv, 04.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/emissionshandel-verstrkt-perspektiven-gasmarkt/article-181932>, 30.07.09.

<sup>121</sup> Vgl. Low carbon prices give EU jitters, EurActiv, 03.03.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/low-carbon-prices-give-eu-jitters/article-179884>, 30.07.09.

<sup>122</sup> Vgl. Court decision threatens to unravel Europe's carbon market, EurActiv, 23.09.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/court-decision-threatens-unravel-europe-carbon-market/article-185715>, 30.09.09.

<sup>123</sup> Vgl. CO<sub>2</sub> auctioning creates EU stir, EurActiv, 01.12.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/co2-auctioning-creates-eu-stir/article-187857>, 02.12.09.

#### 4.4.3.2 CO<sub>2</sub>-Sequestrierungs-Technologien

Des Weiteren könnte die Implementierung einer wirtschaftlichen CO<sub>2</sub>-Sequestrierungs-Technologie einen Einfluss auf die Energieerzeugung mit fossilen Energieträgern haben. Momentan noch gilt das sogenannte Carbon Capture and Storage (CCS) als nicht ökonomisch. Bei CCS werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen abgetrennt, die bei der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen anfallen. Anschließend werden die Emissionen in geologisch geeigneten, unterirdischen Lager deponiert anstatt sie in die Atmosphäre entweichen zu lassen. Es gibt einige Studien, die frühestens 2025 oder 2030 damit rechnen, dass CCS in der Stromerzeugung bei Kohlekraftwerken wirtschaftlich eingesetzt werden kann.<sup>124</sup>

Prinzipiell könnte CCS auch im Gassektor, z. B. bei Gaskraftwerken eingesetzt werden. Doch auch hier kommt es maßgeblich darauf an, wie groß der Preisunterschied zwischen Kohle und Gas und wie teuer die Abtrennung und Lagerung pro CO<sub>2</sub>-Einheit ist. Ist der Gaspreis viel höher als der Preis von Kohle, so dass die Stromproduktion aus letzterer trotz der zusätzlichen Kosten (aus der Abspaltung und Lagerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die auch noch viel höher sind als bei Erdgas, sowie für zusätzliche Emissionszertifikate) günstiger ist, würde dies zu einer geringeren Attraktivität von Erdgas führen. Neben dem Einsatz bei Kohlekraftwerken kann die CCS-Technologie auch im Gassektor eingesetzt werden, so dass die CO<sub>2</sub>-Intensität des Sektors insgesamt gesenkt werden könnte. Die Sequestrierung des bei der Förderung anfallenden CO<sub>2</sub>, betreibt z. B. die französische Total. Das CO<sub>2</sub>-Sequestrierungs-Projekt an der Gasaufbereitungsanlage in Lacq im Südwesten Frankreichs kann hierbei als Beispiel dienen. Das 60 Mio. € teure Pilotprojekt soll im Verlauf von 2 Jahren insgesamt 120.000 Tonnen des Treibhausgases unterirdisch lagern.<sup>125</sup>

Die Umsetzung der ehrgeizigen europäischen Umweltziele (siehe Kap. 6.3.2) könnte Erdgas jedoch zumindest mittelfristig (z. B. bis CCS wirtschaftlich eingesetzt werden könnte) zu einem Anstieg verhelfen. Zu diesem Schluss kamen Vertreter der Industrie (Eurogas und Eurelectric), die sich Ende Mai 2009 trafen, um über die Auswirkungen der globalen Wirtschafts- und Finanzkrise auf die Erfüllung der EU-Klimaziele zu diskutieren. Sie argumentierten, dass erneuerbare Energien und die CCS-Technologie langfristig der richtige Weg seien, momentan aber nicht finanzierbar wären. Dagegen könnte kurz- und mittelfristig

---

<sup>124</sup> Vgl. McKinsey & Company (Hrsg.): Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics, o.O. 2008, S. 6ff, 26ff, unter: [http://www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/pdf/CCS\\_Assessing\\_the\\_Economics.pdf](http://www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/pdf/CCS_Assessing_the_Economics.pdf), 24.09.08.

<sup>125</sup> Vgl. Dittrick, Paula: Total inaugurates CCS pilot in southwest France, in: Oil & Gas Journal (Online), 12.01.2010, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/0652411691/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/hse/2010/01/total-inaugurates/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyJanuary122010.html>, 13.01.10.

durch verstärkten Einsatz von Erdgas eine erhebliche Reduktion bei den THG-Emissionen erreicht werden.<sup>126</sup>

#### **Verdichtung 2 (4.3-4.4)**

Das Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum bestätigen die Trends, nach denen besonders einige Schwellenländer für das Gros am zukünftigen Bedarfsanstieg verantwortlich sein werden. Während Effizienzsteigerungen insgesamt nur zum Teil den globalen Bedarfsanstieg bremsen können, reduzieren sie in den industrialisierten Staaten den zukünftigen Bedarf weiter. Der Stromsektor hat potentiell großen Einfluss auf den Erdgasbedarf, besonders in Europa. Allerdings konkurriert Erdgas mit zahlreichen anderen Energieträgern. Neben den allgemeinen Marktkräften werden v. a. die Klimadebatte und die damit verbundenen Marktveränderungen sowie technologische Innovationen Auswirkungen auf den Erdgaspreis haben. Der Erdgaspreis wird dafür entscheidend sein, ob mehr Erdgas zur Stromerzeugung genutzt werden wird. So wird sich auch entscheiden, ob Erdgas zukünftig andere fossile Energieträger substituieren oder selbst durch andere Energiequellen substituiert werden wird.

#### **4.5 Zwischenfazit zum zukünftigen Erdgasbedarf**

Der zukünftige Erdgaskonsum hängt von vielen verschiedenen Entwicklungen ab – Wirtschafts-, Bevölkerungswachstum, Energieeffizienzerhöhungen, Preisentwicklung, Implementierung umweltpolitischer Maßnahmen, etc. So wundert es kaum, dass jedes Szenario, das konkrete Zahlen nennt, mit erheblicher Unsicherheit behaftet ist und im Laufe der Zeit immer den sich entfaltenden Ereignissen angepasst werden muss.

Einige Tendenzen sind aber festzustellen. Nach den äußerst optimistischen Prognosen für Erdgas – besonders in den 90ern – ist man in den letzten Jahren dazu übergegangen, den zukünftigen Erdgasbedarf deutlich zurückhaltender zu betrachten. Dies spiegelt sich besonders in den von Jahr zu Jahr sinkenden Annahmen für den Gasverbrauch in den Referenzszenarien der verschiedenen Agenturen wider, was auch angesichts steigender Rohstoffpreise und Umweltbedenken gerechtfertigt erscheint. Die Geschwindigkeit, mit der der zukünftige Gasbedarf und die Rolle von Erdgas an der Energieversorgung in nur drei Jahren abgenommen hat, erstaunt aber doch. Gleichzeitig ist auch erkennbar, dass der Gasbedarf (langfristig) trotz allem weltweit nicht abnehmen wird – kein einziges Szenario geht hiervon aus.

Die Frage, die sich also stellt, ist nicht, ob in Zukunft mehr Gas gebraucht wird, sondern wie viel mehr Erdgas gebraucht wird. Dies gilt auch unabhängig davon, ob sich der Anteil von

---

<sup>126</sup> Vgl. Power sector points to high cost of low-carbon economy, EurActiv, 28.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/power-sector-points-high-cost-low-carbon-economy/article-182686>, 29.05.09.

Erdgas an der Energiematrix vergrößert oder nicht. Für Europa gilt im Prinzip Ähnliches. Zwar wird der Energieverbrauch in Europa deutlich langsamer ansteigen als im Rest der Welt, Erdgas aber dürfte gegenüber Kohle an Attraktivität gewinnen. Hierzu dürfte nicht zuletzt das Vorhaben der EU beitragen, mit der Ausgabe kostenloser CO<sub>2</sub>-Zertifikate aufzuhören, wodurch der Preis von Zertifikaten in Zukunft deutlich ansteigen könnte.<sup>127</sup>

Zweifelsohne hat die weltweite Finanz- und Wirtschaftskrise zusätzlich Auswirkungen auf den Erdgasbedarf. In einer kurzen Studie der Beratungsfirma Booz & Company von Juni 2009 geht man davon aus, dass die Krise den Erdgasbedarf aufgrund des Stellenwertes im strom- und energieintensiven Industriesektor stärker treffen wird als den Bedarf anderer Energieträger. Im pessimistischsten Szenario geht die Studie sogar davon aus, dass der Erdgasbedarf zum ersten Mal seit den 1960er zurückgehen könnte und zwar in bis zu zwei Jahren hintereinander. Der Rückgang könnte allein 2009 bis zu 8% betragen (für 2010 wäre der Rückgang etwas niedriger) und der Erdgasbedarf würde fast ein Jahrzehnt benötigen, um erneut den Vorkrisenstand zu erreichen.<sup>128</sup> Langfristig jedoch, also jenseits des Jahres 2020, dürfte der Erdgasbedarf trotz Krise höher liegen als heute, wenn auch auf einem niedrigeren Niveau als noch vor wenigen Jahren gedacht.

Im Anschluss soll geklärt werden, ob für die möglichen zukünftigen Entwicklungen des Erdgasbedarfs, weltweit und in Europa, überhaupt die benötigte Rohstoffbasis verfügbar ist. Hierzu soll sowohl auf die weltweiten konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasreserven und -ressourcen als auch auf die Problematik der Konzentration derselben eingegangen werden.

---

<sup>127</sup> Vgl. Parlament fordert klare Regeln für große Emissions-Verursacher, EurActiv, 12.09.2008, unter: <http://www.euractiv.com/de/klimawandel/parlament-fordert-klare-regeln-groe-emissions-verursacher/article-175320>, 14.09.08.

<sup>128</sup> Vgl. Waterlander, Otto / Oushoorn, Robert / Sarraf, George / Schlaak, Thomas: An Unprecedented Market. How the Recession Is Changing the Global Gas Market, Booz & Company, o.O. 2009, unter: [http://www.booz.com/media/uploads/An\\_Unprecedented\\_Market.pdf](http://www.booz.com/media/uploads/An_Unprecedented_Market.pdf), 20.06.09.



## 4.6 Die rohstoffseitige Verfügbarkeit und die Konzentration der globalen

### Erdgasreserven und -ressourcen

*„Estimating reserves remains as much an art as a science.“*

International Energy Agency, World Energy Outlook 2004, S. 89.

#### 4.6.1 Reserven und Ressourcen

Für das in dieser Arbeit verwendete Konzept von Energiesicherheit spielt die physische Verfügbarkeit von Erdgas eine wesentliche Rolle. Auf den vorigen Seiten ist versucht worden einzuschätzen, wie viel Erdgas in den kommenden Jahren weltweit und in Europa gebraucht wird. Im Folgenden soll die rohstoffseitige Verfügbarkeit von Erdgas untersucht werden.

Hierzu muss zuerst grundsätzlich zwischen Reserven und Ressourcen unterschieden werden. Ressourcen sind diejenigen Mengen eines Energierohstoffes, die entweder nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, oder aber die Mengen, die auf Basis geologischer Indikatoren noch erwartet werden und mittels Exploration nachgewiesen werden können. Unter Reserven versteht man die nachgewiesenen Mengen eines Rohstoffes, die mit den derzeit verfügbaren technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewinnbar sind. Daraus folgt, dass die Höhe der Reserven sowohl von den Preisen als auch vom Stand der Technik abhängt, sich also je nach technischem Fortschritt und Preisentwicklung verändert. Mit fortschreitender Technologie und höheren Rohstoffpreisen können also ein Teil der Ressourcen zu Reserven werden oder umgekehrt.<sup>129</sup>

Bei Kohlenwasserstoffen wird allgemein nur der als gewinnbar eingeschätzte Teil berücksichtigt. Man unterscheidet dabei zwischen dem Gasvorrat „in situ“, „in place“ oder „initially in place“, also dem gesamten Rohstoffvorkommen eines Lagers, und den gewinnbaren (recoverable) Vorkommen des Reservoirs. Bei Erdöllagern kann, je nach geologischer Beschaffenheit und Eigenschaft des Erdöls, nur 10-60% des Vorrats gefördert werden, selten auch bis zu 80%.<sup>130</sup> Bei Erdgaslagern gilt prinzipiell das gleiche wie bei Erdöl. Da Gas jedoch schneller fließt als Öl, ist der Anteil an gewinnbaren Vorkommen deutlich höher und liegt in den meisten Fällen bei 70-90%.<sup>131</sup>

Eine weltweit anerkannte Methode zur Kategorisierung von Reserven und Ressourcen gibt es jedoch nicht. Eine gängige Möglichkeit zur Kategorisierung von Rohstofflagern ist die nach

---

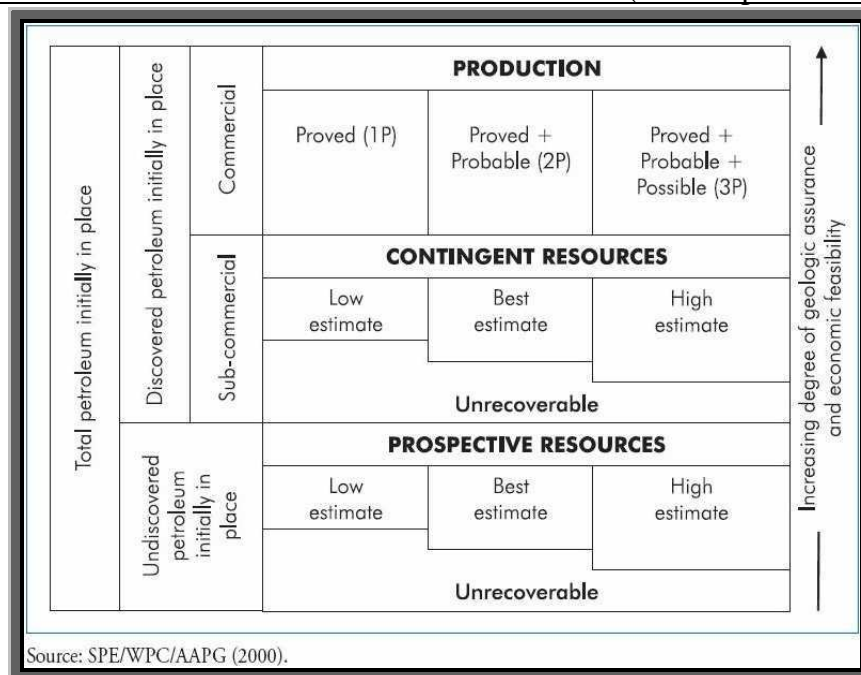
<sup>129</sup> Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. Jahresbericht 2007, Hannover 2008, S. 37, unter: [http://www.bgr.bund.de/cln\\_092/nn\\_331084/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie\\_\\_Kurzf\\_\\_2006,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energiestudie\\_Kurzf\\_2006.pdf](http://www.bgr.bund.de/cln_092/nn_331084/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie__Kurzf__2006,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energiestudie_Kurzf_2006.pdf), 15.07.2008.

<sup>130</sup> Vgl. EIA: International Energy Outlook 2008, Washington 2008, S. 34f.

<sup>131</sup> Vgl. Mian, Mohammed A.: Petroleum engineering handbook for the practicing engineer, Bd. 1, Tulsa 1992, S. 307f.

dem Wahrscheinlichkeitsgrad ihrer tatsächlichen Existenz und nach der Wirtschaftlichkeit ihrer Förderung. Hierbei wird mit abnehmender Wahrscheinlichkeit – sowohl bei Erdgas als auch bei Erdöl – oft zwischen erwiesenen, wahrscheinlichen und möglichen Lagerstätten unterschieden (proven, probable und possible reserves). Erstere Kategorie entspricht der oberen Definition von Reserven, während „wahrscheinliche“ und „mögliche“ Lager bereits zu den Ressourcen zu zählen sind. Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Lager tatsächlich existieren, beträgt nach den Definitionen der Society of Petroleum Engineers (SPE) und des World Petroleum Congress respektiv 90%, 50% und 10%. In der unteren Abbildung (Abb. 5) sind diese Kategorien als 1P, 2P und 3P dargestellt. Des Weiteren wird durch die Abbildung auch die Aufteilung der Ressourcen ersichtlich und zwar in sogenannte Grenzreserven, die wahrscheinlich existieren – sich jedoch mit der vorhandenen Technologie unter den aktuellen Marktverhältnissen nicht fördern lassen – und in vermutete nicht entdeckte Lagerstätten, die zu einem großen Teil rein hypothetisch sind.<sup>132</sup>

Abb. 5: Klassifikation der Reserven und Ressourcen (am Beispiel von Erdöl)



Quelle: SPE / WPC / AAPG, aus IEA: World Energy Outlook 2004, S. 88.

Zu diesen verschiedenen Reserven und Ressourcen werden manchmal auch sogenannte nicht-konventionelle Erdgase hinzugerechnet. Wo genau die Grenze zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasen verläuft, ist allerdings nicht einheitlich geklärt. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) versteht hierunter all diejenigen Erdgase, die nur mit „neuen Technologien und/oder höheren Kosten“ gefördert werden

<sup>132</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2004, S. 87f.

können. Abhängig von der Beschaffenheit der Lagerstätten lassen sich verschiedene Arten nicht-konventioneller Erdgase unterscheiden. Hiernach kann prinzipiell zwischen Kohleflözgasen<sup>133</sup>, Erdgasen aus dichten Lagerstätten (z. B. Ton- und Sandsteinreservoirs), Aquiferengasen (im Grundwasser gelöstes Erdgas oder in unterirdischen Hohlräumen) sowie Methanhydraten (besonders am Ozeangrund und in Permafrostgebieten, durch Druck oder niedrigen Temperaturen entstandenes eisähnliches Methan-Wassergemisch) unterschieden werden.<sup>134</sup>

Die Natural Gas Supply Association (NGSA), die die Gasindustrie in den USA repräsentiert, unterscheidet dagegen zwischen sechs verschiedenen nicht-konventionellen Erdgasen. Neben Coal Bed Methane (Kohleflözgas), Erdgasen aus dichten Lagerstätten oder Gesteinen (Tight Natural Gas) und Methanhydraten unterscheidet die NGSA auch zwischen Gas aus Geopressurized Zones (Gaslager in großer Tiefe und unter hohem Druck, zwischen 10.000-25.000 Fuß), Shale Gas (eigentlich auch ein Gas aus dichten Gesteinen) und Deep Natural Gas (Erdgas aus großen Tiefen, ab 15.000 Fuß).<sup>135</sup>

Es erstaunt also wenig, dass Angaben bezüglich der Höhe der weltweiten Gasvorkommen voneinander abweichen. Im Fall von Erdgas geht man je nach Studie von weltweiten konventionellen Reserven in Höhe von 177 bis 185 Tcm aus. BP z. B. spricht im Statistical Review of World Energy von erwiesenen Erdgasreserven (proven reserves) von gut 185 Tcm für Ende des Jahres 2008 aus.<sup>136</sup> Das Oil & Gas Journal geht für 2009 von Reserven in Höhe von 177 Tcm (6.254,364 Tcf), World Oil dagegen von 182 Tcm (6.436,029 Tcf) für Ende 2007.<sup>137</sup> Die BGR schätzt dagegen für Ende 2007 die weltweiten Reserven an konventionellem Erdgas auf 183 Tcm.<sup>138</sup> Die IEA greift auf die Zahlen von Cedigaz (Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux), einer Vereinigung internationaler Energiekonzerne und dem Institut Français du Pétrole (IFP), zurück und geht von 182 Tcm für Ende 2008 aus.<sup>139</sup>

---

<sup>133</sup> Neben dem Flözgas (engl. Coal Bed Methane, CBM) auch sogenannte Grubengase (engl. Coalseam Methane – CSM – und Coalmine Methane – CMM).

<sup>134</sup> Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie, Hannover 2009, S. 20.

<sup>135</sup> Vgl. Natural Gas Supply Association (Internetauftritt), NaturalGas.org: Unconventional Natural Gas Resources, unter: [http://www.naturalgas.org/overview/unconvent\\_ng\\_resource.asp](http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp), 24.11.09.

<sup>136</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22.

<sup>137</sup> Vgl. Oil & Gas Journal, Vol. 106, Nr. 48, December 2008; World Oil, Vol. 229, Nr.9, September 2008, beide zit. in: EIA (Internetauftritt), World Proved Reserves of Oil and Natural Gas, Most Recent Estimates, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/reserves.html>, 21.07.08.

<sup>138</sup> Vgl. BGR: Energierohstoffe 2009, S. 73.

<sup>139</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 391.

#### 4.6.2 Kategorisierung: „Optimisten“ vs. „Pessimisten“

Allen Veröffentlichungen über die Höhe der Reserven ist gemeinsam, dass die weltweiten Erdgasreserven im Laufe der Zeit beträchtlich gestiegen sind – 1980 betrug die Reserven nur 73 Tcm (2.580,238 Tcf)<sup>140</sup>. Ob sich diese Entwicklung auch in Zukunft fortsetzen wird, ist umstritten. Momentan spricht vieles eher für die ökonomisch geprägten „Optimisten“, die erwarten, dass technischer Fortschritt und Markteinflüsse die Ressourcenbasis erweitern können und werden. Neue Technologien und steigende Rohstoffpreise haben in den letzten Jahren immer wieder zur Erweiterung der Ressourcenbasis bei Kohlenwasserstoffen geführt. So ist wiederholt über Entdeckungen von Offshore-Lagerstätten berichtet worden, die in der Vergangenheit unzugänglich oder gar unbekannt waren. Vor der Küste Brasiliens beispielsweise wurden in großer Tiefe (deep- bzw. ultra-deep-water) möglicherweise enorme Erdgas- und Erdölvorkommen entdeckt. Allein in einem der Förderfelder vermutet man in einer Tiefe von mehr als 2200m (wobei Bohrungen bis 6000m vorgenommen wurden) Vorkommen von 5-8 Milliarden Barrels Erdöl und Gas<sup>141</sup> – insgesamt könnten es bis zu 110 Milliarden Barrels sein<sup>142</sup>, was in etwa den gesamten irakischen Erdölreserven entspräche.

Dagegen halten geologisch geprägte „Pessimisten“ den Beitrag technischen Fortschritts in diesem Bereich für vernachlässigbar und erwarten einen scharfen Abschwung der Förderung nach der Überschreitung des sogenannten Peaks (Scheitelpunkt der Produktion) für unumgänglich.<sup>143</sup> Sie weisen auch darauf hin, dass ein Anstieg der Reserven eigentlich durch die Entdeckung neuer Reservoirs vonstatten gehen müsste – allerdings seien viele angebliche Neuentdeckungen lediglich korrigierte Schätzungen oder Erweiterungen bereits bekannter Lager. Darüber hinaus würden die öffentlich erhältlichen Daten zu politischen oder wirtschaftlichen Zwecken veröffentlicht und seien daher nicht vertrauenswürdig. Die Schätzungen stammten von Konzernen, deren Verbänden oder staatlichen Stellen, wobei alle ein Interesse an möglichst hohen Reservenangaben hätten – z. B. für eine möglichst hohe Bewertung eines Konzerns an den Märkten. Vielmehr sollten als Anhaltspunkt zur Einschätzung der Erdgasreserven sogenannte technische Schätzungen verwendet werden. Hierbei handelt es sich um den Mittelwert der erwiesenen und wahrscheinlichen Erdgaslager

---

<sup>140</sup> Vgl. EIA (Internetauftritt), unter: <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/naturalgasreserves.xls>, 22.09.2009.

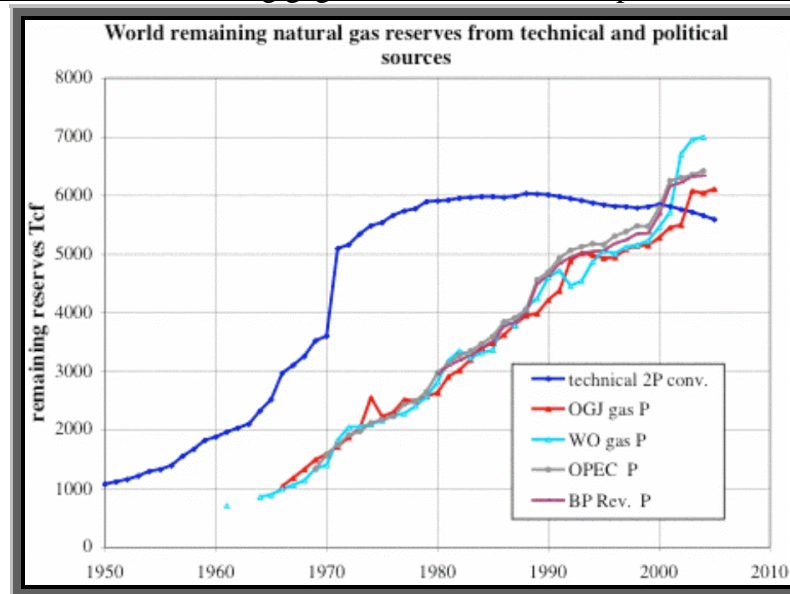
<sup>141</sup> Vgl. „Significant Oil Reserves in the Pre-Salt Layer in the Santos Basin“, Petrobras S.A., 10.09.2008, unter: [http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco\\_arq/DescobertaLara1009-Ing.pdf](http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/DescobertaLara1009-Ing.pdf), 24.09.08.

<sup>142</sup> Vgl. Kraul, Chris: „Brazil is pumped up over offshore oil field“, in: Los Angeles Times (Online Edition), 24.09.2008, unter: <http://www.latimes.com/business/la-fi-brazoil24-2008sep24,0,2785794.story?page=1>, 24.09.08.

<sup>143</sup> Vgl. Seeliger, Andreas: Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transports und des internationalen Handels sowie eine Analyse der Bezugssituation ausgewählter Importnationen, München 2006, S. 5f.

(2P), der dann auf das Jahr der Entdeckung zurückdatiert wird. Diese technischen Schätzungen, die jedoch nicht veröffentlicht werden (außer von den USA, Norwegen und dem VK), verharren seit den 80er Jahren auf ähnlichem Niveau.<sup>144</sup>

Abb. 6: Technische Schätzung gegenüber verschiedenen politischen Schätzungen



Quelle: Laherrere, Jean: Peak oil and related peaks!, S.34.

Verglichen mit den Vorkommensschätzungen für Erdöl sind die Diskrepanzen zwischen den Schätzungen für die Erdgasreserven relativ gering. Zudem zeigen sie auf, dass die weltweiten erwiesenen Erdgasreserven in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen sind. Berücksichtigt man zu den Reserven (nach BGR) auch die weltweiten konventionellen Erdgasressourcen von 239 Tcm kommt man zu einem verbleibenden weltweiten Potential (Reserven und Ressourcen) von über 422 Tcm. Dieser Wert liegt vom Energiegehalt her um ca. 50% über dem verbleibenden Potential an konventionellem Erdöl.<sup>145</sup>

#### 4.6.3 Nicht-konventionelle Erdgase

Hierbei sind die Lager nicht-konventionellen Gases jedoch, wenn überhaupt, nur zu einem geringen Teil mit einberechnet. Werden nicht-konventionelle Erdgase mit berücksichtigt, steigen die weltweiten Erdgasressourcen – und die Diskrepanz zwischen den Schätzungen – erheblich an. Dies liegt besonders daran, dass eine genaue Einschätzung des Potentials nicht-konventioneller Erdgase v. a. aufgrund des geringen technischen Kenntnisstandes

<sup>144</sup> Vgl. Laherrere, Jean: Forecast of oil and gas supply to 2050, Petrotech 2003 New Delhi, unter: <http://www.hubbertpeak.com/LaHerrere/Petrotech090103.pdf>, 17.08.2008; zudem vgl. Ders., Peak oil and related peaks!, Presentation To Evora University, Seminar of the Hydrocarbon Age, 8. Mai 2006, S. 34, unter: [http://www.cge.uevora.pt/hydrocarbonage/files/Evora\\_Jean\\_Laherrere.pdf](http://www.cge.uevora.pt/hydrocarbonage/files/Evora_Jean_Laherrere.pdf), 20.08.2008.

<sup>145</sup> Vgl. BGR: Energierohstoffe 2009, S. 73, 75.

problematisch ist. Besonders bei Gashydraten – also Methanhydraten (oder Klathrat) – gibt es sehr unterschiedliche Einschätzungen. Die Bewertungen bezüglich Vorkommen und wirtschaftlicher Nutzbarkeit als Energieressource schwanken zwischen solchen, die Methanhydrate als zukünftige Energiequelle rundweg ablehnen und solche, die in ihnen ein quasi unerschöpfliches Energiepotential sehen.

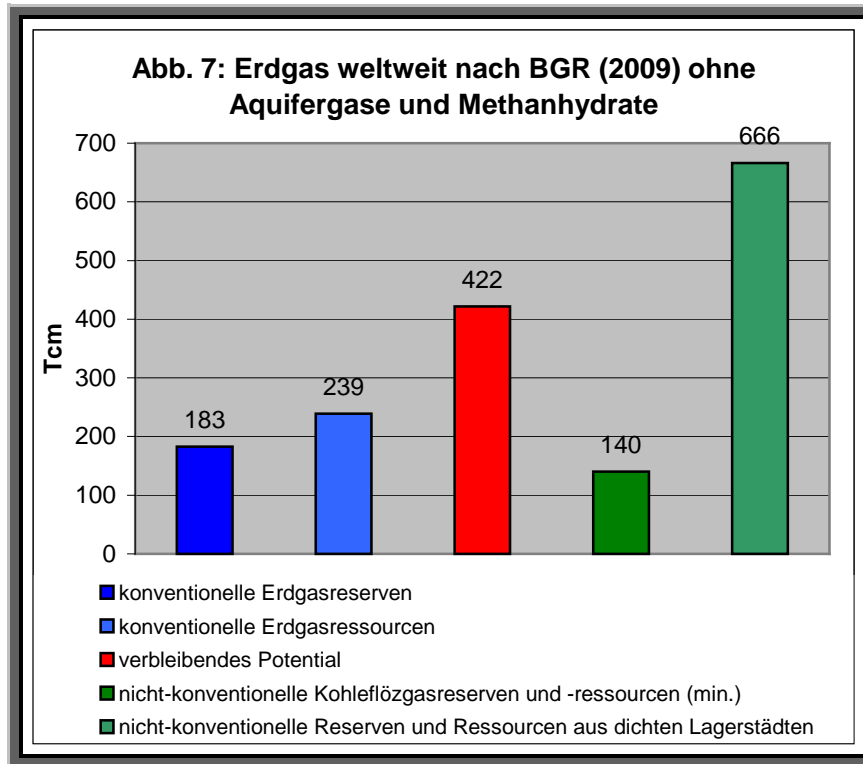
Lässt man Methanhydrate außer Acht und betrachtet lediglich solche nicht-konventionelle Erdgase, die heute als marktnah erachtet werden (besonders Gase aus dichten Lagerstätten und Kohleflözgasen), erweitert sich die Ressourcenbasis immer noch beträchtlich. Zwar ist die Diskrepanz der Schätzungen bei diesen nicht-konventionellen Gasen weiterhin größer als bei den Schätzungen zu den konventionellen Erdgasen, jedoch deutlich geringer als bei einer Einbeziehung der Methanhydrate. Im Jahr 2008 ging die BGR bei ihren Schätzungen für Ende 2007 – ohne Gashydrate und Aquifergas – von nicht-konventionellen Erdgasressourcen in Höhe von 220 Tcm aus, wobei 2 Tcm bereits als Reserven angegeben wurden. Der geringe Explorationsgrad bei diesen nicht-konventionellen Erdgasen spiegelte sich deutlich im Verhältnis von Reserven zu Ressourcen wider, das ca. 1 zu 100 betrug. Bei konventionellen Erdgasen beträgt dieses Verhältnis dagegen 1 zu 1,2 (bei Erdöl gar nur 1 zu 0,5). Die Mengen an Gashydrat und Aquifergas schätzte die BGR sehr konservativ auf rund 500 bis 800 Tcm und damit deutlich höher als das bekannte Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas. Allerdings hält die BGR bis heute eine nennenswerte kommerzielle Förderung von Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas in absehbarer Zukunft für unwahrscheinlich.<sup>146</sup>

In der neueren Studie von 2009 geht die BGR von deutlich höheren Reserven und Ressourcen nicht-konventioneller Erdgase aus. So betragen allein die weltweiten Erdgasressourcen aus dichten Lagerstätten nun in etwa 666 Tcm (davon ein Drittel in Sand- und zwei Drittel in Tonstein). Bei Kohleflözgasen liegen die Reserven zwischen 1,7 Tcm und 2,6 Tcm. Die Ressourcen könnten zwischen 137,2 Tcm und 375,1 Tcm betragen – hierbei handelt es sich jedoch um Abschätzungen des in situ Gasgehaltes in der Kohle. Bei diesen sogenannten Vorratsbetrachtungen wird davon ausgegangen, dass nur 10%-20% des in situ-Gases förderbar sind. Bezüglich der Aquifergase geht die BGR von unglaublichen Mengen aus (insgesamt spricht die Studie von 10 Mio. Tcm – etwa das doppelte Volumen der

---

<sup>146</sup> Vgl. BGR: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007, S. 23f. Die Schätzungen der BGR gelten als recht konservativ. Andere Schätzungen: z. B. Kvenvolden geht von 21.000 Tcm alleine an Gashydraten aus – das ist je nachdem bis zum 42-fachen! Bei der Texas A&M University geht man von ähnlichen Werten wie bei der BGR aus, weist jedoch darauf hin, dass aufgrund des niedrigen Explorationsstandes die tatsächlichen Lager um ein vielfaches höher liegen können, vgl. Izundu, Uchenna: Groningen: Unconventional gas resources key to European supply, in: Oil & Gas Journal (Online), 22.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5167489739/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-production-operations/s-unconventional-resources/s-articles/s-groningen\\_unconventional.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5167489739/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-production-operations/s-unconventional-resources/s-articles/s-groningen_unconventional.html), 23.06.09.

Erdatmosphäre!), wobei nur ein verschwindend geringer Teil überhaupt technisch förderbar ist. Eine bessere Abschätzung des Potentials lässt sich machen, wenn man die 60 best erforschten Lager zu Grunde legt. Dabei kommt man jedoch immer noch auf enorme Mengen Aquifergas (in diesem Fall sogenanntes geopressured-geothermale Aquifere) in Höhe von 2.500 Tcm. Gashydraten spricht die BGR ein Potential von 1.000 bis 120.000 Tcm zu.<sup>147</sup>



Im Gegensatz zur BGR sehen andere besonders Gashydrate kurz vor dem wirtschaftlichen Durchbruch. Ein Senior Advisor des National Energy Technology Laboratory des US-amerikanischen Energieministeriums erklärte vor kurzem, Gashydratlager würden sich sehr voneinander unterscheiden, so dass man nicht genau sagen könnte, wann Gashydrate insgesamt wirtschaftlich förderbar sein werden. Vielmehr könne man immer nur Aussagen bezüglich eines spezifische Reservoirs machen. In den USA gäbe es besonders in Alaska Reservoirs, die bei Preisen nahe den historischen Höchstmarken der letzten Jahre bereits wirtschaftlich zu fördern wären.<sup>148</sup>

Es ist darauf hinzuweisen, dass fortschreitende Exploration und technische Entwicklungen zu einer deutlichen Erhöhung des Anteils nicht-konventioneller Erdgase am Gesamtpotential führen. Besonders ist dies in den USA zu sehen, wo verschiedene Studien (u. a. der EIA und

<sup>147</sup> Vgl. BGR: Energierohstoffe 2009, S. 95, 99, 103, 105, 107.

<sup>148</sup> Vgl. More work needed to realize gas hydrates' potential, House panel told, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4027528584/s-articles/s-oil-gas-journal/s-weekly-washington-update/s-update/s-more-work\\_needed\\_to.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4027528584/s-articles/s-oil-gas-journal/s-weekly-washington-update/s-update/s-more-work_needed_to.html), 02.08.09.

des PGC, siehe Kap. 5) auf die steigende Bedeutung von Erdgas aus dichten Lagerstätten (hier v. a. Shale Gas) hindeuten.<sup>149</sup> Bei Shale Gas handelt es sich um Erdgas in Tongesteinen, meistens Schiefer. Das Erdgas befindet sich in den Poren des Gesteins und kann daher nur aus diesem austreten, wenn das Gestein zerstört wird.

Obwohl kein nicht-konventionelles Erdgas im eigentlichen Sinn, wird gerne darauf hingewiesen, dass Erdgas – in seiner Form als Bioerdgas – nicht nur ein fossiler Energieträger, sondern gleichzeitig auch eine regenerative Energieressource ist. Bei Bioerdgas handelt es sich um aus biologischer Materie durch Vergärung gewonnenes Biogas, das in einem zusätzlichen Verfahren veredelt wird. Bioerdgas kann also prinzipiell konstant produziert werden und ist in seiner CO<sub>2</sub>-Bilanz neutral (da nur der Kohlenstoff freigesetzt werden kann, der in der biologischen Materie vorhanden gewesen und der Umwelt vorher entzogen worden ist). Es werden unterschiedliche biologische Ausgangsstoffe verwendet, um das Biogas zu produzieren. Dabei kann es sich z. B. um speziell zur Energiegewinnung verwendete Pflanzen oder um überschüssige landwirtschaftlich Produktion, Abfälle oder Gülle handeln. Meistens wird besonderen Wert darauf gelegt, dass die biologischen Ausgangsstoffe nicht als Lebensmittel verwendet werden können, damit es zu keiner Konkurrenz zwischen diesen und der Energiegewinnung kommt.

Wenn das Biogas zu Bioerdgas veredelt worden ist – was im Wesentlichen eine Erhöhung des Methananteils bedeutet, aber durch verschiedene Verfahren erreicht werden kann – ist es möglich, das Gas in die normale Erdgasinfrastruktur einzuspeisen und wie Erdgas zu verwenden. Noch deckt Bioerdgas nur einen sehr geringen Teil des Energiemixes in Europa. Laut Studien aber, hat Bioerdgas das Potential einen Großteil des Energiebedarfs zu decken. In Deutschland beispielsweise, dem europäischen Land mit den größten Kapazitäten zur Einspeisung von Bioerdgas ins Erdgasnetz, könnte laut deutscher Energie-Agentur (Dena) Bioerdgas in 2030 bis zu 10% des Erdgasbedarfs decken.<sup>150</sup>

Wie Bioerdgas kann auch Synthesegas mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur verwendet werden. Synthesegas kann dabei sowohl aus biologischen Ausgangsstoffen (wie Holz, Schilf oder Stroh) als auch aus Stein- oder Braunkohle gewonnen werden. Je nach Ausgangsstoff bezeichnet man das Synthesegas als Synthetic Natural Gas oder Substitute Natural Gas (SNG)

---

<sup>149</sup> Vgl. Snow, Nick: Growing shale activity sends potential US gas resources to new peak, in: Oil & Gas Journal (Online), 18.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3758906990/s-articles/s-oil-gas-journal/s-weekly-washington-update/s-update/s-growing-shale\\_activity.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3758906990/s-articles/s-oil-gas-journal/s-weekly-washington-update/s-update/s-growing-shale_activity.html), 20.06.09.

<sup>150</sup> Vgl. Deutsche Energie-Agentur: Biogaseinspeisung – die intelligente Lösung für die Zukunft, Berlin 2009, S. 5, unter: [http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Broschueren/biogaspartner\\_Infobroschuere\\_deutsch.pdf](http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Broschueren/biogaspartner_Infobroschuere_deutsch.pdf), 10.11.09.



bzw. Bio-SNG. Im Gegensatz zu Erdgassubstituten, die aus biologischen Stoffen gewonnen werden, entstehen bei der Herstellung von SNG zusätzliche Mengen CO<sub>2</sub>. In einem der ersten wirtschaftlichen Projekte dieser Art werden bei dem Taylorville Energy Center in den USA mehr als 50% der bei der Kohlevergasung entstehenden Emissionen unterirdisch gelagert oder zur Erhöhung der Erdölförderung verkauft. Das SNG wird in einem Kombikraftwerk (combined cycle) verstromt und überschüssiges SNG ins Erdgasnetz eingespeist. Durch die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung fällt die CO<sub>2</sub> Bilanz des Kraftwerks ähnlich günstig wie bei der Verwendung normalen Erdgases aus.<sup>151</sup>

#### 4.6.4 Die Konzentration der Erdgasreserven

Der Großteil der Reserven und Ressourcen konzentrieren sich auf lediglich zwei geographische Regionen: auf Eurasien und den Nahe Osten. Beide Regionen beherbergen jeweils ca. ein Drittel der weltweiten Reserven (entsprechend 30,7% und 40,1%). Damit fällt die Konzentration von Erdgas immerhin (zumindest auf regionaler Ebene) geringer als bei Erdöl aus. Rund 59,9% der erwiesenen Erdölreserven liegen in nur einer Region, dem Nahen Osten<sup>152</sup>.

Es kommt allerdings sehr darauf an, wie man die Regionen definiert. Die geographisch zusammenhängenden Gebiete Eurasiens und des Mittlere Ostens (von Westsibirien über die kaspische und zentralasiatische Region bis in die Arabische Halbinsel) werden auch oft als „strategische Ellipse“ zusammengefasst, in der sich dann knapp 70% der Reserven vereinigen. Das Konzept des „Greater Middle East“ führt ebenso zu einer stärkeren regionalen Konzentration (ca. 56% ohne Zentralasien) wie auch die Addition aller muslimischen Staaten unter der Bezeichnung „Islamische Welt“ (ca. 56,6%). Die Mitglieder der OPEC verfügen gemeinsam über ca. 48,7% der weltweiten Erdgasreserven – und damit deutlich weniger als bei den Erdölreserven (ca. 76%).

Betrachtet man die Konzentration der Erdgasreserven nach Staaten, variieren die Aussagen ebenfalls stark je nach Zusammensetzung der Gruppe. Laut BP z. B., besaßen die Länder Saudi Arabien, Iran und Irak 41,8% der Erdölreserven, die drei Länder mit den größten Erdgasreserven jedoch bereits 54,3% der weltweit erwiesenen Rohstofflager. Erweitert man die Auflistung der Staaten aber, nähert sich die Konzentration der Rohstoffe einander an. Die

---

<sup>151</sup> Vgl. „Contract let for coal gasification plant“, in: Oil & Gas Journal (Online), 09.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2242914192/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/ior\\_eor/2009/11/contract-let\\_for\\_coal.html?cmpid=EnlDailyNovember92009](http://www.ogj.com/index/article-display/2242914192/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/ior_eor/2009/11/contract-let_for_coal.html?cmpid=EnlDailyNovember92009), 10.11.09.

<sup>152</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 6, 22f; für Eurasien wurden hier nur die Russische Föderation, Turkmenistan, Kasachstan, Usbekistan, Aserbaidshjan und Ukraine berücksichtigt.

sechs Länder mit den höchsten Erdölvorräten (Saudi Arabien, Iran, Irak, Kuwait, VAE, Russland) vereinigen so 64,3% der bekannten weltweiten Reserven auf ihr Staatsgebiet, während die sechs Länder mit den höchsten Erdgasreserven (Russland, Iran, Katar, Saudi Arabien, VAE, USA) auf 66,1% der globalen Vorräte kamen.<sup>153</sup>

<b>Tabelle 14: Erdgasreserven der wichtigsten Reservenhalter, 2008</b>			
<b>Land</b>	<b>Erdgasreserven (Tcm)</b>	<b>Anteil an Weltreserven</b>	<b>kumulierter Anteil</b>
<b>Russische Föderation</b>	43,3	23,4%	23,4%
<b>Iran</b>	29,61	16,0%	39,4%
<b>Katar</b>	25,46	13,8%	53,2%
<b>Turkmenistan</b>	7,94	4,3%	57,5%
<b>Saudi Arabien</b>	7,57	4,1%	61,6%
<b>USA</b>	6,73	3,6%	65,2%
<b>VAE</b>	6,43	3,5%	68,7%
<b>Nigeria</b>	5,22	2,8%	71,5%
<b>Venezuela</b>	4,84	2,6%	74,1%
<b>Algerien</b>	4,5	2,4%	76,5%
<b>Indonesien</b>	3,18	1,7%	78,2%
<b>Irak</b>	3,17	1,7%	79,9%
<b>Norwegen</b>	2,91	1,6%	81,5%
<b>Australien</b>	2,51	1,4%	82,9%
<b>China</b>	2,46	1,3%	84,2%
<b>Malaysia</b>	2,39	1,3%	85,5%
<b>Ägypten</b>	2,17	1,2%	86,7%
<b>Kasachstan</b>	1,82	1,0%	87,7%
<b>Usbekistan</b>	1,58	0,9%	88,6%
<b>Kanada</b>	1,63	0,9%	89,5%
<b>Niederlande</b>	1,39	0,8%	90,3%
<b>Rest</b>	18,21	9,7%	100,00%
<b>Welt</b>	185,02	100,00%	-

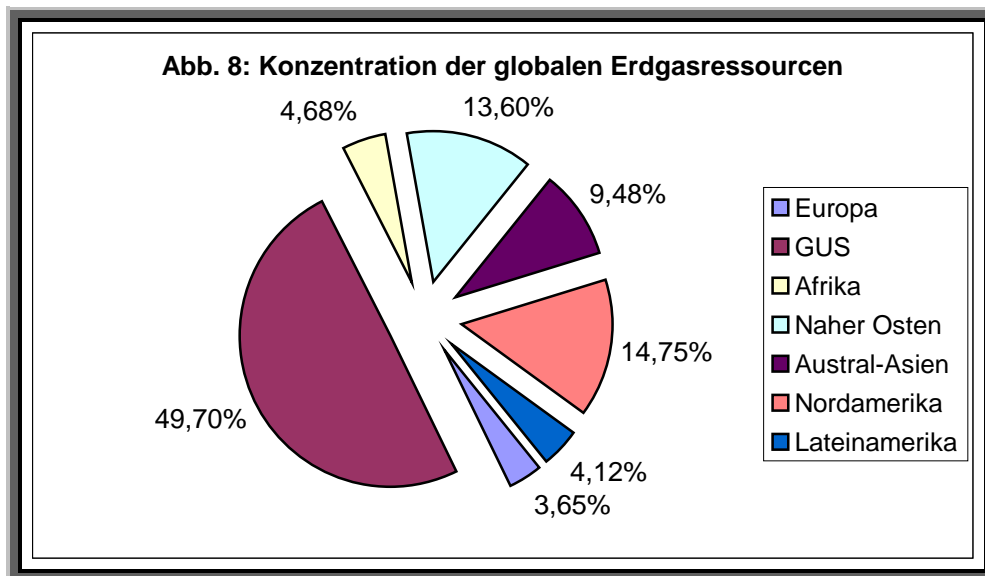
Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 6, 22.

#### 4.6.5 Die Konzentration der Ressourcen und der nicht-konventionellen Reserven und Ressourcen

Auch die Ressourcen und die nicht-konventionellen Erdgasreserven und -ressourcen sind regional konzentriert, wenn auch letztere weltweit deutlich gleichmäßiger verteilt sind. Die konventionellen Erdgasressourcen sind dagegen hoch konzentriert. Laut BGR verfügt Russland mit gut 106 Tcm über rund 44% der weltweiten Ressourcen. Mit weitem Abstand

<sup>153</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 6, 22.

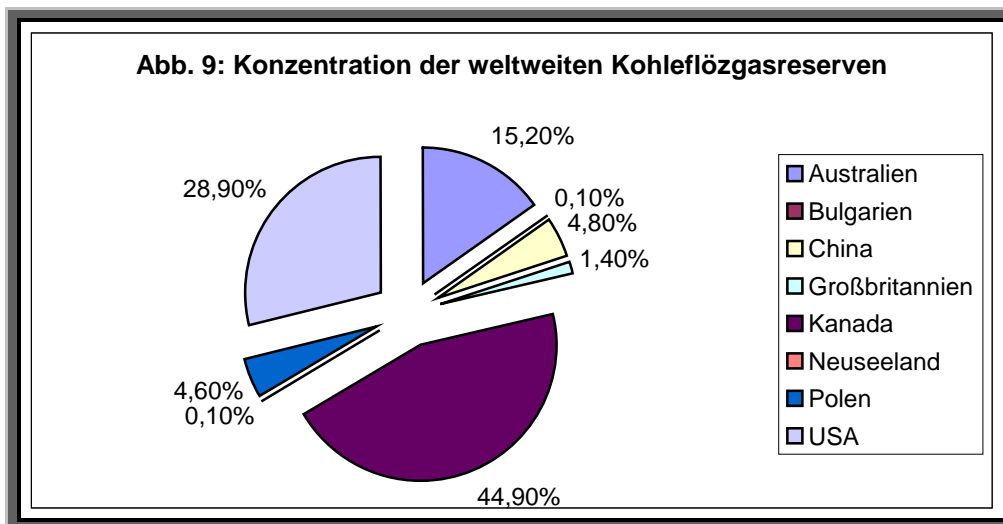
folgen die Vereinigten Staaten mit einem Volumen von 20 Tcm und einem weltweiten Anteil von 8,4%. An dritter Stelle stehen die Ressourcen Irans und Saudi Arabiens (mit jeweils 11 Tcm oder 4,6%) gefolgt von Kanada (10,5 Tcm bzw. 4,4%) und China (10 Tcm oder 4,2%).<sup>154</sup> Die untere Grafik (Abb. 8) zeigt die Konzentration der konventionellen Erdgasressourcen.



Die nicht-konventionellen Erdgasressourcen sind deutlich weniger konzentriert. Kohleflözgas ist der Oberbegriff für verschiedene natürliche Gase aus der Kohle (CBM, CSM, CMM). Diese sind prinzipiell in allen Kohlelagerstätten zu erwarten, deren Kohlen das Reifestadium der Flammkohle (high volatile bituminous B coal) erreicht oder überschritten haben, so dass es zu einer umfangreichen Methanbildung kam. Daneben müssen die Versenkungsgeschichte der Lagerstätte und die heutige geologische Situation eine Gasspeicherung erlauben. Braunkohlelagerstätten sind aufgrund ihrer geringen Maturität für eine Kohleflözgasnutzung in der Regel nicht relevant. Entsprechend ähnelt die Konzentration der globalen Kohleflözgase oft derjenigen der Steinkohle.<sup>155</sup> Wie bereits oben erwähnt, gibt es keine genauen Angaben zu den weltweiten Kohleflözgasreserven und -ressourcen, sondern nur grobe Schätzungen. Geht man von Reserven in Höhe von 2,15 Tcm aus, indem man den Mittelwert der kanadischen Reserven in Höhe von 963 Bcm mit einbezieht, ergibt sich eine Verteilung wie in Abbildung 9 dargestellt.

<sup>154</sup> Vgl. BGR: Energierohstoffe 2009, S. 45ff.

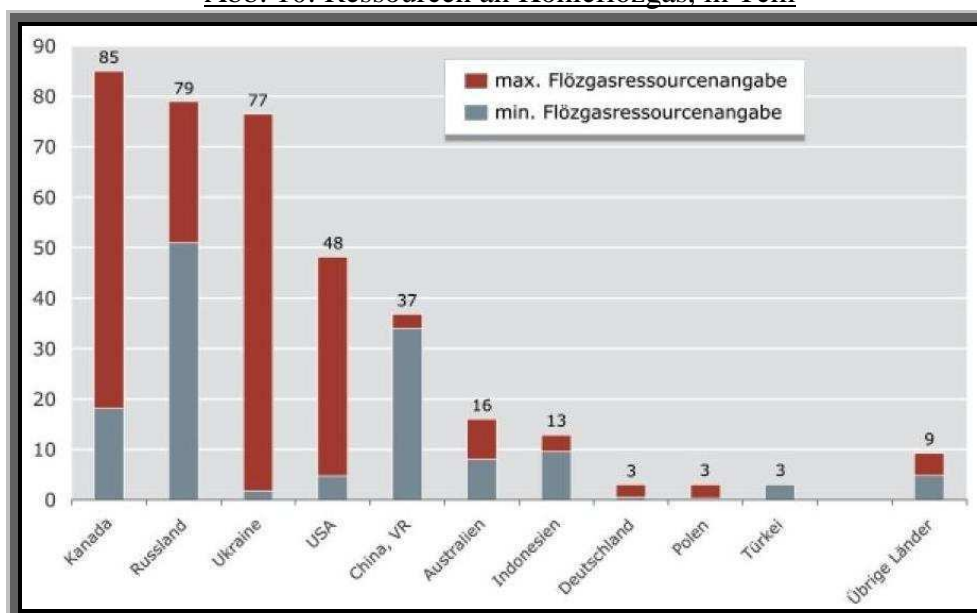
<sup>155</sup> Vgl. Thielemann, Thomas: Kohleflözgas – Aufstieg eines Energieträgers, in: Bergbau – Zeitschrift für Rohstoffgewinnung, Energie, Umwelt, Februar 2008, S. 63-65, unter: <http://www.rdb-ev.de/zeitung08/08-02-063-065.pdf>, 28.08.2008.



Quelle: Eigene Darstellung nach BGR.

Die größten Kohleflözgasressourcen befinden sich in Kanada (bis zu 85 Tcm), Russland (bis 79 Tcm), Ukraine (bis 77 Tcm), USA (bis 48 Tcm), China (bis 37 Tcm), Australien (bis 16 Tcm) und Indonesien (bis 13 Tcm). Die Werte variieren dabei je nach Bewertung aber in erheblichem Maße. Die BGR gibt deswegen sowohl die maximale als auch die minimalen Reservenangaben an. Das hohe Ressourcen-Reserven-Verhältnis von rund 165:1 deutet auf den noch sehr geringen Explorationsgrad dieses Rohstoffes und auf sein zukünftiges Potential hin. Die folgende Abbildung zeigt die wichtigsten Ressourcenhalter mit der maximalen und der minimalen Kohleflözressourcenangaben.

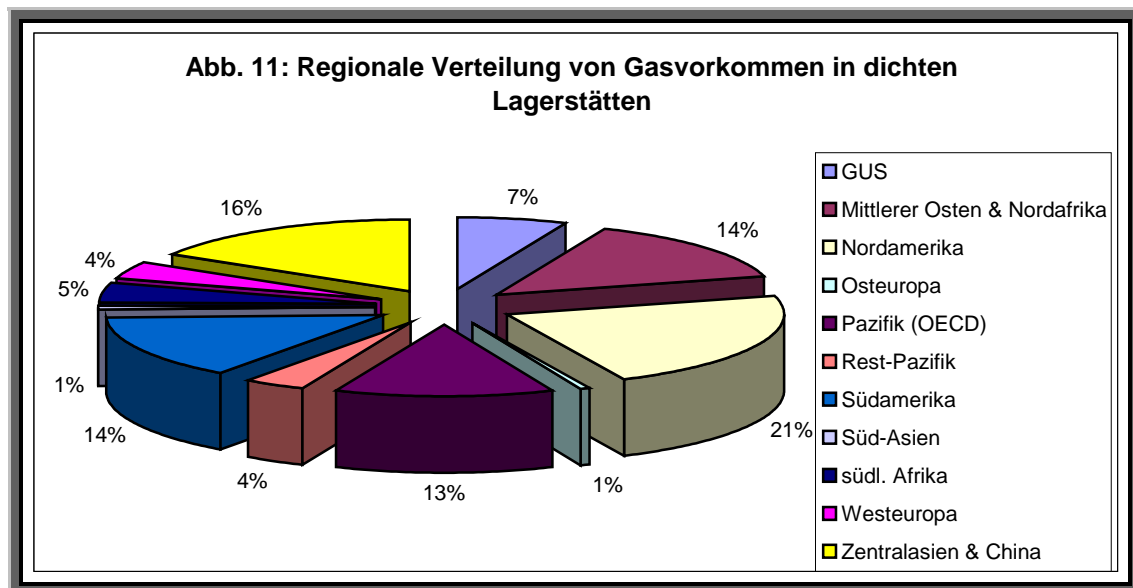
Abb. 10: Ressourcen an Kohleflözgas, in Tcm



Quelle: BGR: Energierohstoffe 2009, S. 99.

Über die Höhe und Verteilung der Reserven und Ressourcen von Erdgas aus dichten Lagerstätten weiß man nur wenig. Um trotzdem eine Schätzung des Potentials von Erdgas aus dichten Lagerstätten vornehmen zu können, kann man – wie die BGR in einer Studie von

2003 – eine statistische Herangehensweise wählen. Hierbei wird das Verhältnis von Gas aus dichten Lagerstätten zu konventionellem Erdgas in einigen Ländern ermittelt, in denen genügend Daten hierfür vorliegen. Das ermittelte Verhältnis von 0,16 kann anschließend auf die bekannten weltweiten konventionellen Erdgasressourcen angewandt werden.<sup>156</sup> In der Studie von 2009 schätzte die BGR die gesamten Ressourcen aus dichten Lagerstätten auf 666 Tcm. Die folgende Grafik zeigt die regionale Verbreitung dieser Ressourcen, wobei die Verteilung zugleich in gewissem Maße den Stand der Exploration wiedergibt.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BGR: Energierohstoffe 2009, S. 96.

In den USA wird Erdgas aus dichten Lagerstätten bereits in großem Maßstab produziert. In Europa werden aktuell die Explorationsbemühungen deutlich intensiviert.<sup>157</sup> Obwohl die USA das Zentrum der Shale Gas Produktion sind, wird auch in Europa die Förderung in Betracht gezogen. Als Beispiel hierfür kann Polen dienen. Warschau hat Explorationslizenzen vergeben, die die Möglichkeiten der Ausbeutung von Gas aus dichten Lagerstätten (Shale Gas) in einem rund 4.000 km<sup>2</sup> großen Gebiet nahe Danzig klären sollen. Die beteiligten Unternehmen ConocoPhillips und Lane Energy Poland (Tochtergesellschaft von 3Legs Resources PLC) halten das Potential nach ersten Schätzungen für erheblich. Erste Bohrungen sollen bereits im ersten Quartal 2010 getätigt werden.<sup>158</sup>

<sup>156</sup> Vgl. Remme, Uwe / Blesl, Markus / Fahl Ulrich: Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Bd. 101, Stuttgart 2007, S. 20ff, unter: <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2007/3252/pdf/FB101.pdf>, 25.08.2008.

<sup>157</sup> Vgl. Leblond, Doris: European shale gas prospects heat up, in: Oil & Gas Journal (Online), 29.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363655/7/ARTCL/none/none/European-shale-gas-prospects-heat-up/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363655/7/ARTCL/none/none/European-shale-gas-prospects-heat-up/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 03.06.09.

<sup>158</sup> Vgl. Watkins, Eric: ConocoPhillips, Lane agree to explore Polish shale gas, in: Oil & Gas Journal (Online), 10.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3340659086/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development-2/s-2009/s-09/s-conocophillips\\_lane.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3340659086/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development-2/s-2009/s-09/s-conocophillips_lane.html), 14.09.09.

Außer in Polen wird auch in Ungarn, Österreich (Wiener Becken), Deutschland (Niedersachsen Becken), Frankreich (im östlichen Pariser Becken) und England (in der südwest-englischen Weald Becken) die Möglichkeit der Shale Gas Förderung geprüft. Im südlichen Schweden begann Shell im Januar 2010 mit der erstmaligen Förderung von Shale Gas. Das Projekt allein könnte theoretisch den gesamten schwedischen Gasbedarf zehn Jahre lang decken.<sup>159</sup> Das größte Problem bei der Förderung von Erdgas aus Schiefergestein ist die als „hydraulic fracturing“ bekannte Technik und die damit zusammenhängenden ökologischen Bedenken. Verschiedene europäische Energieunternehmen erwerben momentan Kompetenzen im Bereich der Shale Gas Förderung durch Aktivitäten in den USA an (z. B. Statoil im „Marcellus Shale“ oder BP in „Fayetteville Shale“). Ebenso ist v. a. ExxonMobil mit seiner Expertise in Europa aktiv.<sup>160</sup> Auch in anderen Weltregionen könnte Shale Gas eine wichtige Rolle übernehmen. Einige Schätzungen gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2035 rund 62% des in China geförderten Erdgases aus Shale Gas gewonnen werden könnte. In Australien könnte der Wert 50%, in den USA 42% erreichen.<sup>161</sup> Wie erwähnt, wird bis jetzt aber nur in den USA Shale Gas im großen Maßstab gefördert.

Noch komplizierter gestaltet sich die Situation bezüglich der Konzentration bei Aquifergasen und Gashydraten. Bei Aquifergas handelt es sich hauptsächlich um in Grundwasser gelöstes oder in kleineren Reservoirs gespeichertes Methan. Je nach Tiefe und Druck ändert sich die Konzentration des Methans im Grundwasser – wobei mit steigendem Druck der Methananteil erheblich zunimmt. Über die Verteilung dieses unkonventionellen Erdgases kann nicht viel gesagt werden, da es prinzipiell in jedem Grundwasserreservoir enthalten sein kann. Auch Methanhydrate sind wahrscheinlich nur wenig konzentriert, da die Voraussetzungen für deren Entstehung – Druck und niedrige Temperaturen – vielerorts gegeben sind. Methanhydrate findet man an Land (onshore) in den Permafrostgebieten und im Meer (offshore) unter dem Meeresboden, wo die entsprechenden Bedingungen gegeben sind.<sup>162</sup>

---

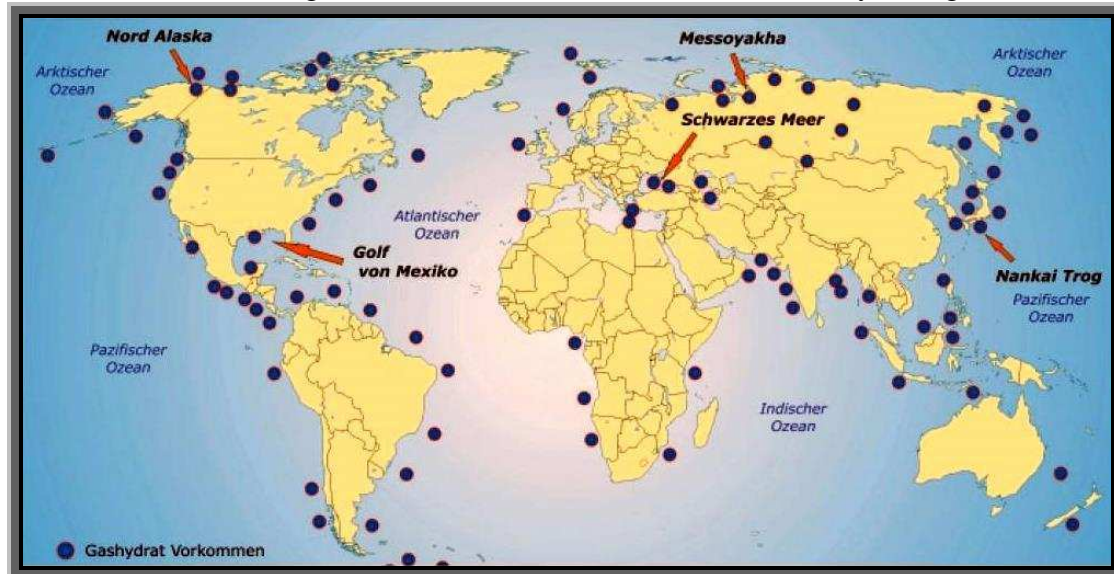
<sup>159</sup> Vgl. Watkins, Eric: Shell begins drilling for shale gas in Sweden, in: Oil & Gas Journal (Online), 15.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3531908459/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/drilling-operations/2010/01/shell-begins\\_drilling/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary152010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3531908459/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/drilling-operations/2010/01/shell-begins_drilling/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary152010.html), 18.01.10.

<sup>160</sup> Vgl. Tippee, Bob: Gas supply potential linked to corporate strategies, in: Oil & Gas Journal (Online), 04.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6111968128/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/economics-markets/2009/11/gas-supply\\_potential.html?cmpid=EnlDailyNovember42009](http://www.ogj.com/index/article-display/6111968128/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/economics-markets/2009/11/gas-supply_potential.html?cmpid=EnlDailyNovember42009), 05.11.09.

<sup>161</sup> Vgl. Snow, Nick: CSIS: unconventional resources altering global gas outlook, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5775468909/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/economics-markets/2009/10/csis\\_-unconventional.html?cmpid=EnlDailyNovember22009](http://www.ogj.com/index/article-display/5775468909/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/economics-markets/2009/10/csis_-unconventional.html?cmpid=EnlDailyNovember22009), 03.11.09.

<sup>162</sup> Vgl. Nakicenovic, Nebojsa: Global Natural Gas Perspectives, International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) / International Gas Union, Laxenburg / Hoersholm 2000, S. 33ff, unter: [http://www.iiasa.ac.at/Research/TNT/WEB/Publications/Global\\_Natural\\_Gas\\_Perspective/IIASA\\_Report\\_withoutTitle.PDF](http://www.iiasa.ac.at/Research/TNT/WEB/Publications/Global_Natural_Gas_Perspective/IIASA_Report_withoutTitle.PDF), 02.09.2008.

Abb. 12: Verteilung von erwiesenen und vermuteten Methanhydratlagerstätten



Quelle: BGR: Energierohstoffe 2009, S. 107.

### **Verdichtung 3 (4.6-4.7)**

Die rohstoffseitige Verfügbarkeit von Erdgas ist gut. Sie verbessert sich in erheblichem Maß, wenn nicht-konventionelle Erdgase berücksichtigt werden. Auch Alternativen wie Bioerdgas oder Bio-/SNG können die Verfügbarkeit verbessern. Die konventionellen Erdgasreserven und -ressourcen sind relativ hoch konzentriert. Dagegen sind die nicht-konventionellen Erdgase deutlich gleichmäßiger verteilt, so dass ihre potentielle Bedeutung zur Versorgung importierender Regionen wie Europa weiter steigt.

## **4.7 Die Erdgasproduktion und die Reichweite der Erdgasvorräte**

In den vergangenen Seiten ist der Frage nachgegangen worden, wie sich der zukünftige Bedarf an Erdgas möglicherweise entwickeln wird und welche Rohstoffbasis diesem Bedarf gegenüber steht. Nun bleibt noch die Frage der physischen Verfügbarkeit von Erdgas zu beantworten, also ob die Erdgaslager ausreichen, um den globalen und europäischen Bedarf zu befriedigen.

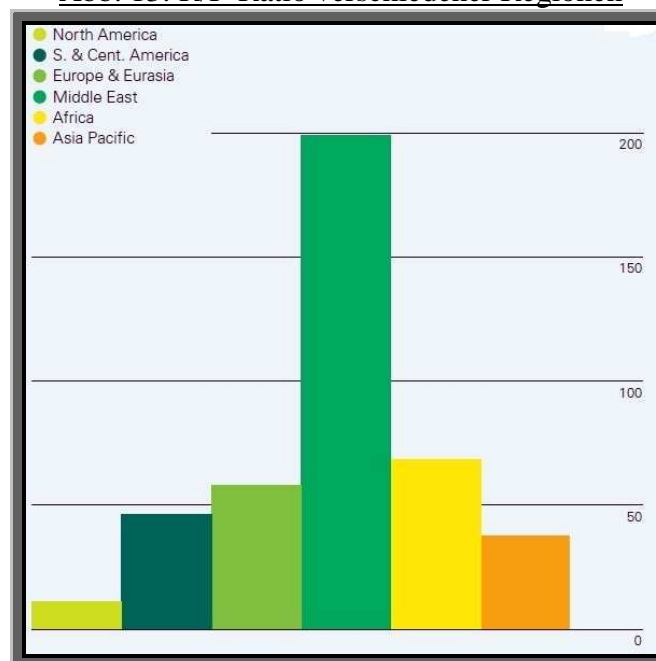
### **4.7.1 Die Reserves-to-production-ratio**

Der einfachste Weg hierzu ist der über die R/P-Ratio (Reserves-to-production-ratio), auch statische Reichweite genannt. Die R/P-ratio bezeichnet die Zeit in Jahren bis bestimmte Rohstoffreserven bei Beibehaltung der aktuellen Produktion erschöpft sein werden, es handelt sich also um das Verhältnis von Reserven zur aktuellen Produktion.

Im Jahr 2008 betrug die weltweite Erdgasproduktion 3.065,6 Bcm (3,07 Tcm), was einen Anstieg um 3,8% gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Damit lag die Produktion 2008 über dem

Zehnjahresdurchschnitt, aber durchaus im Trend der letzten Jahre und Jahrzehnte, in denen die weltweite Erdgasproduktion kontinuierlich angestiegen ist. Die größten Produzentenstaaten, die zusammen über die Hälfte der weltweiten Erdgasförderung 2008 stellten, waren dabei die Russische Föderation (601,7 Bcm), die USA (582,2 Bcm) und Kanada (175,2 Bcm) gefolgt von Iran (116,3 Bcm), Norwegen (99,2 Bcm) und Algerien (86,5 Bcm). Die Europäische Union kam 2008 auf eine Produktion von 190,3 Bcm, was einem Anstieg von 1,2% entsprach. Allerdings ist die Produktion in den Vorjahren seit der Spitzenförderung im Jahr 2001 – bei ca. 232 Bcm – kräftig gefallen. Am stärksten ging die Förderung in Italien und dem Vereinigten Königreich zurück.<sup>163</sup> Laut Cedigaz stieg 2008 die weltweite Erdgasproduktion deutlich an. Der Anstieg lag klar über dem Vorjahr bei ca. 4%, womit weltweit 3,06 Tcm Erdgas produziert wurden. Allerdings ist davon auszugehen, dass dieser Anstieg 2009 komplett durch die Auswirkungen der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise vernichtet worden ist. Besonders von dem Produktionsrückgang betroffen werden voraussichtlich jene Regionen sein, die noch 2008 für den größten Teil des Produktionsanstieges gewesen sind: Russland, Nord Amerika und die Nordsee.<sup>164</sup>

Abb. 13: R/P-Ratio verschiedener Regionen



Quelle: BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 26.

Aktuell beträgt die R/P-Ratio weltweit über 60 Jahre und liegt somit rund 20 Jahre über der R/P-Ratio von Erdöl. Allerdings waren je nach Region sehr deutliche Unterschiede gegeben.

<sup>163</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24.

<sup>164</sup> Vgl. Leblond, Doris: Cedigaz: Global recession to offset gas supply gains, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/1971812827/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-economics-markets/s-articles/s-cedigaz\\_-global\\_recession.html](http://www.ogj.com/index/article-display/1971812827/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-economics-markets/s-articles/s-cedigaz_-global_recession.html), 04.07.09.



So reichen die afrikanischen Erdgasreserven voraussichtlich noch für die kommenden 68 Jahre, die europäischen und eurasischen nur für 58 Jahre (die russischen Reserven aber knapp 72 Jahre). Die Erdgasfelder im Nahen Osten dagegen erreichen eine R/P-ratio von annähernd 200 Jahren. Die Erdgasreserven in Nordamerika und Europa kommen lediglich auf eine R/P-Ratio von 11 bzw. 15 Jahren.<sup>165</sup>

#### 4.7.2 Kumulierter Erdgasbedarf: Welt und EU nach Szenarien

Dies bedeutet aber nicht, dass Nordamerika und Europa in 11 respektiv 15 Jahren kein Erdgas mehr zur Verfügung stehen wird. Bereits vor 10 Jahren lag die R/P-Ratio in Nordamerika und Europa auf ähnlichem Niveau, nämlich bei ca. 11 bzw. 17 Jahre. Hier zeigen sich die Schwächen des Konzepts der statischen Reichweite der Reserven zur Beurteilung der Versorgungssituation: Weder der in der Vergangenheit kontinuierlich stattgefundenen Anstieg der Reserven (durch Neuenddeckung oder Neubewertung von Lagerstätten) noch der dynamische Prozess, der je nach Preis des Rohstoffs aus Ressourcen Reserven macht (und umgekehrt) noch der technische Fortschritt (der die Erweiterung der Reservenbasis ermöglicht) noch der steigende oder sinkende Bedarf in Laufe der Zeit (der durch eine entsprechende Erhöhung der Produktion begleitet werden muss) werden bei diesem Konzept berücksichtigt. Deshalb erscheint es zweckmäßiger, den Reserven und Ressourcen – das so genannte verbleibende Potential – zumindest einem je nach Szenario möglichen, zukünftigen Bedarf gegenüber zu stellen, der die meisten Variablen bereits in sich berücksichtigt.<sup>166</sup>

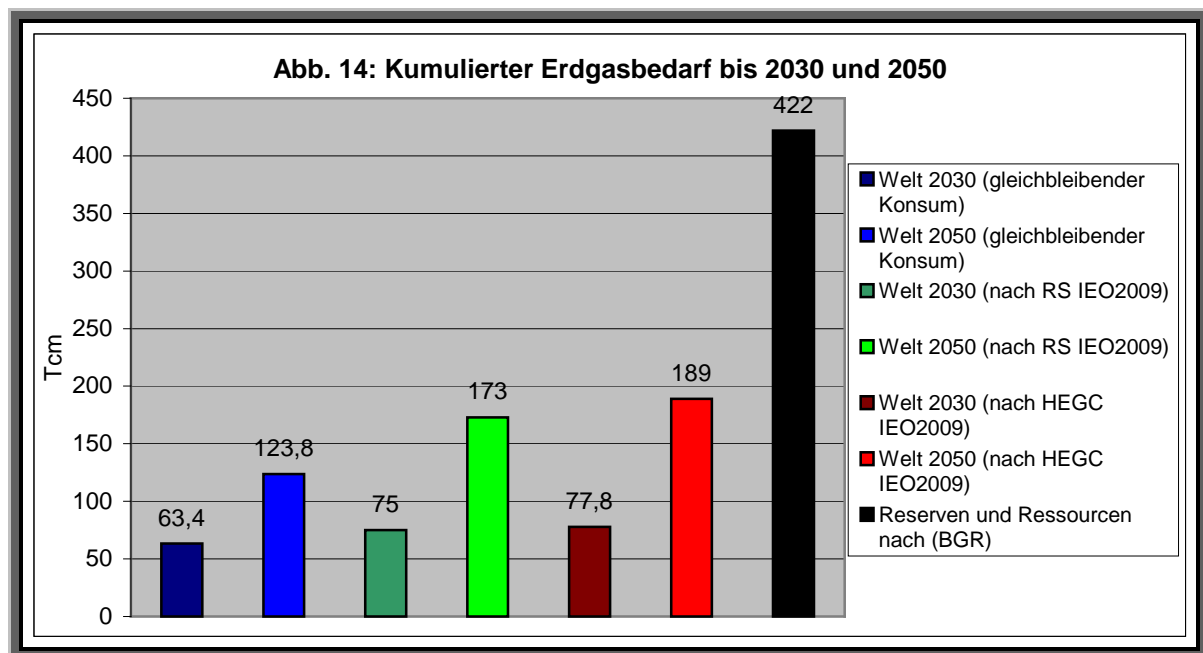
Wie bereits deutlich geworden ist, kann man in Zukunft zumindest von einem gleichbleibenden Bedarf ausgehen. Bei einem gleichbleibenden Erdgasbedarf bräuchte die Welt (gemessen an dem Gaskonsum von 3,0187 Tcm in 2008) von 2010 bis zum Jahr 2030 ca. 63,4 Tcm, bis 2050 sogar 123,8 Tcm. Von den in diesem Kapitel untersuchten aktuellen Referenzszenarien geht das RS IEO2009 der EIA vom höchsten Erdgasbedarf für 2030 aus. Bei einer durchschnittlichen Erhöhung des Bedarfs von 1,6% (im RS für den Zeitraum 2006-2010) und einer angenommenen gleichbleibenden Entwicklung von 2010 bis in die Jahre 2030 und 2050, wird die Welt einen kumulierten Erdgasbedarf von 75 Tcm bzw. 173 Tcm haben, wenn man den oben genannten Gaskonsum als Grundlage nimmt. Die Werte für den höchsten Bedarf in den untersuchten Alternativszenarien bis 2030 stammen ebenfalls aus dem IEO2009. Bei dem IEO2009 HEGC, wächst der Bedarf mit durchschnittlich 2% jährlich. Von denselben Werten wie oben ausgehend, bedeutet dies einen kumulierten Erdgasbedarf von

---

<sup>165</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22, 26.

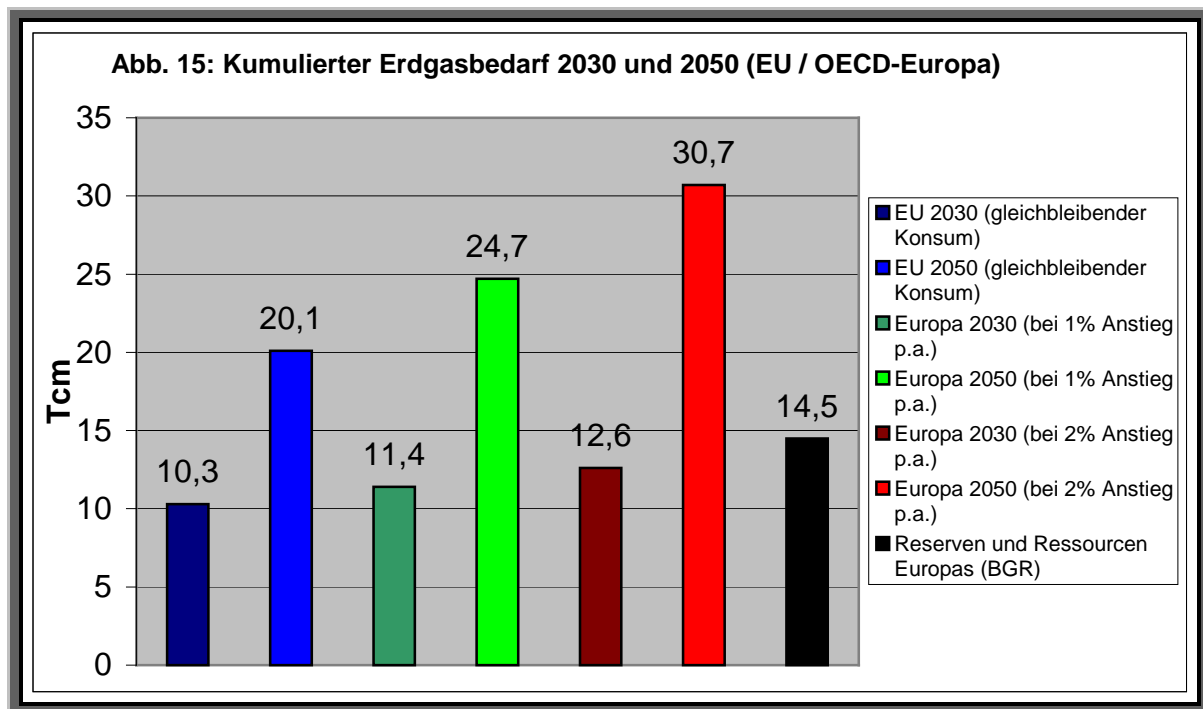
<sup>166</sup> Vgl. Seeliger, Andreas: Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030, S. 5ff, 14f.

77,8 Tcm bis 2030 und von 189 Tcm bis 2050. Nur ältere Szenarien, wie die Referenzszenarien aus dem IEO2006 oder dem WEO2006 gehen von einem merklich höheren Erdgasbedarfsanstieg aus (2,4% bzw. 2%). Der Trend und die meisten Alternativszenarien der letzten Jahre weisen aber von Jahr zu Jahr auf eine Korrektur des zukünftigen Erdgasbedarfs nach unten hin. Die folgende Grafik (Abb. 14) stellt den möglichen zukünftigen Erdgasbedarf den weltweiten konventionellen Erdgasreserven und -ressourcen gegenüber.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eigene Berechnungen und BP, EIA, BGR.

Auf die EU (bzw. OECD-Europa) begrenzt, ergibt sich folgendes Bild. Sollte der Erdgasbedarf über die nächsten Jahrzehnte unverändert bleiben, bedeutete dies einen kumulierten Bedarf von ca. 10,3 Tcm bis 2030 und von 20,1 Tcm bis 2050 (ausgehend von aktuell verbrauchten 490,1 Bcm im Jahr 2008 nach BP). Den höchsten Anstieg in der EU sieht mit nur 0,7% die IEA im Referenzszenario des WEO2009. Die EIA sieht für OECD-Europa im IEO2009 RS zumindest einen Bedarfsanstieg von 1% p. a. bis 2030. Bei einem konstanten Anstieg des Bedarfs von 1% bis 2030 bräuchte Europa insgesamt 11,4 Tcm, bis 2050 rund 24,7 Tcm. Wie auch auf globaler Ebene, gehen die Referenzszenarien aus den vergangenen Jahren von einem deutlich höheren Erdgasbedarf aus (EIA 2%, IEA 1,4%). Bei einem durchschnittlichen Bedarfsanstieg von 2% benötigte Europa 12,6 Tcm bis 2030 und 30,7 Tcm bis 2050. Als einziges Szenario geht das EETT-EU 2006 CER von einem in Zukunft niedrigeren Erdgasbedarf als heute aus. Laut diesem Szenario würde der jährliche Gasbedarf in etwa dem heutigen entsprechen, weswegen er nur geringfügig unter den Werten für einen gleichbleibenden Bedarf liegt.



Quelle: Eigene Darstellung, Daten: Eigene Berechnungen und BP, IEA, EIA, BGR.

#### **Verdichtung 4 (4.6-4.7)**

Europa kann den eigenen Bedarf langfristig nicht durch eigene konventionelle Erdgase decken und wird dazu auf Importe angewiesen sein. Dagegen sind die nicht-konventionellen Erdgase deutlich gleichmäßiger verteilt, so dass ihre potentielle Bedeutung zur Versorgung importierender Regionen wie Europa weiter steigt. Eine weitreichende Erschließung und Nutzung nicht-konventioneller oder alternativer Erdgase könnte die Versorgungslage Europas deutlich verbessern.

#### **4.8 Fazit zum zukünftigen Bedarf und der rohstoffseitigen Verfügbarkeit**

Obwohl es sich nicht mit Sicherheit sagen lässt, wie viel Erdgas genau in Zukunft zur Verfügung stehen wird, scheint die weltweite rohstoffseitige Verfügbarkeit von Erdgas ausreichend zu sein, selbst wenn man von einem starken Anstieg des Erdgasbedarfs ausgeht. Das verbleibende Potential an konventionellem Erdgas reicht über 2050 hinaus. Die Reichweite des Erdgases lässt sich noch um ein Vielfaches erweitern, bezieht man die nicht-konventionellen Erdgasreserven und -ressourcen sowie auch nur einen Teil der Methanhydrate und Aquifergase mit ein. Unter Umständen lohnt es sich in Erinnerung zu rufen, dass außer mit konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasen ein Teil des Bedarfs potentiell auch mit Bioerdgas oder SNG/Bio-SNG gedeckt werden könnte.

Auf europäischer Ebene zeigt sich gegenüber der globalen Situation ein anderes, angespannteres Bild: Europa verfügt alleine nicht über genügend Erdgas, um seinen Bedarf auf lange Sicht zu decken. Lediglich im Fall eines technologischen Durchbruchs, bei dem

nicht-konventionelle Erdgase in großem Stil wirtschaftlich gefördert werden könnten (bzw. Bioerdgas oder SNG/Bio-SNG), würde sich dieses Bild nachhaltig ändern. Kurzfristig ist mit einem derartigen Durchbruch jedoch nicht zu rechnen, vorhersagen lässt es sich andererseits auch nicht. Doch bereits heute kann die EU-eigene Förderung den Bedarf nicht befriedigen. Zusätzlich geht in der EU die Produktion stark zurück, so dass in größerem Maßstab auf Gasimporte zurückgegriffen werden muss. Da davon auszugehen ist, dass die Erdgasförderung mittel- und langfristig weiter sinken wird (im besten Fall für die kommenden Jahre aber auf ähnlichem Niveau bleiben wird)<sup>167</sup> bedeutet dies, dass die Importabhängigkeit steigen wird – unabhängig davon, ob der Bedarf in Zukunft steigt oder ähnlich hoch bleibt. Die aktuelle Versorgungssituation der EU wird in Kapitel 6.2 noch vertieft.

Wenn also weltweit genügend Erdgas vorhanden ist, um den weltweiten Bedarf zu decken, Europa aber gezwungen sein wird, verstärkt auf Importe zurückzugreifen, dann gilt es zu untersuchen, ob das benötigte Gas zu einem angemessenen Preis bereitgestellt und zuverlässig nach Europa transportiert werden kann. Es handelt sich also um die Frage der politischen und ökonomischen Verfügbarkeit von Erdgas. Im folgenden Kapitel wird auf die Besonderheiten des Gasmarktes und -handels eingegangen.

---

<sup>167</sup> Vgl. Europäische Kommission, Annex to the Greenpaper, SEC(2006) 317/2, S. 18f.

## **5. Der Gasmarkt**

Bevor auf die europäische Situation und auf die für Europa relevanten Akteure und Regionen im Detail eingegangen wird, erscheint es angebracht, einige besondere Charakteristika des Gassektors im Allgemeinen anzusprechen. Nachdem im Vorkapitel bereits auf die Konzentration der Erdgaslager, auf den möglichen Erdgasbedarf und auf die rohstoffseitige Verfügbarkeit eingegangen wurde, soll in den folgenden Seiten auf die Besonderheiten des internationalen Gasmarktes und Gashandels eingegangen werden. Das Kapitel setzt somit die Untersuchung der externen Dimension der Energiesicherheit auf Systemebene fort.

### **5.1 Der regionale Charakter des Gasmarktes**

Bis zum Beginn der 70er Jahre spielte Erdgas in der Energiematrix der meisten Staaten keine nennenswerte Rolle. Eine Ausnahme bildeten lediglich die USA, die Mitte der 60er Jahre bereits ganze 511 Bcm verbrauchten – was ca. 73% des damaligen weltweiten Erdgaskonsums bedeutete. Erst der Einsatz der „Ölwaffe“ durch die OPEC und der daraus resultierende scharfe Preisanstieg des Rohöls schafften die nötigen Rahmenbedingungen für die Verwendung des Erdgases als Ölsubstitut. Seitdem steigt der weltweite Erdgasverbrauch stetig an: Waren es 1965 noch lediglich ca. 702 Bcm, steigerte sich der Verbrauch bis 1985 auf 1.671 Bcm<sup>168</sup> und erreichte 2008 rund 3.018,7 Bcm<sup>169</sup>.

Aufgrund relativ hoher Transportkosten ist es üblich, dass das meiste Gas, wann immer möglich, dort verbraucht wird, wo es gefördert wird. Es verwundert in dieser Hinsicht wenig, dass der Anteil an international oder gar zwischenregional gehandeltem Erdgas relativ gering ist. Im Jahr 2008 sind insgesamt ca. 814 Bcm über staatliche Grenzen hinweg gehandelt worden, rund 587 über Pipelines und 227 als LNG (Flüssigerdgas), was ca. 72% bzw. gut 28% des international gehandelten Erdgases entsprach. Gemessen an der Produktion desselben Jahres bedeutet dies, dass lediglich etwa 26,6% des Erdgases international gehandelt worden ist (zum Vergleich: bei Rohöl wurden ca. 66,8% der jährlichen Produktion international gehandelt).<sup>170</sup> Der Anteil des interregional gehandelten Erdgases ist noch deutlich geringer, wobei es große Unterschiede gibt, je nachdem wie die Regionen definiert werden (etwa zwischen 7% bis 48% des international gehandelten Erdgases bzw. nur 2% bis 13% der weltweiten Produktion<sup>171</sup>). Hierin besteht einer der wichtigsten Unterschiede zum

---

<sup>168</sup> Vgl. Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.): Natural Gas and Geopolitics, S. 9.

<sup>169</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 27.

<sup>170</sup> Vgl. Ders., BP Statistical Review of World Energy June 2008, S. 8, 20f, 24, 27, 30.

<sup>171</sup> Der große Unterschied von 319 Bcm beim interregional gehandelten Erdgas ist auf die Definition der Regionen zurückzuführen. Zählt man z.B. Nordafrika zur eurasischen Markt, ist der Handel zwar international,

Ölmarkt: Während Rohöl in einem wahrhaft globalen Markt gehandelt wird, bleibt der Erdgasmarkt im Wesentlichen regional geprägt.

Hauptgründe für die regionale Prägung des Gasmarktes sind wie erwähnt die hohen Transportkosten des Erdgases gegenüber flüssigen und festen Energieträgern (z. B. Rohöl oder Kohle) einerseits, andererseits aber auch die problematische Speicherung von Erdgas in größeren Mengen, zu der besondere geologische Bedingungen benötigt werden (z. B. bereits ausgebeutete Erdgaslager oder geeignete Salzstöcke). Klassischerweise wird zwischen drei, manchmal vier regionalen Erdgasmärkten unterschieden, in denen der größte Teil des Erdgases gehandelt und verbraucht wird. Die wichtigsten drei Regionen sind Europa, Nordamerika und Asien-Ozeanien (auch *Asia-Pacific*).<sup>172</sup> An vierter Stelle folgt der deutlich kleinere zentral- und südamerikanische Markt.

#### 5.1.1 Nordamerika

Die Region Nordamerika besteht aus den drei Staaten USA, Kanada und Mexiko. Gemeinsam verbrauchten sie in 2008 rund 824 Bcm Erdgas, wobei die USA mit 657,2 Bcm bei weitem größter Einzelkonsument waren. Kanada und Mexiko kamen 2008 auf einen Verbrauch von jeweils 100 bzw. 67,2 Bcm. Die Vereinigten Staaten waren lange Zeit in der Lage weitestgehend auf größere Mengen importierten Erdgases zu verzichten. Angesichts eines leicht steigenden Konsums und einer abgeflachten heimischen Förderung waren die USA bis vor kurzem gezwungen, auf höhere Importe zurückzugreifen. Dies hat sich aber in den letzten zwei Jahren geändert. Wichtigster US-Lieferant ist traditionell Kanada, von wo aus über verschiedene Pipelines Gas in die USA transportiert wird. Im Jahr 2008 betragen die Pipelinelieferungen aus Kanada rund 103,2 Bcm. Darüber hinaus bezogen die USA außerregionales Erdgas in Form von LNG. Diese LNG-Lieferungen sind aktuell sehr gering und betragen 2008 annähernd 10 Bcm, die größtenteils aus Trinidad und Tobago sowie Ägypten kamen.<sup>173</sup>

Im Vergleich zu anderen Märkten gilt der nordamerikanische damit noch als weitestgehend unabhängig von außerregionalem Erdgas. Für die USA zumindest zeichnet sich noch keine klare Tendenz ab, ob in Zukunft mit deutlich höheren (LNG-) Importen aus anderen Regionen zu rechnen sein wird oder nicht. Für mehr außerregionale Gasimporte spricht, dass Kanada als

---

nicht aber interregional. Ebenso verhält es sich mit dem Nahen und Mittleren Osten, der sowohl asiatische als auch europäische Märkte beliefert. Zählt man den Nahen und Mittleren Osten zu beiden regionalen Märkten, nur zu einem oder zu keinem, verändern sich die Werte für das interregional gehandelte Erdgas entsprechend.

<sup>172</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2007. Security in a globalising market to 2015, Paris 2007, S. 21.

<sup>173</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 27, 30.

Hauptlieferant der USA wahrscheinlich nicht in der Lage sein wird, die Erdgasproduktion substantiell zu steigern. Außerdem hat Kanada mit einer immer höheren heimischen Nachfrage zu kämpfen.<sup>174</sup> Dies hieße als Konsequenz geringere Exporte für den südlichen Nachbarn, der seinen Bedarf in dem Fall aus anderen Quellen decken müsste. Andererseits steigt der Erdgaskonsum in den USA nur relativ langsam (nicht zuletzt als Folge der Wirtschaftskrise) und es scheint überdies zu gelingen, die Gasförderung dank neuer technologischer Fortschritte deutlich zu steigern. So meldet die EIA, dass es zwischen 2007 und 2008 zu Steigerungen der Gasförderung um bis zu 9% gekommen ist. Hauptverantwortlich hierfür zeigte sich – dank hoher Preise – die Förderung von nicht-konventionellem Erdgas (aus Schiefer-Gas-Formationen, Shale Gas), sowie Erdgas aus Offshore-Lagerstätten in großer Tiefe (9000ft.  $\approx$  2743m).<sup>175</sup>

Die EIA geht in ihren Prognosen davon aus, dass nicht-konventionelles Erdgas im Jahr 2030 bis zu 57% der gesamten Erdgasproduktion von dann 708 Bcm ausmachen könnte (2007 noch ca. 547 Bcm).<sup>176</sup> Ähnlich urteilt auch das Potential Gas Committee (PGC) von der Potential Gas Agency (Colorado School of Mines). In der aktuellsten Studie des PGC stiegen die potentiellen Erdgasressourcen der USA, besonders durch eine Erhöhung nicht-konventioneller Erdgase (in erster Linie Shale Gas), auf knapp 52 Tcm (1.836 Tcf), was eine Erhöhung von 39% gegenüber der vorherigen Studie bedeutet.<sup>177</sup> Einige Optimisten in der Branche sprechen sogar von der Möglichkeit, dass die USA dank der Förderung nicht-konventionellen Erdgases in Zukunft zum Netto-Gasexporteur aufsteigen könnte.<sup>178</sup> Diesen optimistischen Einschätzungen stehen neben den benötigten hohen Gaspreisen auch ökologische Bedenken bezüglich der Fördermethoden für nicht-konventionelle Erdgase gegenüber. Neben dem „horizontal drilling“ steht besonders das sogenannte „hydraulic fracturing“ im Verdacht, das Grundwasser möglicherweise nachhaltig zu verseuchen.

Zugleich wird in den USA jedoch die LNG-Wiederverdampfungskapazität deutlich ausgebaut. Von den fünf bestehenden Wiederverdampfungsanlagen in den USA haben vier in den letzten Jahren ihre Kapazität erweitert, und in den nächsten zwei Jahren sollen weitere vier Anlagen betriebsbereit sein. Die Gesamtkapazität zur Wiederverdampfung von

---

<sup>174</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2009, Paris 2009, S. 147ff.

<sup>175</sup> Vgl. EIA (Internetauftritt): Is U.S. natural gas production increasing?, unter: [http://tonto.eia.doe.gov/energy\\_in\\_brief/natural\\_gas\\_production.cfm](http://tonto.eia.doe.gov/energy_in_brief/natural_gas_production.cfm), 09.12.08.

<sup>176</sup> Vgl. EIA: Annual Energy Outlook 2009. With Projections to 2030, Washington 2009, S. 76ff, 188.

<sup>177</sup> Vgl. Snow, Nick: Growing shale activity sends potential US gas resources to new peak.

<sup>178</sup> Vgl. Powell, William: Roller Coaster Ride for Gas, in: Insight, Dezember 2008, unter:

[http://www.platts.com/Magazines/Insight/2008/dec/2e0qZ08120812BS0sQ92P0\\_1.xml?S=printer&](http://www.platts.com/Magazines/Insight/2008/dec/2e0qZ08120812BS0sQ92P0_1.xml?S=printer&), 09.01.09.

Flüssigerdgas hat sich in den Vereinigten Staaten von 2006 bis Ende 2008 gut verdoppelt.<sup>179</sup> Merkwürdigerweise könnte die aktuelle weltweite Wirtschaftskrise zu einem Anstieg der LNG-Importe in die USA beitragen. Das Land gilt im Spot-Markt als LNG-Käufer „*of last resort*“, wenn das LNG nicht an Europa oder Asien, die meistens höhere Preise zahlen, verkauft werden kann. Dadurch, dass weltweit weniger Erdgas (und LNG) gebraucht wird, gleichzeitig jedoch neue LNG-Kapazitäten (z. B. in Russland) on stream gehen, besteht zurzeit ein Überangebot auf dem Markt zu entsprechend niedrigen Preisen. Die USA könnten einen großen Teil dieses Überangebots unter gewissen Umständen absorbieren, obwohl der Erdgasbedarf auch dort sinkt, da sie über enorme Speicherkapazitäten verfügen. In Washington macht sich die heimische Gasindustrie sogar Sorgen, dass eine Erhöhung der (momentan relativ günstigen) LNG-Importe zu diesem Zeitpunkt zu einem weiteren Verfall der ohnehin bereits gefallenen Erdgaspreise führen könnte (niedrigere Nachfrage bei gleichzeitiger, teurer Produktionserhöhung aus unkonventionellen Erdgasen, s. o.).<sup>180</sup>

Auch in Kanada befinden sich mehrere LNG-Wiederverdampfungsanlagen entweder in Planung, im Bau oder sind vorgeschlagen worden (insgesamt 4 Anlagen). Das LNG-Terminal Canaport LNG, das an der kanadischen Ostküste bei New Brunswick liegt, ist bereits in Betrieb und hat Anfang Dezember 2009 sogar LNG aus Katar bezogen.<sup>181</sup> Mit dem Aufbau von LNG-Kapazitäten plant Kanada einerseits die Befriedigung des wachsenden heimischen Bedarfs, andererseits die Aufrechterhaltung der Exporte in die USA. Zudem ist in Kanada auch eine LNG-Verflüssigungsanlage vorgeschlagen worden, durch die Kanada zum LNG-Exporteur aufsteigen könnte. Mexiko besitzt zwei LNG-Anlagen zur Wiederverdampfung, eine dritte befindet sich im Bau. Mindestens eine weitere LNG-Anlage in Puerto Libertad soll bis 2011 in Betrieb gehen.<sup>182</sup>

Die Frage, ob die nordamerikanische Region verstärkt auf außerregionale Erdgaslieferungen zurückgreifen wird, dürfte in erster Linie von der Entwicklung des Erdgaskonsums abhängen. Gleichzeitig hängt der Konsum eng mit der Preisentwicklung von Erdgas in Nordamerika

---

<sup>179</sup> Vgl. EIA (Internetauftritt): What is liquefied natural gas (LNG) and how is it becoming an energy source for the United States?, 10.07.2008, unter: [http://tonto.eia.doe.gov/energy\\_in\\_brief/liquefied\\_natural\\_gas\\_lng.cfm](http://tonto.eia.doe.gov/energy_in_brief/liquefied_natural_gas_lng.cfm), 18.12.08.

<sup>180</sup> Vgl. „EIA sharply raises 2009 U.S. LNG import estimate“, Reuters, 14.04.2009, unter: <http://www.lngpedia.com/eia-sharply-raises-2009-us-lng-import-estimate/>, 16.04.09 und vgl. True, Warren R.: LNG Summit: Supply, fuel competition pose major concerns in US, in: Oil & Gas Journal (Online), 29.04.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/360653/7/ARTCL/none/none/LNG-Summit:-Supply,-fuel-competition-pose-major-concerns-in-US/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/360653/7/ARTCL/none/none/LNG-Summit:-Supply,-fuel-competition-pose-major-concerns-in-US/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 30.04.09.

<sup>181</sup> Vgl. „Qatargas Delivers First LNG Cargo to Canada“, Promoseven, 01.12.2009, unter: <http://www.zawya.com/story.cfm/sidZAWYA20091202134227>, 05.12.09.

<sup>182</sup> Vgl. EIA: Canada. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 9ff, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Canada/pdf.pdf>; vgl. Ders., Mexico. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 8, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Mexico/pdf.pdf>, beide 27.11.09.



zusammen. In dieser Region ist der Gasmarkt liberalisiert, so dass der Preis frei durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage entsteht. Der Markt ist geprägt durch Gas-zu-Gas-Wettbewerb, so dass der Gaspreis in Zeiten einer Überversorgung niedrig, in Zeiten einer knappen Versorgung hoch ist, ohne dabei an andere Energieträger gekoppelt zu sein (wie z. B. im europäischen Markt<sup>183</sup>). In Nordamerika entstehen die Erdgaspreise in verschiedenen Handelszentren, von denen das wichtigste und größte der Henry Hub in Erath, Louisiana, ist (in Mexiko sind die Preise reguliert, folgen aber der Entwicklung der Preise in den USA und Kanada<sup>184</sup>). Am Henry Hub, der von einem Tochterunternehmen ChevronTexacos betrieben wird, kreuzen sich insgesamt 13 Erdgaspipelines<sup>185</sup> (intrastate und interstate). Insgesamt kann dieses Handelszentrum ca. 51 Millionen Kubikmeter (1,8 Bcf) Erdgas pro Tag befördern, was knapp 3% des in den USA täglich verbrauchten Erdgases entspricht. Knapp 49% des US-Erdgases (ohne Alaska/Hawaii) werden in unmittelbarer Nähe des Henry Hubs entweder gefördert oder über den Hub transportiert. Des Weiteren werden die am Henry Hub gebildeten Preise als Basis für die am NYMEX (New York Mercantile Exchange) gehandelten Futurs verwendet.<sup>186</sup>

Der Erdgaspreis im nordamerikanischen Markt hat in den letzten Jahren eine ausgeprägte Volatilität an den Tag gelegt, so dass es letztlich am Verbraucher lag zu entscheiden, ob er in Zeiten hoher Preise weniger Erdgas konsumierte oder auf alternative Energieträger wechselte.<sup>187</sup> Die Organisation des Gassektors ist primär durch private Energiekonzerne geprägt, die Aufgaben von der Exploration und Förderung bis hin zum Transport und Verkauf des Erdgases an den Endkonsumenten übernehmen. Lediglich in Mexiko hält die staatliche Petróleos Mexicanos (PeMex) ein Quasi-Monopol im Upstream-Bereich (die Privatwirtschaft darf nur durch Minderheitsbeteiligungen PeMex-Unternehmungen unterstützen). Der mexikanische Downstream ist dagegen dem Wettbewerb weitestgehend offen.<sup>188</sup>

---

<sup>183</sup> Dort haben Angebot und Nachfrage für den Gaspreis wegen der Ölpreisbindung untergeordnete Bedeutung. Allerdings folgt der Erdgaspreis oft der Preisentwicklung z. B. von Rohöl. Selbst wenn die Gaspreise nicht an Erdöl oder Erdölprodukte gebunden sind folgen die Gaspreise oft deren Verlauf. Dies liegt u. a. daran, dass Erdgas oftmals als Substitut für Erdöl/Erdölprodukte verwendet wird und umgekehrt. Dadurch kann es passieren, dass bei einem hohen Ölpreis Verbraucher auf Erdgas ausweichen, wodurch die Erdgasnachfrage steigt, was die Erdgaspreise dann ebenfalls steigen lässt.

<sup>184</sup> Vgl. Meritet, Sophie / Elizalde Baltierra, Alberto: Developing LNG in North America: Impact on prices of natural gas, 24th USAEE/IAEE North American Conference, Washington 2004, S. 7, unter: <http://www.dauphine.fr/cgemp/Publications/Articles/meritet%20LNG.pdf>, 19.12.2008.

<sup>185</sup> Vgl. Sabine Pipe Line LLC (Internetauftritt): The Henry Hub, unter: <http://www.sabinepipeline.com/Home/Report/tabid/241/default.aspx?ID=52>, 22.12.08.

<sup>186</sup> Vgl. Budzik, Philip: U.S. Natural Gas Markets: Relationship Between Henry Hub Spot Prices and U.S. Wellhead Prices, Energy Information Administration, Washington 2002, S. 1, unter: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/henryhub/pdf/henryhub.pdf>, 11.12.2008.

<sup>187</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2007, S. 22.

<sup>188</sup> Vgl. EIA: Canada. Country Analysis Briefs, S. 7ff; und vgl. Ders., Mexico. Country Analysis Briefs, S. 7.

### 5.1.2 Süd- und Zentralamerika

Der zentral- und südamerikanische Erdgasmarkt ist von allen vier Märkten bei weitem der kleinste, gleichzeitig aber auch einer der am schnellsten wachsenden – wenn auch von einem niedrigen Niveau startend. Die größten Konsumenten von Erdgas waren 2008 Argentinien (44,5 Bcm), Venezuela (32,4 Bcm) und Brasilien (25,2 Bcm). Insgesamt verbrauchte die Region im selben Jahr 143 Bcm und förderte knapp 159 Bcm, wobei die wichtigsten Erdgasproduzenten Argentinien (44,1 Bcm), Trinidad und Tobago (39,3 Bcm), Venezuela (31,5 Bcm) und Bolivien (13,9 Bcm) waren.<sup>189</sup>

Der südamerikanische Markt ist vorwiegend ein Pipelinemarkt. Bereits in den 1950er Jahren entstanden die ersten Vorhaben, Erdgaspipelines in der Region zu bauen. Allerdings dauerte es bis 1972, bevor die erste Pipeline, die Bolivien mit Argentinien verband, tatsächlich gebaut wurde. Es dauerte noch mal gut 20 Jahre, bevor weitere Projekte realisiert wurden, wie z. B. Pipelines zwischen Bolivien und Brasilien oder Argentinien und Chile.<sup>190</sup> Heute ist besonders das südliche Südamerika, der „Cono Sur“, von internationalen Pipelines durchzogen, die Argentinien, Bolivien, Brasilien, Chile und Uruguay miteinander verbinden. Es gibt mehrere Vorhaben für neue internationale Pipelines in der Region. Am prominentesten sind die Bestrebungen einiger Akteure, allen voran Venezuelas, eine transkontinentale Erdgaspipeline zu bauen, die die Erdgasfelder im Norden Südamerikas mit dem Pipelinesystem des Cono Sur verbinden soll. Der Bau dieser Pipeline ist jedoch höchst umstritten, da es sich primär um ein politisch motiviertes Projekt handelt. Obwohl Venezuela in der Region über die höchsten Erdgasreserven verfügt (4,84 Tcm<sup>191</sup>), galt das Projekt von Anfang an als schwer finanzierbar und als eher unwahrscheinlich.

Im Allgemeinen ist der politische Einfluss auf die Energiepolitik bzw. auf den Energiesektor ein wichtiger Störfaktor in der zentral- und südamerikanischen Region. Diverse Anläufe der lateinamerikanischen Staaten, die politische Integration der Region auch in Sachen Energie voranzutreiben, sind an politischen Rivalitäten oder historischen Animositäten gescheitert. Mittlerweile bestehen mehrere supranationale Initiativen, die die Koordinierung der verschiedenen Politikbereiche mehr erschweren als erleichtern. Die wichtigsten Probleme in diesem Bereich stellen die wechselnden Mitgliedschaften innerhalb der regionalen Gruppen und die ausgeprägte Asymmetrie zwischen den Mitgliedern derselben dar. Besonders die Asymmetrie zwischen sehr großen (Argentinien/Brasilien) und sehr kleinen

---

<sup>189</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 24, 27.

<sup>190</sup> Vgl. Mares, David R.: Natural gas pipelines in the Southern Cone, in: Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.), Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040, Cambridge 2006, S. 169f.

<sup>191</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 22.

(Paraguay/Uruguay) Ländern führen immer wieder zu Interessenskonflikten. Ebenso führen ideologische Antagonismen oder historisch gewachsene Rivalitäten (wie die zwischen Argentinien und Brasilien) oft zu Spannungen zwischen den Staaten in der Region, die in ihrer Konsequenz die Umsetzung von Energieabkommen und -partnerschaften verhindern.

Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang Venezuelas Präsident Hugo Chávez, der das Energiereichtum seines Landes ungeniert als politisches Einflussmittel bei seinen Nachbarn einsetzt. Chávez Anstrengungen, seine „*bolivarische*“ Version des Sozialismus in andere lateinamerikanische Länder zu exportieren, war hauptsächlich in Bolivien erfolgreich, wo die zweitgrößten Erdgasreserven der Region liegen (0,71 Tcm). Angeführt von dem Präsidenten Evo Morales hat es das Land, das durch Pipelines mit mehreren Staaten in der Region verbunden ist, Venezuela gleichgetan und die gesamte Energiewirtschaft verstaatlicht. Dies hat zu größeren Verstimmungen u. a. mit dem brasilianischen Nachbar geführt, der rund 40% seines Erdgasbedarfs aus Bolivien importiert<sup>192</sup>. Die Verstaatlichung der Energiewirtschaft in Bolivien hat zu einem Abebben der dringend benötigten Investitionen im Gassektor geführt, was mittelfristig zum Sinken der Förderung und damit der Exporte führen könnte.<sup>193</sup>

Dabei haben in der Vergangenheit bereits mehrere Gas- und Energiekrisen die Region erschüttert. Besonders bekannt ist die argentinische Energiekrise von 2004, bei der sich Argentinien – als Folge politischer Tumulte und ökonomischer Fehlentscheidungen, die sich aus der Finanzkrise von 2001 ergeben hatten – vom Gasexporteur zum -importeur wandelte und nicht in der Lage war, bestehende Lieferverträge (z. B. nach Chile und Uruguay) einzuhalten. Besonders Chile wurde von den Lieferunterbrechungen argentinischen Erdgases getroffen, zumal die chilenische Regierung keine alternativen Erdgaslieferanten zur Verfügung standen. Während Argentinien den eigenen Bedarf durch zusätzliche Importe aus Bolivien deckte, weigerte sich die bolivianische Regierung, Chile aus der Notlage zu helfen. Bolivien war sogar nur unter der Bedingung bereit, an Argentinien Gas zu verkaufen, dass kein „Tropfen“ Erdgas bei Chile ankäme. Hintergrund für diese Haltung ist der seit dem Pazifikkrieg im 19. Jh. (1879-1884) andauernde Konflikt zwischen Chile und Bolivien um einen bolivianischen Zugang zum pazifischen Ozean.<sup>194</sup>

Als neuer Akteur ist Peru im internationalen Erdgashandel aufgetaucht. Das Land hat vor, über ein neu gebautes LNG-Exportterminal ab 2010 überregionale Märkte zu bedienen.

---

<sup>192</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2007, S. 174.

<sup>193</sup> Vgl. Hanson, Stephanie: Energy Bottlenecks in South America, Council on Foreign Relations (Online), 21.04.2008, unter: <http://www.cfr.org/publication/16037/>, 17.12.08.

<sup>194</sup> Vgl. Wittelsbürger, Helmut: La política energética de Chile: de la dependencia al desarrollo sostenible, in: *Diálogo Político*, Nr. 4, Dezember 2007, S. 35-52.

Waren besonders die 90er Jahre in Südamerika von einem intensiver werdenden internationalen Erdgashandel in der Region geprägt, geht der Trend heute zu weniger Erdgashandel mit benachbarten Staaten und zu mehr Selbstständigkeit. Die Länder der Region sehen sich nicht als vertrauenswürdige Partner, so dass als Folge verstärkt auf überregionale LNG-Importe gesetzt wird.

Die Organisation des Gassektors ist geprägt von staatlichen und halb-staatlichen Akteuren. In diesem Zusammenhang sind besonders die staatlichen venezolanische PdVSA und die bolivianische YPF sowie die halbstaatliche brasilianische Petrobras zu nennen. Allerdings sind auch zahlreiche private Unternehmen im Markt aktiv, besonders in Argentinien (Repsol YPF, Total) oder in Trinidad und Tobago (BP-Trinidad and Tobago, British Gas, Chevron). Die Preisbildung in der Region ist je nach Land und Sektor unterschiedlich geregelt. Innerhalb der Länder sind die Gaspreise meistens reguliert (zumindest für private Haushalte und das Gewerbe).<sup>195</sup>

Obwohl der Region eine gute Reserven- und Ressourcenbasis zur Verfügung steht und die Förderung sogar stark zunehmen dürfte, werden die Importe aus anderen Regionen in Zukunft schnell steigen. Dies liegt einerseits an den politischen Spannungen zwischen einigen Staaten in der Region (Argentinien-Chile-Bolivien), vor allem aber an dem Erdgasbedarf Brasiliens, der sich laut einigen Prognosen bis 2030 nahezu verdreifachen wird. Einige Länder der Region setzen verstärkt auf LNG-Lieferungen, um ihren Erdgasbedarf decken zu können. Im Mai 2008 erhielt Argentinien als erstes Land in Südamerika eine LNG-Lieferung, Brasilien folgte bald darauf.<sup>196</sup> Chile erhielt Mitte 2009 am LNG-Terminal Quintero die erste LNG-Lieferung aus Trinidad und Tobago. Chile war in der Vergangenheit oft von Lieferunterbrechungen oder -reduzierungen betroffen und hat aufgrund historischer Animositäten mit Bolivien kaum Perspektiven, auf andere Weise die Gaslieferungen zu diversifizieren. Deshalb plant Santiago, durch das LNG-Terminal bis zu 40% des Gasbedarfs zu decken.<sup>197</sup>

---

<sup>195</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2008. Optimising investments and ensuring security in a high-priced environment, Paris 2008, S. 201ff.

<sup>196</sup> Vgl. EIA: International Energy Outlook 2008, S. 40, 42.

<sup>197</sup> Vgl. True, Warren R.: Two LNG terminals receive commissioning cargoes, in: Oil & Gas Journal (Online), 14.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5768644947/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-two-lng\\_terminals.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5768644947/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-two-lng_terminals.html), 16.07.09.

### 5.1.3 Asien-Ozeanien

Der asiatisch-ozeanische Markt besteht aus einigen großen Importeuren, allen voran Japan und Südkorea, und einigen Exporteuren, allen voran Malaysia, Indonesien und Australien. In 2008 hatte Japan einen Gesamtverbrauch von 93,7 Bcm, von denen über 92 Bcm als LNG importieren werden mussten. Bei Südkorea sah die Situation im selben Jahr kaum anders aus: Von den 2008 verbrauchten 39,7 Bcm wurden mehr als 36,5 Bcm als LNG importiert.

Unter den wichtigsten Exporteuren der Region ist Indonesien der größte Produzent. In 2008 wurden dort um die 70 Bcm gefördert und 33,5 Bcm in die Region exportiert (6,65 Bcm über Pipelines, der Rest als LNG). Allerdings gibt es Zweifel, ob Jakarta auch in Zukunft seine Exporte aufrechterhalten kann. Seit einigen Jahren steigt nämlich der heimische Bedarf bei gleichzeitig rückläufiger Produktion, so dass mittelfristig ein Rückgang der Erdgasexporte<sup>198</sup> prognostiziert wird. Malaysia produzierte 2008 gut 62,5 Bcm, von denen ca. 31 Bcm (1,62 Bcm über Pipeline, der Rest als LNG) exportiert werden konnten. Australien befindet sich als drittgrößter Exporteur in einer sehr guten Position und schaffte es, die Exporte in den letzten Jahren erheblich zu steigern. In 2008 beliefen sich die ausschließlich als LNG exportierten Gasvolumina auf 20,24 Bcm. Insgesamt produzierte Australien ca. 38 Bcm.<sup>199</sup> Die LNG-Exporte Australiens dürften in den kommenden Jahren noch erheblich steigen und könnten sich bis 2015 sogar verdoppeln, was prinzipiell an den zwei bedeutendsten LNG-Projekten, Gorgon-LNG und Pluto-Projekt, liegen wird. Gemeinsam werden sie LNG-Exportkapazitäten von über 20 Bcm jährlich schaffen.<sup>200</sup>

Im Gegensatz zu den anderen traditionellen Erdgasmärkten handelt es sich beim asiatisch-ozeanischen Markt fast ausschließlich um einen Flüssigerdgas-Markt (LNG). Es mag auf den ersten Blick verwundern, dass aufstrebende Schwellenländer wie Indien und China aus dem asiatisch-ozeanischen Markt (noch) keinen (gesamt-) asiatischen Markt gebildet haben. Dies liegt aber hauptsächlich daran, dass sowohl China als auch Indien bisher kaum Erdgas im Ausland gekauft, sondern sich ihrer heimischen Reserven bedient haben. Die gesamten indischen und chinesischen Erdgasimporte (ausschließlich LNG) beliefen sich 2008 auf respektiv 4,4 Bcm und 10,8 Bcm.<sup>201</sup>

---

<sup>198</sup> Vgl. Ali, Muklis: Indonesian LNG exports to fall 4 pct, maybe more, Reuters, 22.11.2007, unter: <http://www.reuters.com/article/companyNewsAndPR/idUSJAK13978620071122>, 17.12.08.

<sup>199</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 27, 30.

<sup>200</sup> Vgl. EIA: Australia. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 4, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Australia/pdf.pdf>, 01.10.09.

<sup>201</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 27, 30.

Allerdings kann die Bedeutung dieser beiden Akteure für den regionalen und globalen Energie- und Gassektor kaum genug betont werden. Wie bereits gesehen (siehe Kapitel 4.) wird der Gasbedarf beider Länder in den kommenden Jahren wahrscheinlich stark ansteigen. Beide Staaten verfügen selbst über größere Erdgasreserven (Chinas Erdgasreserven werden auf 2,46 Tcm, Indiens auf 1,09 Tcm geschätzt<sup>202</sup>), die jedoch gemessen am prognostizierten Bedarf nicht ausreichen dürften. Auch eine Ausweitung der Förderung nicht-konventionellen Erdgases wie z. B. in China, wo bedeutende Mengen an CBM gefördert werden sollen<sup>203</sup>, wird den Importbedarf nur teilweise verringern können. Beide Staaten werden also in einem stärkeren Wettbewerb um LNG zueinander und zu den anderen großen Marktteilnehmern in der ozeanisch-asiatischen Region eintreten.

Sowohl in China als auch in Indien werden die LNG-Wiederverdampfungskapazitäten kontinuierlich erweitert, um den zukünftigen Bedarf decken zu können. In China beispielsweise wurde im Mai 2009 das zweite LNG-Wiederverdampfungsterminal mit einer Kapazität von 2,6 mmtpa (million metric tonnes per annum) in Fujian in Betrieb genommen. Seit 2006 steht bereits das Terminal in Dapeng mit einer Kapazität von 6,2 mmtpa zur Verfügung.<sup>204</sup> Im Oktober 2009 wurde noch ein weiteres Terminal in Shanghai eingeweiht. Dieses hat eine anfängliche Kapazität von 3 mmtpa, soll jedoch in Zukunft auf 6 mmtpa erweitert werden können.<sup>205</sup> Anfang November 2009 wurde in China mit dem Bau eines weiteren Terminals begonnen. Das Ningbo LNG-Terminal soll 2012 in Betrieb genommen werden. Es soll in der ersten Phase eine Kapazität von 3 mmtpa haben und mehr als 1 Mrd. US\$ an Investitionen erfordern.<sup>206</sup> China verfügt ebenfalls über LNG-Verflüssigungsanlagen, die jedoch ausschließlich für den eigenen Markt produzieren. Die größte dieser Anlagen in

---

<sup>202</sup> Vgl. Ebd., S. 22.

<sup>203</sup> Bis 2010 will China 5 Bcm p.a. an CBM und weitere 5 Bcm p.a. an Coal Mine Methane CMM produzieren. Bis 2020 soll die kombinierte Produktion von CBM und CMM insgesamt 50 Bcm jährlich erreichen. Vgl. Watkins, Eric: ConocoPhillips, Greka sign CBM farmin for Chinese fields, in: Oil & Gas Journal (Online), 24.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8957421279/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-production-operations/s-unconventional-resources/s-articles/s-conocophillips\\_-greka.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8957421279/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-production-operations/s-unconventional-resources/s-articles/s-conocophillips_-greka.html), 26.08.09.

<sup>204</sup> Vgl. True, Warren R.: Second Chinese LNG terminal begins operations, in: Oil & Gas Journal (Online), 26.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363265/7/ARTCL/none/none/Second-Chinese-LNG-terminal-begins-operations/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363265/7/ARTCL/none/none/Second-Chinese-LNG-terminal-begins-operations/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 03.06.09.

<sup>205</sup> Vgl. Ders., China begins commissioning third LNG terminal, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2711102928/articles/oil-gas-journal/transportation-2/Ing/2009/10/china-begins\\_commissioning.html](http://www.ogj.com/index/article-display/2711102928/articles/oil-gas-journal/transportation-2/Ing/2009/10/china-begins_commissioning.html), 21.10.09.

<sup>206</sup> Vgl. Ders., Construction begins on yet another Chinese LNG terminal, in: Oil & Gas Journal (Online), 02.11.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/9185067057/articles/oil-gas-journal/transportation-2/Ing/2009/11/construction-begins.html?cmpid=EnlDailyNovember22009>, 03.11.09.

China wird in Yinchuan liegen und eine Kapazität von 0,8 mmtpa besitzen. Die Anlage soll Ende 2011 in Betrieb gehen.<sup>207</sup>

Darüber hinaus gibt es verschiedene internationale Pipelineprojekte, die sich teilweise im Bau befinden, teilweise aber bereits fertig gestellt worden sind. Hierbei handelt es sich um Pipelines aus Zentralasien, Russland und Myanmar für China und aus Iran, Myanmar und ebenfalls aus Zentralasien für Indien.<sup>208</sup> Damit dringen beide Staaten in Regionen ein, die nicht länger zum asiatisch-ozeanischen Gasmarkt, sondern zum europäischen (bzw. eurasischen) Markt gehören und die meistens als zukünftige Alternativen für die Erdgasversorgung Europas gesehen werden. Auch bei Japan und der Republik Korea gibt es verschiedene Vorschläge für den Bau von Pipelines, v. a. aus dem Osten Russlands. Weitergehende Projekte könnten im Osten Asiens zur Bildung eines Pipelinenetzes führen, das Japan, Südkorea, China und Russland miteinander verbinden würde.

Der asiatisch-ozeanische Markt hat sich seit den 70er Jahren herausgebildet, was hauptsächlich mit den damaligen Fortschritten beim Transport von LNG durch Tanker zusammenhängt. Erdgas deckt zwar einen geringen Teil des gesamten Energiebedarfs der Region ab (rund 14%), doch besonders Japan und Südkorea beziehen ihr Erdgas fast ausschließlich als LNG aus Malaysia, Brunei, Indonesien, Australien und dem Nahen Osten. Ähnlich wie im europäischen Markt sind auch in Südkorea und Japan die Erdgaspreise an den Ölpreis gekoppelt, die Preisbildungsformel aber unterscheidet sich von der europäischen. In Japan gilt der sogenannte Japan Customs-cleared Crude (oder auch Japanese Crude Cocktail, JCC, der sich aus dem Durchschnittspreis japanischer Rohölimporte bildet). Der JCC wird teilweise auch bei der Aushandlung der Gaspreise für andere Staaten in der Region als Richtwert verwendet. In Australien und Neuseeland besteht Gas-zu-Gas bzw. Gas-zu-Kohle-Wettbewerb.<sup>209</sup>

Im asiatisch-ozeanischen Markt bewegen sich sowohl staatliche (z. B. CNPC, Sinopec und CNOOC, die indischen ONGC and Oil India Ltd. oder die malaysische Petronas) und halbstaatliche (z. B. Brunei LNG) Akteure, als auch eine Vielzahl privater Unternehmen. Bei den Erdgas exportierenden Ländern ist besonders der Markt in Malaysia staatlich geprägt. Hier hält Petronas das Monopol bei der Gasförderung und dominiert auch im Downstream. Bei den

---

<sup>207</sup> Vgl. Contract let for Yinchuan LNG plant in China, in: Oil & Gas Journal (Online), 22.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3770685882/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-plants/s-articles/s-contract-let\\_for\\_yinchuan.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3770685882/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-plants/s-articles/s-contract-let_for_yinchuan.html), 23.06.09.

<sup>208</sup> Vgl. EIA: China. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 11ff, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/China/pdf.pdf>; vgl. Ders., India. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 7ff, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/India/pdf.pdf>, beide 27.11.2009

<sup>209</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2007, S. 22, 159.

importierenden Staaten der Region sind es besonders die Märkte in China und Indien, die staatlich dominiert werden. In Indonesien musste die staatliche Pertamina ihr Monopol 2001 aufgeben, so dass heute u. a. Unternehmen wie Total (Marktanteil ca. 30%), ExxonMobil (17%), Vico (BP-Eni Joint Venture, 11%), ConocoPhillips (11%), BP (6%) und Chevron (4%) im Inselstaat aktiv sind. Auch der australische Markt ist von privaten Energieunternehmen (wie Santos, Woodside, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil und Shell) geprägt. Ebenso der thailändische, in dem Chevron 70% des Erdgases fördert. In Japan sind verschiedene private, meist heimische, Unternehmen aktiv. Hierbei handelt es sich vorwiegend um aus der Zerschlagung der ehemaligen Japan National Oil Corporation entstandene Gesellschaften, aber auch um Unternehmen wie z. B. Mitsubishi und Mitsui.<sup>210</sup> In Korea dagegen dominiert noch die staatliche Korea Gas Corporation (KOGAS). Rund 27% der KOGAS gehören dem Staat, weitere 25% der staatlichen Korea Electric Power Corporation. Die restlichen Anteile gehören verschiedenen Lokalregierungen und institutionellen Investoren. KOGAS hält in Korea das Import- und Transportmonopol für Erdgas. Seit kurzem beteiligt sich KOGAS auch an Projekten außerhalb Südkoreas.<sup>211</sup>

Der pazifische Markt gilt insgesamt eher als dialogorientiert denn als wettbewerbsorientiert und kennzeichnet sich dadurch aus, dass er fast ausschließlich durch LNG gedeckt wird und es im Gegensatz zum atlantischen Markt weniger Exporteure gibt. Gleichzeitig ist dort das Engagement der Importeure in den einzelnen LNG-Projekten stärker ausgeprägt. Darüber hinaus handelt es sich bei den meisten Exporteuren um diversifiziertere Volkswirtschaften, so dass diese insgesamt in einem geringeren Maß auf die Erlöse aus dem Öl- und Gashandel angewiesen sind.<sup>212</sup>

#### 5.1.4 Europa

Der europäische Gasmarkt wird noch in den nächsten Kapiteln genauer betrachtet. Der Vollständigkeit halber soll aber kurz darauf eingegangen werden. Europas Importe stammen zu einem großen Teil aus der ehemaligen Sowjetunion, Norwegen und Algerien, zu einem kleineren Teil auch aus Nigeria oder Katar. Bis auf geringe LNG-Importe wird Europa durch ein weites Pipelinenetz versorgt, so dass man zumindest von einem eurasischen, oder von einem eurasisch-nordafrikanischen Markt sprechen kann. Der Gaspreis ist in diesem (dem

---

<sup>210</sup> Vgl. EIA: Country Analysis Briefs: Brunei, China, India, Indonesia, Japan, Malaysia, South Korea, Thailand, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/index.html>, 22.12.08.

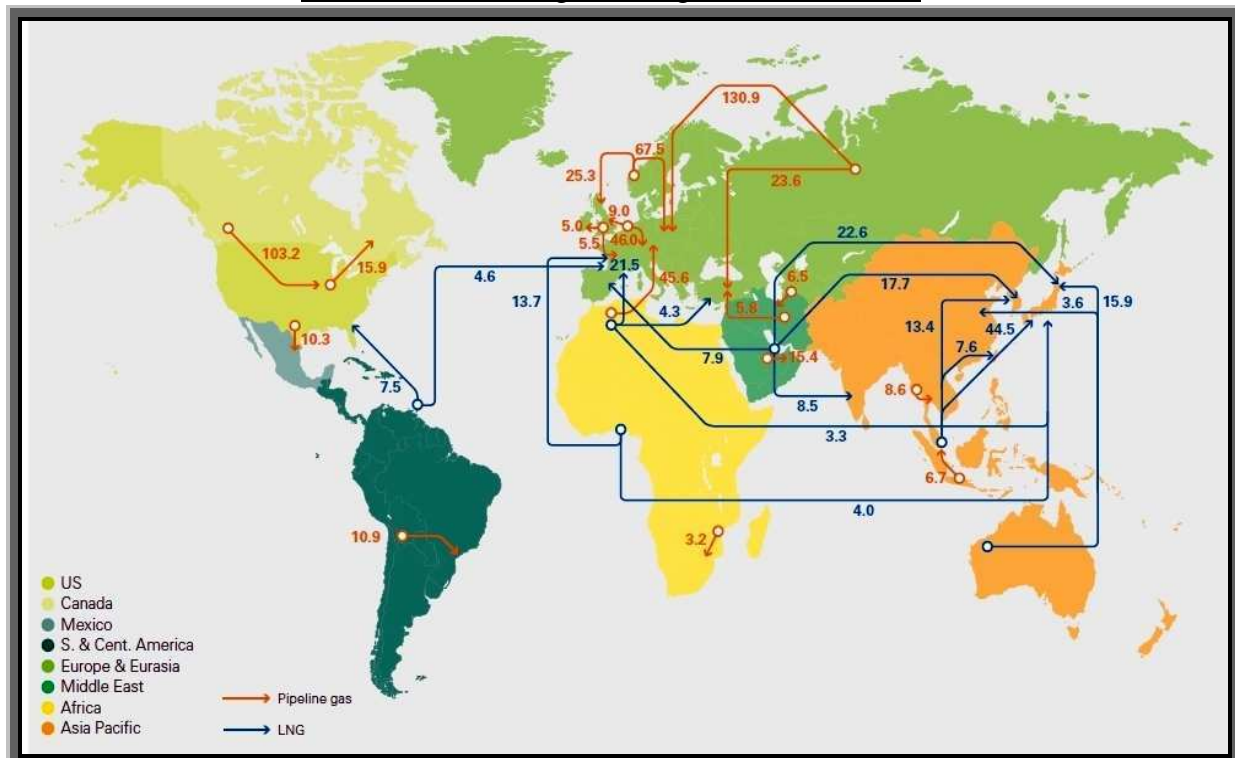
<sup>211</sup> Vgl. Korea Energy Economics Institute: National Energy Plan, unter: <http://www.keei.re.kr/index.html>, 22.12.08.

<sup>212</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 46.



Volumen nach) größten Markt zum überwiegenden Teil an die Preise für Rohöl und Ölprodukte gekoppelt, so dass grundsätzlich der Gaspreis mit dem Ölpreis steigt – unabhängig von der tatsächlichen Verfügbarkeit von Gas auf dem Markt. Dies hat in den letzten Jahren, im Vergleich zum US-/Nordamerikanischen-Markt, zu höheren Preisen geführt (obwohl auch gesagt werden muss, dass dies nicht immer der Fall war).<sup>213</sup>

Abb. 16: Die wichtigsten Erdgas-Handelsströme



Quelle: BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 31.

### Verdichtung 5 (5.1)

Aufgrund hoher Transport- und Speicherkosten ist der weltweite Erdgasmarkt traditionell regional geprägt. Während es unklar ist, ob der nordamerikanische Markt in Zukunft höhere Mengen an außerregionalem Erdgas beziehen wird, geht der Trend bei den anderen Märkten in eben diese Richtung. Im Gegensatz zum zentral- und südamerikanischen Gasmarkt aber, der sich in erster Linie durch LNG versorgen wird, bauen China und Indien Importkapazitäten auch über Pipelines auf. Dies bringt Verbraucher in Asien in Konkurrenz zu anderen regionalen Märkten, besonders dem eurasischen. Zudem treten v. a. mit den chinesischen und indischen Konzernen verstärkt staatliche Akteure in den interregionalen Wettbewerb um den Zugang zu den Erdgaslagern ein. Diese Entwicklungen könnten für Europa sowohl im LNG- als auch im Pipelinemarkt in Zukunft zu deutlich stärkerem internationalem Wettbewerb führen.

<sup>213</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2007, S. 22.

## **5.2 Die Globalisierung des Gasmarktes?**

Erdgas wird heute größtenteils in den oben beschriebenen vier Teilmärkten gehandelt. Allerdings nimmt der interregionale Gashandel weltweit immer weiter zu, was vor allem auf zwei Entwicklungen zurückgeführt werden kann. Zum einen geht aufgrund fortschreitender Erschöpfung der Erdgaslager (s. o. Kapitel 4.) die Förderung in oder nahe der größeren Konsumzentren (wie z. B. Europa) stetig zurück, was den Transport aus entfernteren (außerregionalen) Erdgasquellen notwendig macht. Zum anderen haben technische Entwicklungen die Kosten für den Gastransport substantiell gesenkt, so dass Erdgas über immer längere Strecken wirtschaftlich transportiert werden kann.

Es gibt grundsätzlich zwei verschiedene Transportmethoden für Erdgas, die in großem Ausmaß wirtschaftlich eingesetzt werden: über Pipeline und als LNG. Neben diesen beiden Transportmethoden gibt es noch andere Wege Erdgas zu transportieren, die jedoch nur in sehr geringem Umfang weltweit verwendet werden. Unter anderem wären CNG (Compressed Natural Gas) und NGH (Natural Gas Hydrate) zu nennen.<sup>214</sup> Im Bereich der Pipelinetechnik sind große Fortschritte gemacht worden, so dass Erdgas über dieses Medium über mehrere Tausend Kilometer rentabel transportiert werden kann. Unter den technischen Entwicklungen der letzten Jahre sind insbesondere Verbesserungen der für Pipelines verwendeten Stahlqualität (durch die weniger Stahl gebraucht wird), neue Konstruktionsmethoden für Unterwasserpipelines in Tiefen von mehr als 2000 Meter (z. B. die sogenannte J-lay Methode, durch die z. B. die russische Blue Stream-Pipeline gebaut werden konnte) und die Hochdrucktechnologie (HP, high pressure technology, kann je nach Pipeline die Betriebskosten um 10-30% senken) hervorzuheben.<sup>215</sup> Es ist aber in erster Linie den Verbesserungen im Bereich des LNGs zu verdanken, dass immer mehr Erdgas interregional gehandelt werden kann.

### **5.2.1 Was ist LNG?**

Bei Liquefied Natural Gas (LNG) handelt es sich um verflüssigtes Erdgas (auch Flüssigerdgas), wobei sich auch im deutschen Sprachraum die englische Abkürzung eingebürgert hat. LNG entsteht durch das Herunterkühlen von Erdgas auf unter 160° C, wodurch das Gas in den flüssigen Aggregatzustand übergeht und nur noch ca. 1/600stel des

---

<sup>214</sup> Bei CNG handelt es sich um komprimiertes Erdgas, das nach der Kompression in Tankern in die Zielmärkte gebracht werden kann. Im Gegensatz zu LNG sind keine speziellen Terminals am Zielmarkt nötig, so dass das Gas direkt in das Versorgungsnetz eingespeist werden kann. CNG verringert das Erdgas auf 1/100stel des Gasvolumens. Bei NGH wird das Erdgas über spezielle Verfahren in festen Gashydrat umgewandelt, das gekühlt (um die 0°C) in die Zielmärkte transportiert werden kann.

<sup>215</sup> Vgl. IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 147ff.

Volumens einnimmt. Die Reduktion des Volumens macht den Transport des Erdgases über große Distanzen in speziellen Tankschiffen möglich, bei denen ein Pipelinetransport unökonomisch wäre. Das LNG wird in speziellen Verflüssigungsanlagen (liquefaction units) hergestellt und anschließend mit Tankern in die Verbrauchszentren transportiert. Einmal am Ziel angekommen, kann das LNG nicht direkt in das Erdgasnetz eingespeist, sondern muss in entsprechenden Anlagen durch Wärmezufuhr erneut in den gasförmigen Zustand gebracht werden.<sup>216</sup>

Die drei Etappen der LNG-Kette, also Verflüssigung, Transport und (Wieder-)Verdampfung, sind kosten- und energieintensiv (etwa 25% des Energiewertes des in einem Tanker transportierten Erdgases wird bei diesem Prozess benötigt). Seit der ersten LNG-Lieferung aus Algerien Mitte der 60er Jahre hat man es jedoch geschafft, die Kosten, besonders für die Verflüssigung und dem anschließenden Transport in Tankern, signifikant zu senken. Bei der Verflüssigung von Erdgas z. B. ist es heute möglich, dank der Kapazitätsvergrößerung der sogenannten „LNG-Trains“, Kosten von bis zu 25% einzusparen. Eine Verflüssigungsanlage besteht aus einem oder mehreren „Trains“, deren Produktionskapazität meistens in Millionen metrischer Tonnen im Jahr angegeben wird – mmtpa, million metric tonnes per annum.

Des Weiteren sinken die notwendigen Investitionen für die LNG-Infrastruktur seit Jahren kontinuierlich. Seit den 90er Jahren haben sie sich so gut wie halbiert und sollen in Zukunft, wenn auch in einem langsameren Tempo, weiter sinken. Hierzu tragen verbesserte Prozesse wie das vom IFP entwickelte Verfahren „*Liquefin*“ bei. Dieser Prozess erlaubt es, die Verflüssigungskapazität einer Anlage graduell zu steigern, so dass man sich dem wachsenden Bedarf eines Marktes im Laufe der Zeit anpassen kann, ohne von Beginn an die Kosten für die volle Kapazität tragen zu müssen. „*Liquefin*“ kann auf diese Weise zu einer Kostenersparnis von bis zu 20% führen. Um kleinere, offshore gelegene Erdgasfelder wirtschaftlich erschließen zu können, eignen sich mobile, auf Schiffen installierte LNG-Anlagen. Diese Floating Liquefaction Storage and Off-loading (FLSO) Einheiten machen hohe Investitionen in teure Offshore-Plattformen und Pipelines ebenso obsolet wie die LNG-Verflüssigungsanlagen an Land. Zusätzlich minimieren FLSO-Einheiten die Risiken, die für Anlagen an Land in politisch instabilen Staaten entstehen können. Auch solche Risiken verringern sich, die mit eventuellem Widerstand von Anwohnern gegen den Bau von Onshore-Anlagen zusammenhängen.

---

<sup>216</sup> Vgl. Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.): Natural Gas and Geopolitics, S. 10.

Kostensenkungen können beim Transport von LNG in erster Linie durch die Kapazitätserweiterung der Tanker erzielt werden. Die heute noch gängigen Tanker haben eine Kapazität von rund 140.000 m<sup>3</sup>, doch in Zukunft sollen Tanker mit einem Fassungsvermögen von 165.000 bis 200.000 m<sup>3</sup> (teilweise gibt es sogar „Super-Tanker“ mit einer Kapazität von bis zu 260.000 m<sup>3</sup>) die Regel sein und LNG über die Ozeane transportieren, wobei sie bis zu 10% Kosten einsparen sollen. Grenzen für die Tankergröße entstehen mittlerweile meist nicht mehr durch Probleme beim Bau der Tanker, sondern durch das Vorhandensein geeigneter Häfen, die in der Lage wären, größere Tanker abzufertigen. An den (Wieder-)Verdampfungsanlagen besteht noch einiges Einsparpotential. Zwar hat es auch in diesem Bereich in den letzten Jahrzehnten Verbesserungen gegeben (v. a. was die Sicherheit angeht), doch verursacht die Lagerung des LNGs an den Wiederverdampfungsanlagen die höchsten Kosten (40-50%).<sup>217</sup>

### 5.2.2 Die Transportmethoden: LNG vs. Pipeline

Ob Erdgas über Pipelines oder als LNG in die Verbraucherzentren gelangt, ist in erster Linie eine Frage der anfallenden Kosten. Welche Transportmethode im Einzelfall die ökonomischste ist, hängt einerseits von der Entfernung und von den zu transportierenden Volumina ab. Als Faustregel kann man sagen, dass Pipelines im Vorteil sind, je kürzer die Strecke und je größer das Volumen ist. Bei dem Transport von Erdgas als LNG dagegen spielt die Entfernung eine untergeordnete Rolle: Die komplette LNG-Kette wird gleichermaßen gebraucht, ob das Gas 1.000 oder 10.000 km transportiert werden muss. Generell also hat der Transport von LNG Wettbewerbsvorteile, je länger der Transportweg und je geringer die Mengen sind.

Ab welcher Entfernung bzw. ab welchem Volumen LNG aus wirtschaftlicher Sicht dem Pipelinetransport vorzuziehen ist, hängt dabei von der verwendeten Technologie ab und kann nicht pauschal bestimmt werden. Die „breakeven distance“ einer LNG-Anlage (mit nur einem Train) gegenüber einer konventionellen 42-Zoll-Pipeline (also die Entfernung, bei der ein LNG-Transport einem Transport per Pipeline wirtschaftlich vorzuziehen wäre), liegt bei ca. 4.000 km bei einer terrestrischen und bei ca. 2.000 km bei einer unterseeischen Pipeline. Tendenziell hat sich in der Vergangenheit die „breakeven distance“ verkürzt, da die Kosten für den LNG-Transport schneller als die für Pipelines gefallen sind. Auf der anderen Seite haben manchmal dort, wo LNG in der Vergangenheit die einzige Option war, Entwicklungen

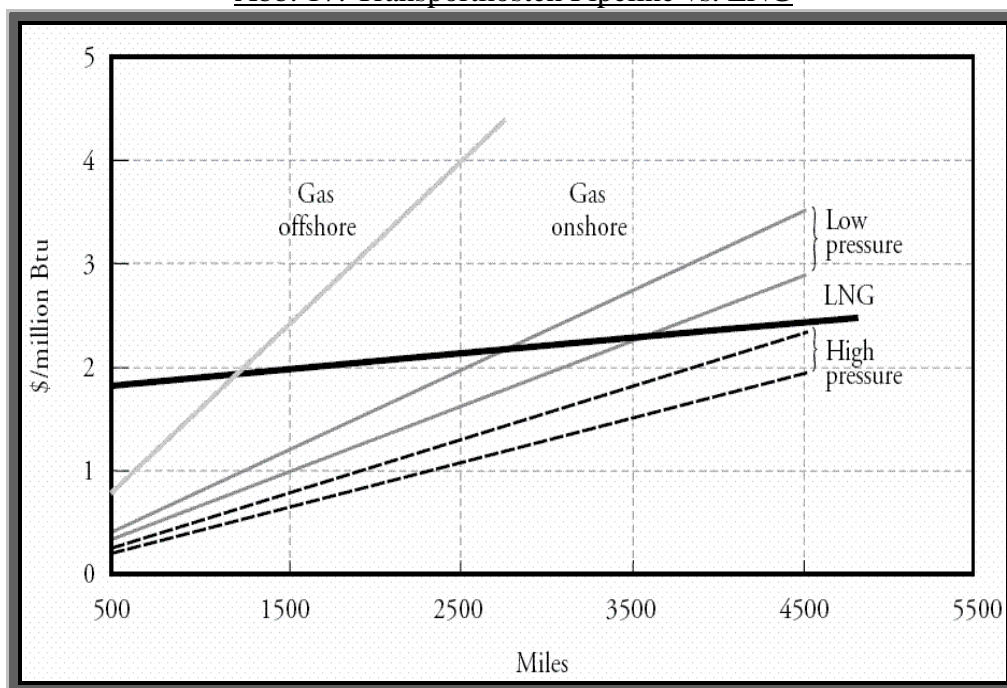
---

<sup>217</sup> Vgl. IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 149ff.

bei der Konstruktion von Unterwasserpipelines dem LNG-Transport Anteile abnehmen können (siehe z. B. Pipelines von Nordafrika nach Spanien und Italien).

Was die Volumina angeht, sind High-pressure-Pipelines gegenüber LNG bei großen Erdgaslieferungen (um die 30 Bcm p. a.) konkurrenzfähig. Eines der Probleme bei Pipelines ist, dass Kostensenkungen besonders durch die Erhöhung der Kapazität betrieben werden müssen. Die durch eine erhöhte Kapazität bedingten größeren Erdgasvolumina müssen jedoch auch vom Zielmarkt absorbiert werden können, was mit steigendem Volumen immer schwieriger wird. Bei langen Distanzen kann LNG für Lieferungen unter 10 Bcm p. a. Vorteile von bis zu 30% gegenüber HP-Pipelines erbringen. Zudem gilt die Investition in LNG gegenüber vergleichbaren Investitionen in Pipelines als weniger riskant, da jede Staatsgrenze und jede ethnische Enklave, die eine Pipeline überqueren muss, zusätzliche Risiken bedeutet und die Kosten in die Höhe treiben.<sup>218</sup>

Abb. 17: Transportkosten Pipeline vs. LNG



Quelle: Eni; abgebildet in: IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 151.

### 5.2.3 Charakteristika des Handels mit Erdgas

Neben den unterschiedlichen Kostenstrukturen von Pipelines und LNG bietet Flüssigerdgas auch in Bezug auf die Handelsmöglichkeiten des Rohstoffs einige besondere Merkmale. Der internationale Gashandel ist bis heute vom Handel über Pipelines geprägt. Im Allgemeinen

<sup>218</sup> Vgl. Ebd., S. 151ff.

erstrecken sich Gasprojekte nicht nur über einen sehr langen Zeithorizont (es kann in Extremfällen 20 und mehr Jahre dauern, bis tatsächlich Gas fließt), grundsätzlich fallen im Gassektor auch sehr hohe Kosten für Exploration und Produktion an. Produzenten benötigen deswegen eine hohe Erwartungssicherheit über die Nachfrageentwicklung in den Konsumzentren, bevor sie sich tatsächlich entschließen, Erdgas zu fördern – unabhängig von der später gewählten Transportmethode. Nicht selten ist die gesamte Reserve eines Erdgasfeldes im Voraus verkauft, bevor mit der Erschließung desselben begonnen wird.

Lange Zeit waren Pipelines die einzig wirtschaftliche Methode, um Erdgas über längere Strecken zu transportieren. Die Verbindung der Produktions- mit den Konsumstätten über Pipelines bindet Käufer und Verkäufer langfristig auf eine sehr „unflexible“ Weise aneinander, da es sehr schwer ist, ohne den Bau einer neuen Pipeline – und entsprechend hoher Investitionen – andere Märkte zu erschließen. Erdgashandel über Pipelines ist also zum großen Teil ein rein bilateraler Handel. Bei dem langen Zeithorizont für Gasprojekte, bei den hohen Investitionen für Förderung, Transport und Instandhaltung der Gasinfrastruktur sowie der langfristigen Bindung von Produzenten und Konsumenten verwundert es nicht, dass im Erdgashandel Gasverträge mit sehr langen Laufzeiten dominieren (teilweise über mehrere Jahrzehnte), in denen auch die exakten Liefermengen enthalten sind.<sup>219</sup>

Bei den sogenannten „*Take-or-Pay*“-Verträgen (ToP-Verträge) verpflichtet sich der Käufer, eine bestimmte Menge Erdgas zu bezahlen; ob er die Menge dann tatsächlich braucht oder nicht (z. B. wegen eines außergewöhnlich milden Winters), spielt keine Rolle. Teilweise bieten einige Verträge etwas Flexibilität und erlauben es dem Käufer, nicht bezogene (aber bezahlte) Volumina nachzubestellen (make-up-gas), zusätzliches Gas zu kaufen („*Swing*“-Option) oder den Bezug von zusätzlichem Gas vorzuziehen und somit die zukünftigen Abnahmeverpflichtungen zu mindern (carry-forward-gas). Der Käufer trägt also in diesem Vertragsmodell die Mengenkosten. Der Verkäufer verpflichtet sich dabei, die bestimmte Gasmenge zu einem festgelegten Preis zu verkaufen, wobei dieser Preis oft am Preis von Substituten indexiert ist (z. B. Rohöl, Heizöl, aber auch Schweröl oder Kohle). Ob die Förderkosten steigen, Gas knapp wird oder die Preise für die Substitute fallen, der Verkäufer muss die vertraglich festgelegten Volumina liefern. Der Verkäufer trägt demnach das Preisrisiko.

Für Käufer und Verkäufer erwachsen aus solchen ToP-Verträgen also sowohl Vorteile als auch Risiken: Der Verkäufer sichert sich den Absatz von Erdgasvolumina und kann so in die

---

<sup>219</sup> Vgl. Goldthau, Andreas / Geden, Oliver: Europas Energieversorgungssicherheit. Ein Plädoyer für einen pragmatischen Ansatz, in: Internationale Politik und Gesellschaft, 4/2007, S. 60ff.

Ausbeutung seiner Ressourcen investieren, der Käufer sichert sich die benötigte Gasmenge, ohne größere und v. a. willkürliche Preisveränderungen fürchten zu müssen. Das Risiko dieser Verträge wird für den Käufer besonders in der aktuellen Wirtschaftskrise ersichtlich. Die Krise hat nämlich zu einem niedrigen Erdgasbedarf geführt, der unter den vereinbarten ToP-Mengen liegt. In Europa beispielsweise drohen einigen Versorgern (u. a. den deutschen E.ON- und RWE-Konzernen, aber auch der italienischen Eni S.p.A. oder der französischen GdF Suez) Strafzahlungen an die russische Gazprom, da die Versorger nicht die für 2009 vereinbarten Mengen abgenommen haben.<sup>220</sup> Medienberichten zufolge werden sich die Strafzahlungen der E.ON AG an Gazprom auf lediglich 100 Mio. € belaufen, obwohl der russische Konzern bis zu 500 Mio. € hätte geltend machen können. Anscheinend haben beide Unternehmen bestehende Forderungen auf beiden Seiten gegeneinander aufgerechnet. E.ON beklagt 300-500 Mio. € Schaden aus Verzögerungen bei der Übergabe des russischen Yuzhno-Russkoye-Erdgasfeldes, an dem die Deutschen seit 2007 beteiligt sind.<sup>221</sup>

Ohne zu detailliert auf das Thema einzugehen, sollte kurz auf die Preisbindung des Erdgases an Gassubstitute eingegangen werden. Die Preisbindung, z. B. die Ölpreisbindung, entsteht durch Absprache zwischen Importeuren und Exporteuren und ist also keinesfalls gesetzlich fixiert. Die Bindung stammt ebenso wie die langfristigen Verträge aus der Anfangszeit der europäischen Gaswirtschaft. Zum ersten Mal wurde dieses System 1962 in den Niederlanden bei der Vermarktung des Groningen-Feldes eingeführt. Hierbei einigten sich der niederländische Staat, Shell und Esso darauf, dass der Exportpreis sich nach den wichtigsten Substituten im Zielmarkt richten sollte (replacement value). Darüber hinaus sollte der Preis des Gases an der Grenze des Exportlandes dem Preis am Zielmarkt abzüglich der Transportkosten entsprechen (netback pricing). Dadurch ergaben sich an der Grenze des Exportlandes Preisunterschiede für das Gas, je nachdem für welches Land dasselbe bestimmt war. Am Zielmarkt aber wurden die Preise durch diese Methode nicht durch Förder- oder Transportkosten beeinflusst.

---

<sup>220</sup> Ob es zu Strafzahlungen kommen wird, ist noch nicht endgültig geklärt. Zwar werden die von den Versorgern abgenommenen Mengen unter den ToP-Mengen liegen, doch weisen die europäischen Versorger darauf hin, dass Gazprom selbst unter den vereinbarten Bezugsmengen turkmenischen Erdgases geblieben wäre und keinerlei Strafzahlungen an Aschgabat gezahlt hätte. Zudem hätte Gazprom der Ukraine, die ebenfalls nicht die vertraglich zugesicherten Mengen abnehmen konnte, Straffreiheit gewährt. Medienberichten zufolge veranschlagt Gazprom den Rückgang der Gaslieferungen wie folgt: Frankreich (GdF Suez und Total) 21% weniger als vereinbart, Türkei (BOTAS) -25%, Italien (Eni) -34%, Deutschland (RWE und E.on) -44%. Vgl. Deutschen Konzernen drohen Strafzahlungen an Gazprom, Spiegel Online, 28.09.2009, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,651917,00.html#ref=nldt>, 29.09.09; und vgl. Deutschland soll Gazprom für Lieferausfälle zahlen, Russland-Aktuell, 28.09.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1999.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1999.html), 03.10.09.

<sup>221</sup> Vgl. Gasrechnung: E.on muss Strafe zahlen an Gazprom, Russland-Aktuell, 25.01.2010, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2045.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2045.html), 01.02.10.

Damit es zu keiner Konkurrenz zwischen dem preislich differierenden Gas aus demselben Exportland kommen konnte, wurden sogenannte „destination clauses“ vereinbart. Diese Gebietsschutz- und Gewinnbeteiligungsklauseln legten fest, welches Erdgas für welchen Markt bestimmt war und verhinderten, dass Gaskäufer das Erdgas wiederverkauften (so konnte an der Grenze des Exportlandes günstigeres Erdgas für entferntere Märkte nicht mit an der Exportgrenze teureres Gas für nähere Märkte konkurrieren). Wurde das Erdgas trotzdem außerhalb des ursprünglich vorgesehenen Zielmarktes verkauft, musste der Exporteur an dem Gewinn beteiligt werden. Möglichen Preisänderungen bei den Erdgassubstituten wurden durch eine Preisrevisionsklausel in den Verträgen Rechnung getragen (price review clause).<sup>222</sup> Obwohl sich einige Einzelheiten im Laufe der Zeit geändert haben (z. B. wurden von der EU-Kommission die „destination clauses“ abgeschafft), ist das „Groningen-System“ (Langzeitverträge und Preisbindung) von 1962 zum großen Teil bis heute gültig.

Die Struktur des Handels mit Flüssigerdgas war lange ausschließlich (und ist es heute zu einem Großteil immer noch) vom Pipelinegeschäft geprägt mit u. a. langfristigen Verträgen, Take-or-Pay-Klauseln oder Preisbindung an Substitute. Hauptgründe hierfür waren, wie beim Handel über Pipelines, vor allem die sehr hohen Investitionen und geringe LNG-Export- und -Importkapazitäten, die nur wenige Akteure miteinander verbanden. Fallende Preise für LNG-Anlagen, für die Produktion und den Transport von Flüssigerdgas sowie der Markteintritt von neuen Akteuren auf Käufer- und Verkäuferseite haben im LNG-Markt z. T. zur Überwindung dieser Marktinflexibilität geführt. Flexible Verträge mit kürzerer Laufzeit oder der Kauf und Verkauf von LNG im Spotmarkt<sup>223</sup> werden immer häufiger geschlossen, besonders wenn es darum geht, Nachfragespitzen zu befriedigen. Dies wurde durch eine hohe Überkapazität in den 90er Jahren (Asienkrise) und durch die Deregulierung der spanischen und südkoreanischen Märkte zum ersten Mal ermöglicht (in Südkorea wurde die Deregulierung noch nicht komplett umgesetzt). Obwohl ein wahrhaft globaler LNG-Markt noch nicht besteht, verbindet der LNG-Handel die regionalen Erdgasmärkte miteinander – immerhin können Tanker prinzipiell immer den Markt ansteuern, in dem es die besten Preise gibt.

Auf diese Weise sind neben den traditionellen (Pipeline-)Erdgasmärkten, auf die bereits kurz eingegangen worden ist, zwei LNG-Märkte entstanden: ein asiatisch-pazifischer und ein

---

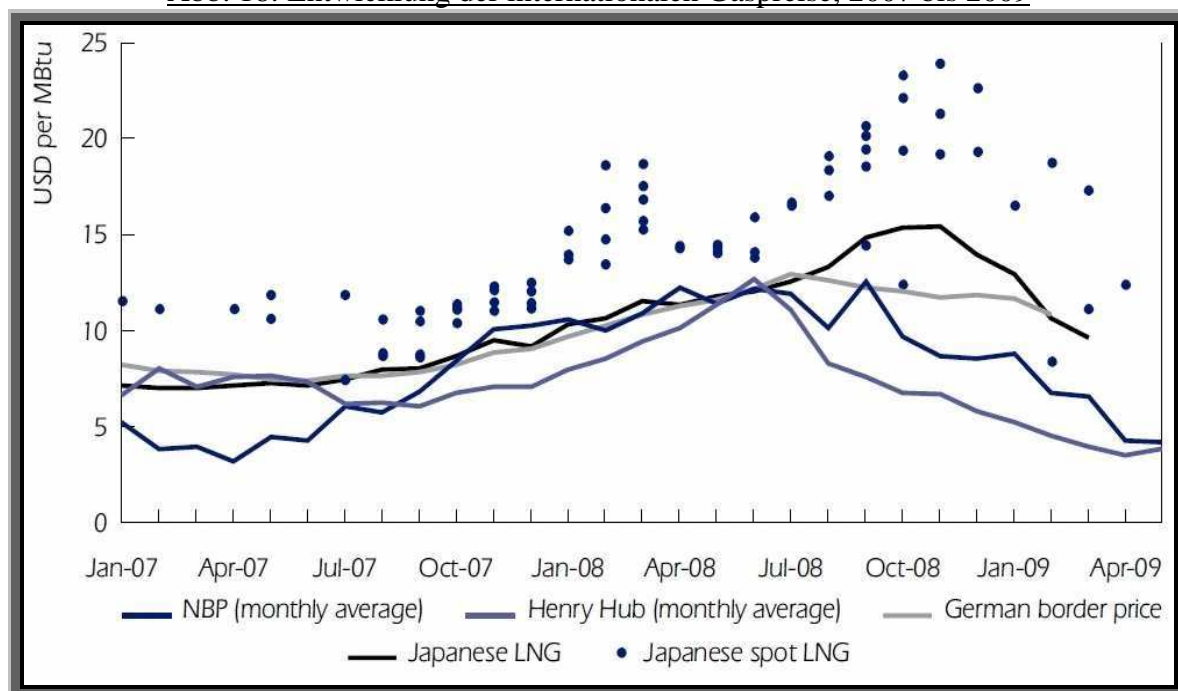
<sup>222</sup> Vgl. Energy Charter Secretariat (Hrsg.): Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas, Brüssel 2007, S. 146ff.

<sup>223</sup> Es sollte zwischen zwei Arten von LNG-Spot-Geschäften unterschieden werden: einerseits gibt es einen sogenannten „LNG spot market“, bei dem z.B. freie Kapazitäten direkt beim Produzenten von Unternehmen oder Staaten gekauft werden können, andererseits können LNG-Lieferungen (die über langfristige Verträge gekauft worden sind) in (nationale) Spot-Märkte (wie in den USA) verkauft werden; vgl. IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 188.



atlantischer Markt. Der asiatisch-pazifische LNG-Markt ist noch sehr von den traditionellen Akteuren Japan und Südkorea geprägt, doch spielen China und Indien, zusammen mit den Vereinigten Staaten (auf Käuferseite) eine immer größere Rolle. China und Indien, obwohl potentiell riesige Märkte für LNG, haben in der Vergangenheit Probleme gehabt, genügend Lieferungen für sich zu sichern, da sie nicht in der Lage waren, die selben hohen Preise wie Japan oder Korea zu zahlen. Generell sind die Preise, die z. B. in China für LNG geboten werden, niedriger als die in anderen asiatischen Staaten. Am atlantischen LNG-Markt nehmen auf Käuferseite hauptsächlich die USA und Europa teil. Der größte Unterschied zwischen beiden Akteuren in diesem Bereich sind die Preismechanismen für LNG: Während man in Europa (und zum größten Teil auch im asiatischen Markt) den LNG-Preis noch auf die eine oder andere Weise am Ölpreis bindet, müssen Verkäufer in den USA (und z. B. in Großbritannien) im Spotmarkt gebildete Preise akzeptieren. Diese Unterschiede in der Preisbildung führen meistens auch zu unterschiedlichen Preisen auf beiden Seiten des Atlantiks. Im atlantischen LNG-Markt hat dies seit einiger Zeit zur stärkeren Ausnutzung der Preisgefälle (Arbitrage) durch die LNG-Exporteure geführt.<sup>224</sup>

Abb. 18: Entwicklung der internationalen Gaspreise, 2007 bis 2009



Quelle: IEA: Natural Gas Market Review 2009, S. 23.

Während nicht im Voraus gesagt werden kann, ob die Erdgaspreise höher oder niedriger sind, wenn sie an den Ölpreis gekoppelt oder am kurzfristigen Markt gebildet werden, zeigen die Märkte auf Grundlage kurzer Verträge und besonders die Spotmärkte eine deutlich höhere Volatilität. Besonders sichtbar ist diese Volatilität an der Gaspreisen bzw. LNG-Preisen vor

<sup>224</sup> Vgl. IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 157ff, 187ff.

und während der Wirtschaftskrise zu beobachten. Während LNG in Japan beispielsweise noch in 2008 für über 20 US\$ pro Million Btu im Spotmarkt gehandelt wurde, bezahlte man Ende 2009 in extremen Fällen nur noch 3 US\$ für die gleiche Menge LNG. Die obere Abbildung zeigt die Entwicklung der Erdgaspreise an einigen wichtigen Märkten bis Mai 2009.

Ähnlich wie in den 90er Jahren, als die Asienkrise zu großen Überkapazitäten sowie entsprechender Liquidität bei LNG führte und es zu verstärktem kurzfristigem Handel kam, wirkt sich die aktuelle Finanz- und Wirtschaftskrise aus. Eine stark nachlassende Nachfrage aus den traditionellen Abnehmern Japan und Südkorea haben zu stark fallenden Preisen im pazifischen LNG-Markt geführt, wovon besonders die Volksrepublik China profitiert hat. Im atlantischen Handel hat die niedrige Gasnachfrage in Nordamerika zu sehr tiefen Preisen geführt, so dass Europa z. T. mit einem günstigen LNG-Angebot überflutet wird. Zusätzlich wird diese Entwicklung dadurch verstärkt, dass eine Vielzahl von LNG-Verflüssigungsanlagen in den vergangenen Monaten on stream gegangen sind und die Liquidität zusätzlich erhöht haben. Die Finanz- und Wirtschaftskrise hat zudem, durch den Wegfall des „Premiums“ v. a. auf asiatisches LNG, zu einer weltweiten Angleichung der LNG-Preise geführt. Erstmals ist so etwas wie ein globaler LNG-Preis zu beobachten.<sup>225</sup>

#### 5.2.4 Volumina und interregionaler Handel: LNG & Pipeline

Die Pipeline ist und wird auf absehbare Zeit die dominante Transportmethode für Erdgas im internationalen Handel bleiben. Allerdings wird Flüssigerdgas in den kommenden Jahren weitere Anteile gewinnen können. Auch der Spothandel innerhalb des Handels mit LNG wird sich voraussichtlich erhöhen. Die IEA geht davon aus, dass der Handel mit Flüssigerdgas in den kommenden fünf Jahren um gut 50% wachsen wird, was dann einem Handelsvolumen von über 410 Bcm p. a. in 2013 entsprechen würde.<sup>226</sup> Die Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise, die für eine sehr hohe Liquidität in den LNG-Märkten gesorgt haben, wird den Spothandel – zumindest vorübergehend – weiter vorantreiben. Aktuell werden etwa 28% des international gehandelten Erdgases als LNG gehandelt. Von diesen 28% werden momentan lediglich ca. 15% in Spotmärkten gehandelt, was jedoch einen deutlichen Anstieg gegenüber den 2% vor zehn Jahren bedeutet.

Im LNG-Markt geht der Trend deutlich in Richtung eines vielleicht nicht globalen, zumindest aber eines interregionalen Marktes. Begleitet wird diese Entwicklung von der deutlichen

---

<sup>225</sup> Vgl. True, Warren R.: Recent reports reveal shifting LNG trends in 2009, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8800989761/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-recent-reports\\_reveal.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8800989761/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-recent-reports_reveal.html), 04.07.09.

<sup>226</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2009, S. 99.

Zunahme des Spothandels und von Verträgen mit kürzeren Laufzeiten, höherer Flexibilität und niedrigeren Volumina pro Vertrag. Die Preisbildung bewegt sich zum Teil weg von der Ölpreisbindung hin zur Bindung an einem Korb verschiedener Energierohstoffe, alternativ aber bildet sich der Preis auch frei nach Angebot und Nachfrage. Eine besondere Rolle bei der Verbindung der regionalen Erdgasmärkte könnte der Nahe und Mittlere Osten spielen, allen voran Katar. Das Emirat verkauft nämlich als einziger bedeutender LNG-Lieferant an alle drei großen Erdgasmärkte (Asien/Europa/Nordamerika). Dabei variieren die Preise katarischen LNGs je nach Käufer: in Japan richtet sich der Preis nach dem Ölpreis (JCC), in USA und in GB an den Spot-Preisen (Henry Hub / National Balancing Point) und im europäischen Festland an den Preisen für Rohöl und Ölprodukten.

Trotzdem dürften in absehbarer Zeit insgesamt langfristige Verträge weiterhin dominieren. Es wird bezweifelt, dass sich im LNG-Markt ein Spotmarkt vergleichbar mit dem für Rohöl bilden wird, wobei der Spothandel einen Gesamtanteil von nicht mehr als 15-30% des LNG-Marktes erreichen dürfte. Als Hauptgrund hierfür wird die geringe Liquidität genannt. Wie knapp die Liquidität in den LNG-Spot-Märkten für gewöhnlich ist, zeigt ein Beispiel von 2003. Als in Japan 17 Kernkraftwerke wegen Zwischenfällen zeitweise heruntergefahren werden mussten, sah sich Tokio gezwungen, den benötigten Strom z. T. mit Gaskraftwerken auszugleichen. Damals reichte der Kauf von 30 LNG-Tankern (innerhalb von sechs Monaten), um den Spot-Markt zeitweise „auszutrocknen“. Wollte man das Liquiditätsproblem lösen, müsste man langfristig für eine hohe ungenutzte Kapazität sorgen, was aufgrund der hohen Investitionen und Instandhaltungskosten nicht ökonomisch wäre.<sup>227</sup>

Die Finanz- und Wirtschaftskrise hat in den letzten Monaten zu einer Umkehrung der Situation geführt. Parallel zu der deutlich gesunkenen Nachfrage, den gesunkenen Rohölpreisen und, mit beidem verbunden, den gesunkenen Erdgaspreisen (Pipeline und LNG sowie bei Langzeitverträgen und kurzfristigem Handel) sind in den letzten Monaten mehrere große LNG-Verflüssigungsprojekte on stream gegangen. Dies hat zu einer sehr hohen Liquidität in den LNG-Märkten geführt und zu weiter sinkenden Preisen. Zum Teil bestand in letzter Zeit das Kuriosum, dass LNG gegenüber Pipelinegas preislich niedriger lag. Da zudem die USA nicht in der Lage waren, die zusätzlichen LNG-Mengen im Markt zu absorbieren, hat besonders Europa von günstigem LNG profitiert (wenn auch die Verpflichtungen aus ToP-Verträgen den LNG-Zukäufen Grenzen gesetzt haben). Laut des European LNG Reports der Firma Waterborne haben allein im Juli 2009 die LNG-Lieferungen für den europäischen

---

<sup>227</sup> Vgl. Ders., Security of Gas Supply in Open Markets, S. 169, 187ff, 190, 192.

Markt gegenüber dem selben Monat im Vorjahr um mehr als 40% zugenommen<sup>228</sup>, trotz der insgesamt niedrigeren Gasnachfrage.

#### **Verdichtung 6 (5.2)**

Kostensenkungen bei dem Pipeline- und v. a. LNG-Transport machen den Bezug aus immer weiter entfernten Erdgasquellen wirtschaftlich. Besondere Auswirkungen könnte der steigende Anteil von LNG auf den traditionellen Erdgashandel haben, der bisher von dem „*Groningen System*“ (langfristige ToP-Verträge und Preisbindung) geprägt war. Obwohl der Handel mit LNG noch zum größten Teil von den traditionellen Mustern geprägt ist, steigt der Anteil kurzer Verträge, des Spot-Marktes und freier Preisbildung. Neben den Kostensenkungen verändert LNG den Gashandel durch den Markteintritt vieler neuer Akteure sowohl auf der exportierenden als auch auf der importierenden Seite. Die aktuelle Wirtschaftskrise hat die Liquidität im Markt stark erhöht, was zumindest zeitweise zu einer Stärkung der neuen Muster im Gashandel geführt hat. Eine langfristige Veränderung des Gashandels könnte bedeuten, dass der Gaspreis dann hoch ist, wenn der Gasbedarf steigt oder die LNG-Versorgung aus anderen Gründen knapp ist (z. B. politisch motivierte Drosselung der Produktion). Der Gasmarkt hätte insgesamt eine größere Ähnlichkeit mit dem heutigen Rohölmarkt.

### **5.3 Fazit zum Gasmarkt**

Das Kapitel hat gezeigt, dass der Erdgasmarkt immer noch überwiegend regional und durch langfristige ToP-Verträge geprägt ist, jedoch von LNG als Transportmethode und vom steigenden kurzfristigen Handel möglicherweise nachhaltig verändert werden könnte. Wie weit sich der Markt tatsächlich verändern wird und ob die aktuelle krisenbedingte Situation eine Ausnahmeerscheinung oder eine Beschleunigung der vorhandenen Trends darstellt, wird sich noch zeigen müssen. Es stellt sich nämlich die Frage, warum v. a. langfristige ToP-Verträge zugunsten eines reinen Spotmarktes ersetzt werden sollten bzw. ob dies überhaupt möglich ist. Die wichtigsten Akteure zumindest, die über solche ToP-Verträge verbunden sind – nämlich große (staatliche) Exporteure und große Importeure –, profitieren von dieser Struktur in vielerlei Hinsicht. Einerseits übernimmt jede Seite klare Risiken (Preis- bzw. Mengenkosten) und erhält weitestgehend eine gewisse Planungssicherheit. Andererseits sichern sich Exporteure auf diese Weise auf lange Zeit Absatzmärkte und Importeure können, zumindest indirekt, Zugang zu den sonst möglicherweise unerreichbaren Reserven im Produktionsland erhalten. Außerdem verringern diese Verträge auf beiden Seiten die Konkurrenz mit Dritten, indem sie diesen den Zugang zu den Märkten oder Reserven

---

<sup>228</sup> Vgl. Europe's LNG imports for July, August to set record, in: Oil & Gas Journal (Online), 29.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5293603743/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-europe\\_s-lng\\_imports.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5293603743/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-europe_s-lng_imports.html), 30.07.09.

erschweren (ein Grund, weshalb die EU-Kommission langfristigen Verträgen ablehnend gegenübersteht).

Dagegen spricht kaum etwas gegen eine steigende Nutzung von LNG als reine Transportmethode, sofern es wirtschaftlich Sinn macht. Natürlich können LNG-Tanker theoretisch jederzeit den Kurs auf lukrativere Märkte ändern. Dies bedeutet, dass eine LNG-Lieferung nie wirklich angekommen ist, bis die LNG-Ladung am Hafen gelöscht ist – weswegen man LNG auch oft als ein zweiseitiges Schwert bezeichnet. Es zeigt sich aber, dass ein LNG-Terminal ohne langfristige Vertragsbindungen in vielen Fällen von geringem Wert und mit hohem Risiko verbunden ist. LNG-Überkapazitäten können allerdings auf den Märkten angeboten werden und bei freier Preisbildung in einem Spotmarkt die Situation von Angebot und Nachfrage widerspiegeln. Ein Garant für niedrige Preise sind solche Märkte jedoch nicht, da die Lieferungen ausschließlich dorthin gehen werden, wo die Preise am höchsten sind. In der aktuellen Weltkrise allerdings, in der die Nachfrage und die Preise bereits niedrig und die USA für den Augenblick als Käufer praktisch ausgeschieden sind, kann man gerade in Europa davon profitieren, dass LNG-Spotlieferungen nur zwei statt drei große Märkte zur Auswahl stehen.<sup>229</sup>

Rohöl ist ein weltweit gehandelter Rohstoff, der frei und jederzeit über Spotmärkte gekauft werden kann. Es macht hierbei also keinen wesentlichen Unterschied, von wem man konkret Rohöl kauft, da es einen globalen und weitestgehend liquiden Markt hierfür gibt. Wenn man aus irgend einem Grund von einem Exporteur „A“ nicht kaufen will oder kann, kauft man bei einem anderen Exporteur „B“ und hat – solange Exporteur „A“ an einen anderen verkaufen kann – nur eventuell die zusätzlichen Transportkosten zu tragen. Wenn aber Exporteur „A“ überhaupt nicht verkaufen will oder kann, steigt der Ölpreis – für alle Marktteilnehmer. Mit einer Entwicklung des Erdgasmarktes in diese Richtung ist in den kommenden Jahren nicht zu rechnen. Langfristig aber wäre diese Entwicklung denkbar.

---

<sup>229</sup> Vgl. Powell, William: Roller Coaster Ride for Gas.

## **6. Die Europäische Union**

Der Europäischen Union kommt in dieser Arbeit eine zentrale Rolle zu. Als wichtigster Konsument im eurasischen Teilmarkt ist sie in dieser Arbeit Ausgangspunkt für die Betrachtungen über die Energiesicherheit in Bezug auf Erdgas.

Die Europäische Union ist bereits heute auf Importe angewiesen. Die Lage der EU wird in Zukunft voraussichtlich komplizierter werden. In Kapitel 4 wurde bereits gezeigt, dass die rohstoffseitige Verfügbarkeit global gut ist, aber die EU nicht selbst über genügend Erdgas verfügt, um ihren Bedarf zu decken. Ein erhöhter globaler, zumindest aber interregionaler, Wettbewerb um den Zugang zu den Erdgaslagerstätten kommt, wie in Kapitel 5 gezeigt, noch hinzu. Wie dieses Kapitel ausführlich zeigen wird, verschärft sich die Situation u. a. durch einen gleichzeitigen Rückgang des eigenen Fördervolumens und dadurch bedingter erhöhter Importabhängigkeit.

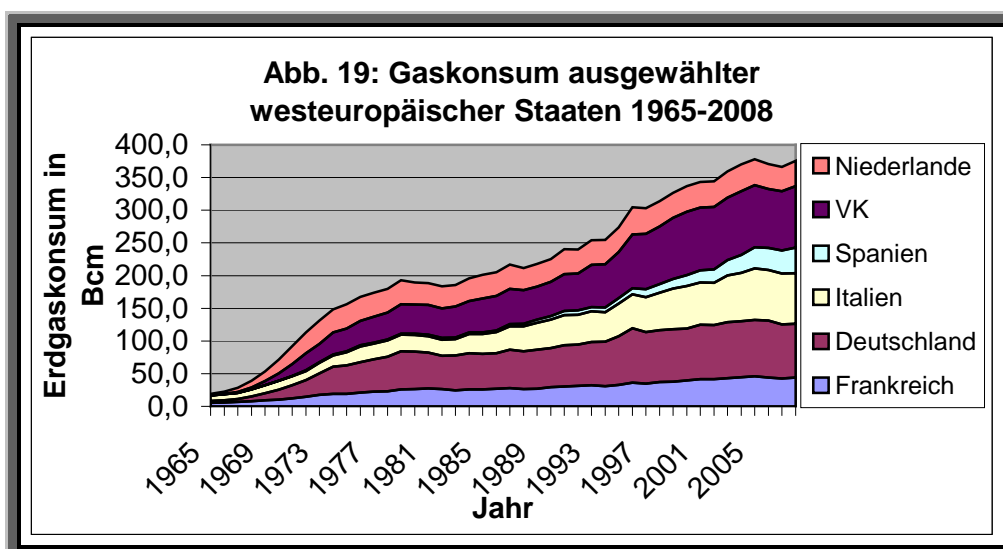
Auf den folgenden Seiten soll nun ein detaillierterer Blick auf die europäische Situation geworfen werden. Begonnen wird mit einer kurzen historischen Betrachtung der europäischen Erdgasversorgung, um die Entwicklung derselben nachvollziehen zu können. Anschließend wird gründlich auf die aktuelle Erdgasversorgung der EU eingegangen. Hierbei werden v. a. die wichtigsten Erdgaslieferanten und deren Exportrouten nach Europa berücksichtigt. Darauf folgen auf der Akteursebene die Interessen der EU bzw. möglicherweise divergierende Interessen zwischen einzelnen EU-Mitgliedern. Das Kapitel soll ebenfalls einen Überblick der EU-Gesetzgebung und der Teilakteure auf europäischer Ebene verschaffen. Schwerpunkt in diesem Teil wird die Energiepolitik der EU sowie ihre unterschiedlichen Ziele in diesem Bereich sein, besonders das Ziel der Versorgungssicherheit. Neben den verschiedenen Energieinfrastrukturprojekten der EU, soll ebenfalls ausführlich auf die Energieaußenbeziehungen der Union eingegangen werden.

### **6.1 Historische Entwicklung der EU-Erdgasversorgung**

Eine historische Betrachtung der Erdgasversorgung der EU gestaltet sich wegen der sich ändernden Zusammensetzung ihrer Mitglieder schwer. Heute zählt die EU 27 Mitglieder, die bedingt durch ihre Geschichte eine unterschiedliche Entwicklung im Bereich der Erdgasversorgung durchlaufen haben. Für eine detaillierte Auseinandersetzung mit der Entwicklung jedes der einzelnen Mitglieder ist in dieser Arbeit kein Platz – sie ist aber auch nicht zwingend notwendig. Grob kann man zwischen zwei bzw. drei Gruppen unterscheiden: einer Gruppe westlicher Staaten, der Sowjetunion und deren Satellitenstaaten. Bei den

westlichen Staaten handelt es sich um die ehemaligen Mitglieder der „EU-15“, vor der Erweiterungsrunde 2004. Die drei Baltischen Staaten Estland, Lettland und Litauen sind die einzigen EU-Mitglieder, die ehemals zur Sowjetunion gehörten. Bei der dritten Staatengruppe handelt es sich hauptsächlich um die EU-Staaten, die früher Mitglieder des Rats für Gegenseitige Wirtschaftshilfe (RGW) waren.

In den großen westlichen Ländern Europas, wie Frankreich, (West-) Deutschland, Italien, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich, begann man bereits vor den 1960er Jahren, Erdgas in relevanten Mengen lokal zu fördern und zu verbrauchen. Größere Erdgasfunde Ende der 1950er und in den 1960er Jahren, allen voran in den Niederlanden, aber auch im Vereinigten Königreich und in Norddeutschland, führten zur Herausbildung eines ersten europäischen Erdgasmarktes mit grenzüberschreitendem Handel. Das Zentrum dieses ersten internationalen Erdgasmarktes auf europäischen Boden war das niederländische Groningen-Erdgasfeld, das ab 1959 Erdgas für bis zu sieben Staaten lieferte. Um die Erdgasimporte zu diversifizieren, begannen das Vereinigte Königreich und Frankreich bereits 1964 mit dem Import von Flüssigerdgas aus Algerien. In den weiteren Jahren folgten andere Staaten wie Italien und Spanien diesem Beispiel (wenn auch in sehr geringen Mengen), teilweise auch mit libyschen LNG. Die Ölkrise der 70er Jahre führte dazu, dass einige Staaten verstärkt auf die Nutzung von Erdgas setzten. Hierbei handelte es sich wie bereits erwähnt hauptsächlich um den Versuch, Öl so weit wie möglich durch alternative Energieträger wie Erdgas zu substituieren, besonders in der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

Der angestiegene Erdgasbedarf musste bereits in den 1970er Jahren zunehmend mit importiertem Erdgas gedeckt werden, wobei neue Funde in der britischen, niederländischen, dänischen und v. a. norwegischen Nordsee die Versorgung mit regionalem Erdgas

ermöglichten. Der Importbedarf vieler anderer westeuropäischer Staaten wuchs dabei kontinuierlich an. So vergrößerte sich beispielsweise die Lücke zwischen Erdgasförderung und Erdgasbedarf im Laufe der 70er in Deutschland, Italien und Österreich erheblich. Gemessen am jährlichen Gesamtbedarf vergrößerte sich in Deutschland von 1971 bis 1980 die Importquote von 30,3% auf 67,8%, in Italien von 12,2% auf 55,1% und in Österreich von 42,3% auf 59,8%.<sup>230</sup> Norwegen etablierte sich damals durch den Bau zweier Erdgaspipelines als europäische Exportnation und belieferte seitdem das Vereinigte Königreich und Kontinentaleuropa.

Zu ungefähr der gleichen Zeit begann auch sowjetisches Erdgas, die westlichen europäischen Nationen zu erreichen. Die UdSSR versorgte bereits ab 1967/68 ihre westlichen Gebiete durch eine Pipeline (russ. „Bratsvo“, engl. „Brotherhood“ oder manchmal auch „Fraternity“, dt. meistens „Bruderschaft“), die bis in die Ukraine reichte. Durch den Bau weiterer Pipelines erreichte ab 1970 zum ersten Mal sowjetisches Gas Westeuropa über die damalige Tschechoslowakei (die jeweiligen nationalen Pipelineabschnitte tragen verschiedene Namen). Trotz des sich entfaltenden Kalten Krieges erhöhten sich in den 80er Jahren die Gasimporte westlicher Länder aus der Sowjetunion kontinuierlich, um den steigenden Bedarf zu decken.<sup>231</sup>

Die Zusammenarbeit europäischer NATO-Mitglieder mit der Sowjetunion wurde damals von vielen, allen voran den USA, sehr kritisch betrachtet. Bereits die ersten Gasverträge zwischen westlichen europäischen Unternehmen und der UdSSR Ende der 60er und in den 70er Jahren (1969/70 erster Gasvertrag mit der deutschen Ruhrgas nach Muster des österreichischen Gasvertrages von 1968) hatten Sorgen über eine mögliche politische Erpressbarkeit Europas und entsprechenden Widerstand auf der anderen Seite des Atlantiks aufkommen lassen. Bekannt wurden die Gasgeschäfte zwischen Europäern (besonders Deutschland) und Sowjets als sogenannte „Röhrengeschäfte“ oder auch „Erdgas-Röhren-Geschäfte“. Bei diesen Geschäften liehen z. B. deutsche Banken der Sowjetunion Geld, mit dem deutsche Großröhren gekauft wurden, um Pipelines nach (West-) Europa zu bauen. Die Kredite konnten dann durch die Erlöse aus dem Gasverkauf bezahlt werden.

Besonders kritisch diskutiert wurde der „vierte Gasvertrag“ zu Beginn der 80er Jahre, durch den die jährlichen Erdgaslieferungen aus der UdSSR nach Europa, aber besonders nach

---

<sup>230</sup> Vgl. BP p.l.c.: Statistical Review of World Energy Workbook 2009, o.O. 2009; für Österreich vgl. Statistik Austria: Gesamtenergiebilanz, unter: [http://www.statistik.at/web\\_de/static/gesamtenergiebilanz\\_022710.xls](http://www.statistik.at/web_de/static/gesamtenergiebilanz_022710.xls), 08.01.09.

<sup>231</sup> Vgl. Bothe, David / Seeliger, Andreas: Forecasting European Gas Supply. Selected results from EUGAS model and historical verification, EWI Working Paper, Nr. 05.01, Köln 2005, S. 7f.



Deutschland, substantiell erhöht wurden (für Deutschland von 9,5 Bcm – kumuliert für die ersten drei Verträge – auf dann 17,5 Bcm vertraglich abzunehmenden Erdgas<sup>232</sup>). Neben der Erhöhung der Gasmengen, war v. a. die herrschende politische Lage der Grund für die Kontroverse über den neuen Gasvertrag. Die damalige US-Regierung unter Reagan fuhr eine konfrontative Außenpolitik gegen die Sowjetunion, die 1979 in Afghanistan eingefallen war. Die USA lehnten weitere Erdgasimporte aus der UdSSR unter Verweis auf die steigende Importabhängigkeit und damit verbundener politischer Erpressbarkeit ihrer europäischen NATO-Verbündeten ab. Hauptgrund für den Widerstand Washingtons aber dürfte gewesen sein, dass Moskau durch die neuen Verträge Zugang zu dringend benötigter Fördertechnik und zu noch dringender benötigten harten Devisen gewann.<sup>233</sup> Die Europäer jedoch setzten sich über den Widerstand der USA hinweg. Damit ließ man gleichzeitig auch ein von Washington bereits unter der Regierung Carter ausgesprochenes Exportembargo für Großröhren außer Acht. Dagegen hatte sich Europa noch an einem ähnlichen Embargo beteiligt, das 1963 bis 1966 bestanden hatte.<sup>234</sup>

Ergänzt wurden die Gasimporte aus der UdSSR v. a. durch Gas aus Algerien. Dieses Erdgas gelang durch eine Pipeline nach Italien (Transmed-Pipeline, erste Lieferungen 1983), aber auch als LNG nach Belgien, Spanien und Frankreich. Während sich heute Russland, Algerien und Norwegen als wichtigste Erdgaslieferanten für diese westeuropäischen Staaten etabliert haben, kommt den Niederlanden lediglich noch die Rolle eines eingeschränkten Swing-Suppliers<sup>235</sup> zu.<sup>236</sup>

Die Verwendung von Erdgas in größeren Mengen verlief in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion und den europäischen Mitgliedern des RGW ähnlich (wobei in der UdSSR Erdgas in kleineren Mengen bereits viel früher zum Einsatz kam). Dies lag in erster Linie daran, dass die Sowjetunion im RGW nicht nur politisch, sondern auch ökonomisch

---

<sup>232</sup> Erdgasvolumina vgl. E.ON Ruhrgas AG: Erdgas-Röhren-Geschäft, unter: <http://www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-18E535EF-0BA8ABCA/er-corporate/hs.xsl/4925.htm>, 02.01.2009.

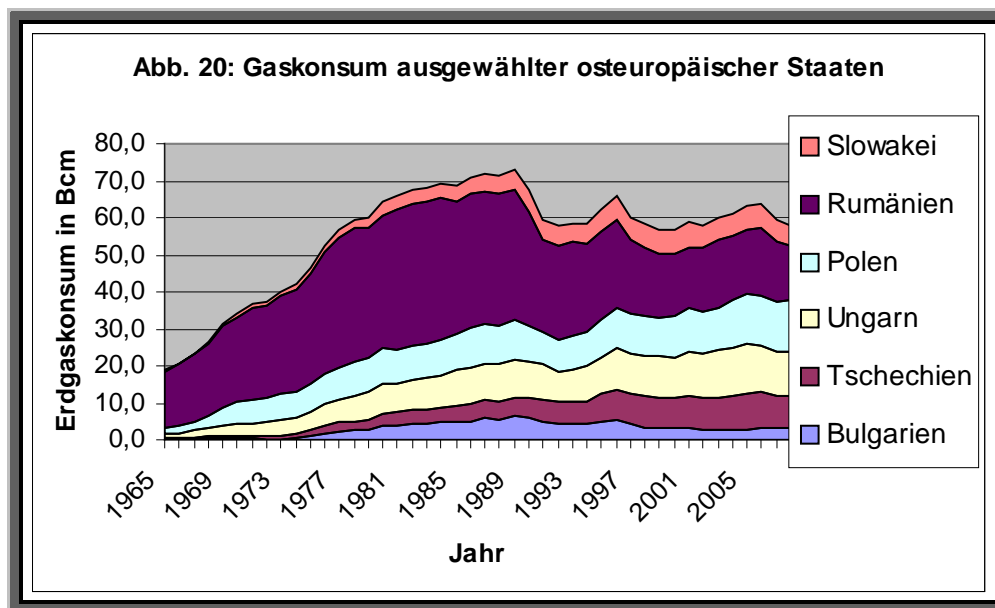
<sup>233</sup> Im Jahr 1980 verdiente die UdSSR durch ihre Gasexporte rund 14,7 Milliarden US-Dollar, was 62,3% ihrer Einkünfte in harter Währung ausmachte, vgl. Victor, Nadejda M. / Victor, David G.: Bypassing Ukraine: exporting Russian gas to Poland and Germany, in: Victor, David G./ Jaffe, Amy M./ Hayes, Mark H. (Hrsg.), *Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040*, Cambridge 2006, S. 132.

<sup>234</sup> zur Problematik der damaligen Diskussion u. a. vgl. Matthies, Klaus: Soviet Natural Gas – A Threat to Western Europe's Security?, in: *Intereconomics*, Vol. 16, Nr. 5, September/Okttober 1981, S. 203-206; vgl. „Neue Leitung nach Moskau. Das unselige Röhrenembargo ist vergessen“, in: *Die Zeit*, 16.05.1969, Nr. 20; vgl. Kemmer, Heinz-Günter: „Energie-Vasall Bundesrepublik? Sowjetisches Erdgas gegen deutsche Röhren: Bonn setzt auf russische Profit-Interessen und europäische Not-Reserven“, in: *Die Zeit*, 20. November 1981, Nr. 48; vgl. Kemmer, Heinz-Günter: „Schadenfreude in Washington. Hat sich Europa übernommen?“, in: *Die Zeit*, 22. April 1983, Nr. 17.

<sup>235</sup> Ein „swing-supplier“ oder „swing-producer“ kann aufgrund der günstigen Förderbedingungen und freier Förderkapazitäten als maßgeblicher Akteur Marktschwankungen ausgleichen.

<sup>236</sup> Vgl. Bothe, David / Seeliger, Andreas: *Forecasting European Gas Supply. Selected results from EUGAS model and historical verification*, S. 7f.

dominierte. Gleichzeitig bestand eines der Hauptziele des RGW in der schrittweisen wirtschaftlichen Annäherung der Staaten, was zur Übernahme sowjetischer Strukturen durch die übrigen RGW Mitglieder führte. So wirkte sich der in den sowjetischen Modernisierungsplänen ab 1956 beschlossene Aufbau der Erdgaswirtschaft nicht nur auf die sowjetischen Staaten Estland, Lettland und Litauen, sondern ebenfalls auf die damalige Tschechoslowakei, Polen, Ungarn, Rumänien und Bulgarien aus.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

Dies führte bei diesen Staaten zu einer verstärkten Nutzung von Erdgas, besonders aber zu einer früh einsetzenden, starken infrastrukturellen Anbindung an die zum größten Teil in Russland gelegenen Erdgaslager. Erste Gaslieferungen aus der UdSSR gelangten ab 1968 via Bruderschaft-Pipeline (Bratsvo) über Ukraine in die Tschechoslowakei (und später von dort aus über Verlängerungen nach Österreich und Deutschland). Neben Bruderschaft versorgten kleinere Pipelines Polen und Ungarn, ab den 70er Jahren auch Bulgarien und später verstärkt Rumänien, wo die heimische Erdgasproduktion nicht mehr in der Lage war den Bedarf zu decken. Bis zur Ölkrise 1973 war die sowjetische Gaswirtschaft primär auf den Gebrauch des Gases innerhalb der UdSSR und für die RGW Staaten konzipiert.

Dies änderte sich als die Rohölpreise stiegen und Westeuropa auf Erdgas als Ölsubstitut setzte. Die ebenfalls steigenden Erdgaspreise wirkten sich auf die RGW Mitglieder erst später aus, da die sowjetischen Satellitenstaaten die UdSSR mit Waren und Dienstleistungen bezahlen und die Energieträger außerdem zu einem viel niedrigerem Preis beziehen konnten.<sup>237</sup> Die DDR z. B. durfte ihre Energielieferungen mit dem Bau von Wohnungen und

<sup>237</sup> Vgl. Victor, Nadejda M. / Victor, David G.: Bypassing, S. 130ff.

Pipelines in der Sowjetunion aufrechnen und zahlte darüber hinaus nur 29% des Weltmarktpreises.<sup>238</sup>

Nach dem Zerfall der UdSSR übernahm Russland die dominierende Position der Sowjetunion bei der Belieferung der ehemaligen Satellitenstaaten. Waren die ehemaligen RGW-Staaten durch besondere Gasbeziehungen zur UdSSR bevorzugt worden und weitestgehend von den starken Preisschwankungen im Energieweltmarkt abgeschirmt, hat sich dies nach dem Ende des Ost-West-Konflikts geändert. Die Integration der ehemaligen sowjetischen Satellitenstaaten in westliche Organisationen hat der Belieferung mit russischen Energieträgern zu niedrigeren Preisen in den meisten Fällen ein Ende gesetzt<sup>239</sup>. Die fast exklusive infrastrukturelle Anbindung an Russland über Pipelines aber blieb. Im Gegensatz zu früher, mussten die Pipelines jedoch nun unabhängig gewordene Staaten durchqueren, allen voran die Ukraine, um die westlich gelegenen Absatzmärkte zu erreichen. Heute sehen viele neue EU-Mitglieder die Abhängigkeit von russischem Erdgas, die bei einigen Mitgliedsstaaten 100% beträgt, als großes Problem.

#### **Verdichtung 7 (6.1)**

Westeuropäische Staaten erweiterten v. a. in den 70er den Anteil von Erdgas an der Energiematrix bewusst, um die Energieversorgung zu diversifizieren. Erdgas nahm als Folge im Laufe der Zeit an Bedeutung zu. Sehr bald musste die eigene Förderung durch Importe ergänzt werden, erst aus dem europäischen Ausland, bald auch aus der UdSSR und Nordafrika. Insgesamt war die Diversifizierung der Importe von Anfang an recht gut. In den sowjetischen und osteuropäischen Staaten dagegen wurde die Erdgasversorgung zentral geplant und verordnet, was eine enge infrastrukturelle Verflechtung und eine einseitige Ausrichtung als Folge hatte. Dadurch können bis heute viele osteuropäische Staaten nur aus Russland kommendes Erdgas beziehen, was sie potentiell anfälliger für Störungen ihrer Gasversorgung macht.

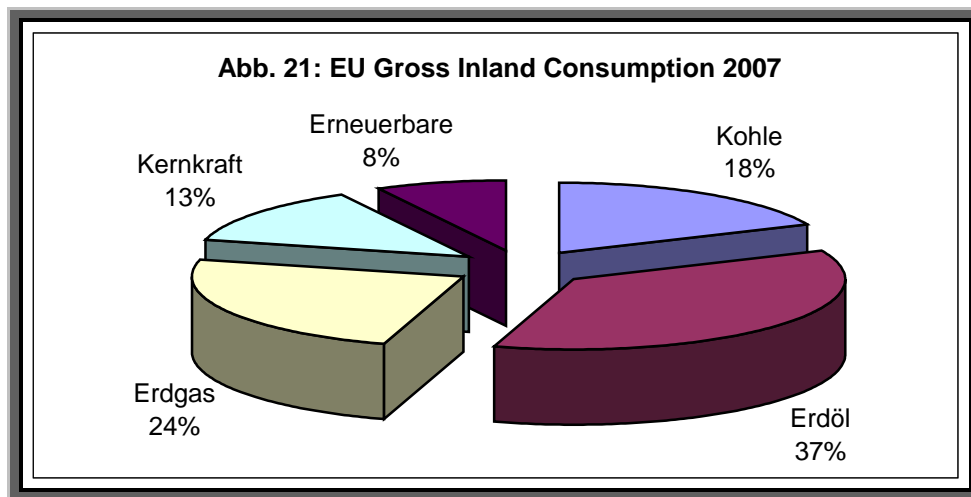
### **6.2 Die aktuelle Versorgungssituation der Europäischen Union**

Erdgas stellte im Jahr 2007 EU-weit ca. 24% des Energieverbrauchs und konnte somit seinen Anteil in den letzten Jahrzehnten deutlich steigern (1965 betrug der Anteil von Erdgas noch 4%, 1975 bereits 14%, 1985 und 1995 entsprechend 17% und 20%<sup>240</sup>).

<sup>238</sup> Vgl. Kemmer, Heinz-Günter: „Lecks in den Lebensadern“, in: Die Zeit, 23. November 1990, Nr. 48, unter: <http://www.zeit.de/1990/48/Lecks-in-den-Lebensadern>, 02.01.2009.

<sup>239</sup> Einige Staaten beziehen weiterhin Erdgas zu niedrigeren Preisen. Diese Staaten haben hierfür oft Russland die Kontrolle über Versorgungsunternehmen und/oder Infrastruktur überlassen.

<sup>240</sup> Vgl. BP p.l.c.: Statistical Review of World Energy Workbook 2009.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

Unter den EU-Mitgliedern schwankt allerdings der Anteil des Erdgases an der Energieversorgung teilweise erheblich. Den höchsten Anteil an der Primärenergie stellt Erdgas in Ungarn (39,6%), den Niederlanden (39,5%) und Italien (37,9%), den niedrigsten Anteil haben Griechenland (10%), Finnland (9,9%) und Schweden (1,8%) – Malta und Zypern verbrauchen gar kein Erdgas (alle Werte für 2007).<sup>241</sup>

Im Jahr 2007 konsumierte die EU der 27 deutlich mehr Erdgas, als innerhalb der Gemeinschaft gefördert wurde. Insgesamt gut 480 Bcm Erdgas (ca. 432 mtoe) wurden durch die Mitgliedstaaten verbraucht, sie förderten jedoch nur 186 Bcm (167 mtoe) oder 38,7% des Bedarfs. Damit musste der Rest in Höhe von gut 295 Bcm (netto) importiert werden, um den Bedarf zu decken.<sup>242</sup> Wie in Kapitel 4 bereits gezeigt, reichen die Reserven und Ressourcen der Europäischen Union nicht zur Befriedigung des langfristigen Bedarfs aus. Für den rein theoretischen Fall, dass die EU die eigene Produktion so hochfahren könnte, dass sie ihren jährlichen Bedarf aus eigener Kraft komplett decken könnte, würden die Reserven und Ressourcen an konventionellen Erdgasen kaum über 2030 hinaus reichen. Allerdings kann die EU ihren Bedarf nicht durch eigene Förderung decken. Mehr noch: der Trend zeigt seit Jahren eine Abwärtsbewegung der Produktionskurve.

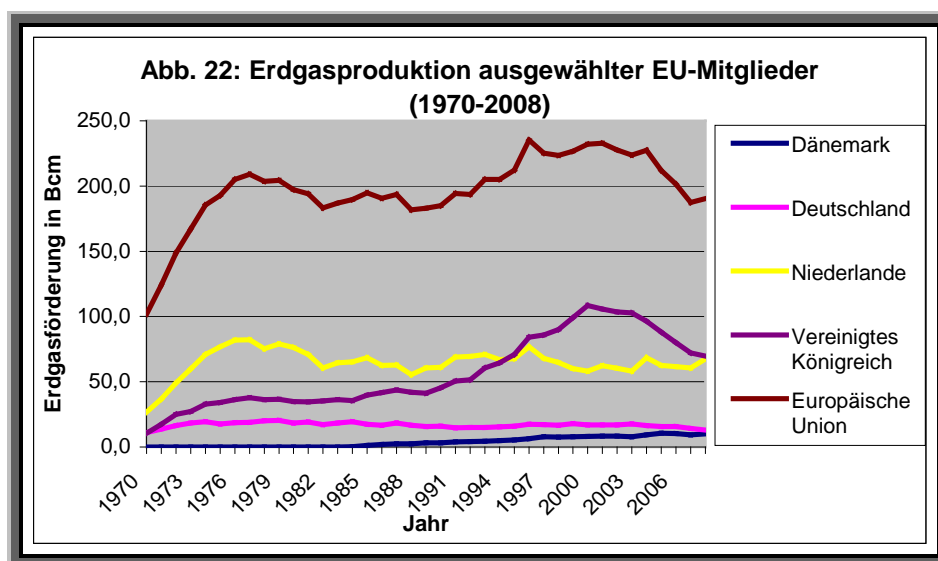
Die Erdgasförderung geht dabei nicht in allen EU-Staaten gleichermaßen zurück, was zu einem Teil mit der jeweiligen Ressourcenbasis bzw. der laufenden Erschließung neuer Erdgaslager zu tun hat. Großen Einfluss hat aber auch die Förderpolitik der jeweiligen EU-Mitglieder. In der unteren Grafik (Abb. 22) fallen besonders die zwei Kurven ins Auge, die für die Erdgasproduktion des Vereinigten Königreichs und den Niederlanden stehen. Zusammen stellten diese beiden EU-Mitglieder im Jahr 2007 über 70% des Fördervolumens

<sup>241</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 10, 122, 164, 234, 262, 360, 374.

<sup>242</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 10.

der EU. Doch während die Erdgasförderung in den Niederlanden seit Mitte der 1970er Jahren relativ konstant geblieben ist, zeigt die Kurve des Vereinigten Königreichs einen starken Anstieg zu Beginn der 90er und den (vorläufigen) Höhepunkt im Jahr 2000. Nach Erreichen dieses Höhepunktes setzt eine starke Abwärtsbewegung ein, die dazu führte, dass 2004 im VK zum ersten Mal seit 1994 mehr Erdgas verbraucht, als produziert wurde. Ab 2010 rechnet London damit, dass rund 50% des Erdgasbedarfs durch Importe gedeckt werden müssen, bis 2020 sogar 80%.<sup>243</sup> Im Gegensatz zu der Erdgasförderung der Niederlande, bei der man davon ausgeht, dass sie sich mindestens in den kommenden 15-20 Jahre auf dem heutigen Niveau halten wird, wird die Produktion im VK voraussichtlich also weiter abnehmen.

Eines der Gründe für die unterschiedliche Entwicklung der Erdgasproduktion in diesen beiden Ländern ist die jeweilige Förderpolitik. Während man im VK eine Politik verfolgte, bei der so schnell und so viel Erdgas gefördert wurde wie möglich, hat man in den Niederlande auf einen möglichst langen Förderzeitraum Wert gelegt. Ziel war es, langfristig die Einnahmen aus der Erdgasproduktion und die Eigenschaft der Niederlande als Swing-Supplier zu erhalten. Zu diesem Zweck beschloss man in den Niederlanden, die Produktion kleinerer Erdgasfelder auf Kosten des riesigen Groningen-Erdgasfeldes, das gut 50% der niederländischen Erdgasproduktion verantwortet, auszuweiten. Die sogenannte „*small-fields-policy*“ hat Erdgasproduzenten ermutigt, kleinere Erdgasfelder zu erschließen. Unterstützt werden sie dadurch, dass die Förderung aus dem Groningen-Erdgasfeld in dem Maße zurückgefahren wird, in dem die Förderung der kleineren Felder ausgeweitet wird.<sup>244</sup>

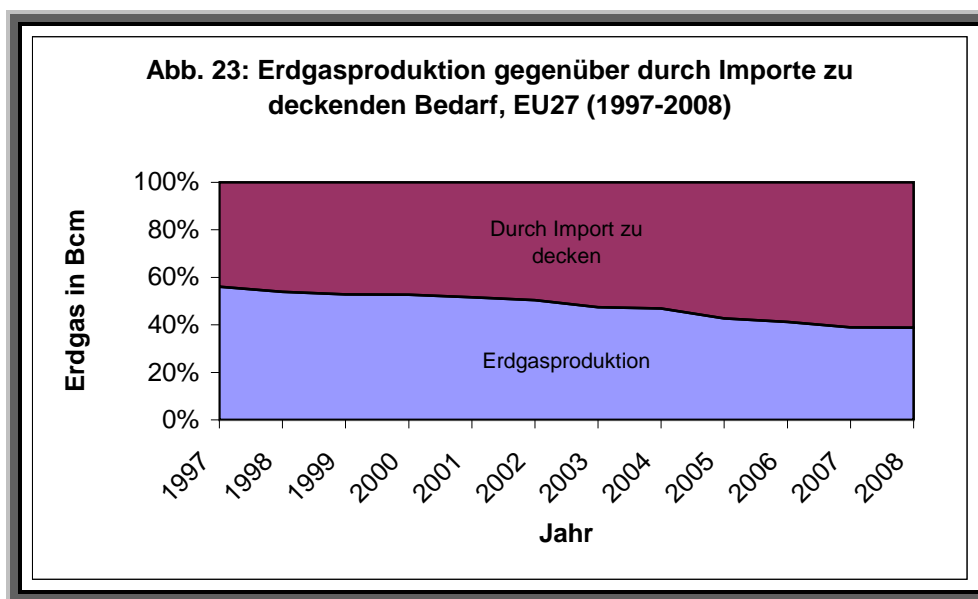


Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

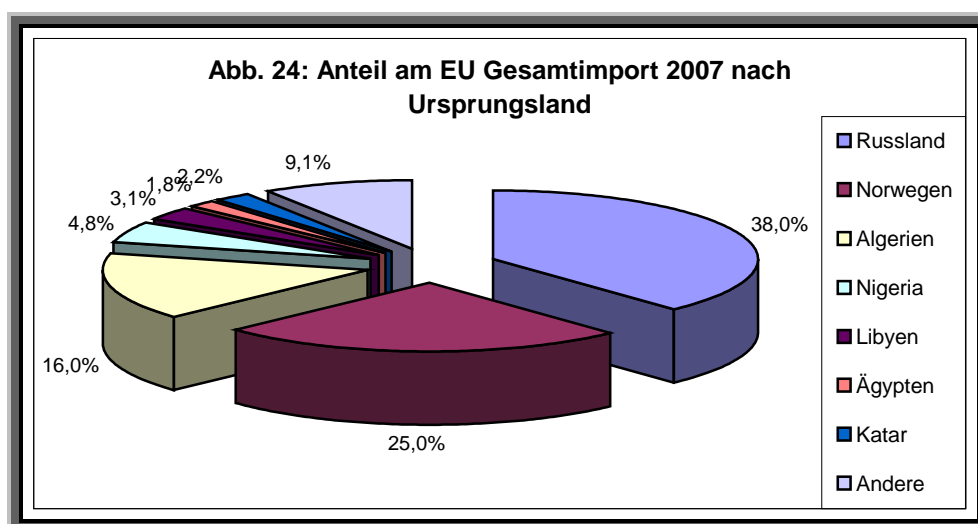
<sup>243</sup> Vgl. The Parliamentary Office of Science and Technology: The Future of UK Gas Supplies, Postnote, Oktober 2004, Nr. 230, unter: <http://www.parliament.uk/documents/upload/POSTpn230.pdf>, 10.01.2009.

<sup>244</sup> Vgl. Mahan, Amy (Hrsg.): Natural gas supply for the EU in the short to medium term, Clingendael International Energy Programme, Den Haag 2004, S. 10f.

Während die EU-Erdgasförderung seit einiger Zeit abnimmt und der Bedarf zumindest konstant bleibt, ist das Einzige was seit Jahrzehnten stetig ansteigt lediglich der Erdgasimport. Der Importanteil der EU-Staaten unterscheidet sich dabei nach Höhe und Ursprung teilweise beträchtlich. Abbildung 23 zeigt die Entwicklung des durch Erdgasimporte zu deckenden Erdgasbedarfs der EU von 1997 bis 2008. Die wichtigsten Erdgaslieferanten der EU sind die Russische Föderation, Norwegen und Algerien. In Zahlen ausgedrückt stellten diese Staaten 2007 entsprechend 38%, 25% und 16% des von der EU importierten Erdgases.<sup>245</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

Auf der Ebene der EU scheint die Erdgasversorgung zumindest von keinem einzelnen Lieferanten dominiert zu werden, obwohl der russische Anteil von knapp 38% sehr hoch ist. Der Wert relativiert sich jedoch, wenn man bedenkt, dass diese 38% lediglich 23,3% des

<sup>245</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17.

insgesamt verbrauchten Erdgases in der EU bzw. 5,6% der verbrauchten Primärenergie darstellte.<sup>246</sup> Auf der Ebene der einzelnen EU-Staaten jedoch, zeichnet sich ein anderes Bild ab. Im Folgenden sollen die wichtigsten Erdgaslieferanten der EU und ihre Stellung in einzelnen EU-Staaten untersucht werden. Hierbei sollen Russland, Norwegen und Algerien in einem ersten Schritt nur in ihrer Eigenschaft als Erdgaslieferanten für die verschiedenen EU-Mitglieder untersucht werden. Eine ausführlichere Auseinandersetzung mit diesen Erdgasexporteuren erfolgt später in den entsprechenden Kapiteln.

#### **Verdichtung 8 (6.2)**

Auf EU-Ebene scheinen die Importe nur mäßig diversifiziert. Der Großteil von 79% wird von Russland (38%), Norwegen (25%) und Algerien (16%) gestellt. Die EU-Erdgasförderung dürfte in Zukunft weiter sinken, der Bedarf wie in Kapitel 4. gesehen aber zumindest gleich bleiben. Die Importe werden entsprechend weiter steigen müssen, um den Bedarf zu decken.

### 6.2.1 Die Bedeutung von Erdgas aus der Russischen Föderation und die wichtigsten

#### Importrouten

Die Russische Föderation ist seit Jahrzehnten der wichtigste Erdgaslieferant der Europäischen Union. Im Jahr 2008 vermarktete Russland in Europa, mittels des Gasmonopolisten Gazprom, insgesamt ca. 160,6 Bcm Erdgas. Die größten Empfänger russischen Erdgases waren dabei Deutschland (38 Bcm), Italien (22,4 Bcm) und Frankreich (10,9 Bcm). Das Vereinigte Königreich wird in Gazproms Jahresbericht 2008 mit 20,9 Bcm als drittgrößter Markt geführt.<sup>247</sup>

Allerdings taucht Russland in den Statistiken des VK als Erdgaslieferant überhaupt nicht auf. Zwischen beiden Staaten gibt es keine direkten Infrastrukturanbindungen im Gasbereich, sehr wohl aber zwischen dem VK, Belgien (über Bacton-Zeebrugge Interconnector-Pipeline) und den Niederlanden (BBL-Pipeline, Balgzand Bacton Line). Erdgaslieferungen aus diesen Staaten erscheinen sehr wohl in den Londoner Statistiken: im Jahr 2008 betragen sie insgesamt ca. 9,6 Bcm (102.737 GWh).<sup>248</sup> Inwiefern es sich bei dem von Gazprom (über die Tochtergesellschaft Gazprom Marketing & Trading) an das VK verkaufte Erdgas um russisches Gas (i. S. von in Russland geförderten Erdgases) oder um z. B. niederländisches Ergas handelt, das von Gazprom auf- und anschließend weiterverkauft wurde, lässt sich aus

---

<sup>246</sup> Vgl. Ebd., S. 10, 17.

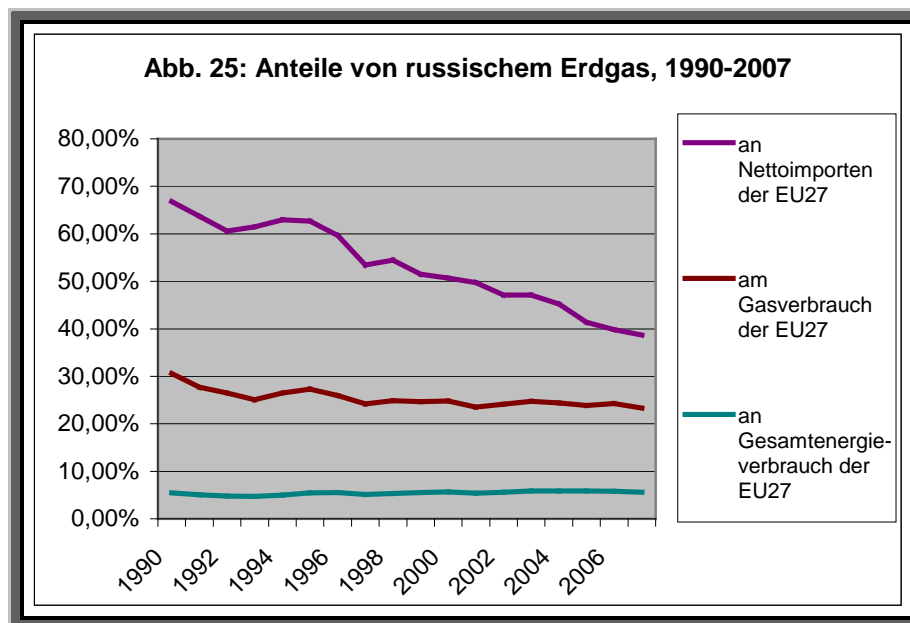
<sup>247</sup> Vgl. OAO Gazprom: Annual Report 2008. The Nature of Energy, Moskau 2009, S. 47ff.

<sup>248</sup> Vgl. Department of Energy & Climate Change (Vereinigtes Königreich): Digest of United Kingdom Energy Statistics 2009, London 2009, S. 113, erhältlich unter:

<http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/publications/dukes/dukes.aspx>, 30.11.09.

den Statistiken jedoch nicht entnehmen. Gazprom jedenfalls wird als Kunde der BBL-Pipeline aufgeführt, die bis jetzt Erdgas nur nach England transportieren kann<sup>249</sup> (im Gegensatz zur Interconnector-Pipeline, die in beide Richtungen funktioniert). Zudem hält Gazprom seit 2008 eine Option zur Übernahme von Anteilen an der BBL-Pipeline. Die niederländische Gasunie hatte damals Gazprom, im Zuge des Einstiegs der Niederländer am Nord Stream-Konsortium, eine Option über 9% der Anteile an der BBL-Pipeline eingeräumt.

Obwohl die russischen Erdgasimporte in den vergangenen Jahrzehnten stetig zugenommen haben, hat ihr Anteil gemessen an den gesamten EU-Erdgasimporten stetig abgenommen. Ihr Anteil gemessen sowohl am Gesamtenergie- als auch am Gasverbrauch der Union ist dagegen praktisch unverändert geblieben, wie Grafik (Abb. 25) zeigt. Im Anschluss soll die Situation einzelner EU-Staaten genauer betrachtet werden.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

### 6.2.1.1 Deutschland

Erdgas macht laut Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Deutschland 22,1% des Primärenergieverbrauchs aus, gleichzeitig müssen mehr als 86% des benötigten Gases importiert werden. Die russischen Gaslieferungen machen insgesamt 38% des deutschen Erdgasbedarfs (2008) oder 44% der Erdgasimporte (2008) aus, womit Russland wichtigster Erdgaslieferant für Deutschland ist.<sup>250</sup> Größter deutscher Partner Gazproms ist das

<sup>249</sup> Vgl. BBL Company: unter: <http://www.bblcompany.com/en/shipperslist.html>, 11.02.09.

<sup>250</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch2-primarenergieverbrauch,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls>;



Unternehmen E.ON Ruhrgas, das pro Jahr mehr als 15 Bcm russisches Erdgas bezieht, was gut 26% des vom deutschen Unternehmen jährlich vertriebenen Gases darstellt.<sup>251</sup>

Die russischen Gaslieferungen erreichen die deutsche Grenze zu einem Teil über die Verlängerung der Yamal-Europe-Pipeline, hauptsächlich aber über Erweiterungen der Bruderschaft-Pipeline (Bratsvo) sowie über Pipelines auf derselben Route. Die Yamal-Europe-Pipeline führt von Russland über weißrussisches und polnisches Gebiet bis nach Deutschland. Die Leitung, die eine Gesamtlänge von 1997 km hat, besitzt eine Kapazität von ca. 33 Bcm pro Jahr. Sie wird von der Gesellschaft EuRoPol betrieben, die jeweils zu 48% dem polnischen, staatlich kontrollierten Unternehmen PGNiG und Gazprom gehört.<sup>252</sup> Die Yamal-Europe-Pipeline ist durch die JAGAL-Pipeline (Jamal-Gas-Anbindungsleitung) mit dem deutschen Erdgasnetz verbunden.<sup>253</sup>

Der Großteil der russischen Gaslieferungen erreicht Deutschland über Pipelines, die russisches, ukrainisches, slowakisches und tschechisches Territorium durchqueren. Die wichtigste Verdichterstation für russisches Erdgas befindet sich im oberpfälzischen Weidhaus und wird von E.ON Ruhrgas und der Mitteleuropäischen Gasleitungsgesellschaft (MEGAL) betrieben. An der Station Waldhaus, die als „*Herz der deutschen Gasversorgung*“ gilt, kommen zwei Pipelines mit russischem Erdgas an (90cm und 120cm Durchmesser). Diese Pipelines transportieren Erdgas aus 6.000 bis 7.000 km entfernten Lagerstätten und stellen ca. 80% des von E.ON Ruhrgas bezogenen russischen Erdgases. Damit erreichen und passieren zwei der drei großen europäischen Erdgasfernleitungen aus Russland deutsches Territorium: die Yamal-Europe und die Verlängerungen der Bruderschaft-Pipeline. Die Fortsetzungen der ersten versorgen neben Deutschland v. a. die Niederlande, letztere in erster Linie Deutschland und Frankreich.<sup>254</sup>

Durch den Bau der umstrittenen Nord Stream-Pipeline (die sogenannte Ostseepipeline, früher North European Gas-Pipeline, siehe auch Kapitel 6.4.1), die Deutschland bei Greifswald erreichen soll, würde Deutschland seine Position als Energiedrehscheibe für russisches Erdgas

---

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energietraeger05-aufkommen-verwendung-gas,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls>, 30.11.09.

<sup>251</sup> Werte gelten für 2007, vgl. E.ON Ruhrgas: Jahresbericht 2007, Essen 2008, S. 9.

<sup>252</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gas Transmission System Development, unter:

<http://www.gazprom.com/eng/articles/article23891.shtml>, 14.01.09.

<sup>253</sup> Vgl. Wingas Transport: Ferngasleitungen, unter: <http://www.wingas-transport.de/ferngasleitungen.html>, 14.01.09.

<sup>254</sup> Vgl. Russisches Gas kommt - vielleicht bald, Bayerischer Rundfunk Online, 08.01.2009, unter: <http://www.br-online.de/wissen/umwelt/waidhaus-erdgas-pipelines-ID1231321039143.xml>, 15.01.09.

zusätzlich ausbauen.<sup>255</sup> Diese Pipeline soll eine Kapazität von 55 Bcm pro Jahr erreichen und neben Deutschland, die Niederlande, Dänemark, das VK und Frankreich beliefern.<sup>256</sup> Im Laufe der Zeit sind immer mehr Teilnehmer in das Nord Stream-Konsortium eingestiegen. Neben Gazprom, das 51% hält, werden die restlichen 49% zwischen immer mehr Unternehmen aufgeteilt. Bis Anfang Juli 2009 waren neben dem russischen Gasriesen, die deutschen E.ON Ruhrgas und Wintershall (BASF) sowie die niederländische Gasunie beteiligt. Ein Einstieg der französischen Gaz de France (GdF Suez) gilt als bereits beschlossen. Allgemein war erwartet worden, dass GdF Suez bis Oktober 2009 offiziell in den Reihen der Nord Stream Teilhaber aufgenommen werden würde.<sup>257</sup> Dies war jedoch bis Januar 2010 noch nicht geschehen. Der Einstieg der Franzosen in das Nord Stream-Konsortium wird mit einem Verkauf von 5% der deutschen Verbundnetz Gas (VNG) an Gazprom in Zusammenhang gebracht, die im Besitz von GdF Suez waren. Gazprom hält gemeinsam mit BASF/Wintershall bereits 48% an VNG, womit Gazprom sowohl den Einfluss auf das ostdeutsche Unternehmen erhöhen als auch den direkten Zugang zum Endverbraucher sichern würde.<sup>258</sup>

Das Nord Stream-Projekt hat bis Ende Januar 2010 alle benötigten Genehmigungen von den verschiedenen Staaten erlangt, deren Territorialgewässer (oder Ausschließliche Wirtschaftszone, AWZ) die Röhre durchqueren soll. Der Baubeginn der Pipeline ist für April 2010 vorgesehen.<sup>259</sup> Dann soll die erste Röhre verlegt werden. Das Pipelinekonsortium hat aber im Januar 2010 bereits die Aufträge in Höhe von 1 Mrd. € zur Herstellung der zweiten Röhre vergeben. Ab Mai 2010 wird dann die zweite Leitung ausgeliefert werden, so dass man bei Nord Stream zuversichtlich ist, den beschlossenen Zeitplan einhalten zu können. Dieser sieht vor im Frühjahr 2011 mit dem Bau der zweiten Leitung zu beginnen.<sup>260</sup> Eine Erweiterung der Yamal-Europe-Pipeline (sogenannte Yamal II-Pipeline), die ebenfalls Erdgas

---

<sup>255</sup> Vgl. Götz, Roland: Wird Deutschland ‚Energiedrehscheibe‘ für Russlands Erdgas?, Stiftung Wissenschaft und Politik, SWP-Aktuell Nr. 49, Berlin 2006, S. 4.

<sup>256</sup> Vgl. OAO Gazprom: Major Projects / Nord Stream, unter: <http://www.gazprom.com/eng/articles/article18466.shtml>, 15.01.09.

<sup>257</sup> Vgl. GdF Suez macht im Herbst Einstieg bei Ostsee-Pipeline perfekt, RIA Novosti, 14.09.2009, unter: <http://de.rian.ru/business/20090914/123092159.html>, 18.09.09.

<sup>258</sup> Vgl. Putin erobert in Paris die sächsische VNG für Gazprom, Russland-Aktuell, 26.11.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2025.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2025.html), 02.12.09.

<sup>259</sup> Vgl. Green activists urge EU to act on Nord Stream gas pipe, EurActiv, 08.01.2010, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-environment/green-activists-urge-eu-act-nord-stream-gas-pipe/article-188687>, 11.01.10. Eine finnische Genehmigung ist zwar offiziell noch nicht erteilt worden, doch ist im Januar 2010 bereits bekannt geworden, dass dies bis Februar geschehen soll.

<sup>260</sup> Vgl. Nord Stream AG: Nord Stream Decides on Second Pipe Tender, Pressemitteilung vom 22.01.2010, unter: [http://www.nord-stream.com/uploads/media/Nord\\_Stream\\_Press\\_Rel\\_Pipe\\_Tender\\_II\\_eng\\_20100122\\_01.pdf](http://www.nord-stream.com/uploads/media/Nord_Stream_Press_Rel_Pipe_Tender_II_eng_20100122_01.pdf), 24.01.10.

aus Russland nach Deutschland transportieren sollte, erscheint durch das Voranschreiten der Nord Stream-Pipeline im Moment sehr unwahrscheinlich.

### 6.2.1.2 Italien

Italien förderte 2008 8,4 Bcm Erdgas, musste allerdings 89% des Bedarfs durch Importe decken. Insgesamt stellt Erdgas in Italien mehr als 39% des Primärenergiebedarfs. Das südeuropäische Land stellt in der EU den zweitgrößten Markt für russisches Gas. Die 2008 gelieferten Mengen in Höhe von 22,4 Bcm (Gazprom) bedeuteten ca. 28,8% des im gleichen Jahr insgesamt konsumierten Erdgases und 32% der italienischen Erdgasimporte.<sup>261</sup> Russland war damit zweitgrößter Erdgaslieferant Italiens (nach Algerien).

Italien wird mit russischem Erdgas unter anderem durch die dritte große Erdgasfernleitung über ukrainisches, slowakisches und österreichisches Territorium beliefert.<sup>262</sup> Diese Pipeline, die Italien bei Tarvisio als Trans Austria-Gasleitung (TAG) erreicht, hat eine Kapazität von knapp 42 Bcm<sup>263</sup>. Die TAG gehört zu 89% der italienischen Eni<sup>264</sup>, Ente Nazionale Idrocarburi, und zu 11% der österreichischen OMV. Eine Abzweigung dieser Gaspipeline, die ebenfalls russisches Erdgas nach Italien transportiert, ist deutlich kleiner. Sie erreicht Italien über slowenisches Territorium bei Gorizia und besitzt lediglich eine Kapazität von 1,8 Bcm<sup>265</sup> im Jahr. Weitere Pipelines befinden sich derweil entweder bereits im Bau oder noch in der Planungsphase. Prominentestes Projekt ist die South Stream-Pipeline, bei der es sich sozusagen um das Zwillingprojekt der Nord Stream-Pipeline handelt.

Die South Stream-Pipeline soll nach Fertigstellung eine Kapazität von mindestens 30 Bcm p. a. haben und von Russland unter dem Schwarzen Meer nach Bulgarien führen. Es gibt seit März 2009 sogar Überlegungen, die Kapazität der Röhre deutlich auf 47 Bcm<sup>266</sup> oder 63 Bcm<sup>267</sup> pro Jahr zu erhöhen. Von dort aus könnte es über zwei verschiedene Routen Erdgas

---

<sup>261</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24, 27, 41.

<sup>262</sup> Vgl. Götz, Roland: Wird Deutschland ‚Energiedrehscheibe‘ für Russlands Erdgas?, S. 4.

<sup>263</sup> Vgl. Trans Austria Gasleitung GmbH: Nominal, Committed, Available and Used Transportation Capacities, unter:  
[https://auction.taggmbh.at/sap\(bD11biZjPTgxMCZ3PTA1ODAwMDAr\)/bc/bsp/sap/ztag\\_home/capacity.htm?en v=taggmbh](https://auction.taggmbh.at/sap(bD11biZjPTgxMCZ3PTA1ODAwMDAr)/bc/bsp/sap/ztag_home/capacity.htm?en v=taggmbh), 15.01.09.

<sup>264</sup> Die EU-Kommission plant aus kartellrechtlichen Bedenken gegen Eni vorzugehen. Um Sanktionen zu vermeiden könnte Eni eine Reduzierung des eigenen Anteils an der TAG in Betracht ziehen.

<sup>265</sup> Vgl. Eni SpA: Form 20-F, US Securities and Exchange Commission, S. 49, unter:  
[http://www.eni.it/it\\_IT/attachments/documentazione/bilanci-rapporti/rapporti-2007/Form20F\\_2007.pdf](http://www.eni.it/it_IT/attachments/documentazione/bilanci-rapporti/rapporti-2007/Form20F_2007.pdf), 15.01.09.

<sup>266</sup> Vgl. Ungarn unterstützt Russland in South Stream-Projekt, EurActiv, 11.03.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/de/energie/ungarn-unterstutzt-russland-south-stream-projekt/article-180132>, 12.03.09.

<sup>267</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Caspian Basin: Which way is up for regional energy development?, Eurasia Insight, Eurasianet Commentary, 15.05.2009, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav051509c.shtml>, 19.05.09.

nach Nordwesten (möglicherweise über Serbien oder Rumänien, Ungarn und Österreich) oder nach Südwesten (durch den griechischen und evtl. albanischen Teil der Balkanhalbinsel hindurch und unter dem Adriatischen Meer nach Süditalien) transportieren. Das Offshore-Projekt durch das Schwarze Meer, das sich momentan noch in Planung befindet, wird zu gleichen Teilen von Gazprom und von dem italienischen Energiekonzern Eni finanziert<sup>268</sup> und soll ab 2015 Erdgas nach Europa liefern. In Kapitel 6.4.3.2 wird näher auf die South Stream-Pipeline eingegangen.

Eine weitere Möglichkeit, russisches Erdgas nach Italien zu transportieren, wäre die Erweiterung der bestehenden Blue Stream-Pipeline (sogenannte Blue Stream II). Die 2005 offiziell in Betrieb genommene Blue Stream-Pipeline pumpt Erdgas von Russland aus in die Türkei. Diese Erdgasleitung, die bei der Durchquerung des Schwarzen Meeres Wassertiefen von bis zu 2150m überwindet, hat eine Kapazität von 16 Bcm pro Jahr (die Kapazität wird allerdings noch nicht voll ausgeschöpft) und wurde von Gazprom, der italienischen Eni und dem türkischen Staat finanziert. Allerdings scheint man bei Gazprom momentan den Bau der South Stream-Pipeline für Lieferungen nach Italien den Vorzug zu geben. Die Erweiterungspipeline Blue Stream II könnte allerdings auch Erdgas nach Süden transportieren, z. B. nach Israel.<sup>269</sup>

### 6.2.1.3 Frankreich

Frankreich förderte 2008 fast überhaupt kein eigenes Erdgas, trotzdem deckt dieser Energieträger 15,4% des französischen Primärenergiebedarfs. Dadurch musste Frankreich fast 100% des benötigten Erdgases in Höhe von 44,2 Bcm importieren.<sup>270</sup> Die aus Russland 2008 laut Gazprom gelieferten 10,4 Bcm hielten in Frankreich somit einen Anteil von gut 23,6% an den Gesamterdgaseinfuhren. Damit lag russisches Erdgas in Frankreich dem Volumen nach an dritter Stelle nach Erdgas aus Norwegen und Algerien. Allerdings gibt Eurostat den Anteil russischen Erdgases an dem Gesamtbedarf mit rund 13,3% (2007) und an den Importen mit 13,7% deutlich niedriger an. Die europäische Statistikbehörde berechnet den Anteil russischen Erdgases an dem Primärenergiebedarf bei nur 1,9%.<sup>271</sup>

---

<sup>268</sup> Vgl. OAO Gazprom: Major Projects / South Stream, unter: <http://www.gazprom.ru/eng/articles/article27150.shtml>, 15.01.09.

<sup>269</sup> Vgl. OAO Gazprom: Major Projects / Blue Stream, unter: <http://www.gazprom.ru/eng/articles/article8895.shtml>, 15.01.09.

<sup>270</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24, 27.

<sup>271</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 157.

Die Erdgasimporte aus Russland erreichen Frankreich hauptsächlich über zwei Pipelines. Die eine, direkt aus Deutschland kommend, beliefert besonders Südfrankreich (über die Station Cerville-Velaine), die zweite Pipeline erreicht Frankreich im Nordosten über Taisnieres und kommt aus den Niederlanden über Belgien.<sup>272</sup>

	<b>Anteil von Erdgas am Primär-energiebedarf</b>	<b>durch Importe zu decken</b>	<b>russischer Anteil an Gasbedarf</b>	<b>russischer Anteil an Importe</b>	<b>russisches Erdgas an Primär-energiebedarf</b>
<b>Deutschland</b>	22,1%	86,0%	38,0%	44,0%	10,8%
<b>Italien</b>	39,0%	89,0%	28,8%	32,0%	10,1%
<b>Frankreich</b>	15,4%	100,0%	13,3%	13,7%	1,9%

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Eurostat, BP.

#### 6.2.1.4 Die östlichen EU-Länder

Der Einfluss von russischem Erdgas ist bei den drei größten Erdgasabnehmern Gazproms begrenzt. Zwar sind alle drei Staaten hochgradig auf Importe angewiesen, die besonders bei Deutschland durch russisches Erdgas gedeckt werden müssen, doch stellen russische Gaslieferungen nicht mehr als 11% des Primärenergiebedarfs. Die Bedeutung russischen Erdgases wird ebenfalls relativiert, wenn man zum Vergleich die Situation anderer EU-Abnehmer berücksichtigt. Besonders dominant ist die russische Position in den Erdgasmärkten einiger östlicher EU-Mitglieder. Charakteristisch ist dabei, dass Russland nicht nur einen Großteil des Erdgasbedarfs deckt, sondern oftmals die einzige Importquelle dieser Länder darstellt, die zudem selbst kaum Erdgas fördern. Die Lage dieser Länder ist umso problematischer, je höher der Stellenwert von Erdgas in der Energiematrix ist. Russland ist wichtigster Erdgaslieferant in allen osteuropäischen EU-Mitgliedern.

Von den neuen osteuropäischen EU-Staaten, hat Erdgas den höchsten Anteil an der Energiematrix Ungarns. Mit insgesamt 39,6% in 2007 war der Anteil von Erdgas an dem ungarischen Energiemix höher als der Anteil von Öl (28%) und EU-weit an erster Stelle (vor den Niederlanden). Damit ist Erdgas bei weitem wichtigster Energieträger in diesem Land. Gleichzeitig ist Ungarn aber gezwungen, über 81% des Erdgases zu importieren. Russland dominiert als Quelle ungarischer Erdgasimporte mit einem Anteil von 74%. Damit stellt russisches Erdgas ca. 29% (2007) der insgesamt verbrauchten Energie! Zum Vergleich: in

<sup>272</sup> Vgl. EIA: France. Country Analysis Briefs, o.O. 2007, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/France/pdf.pdf>, S. 4, 15.01.09.

Deutschland, größter Abnehmer russischen Erdgases, macht Erdgas aus Russland nur knapp 11% der insgesamt verbrauchten Primärenergie aus.<sup>273</sup>

Einen traditionell hohen Stellenwert hat Erdgas in Rumänien, wo in 2008 immerhin noch 11,5 Bcm Erdgas gefördert wurden. Die Erdgasproduktion aber befindet sich schon seit Mitte der 1980er Jahren in einer deutlichen Abwärtsbewegung, so dass Rumänien heute im größeren Ausmaß auf Importe angewiesen ist (allerdings ist mit dem Förderrückgang auch ein deutlicher Rückgang des Verbrauchs einhergegangen).<sup>274</sup> Erdgas macht in Rumänien immer noch einen Anteil von 32,4% des Energiemix aus, wobei nur knapp 29% des Erdgasbedarfs durch Importe gedeckt werden müssen (2007). Von diesen Importen stammten jedoch 94% aus der Russischen Föderation (Gazproms Erdgaslieferungen 2008: 4,2 Bcm).<sup>275</sup>

Einige neue osteuropäische Mitglieder sind bei ihren Erdgasimporten sogar zu 100% von Russland und Gazprom abhängig. Zu dieser Gruppe gehören in erster Linie die drei Baltischen Staaten Estland, Lettland und Litauen, die zudem 100% ihres Erdgasbedarfs durch Importe decken müssen. Von diesen drei Staaten hat Erdgas in Estland die geringste Bedeutung (13,2% des Energiemix), in Lettland und Litauen aber, stellt Erdgas 34% bzw. 31,6% der Energiematrix.<sup>276</sup> Die russischen Gaslieferungen an die drei Baltischen Republiken beliefen sich 2008 laut Gazprom auf 0,5 Bcm für Estland, 0,7 Bcm für Lettland und 2,8 Bcm für Litauen.<sup>277</sup> Die Gaslieferungen Gazproms an Litauen dürften in Zukunft zunehmen, da Litauen – insgesamt noch ein netto Energieexporteur – laut EU-Beitrittsvertrag gezwungen ist, den sowjetischen Kernkraftwerk Ignalina abzuschalten. Gleichzeitig aber sind alle drei Baltischen Staaten nicht mit der restlichen EU-Energieinfrastruktur verbunden. Russland dagegen treibt den Bau der Minsk-Vilnius-Kaunas-Kaliningrad-Gaspipeline voran, mit der primär die russische Enklave Königsberg versorgt werden soll (ca. 2,5 Bcm p. a.), die jedoch auch Vilnius mit zusätzlichem Erdgas versorgen kann.<sup>278</sup>

Ebenfalls zu 100% müssen Bulgarien und die Slowakei ihre Importe aus Russland beziehen (Gazprom 2008: 2,9 Bcm bzw. 6,2 Bcm). Während Bulgarien mehr als 91% des Verbrauchs durch Importe decken muss, Erdgas jedoch nur einen Anteil von 14,8% am Energiemix hält, muss die Slowakei 97% des Erdgases importieren, wobei Erdgas 28% an der Energiematrix

---

<sup>273</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 79ff, 234f, 262.

<sup>274</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy Workbook 2009.

<sup>275</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 317ff.

<sup>276</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 93ff, 191ff, 205ff.

<sup>277</sup> Vgl. OAO Gazprom: Annual Report 2008, S. 51.

<sup>278</sup> Vgl. Watkins, Eric: Gazprom launches new stretch of Kaliningrad gas line, in: Oil & Gas Journal (Online), 11.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6718417232/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation-2/s-pipelines/s-construction/s-2009/s-09/s-gazprom-launches\\_new.html](http://www.ogj.com/index/article-display/6718417232/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation-2/s-pipelines/s-construction/s-2009/s-09/s-gazprom-launches_new.html), 29.09.09.

ausmacht. Kaum besser stehen Polen und Tschechien dar. Beide Länder sind gezwungen knapp 68% bzw. fast 100% ihres Erdgasverbrauchs durch Importe zu decken, wobei russisches Erdgas respektive 67% und 79% dieser Importe ausmacht (Gazprom 2008: Tschechien 8 Bcm, Polen 7,9 Bcm). Allerdings hat Erdgas nur eine untergeordnete Rolle im Energiemix beider Staaten, so dass das russische Erdgas in Polen weniger als 6%, in Tschechien 12,4% der insgesamt verbrauchten Energie stellt.<sup>279</sup>

<b>Tabelle 16: Russisches Erdgas in östlichen EU-Mitgliedern, 2007</b>					
	<b>Anteil von Erdgas am Primärenergiebedarf</b>	<b>durch Importe zu decken</b>	<b>russischer Anteil an Gasbedarf</b>	<b>russischer Anteil an Importe</b>	<b>russisches Erdgas an Primärenergiebedarf</b>
<b>Bulgarien</b>	14,8%	91,0%	91,0%	100,0%	13,5%
<b>Estland</b>	13,2%	100,0%	100,0%	100,0%	13,2%
<b>Lettland</b>	34,0%	100,0%	100,0%	100,0%	34,0%
<b>Litauen</b>	31,6%	100,0%	100,0%	100,0%	31,6%
<b>Polen</b>	6,0%	68,0%	45,2%	67,0%	5,7%
<b>Rumänien</b>	32,4%	29,0%	27,2%	94,0%	8,8%
<b>Slowakei</b>	28,0%	97,0%	97,0%	100,0%	27,3%
<b>Tschechien</b>	12,4%	100,0%	77,7%	79,0%	12,0%
<b>Ungarn</b>	39,6%	81,0%	60,3%	74,0%	29,0%

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

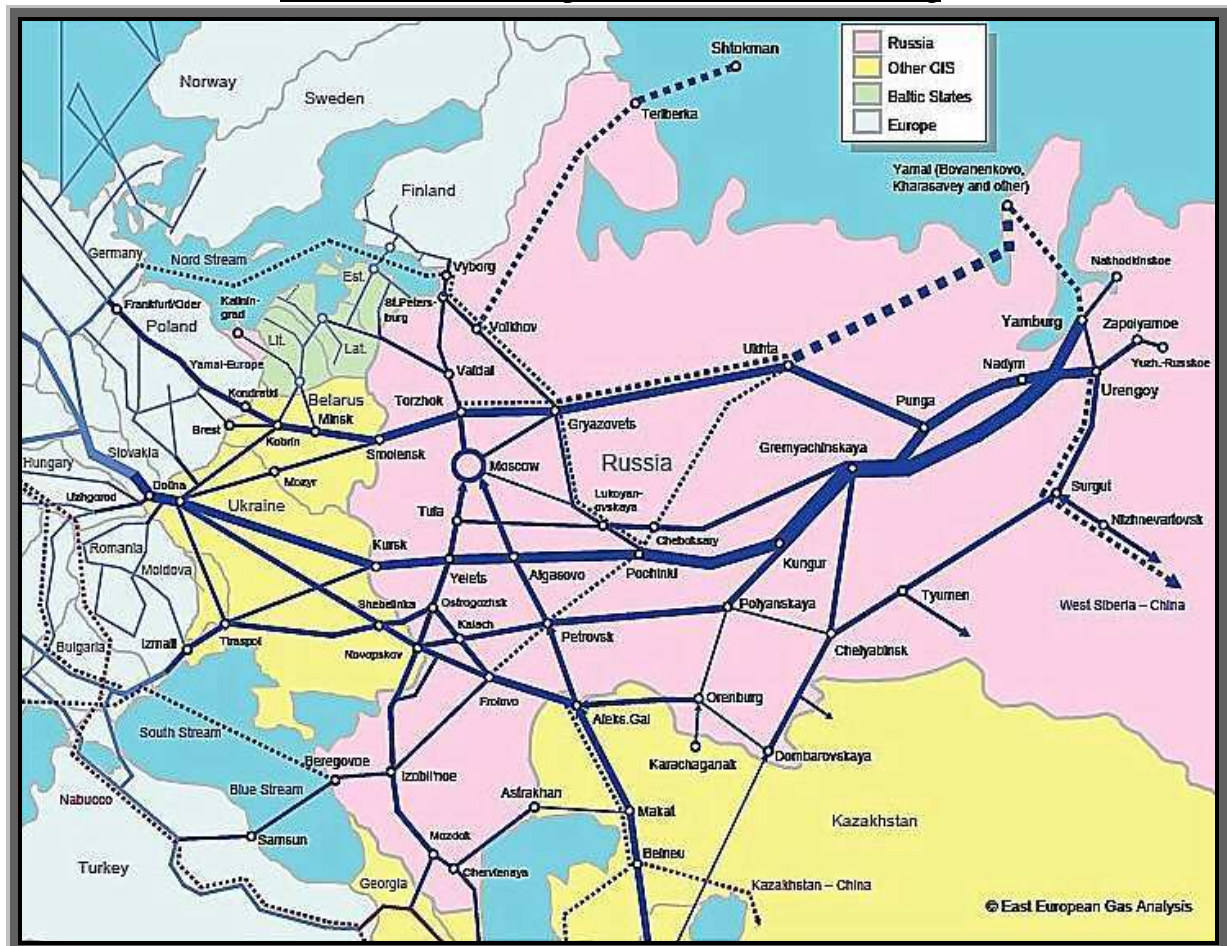
Der wichtigste Grund für den vergleichsweise hohen Stellenwert russischen Erdgases in vielen osteuropäischen EU-Staaten ist die zurzeit herrschende Alternativlosigkeit, die in der frühen Anbindung dieser Länder an das sowjetische Pipelinennetz begründet liegt. Wie oben beschrieben, fand die Anbindung der ehemaligen RGW-Staaten bzw. der Sowjetrepubliken an die russischen Erdgasproduktionszentren bereits in den 1960er statt und wurde in den folgenden Jahrzehnten erweitert. Die mittelosteuropäischen Staaten Tschechien, Slowakei und Ungarn (aber auch Österreich) werden in erster Linie durch die Fortsetzungen der aus sowjetischer Zeit stammenden Pipelines versorgt. Mehrere Pipelines folgen im Prinzip drei Hauptrouten aus Westsibirien, dem Ural und Südrussland in die Ukraine.

Zu den bedeutendsten Leitungen, die durch die Ukraine führen, gehören die Pipelines Bruderschaft (Bratrstvo), Union (Soyuz) und Northern Lights. Die ersten zwei Pipelines können jeweils etwas über 31 Bcm pro Jahr in die Region exportieren, die Northern Lights-Pipeline in etwa 25 Bcm jährlich. Alle diese Pipelines führen über ukrainisches Territorium, wobei die Northern Lights auch über weißrussisches Gebiet verläuft. Eine weitere bedeutende

<sup>279</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 37ff, 51ff, 289ff, 345ff.

Pipeline aus der sowjetischen Zeit, die sich der nach Westen führenden Route nach Mittelost- und Westeuropa anschließt, ist die Pipeline Progress. Die Gesamtkapazität der über die Ukraine nach Westen führenden, ehemals sowjetischen Pipelines beträgt an den wichtigsten Stationen Uzhgorod, an der ukrainisch-slowakischen, und Beregovo an der ukrainisch-ungarischen Grenze zusammen 110-120 Bcm.<sup>280</sup>

Abb. 26: Russische Pipelines in westliche Richtung



Quelle: East European Gas Analysis, unter: <http://www.eegas.com/fsu.htm>, 02.03.2009.

Polen erhält den Großteil der russischen Erdgaslieferungen über die Yamal-Europe-Pipeline, die über eine Kapazität von rund 33 Bcm verfügt und über Belarus verläuft. Rumänien und Bulgarien (aber auch die Türkei) erhalten russisches Erdgas vor allem über die (Trans-) Balkan-Pipeline. Diese Pipeline führt von Russland über die Ukraine, wobei sie im Unterschied zu den anderen Pipelines nach Süden über Moldau führt. Die Balkan-Pipeline hat aktuell (an der ukrainisch-rumänischen Grenze bei der Station Izmail) eine Transportkapazität

<sup>280</sup> Vgl. Naftogaz (Internetauftritt): Natural Gas Transit, unter: <http://www.naftogaz.com/www/2/nakweben.nsf/0/B9D8558AE5F6C551C22574090044D7A8?OpenDocument&Expand=2.2.3&>, 28.05.09.



von ca. 30 Bcm pro Jahr.<sup>281</sup> Neue Pipelineprojekte speziell für diese Länder sind nicht geplant. Allerdings könnte die Verlängerung der South Stream-Pipeline auch diese Region beliefern. Mehr zu weiteren russischen Pipelines in Kapitel 7.1.

#### 6.2.1.5 Andere EU-Länder

Außerhalb der Gruppe der von russischem Erdgas hochgradig abhängigen, osteuropäischen EU-Mitglieder, findet man nur noch Finnland, Griechenland und Österreich, die ebenfalls stark auf russische Lieferungen angewiesen sind.

In allen drei Ländern ist Russland wichtigster Erdgaslieferant, wobei der Anteil russischen Gases an den Gesamterdgasimporten unterschiedlich, jedoch bei allen erheblich ist (russische Gaslieferungen 2008 laut Gazprom entsprechend: 4,8 Bcm, 2,8 Bcm, 5,8 Bcm). Während Finnland 100% des Erdgases aus Russland bezieht (über die Finland Connector genannte Pipeline, max. Importkapazität an der russischen Grenze von 7 Bcm<sup>282</sup>), beträgt der Anteil bei Griechenland 77% und bei Österreich über 82%. Dabei müssen alle drei Staaten praktisch ihren gesamten Erdgasbedarf durch Importe decken: Finnland und Griechenland zu 100%, Österreich zu 81%. Allerdings spielt Erdgas in der Energieversorgung der jeweiligen EU-Mitglieder eine sehr unterschiedliche Rolle. So beträgt der Anteil dieses Energieträgers in Finnland und in Griechenland nur ca. 10% bzw. 8,7%. In Österreich dagegen hält Erdgas einen Anteil von 20,6%, womit russisches Erdgas ganze 13,8% der im Alpenland verbrauchten Primärenergie stellt (2007: Finnland nur 9,9%, Griechenland 7,7%).<sup>283</sup>

Finnland wird regulär seit 1974 (erste Lieferungen im Dezember 1973) über eine Pipeline mit russischem Erdgas versorgt. Die Leitung transportiert hauptsächlich Gas aus dem Wolga Gebiet und führt über das russischen Sankt Petersburg (Stadt: Wyborg) zum finnischen Imatra und weiter nach Helsinki.<sup>284</sup> Zusätzlich könnte Finnland in Zukunft russisches Gas über die Nord Stream-Pipeline beziehen. Ebenfalls wird über den Bau einer Pipeline nachgedacht, die das finnische Erdgasnetz mit dem der Baltischen Staaten verbindet. Hintergrund für den Bau

---

<sup>281</sup> Es gibt teilweise sehr unterschiedliche Angaben bezüglich der Kapazität der verschiedenen Pipelines. In erster Linie ist es wichtig zu unterscheiden über welchen Teilabschnitt man spricht, da die Kapazität, z.B. der Bruderschaft-Pipeline bei Erreichen der ukrainischen Grenze nicht die selbe ist, wie die Kapazität beim Verlassen der Ukraine. Dies liegt darin begründet, dass Ukraine nicht über separate Pipelinesysteme für die eigene Versorgung und für den Gastransit verfügt, vgl. EIA: Ukraine. Country Analysis Brief, o.O. 2007, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Ukraine/pdf.pdf>, 27.04.2008; vgl. Heinrich, Andreas: Gazprom's pipeline policies: the Russian-Ukrainian gas crisis of January 2006, International conference on "International Relations in Eastern Europe", Humboldt Universität, 16-18 März, Berlin 2006, S. 5, unter: <http://www2.politik.uni-halle.de/vog/tagung2006/Panel%206%20Heinrich%20Paper.pdf>, 17.11.2008; vgl. Victor, Nadejda M. / Victor, David G.: Bypassing Ukraine, S. 137ff.

<sup>282</sup> Vgl. IEA: Energy Policies of IEA Countries. Finland. 2007 Review, Paris 2008, S. 77.

<sup>283</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 121ff, 275ff, 359ff.

<sup>284</sup> Vgl. Victor, Nadejda M. / Victor, David G.: Bypassing Ukraine, S. 135, 143.

des Baltic Connector ist nicht nur die Diversifizierung der Gasimporte durch den gemeinsamen Bau einer LNG-Wiederverdampfungsanlage in Estland, sondern vor allem der Zugang zum größten Erdgasspeicher der Region in Lettland bei Inculkalns (hat eine Kapazität von 4,4 Bcm und ist ein JV zwischen E.ON Ruhrgas, Gazprom und SIA Itera Latvija).<sup>285</sup>

Griechenland wird seit 1997 mit russischem Erdgas versorgt, hauptsächlich durch eine aus Bulgarien kommende Pipelineverlängerung. Diese Pipeline liefert jährlich Erdgas mit einem Volumen von ca. 2,8 Bcm. Momentan sind zahlreiche Pipelineprojekte im Gespräch, die Erdgas nach oder über Griechenland in andere EU-Staaten transportieren sollen. Im Wesentlichen sollen hierbei die Pipelinenetze Griechenlands mit denen der Türkei und Italiens verbunden werden, um kaspisches und zentralasiatisches Erdgas zu den europäischen Märkten zu transportieren (z. B. die ITGI-Pipeline, siehe Kapitel 6.4.3.1).<sup>286</sup> Die Erweiterung von russischen Gaslieferungen nach Griechenland sieht nur Gazproms South Stream-Projekt vor.<sup>287</sup> Allerdings scheinen russische Lieferungen über South Stream nur bei einer Beteiligung Bulgariens möglich. Die neue Regierung in Sofia hatte in 2009 eine Beteiligung am russischen Pipelineprojekt wiederholt in Frage gestellt (siehe auch Kapitel 6.4.3.2).

---

<sup>285</sup> Vgl. Gasum Oy: Annual Report 2007, Helsinki 2008, S. 13.

<sup>286</sup> Vgl. EIA: Greece. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 4f.

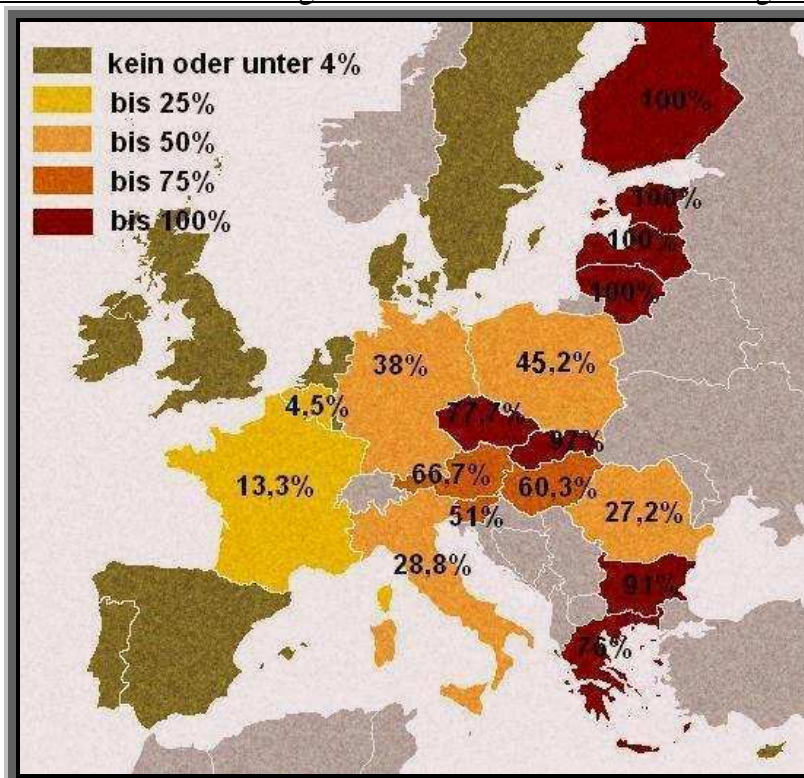
<sup>287</sup> Vgl. Gazprom, Major Projects / South Stream, unter: <http://www.gazprom.ru/eng/articles/article27150.shtml>, 15.01.09.

**Tabelle 17: Russisches Erdgas in Finnland, Griechenland und Österreich, 2007**

	Anteil von Erdgas am Primärenergiebedarf	durch Importe zu decken	russischer Anteil an Gasbedarf	russischer Anteil an Importe	russisches Erdgas an Primärenergiebedarf
<b>Finnland</b>	10,0%	100,0%	100,0%	100,0%	9,9%
<b>Griechenland</b>	8,7%	100,0%	76,0%	77,0%	7,7%
<b>Österreich</b>	20,6%	81,0%	66,7%	82,3%	13,8%

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

**Abb. 27: Anteil russischen Erdgases am Gasverbrauch der EU-Mitglieder, 2007**



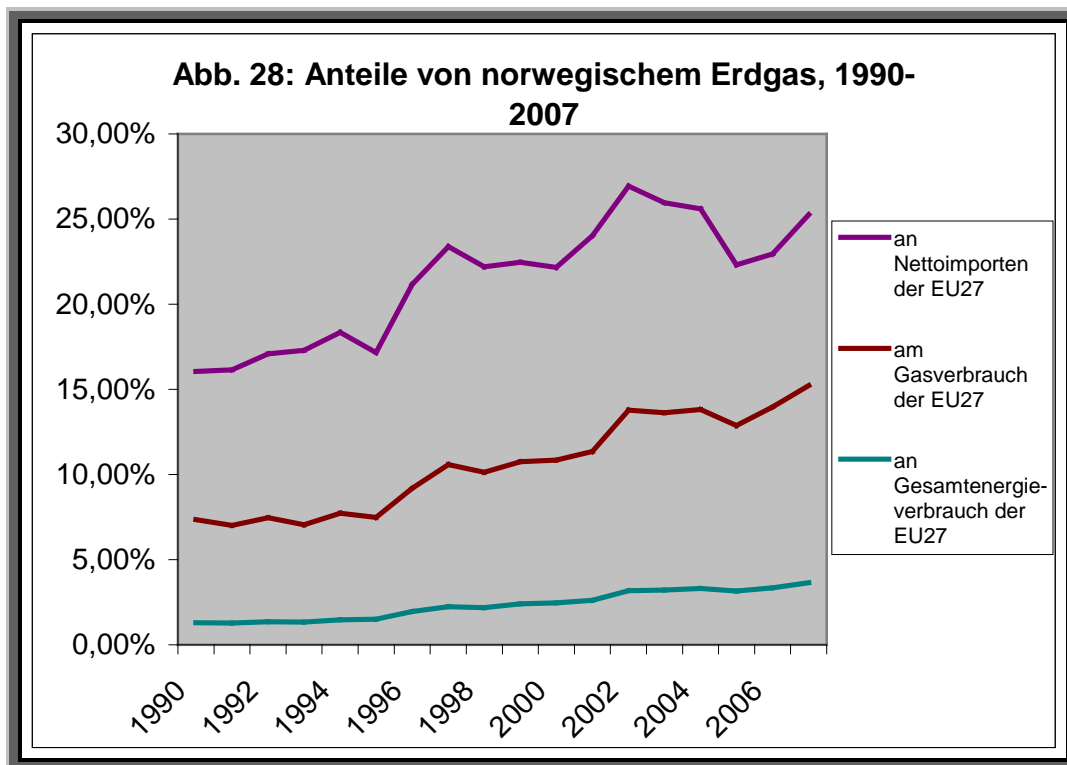
Quelle: Eigene Darstellung, Daten: Eurostat, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

**Verdichtung 9 (6.2.1)**

Die wichtigsten Abnehmer russischen Erdgases sind – bis auf vielleicht Deutschland – relativ gut diversifiziert. Deutschland entwickelt sich jedoch zu einer wichtigen Drehscheibe für Gas aus Russland und verbessert so insgesamt die eigene Stellung. Auch Italien ist an Gasinfrastrukturprojekten mit Russland beteiligt. Die neuen Pipelineprojekte sollen Russland direkt mit Europa und seinen wichtigsten Verbrauchern verbinden, ohne auf Transitstaaten angewiesen zu sein. Die dominante Position Russlands in den östlichen Ländern ist problematisch, da Moskau oftmals die kompletten Importe stellt und die Staaten kaum über eine eigene Gasförderung verfügen. Des Weiteren sind die östlichen EU-Staaten durch die Infrastrukturanbindung praktisch alternativlos an Russland gebunden. Oftmals spielt Erdgas jedoch nur eine untergeordnete Rolle in der Energiematrix. Die Alternativlosigkeit macht die östlichen EU-Mitglieder besonders anfällig für Störungen der Gasversorgung. EU-weit hat sich die Bedeutung von russischem Erdgas gemessen am Gesamtenergie- und am Gasverbrauch in den vergangenen Jahren kaum verändert. Der Anteil an den Gasimporten hat sich dagegen deutlich reduziert.

### 6.2.2 Die Bedeutung von Erdgas aus Norwegen und die wichtigsten Importrouten

Die Bedeutung Norwegens als Erdgaslieferant der Europäischen Union kann nicht hoch genug eingeschätzt werden. Norwegen lieferte im Jahr 2008 insgesamt rund 95 Bcm an verschiedene EU-Mitglieder (von Gesamtexporten in Höhe von 96,1 Bcm), womit die Norweger zweitwichtigster Erdgaslieferant für den europäischen Markt waren und gut 25% der EU-Erdgasimporte stellten. Dabei hat Norwegen in der Vergangenheit von allen großen Erdgaslieferanten der EU am meisten von den Entwicklungen profitiert. Oslo hat nicht nur die Exporte nach Europa stetig steigern können, sondern hat auch die eigenen Anteile gemessen an den Erdgasimporten aber auch an dem Gesamtenergie- und Gasverbrauch erhöhen können.

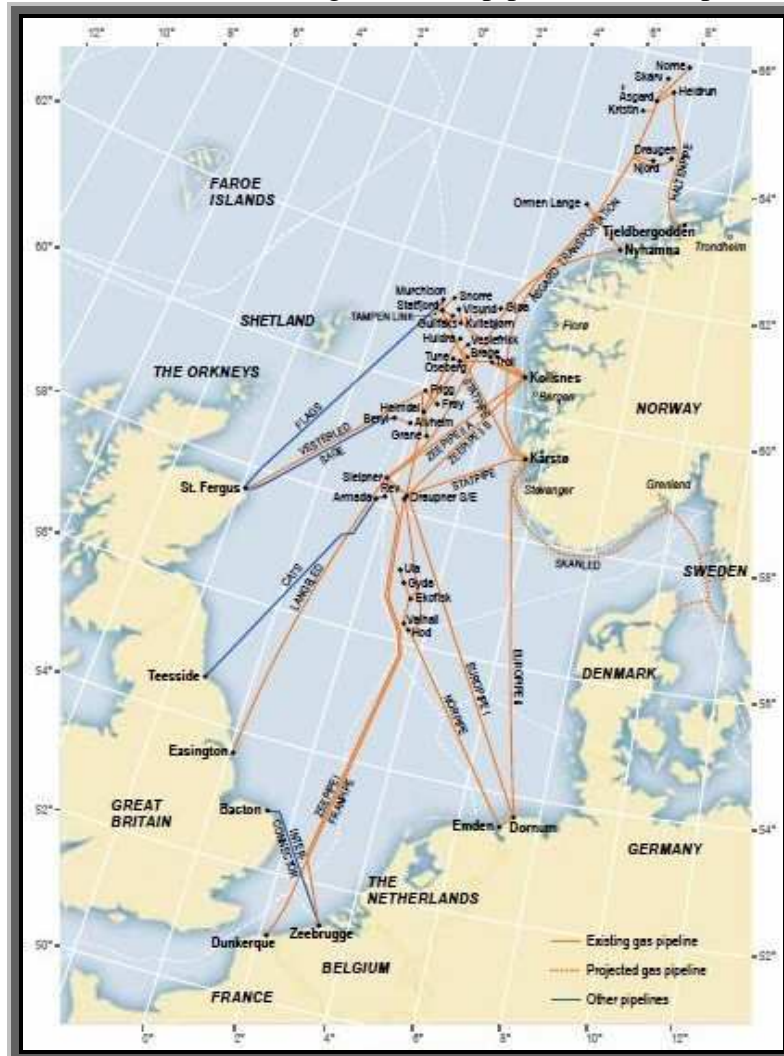


Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

In den folgenden Seiten soll lediglich auf die aktuellen Liefermengen Norwegens an die EU und auf die bestehenden Pipelineverbindungen zu Europa eingegangen werden. In Kapitel 7.2 wird näher auf die Gesamtlage Norwegens eingegangen. Die Hauptabnehmer norwegischen Erdgases waren in 2008 das Vereinigte Königreich, Deutschland und Frankreich.<sup>288</sup>

<sup>288</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009. The Norwegian Petroleum Sector, Oslo / Stavanger 2009, S.46ff.

Abb. 29: Die norwegischen Gaspipelines in Europa



Quelle: Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S.47.

### 6.2.2.1 Das Vereinigte Königreich

Norwegen exportierte 2008 ca. 28,5 Bcm Erdgas in das VK. Damit machte Erdgas aus Norwegen gut 72% des vom VK importierten Erdgases aus (der Bruttoimporte), womit Norwegen größter Erdgaslieferant war. Allerdings muss angemerkt werden, dass das VK mehr Erdgas importiert, als zur Befriedigung des heimischen Bedarfs notwendig wäre, so dass große Menge Erdgas weiterexportiert werden können.

Das norwegische Erdgas gelangt über drei Leitungen in das VK: über die Langeled und die Vesterled-Pipelines sowie über die Pipelineverbindung Tampen.<sup>289</sup> Die älteste Pipeline, die bereits 1977 in Betrieb genommen wurde, die Frigg-Pipeline, ist nicht mehr in Betrieb. Auf der gleichen Route aber, erreicht die 350 km lange Vesterled-Pipeline seit 2001 das

<sup>289</sup> Vgl. Department of Energy & Climate Change (Vereinigtes Königreich): Digest of United Kingdom Energy Statistics 2009, S. 102f, 113.

schottische St. Fergus. Diese Pipeline hat eine Maximalkapazität von fast 13 Bcm pro Jahr. Die 2001 in Betrieb genommene Langeled-Pipeline ist mit ca. 1200 km eine der längsten Unterwasserpipelines der Welt. Sie kann jährlich bis zu 25 Bcm vom norwegischen Terminal Nyhamna, wo Erdgas aus dem Ormen Lange-Feld aufbereitet wird, über den Nordseehub Slepner ins englische Easington transportieren. Bei der kürzesten der drei Pipelines, durch die das VK mit norwegischem Erdgas versorgt wird, handelt es sich um eine Verbindungsleitung zwischen dem britisch-norwegischen Gasfeld Statfjord und dem Nordseesektor des VK. Die Tampen Röhre ist lediglich 23 km lang, hat eine Höchstkazität von 9 Bcm pro Jahr und knüpft direkt am britischen Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS), das ebenfalls bis zum schottischen St. Fergus führt.<sup>290</sup>

#### 6.2.2.2 Deutschland

In Deutschland machte im Jahr 2008 Erdgas aus Norwegen ca. 32,7% des importierten Erdgases oder 28,2% des deutschen Erdgasaufkommens aus.<sup>291</sup> Damit lagen die norwegischen Erdgaslieferungen in Höhe von 24,4 Bcm an zweiter Stelle. Der überwiegende Anteil des norwegischen Erdgases erreicht Deutschland über drei Pipelines, die die deutsche Nordseeküste an den Terminals in Emden und Dornum erreichen. Alle norwegischen Pipelines führen von den Fördergebieten in der Nordsee unter Wasser nach Deutschland. Die älteste dieser Pipelines ist die in Emden ankommende Norpipe (oder Norpipe Gas). Sie wurde bereits 1977 in Betrieb genommen und legt vom Fördergebiet Ekofisk nach Deutschland eine Strecke von 440 km zurück. Die Höchstkazität dieser Pipeline liegt bei 16 Bcm pro Jahr. Die in Dornum mit dem deutschen Erdgasnetz verbundenen Europipe und Europipe II sind 1995 bzw. 1999 in Betrieb genommen worden. Die Europipe führt vom Förderhub Draupner aus nach Süden durch die Nordsee, hat eine Länge von 660 km und eine maximale Kapazität von 16 Bcm im Jahr. Europipe II hat eine höhere maximale Transportkapazität von ca. 23 Bcm im Jahr. Diese Pipeline führt von Kårstø 650 km nach Dornum. Alle drei Pipelines, ebenso wie alle norwegischen Pipelines insgesamt, werden vom norwegischen Unternehmen Gassco betrieben (mehr dazu im Norwegen Kapitel 7.2).<sup>292</sup>

---

<sup>290</sup> Vgl. Gassco AS: Transport System, unter: <http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/gassco-en/Gassco/Home/norsk-gass/gas-transport-system/>, 01.12.09.

<sup>291</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energietraeger05-aufkommen-verwendung-gas,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls>, 30.11.09.

<sup>292</sup> Vgl. Gassco AS: Transport System, 01.12.09.

### 6.2.2.3 Frankreich

Norwegen exportierte 2008 über 14 Bcm nach Frankreich. Laut französischen Angaben stellte norwegisches Erdgas 31,7% (164 TWh) der Importe (ohne kurzfristigem Handel, das 0,9% ausmachte) und war damit noch vor Gas aus den Niederlanden (17,9%), Algerien (16,3%) und Russland (14,5%) wichtigste französische Gasquelle.<sup>293</sup> Der größte Teil der Erdgaslieferungen aus Norwegen, nämlich rund 30% der gesamten französischen Importe, gelangten über das Terminal in Dünkirchen ins Land, wo die Franpipe ankommt. Die Franpipe, die als längste Nordseepipeline galt als sie 1998 in Betrieb genommen wurde, führt von dem Draupner Hub 840 km bis zum französischen Festland und hat eine maximale Transportkapazität von knapp 20 Bcm pro Jahr.<sup>294</sup>

### 6.2.2.4 Andere EU-Länder

Zusätzlich zur Belieferung Europas durch Pipelines kann Norwegen seit 2007 Erdgas auch in Form von LNG exportieren. Primärer Zweck des Ausbaus von LNG-Kapazitäten ist der Export von Erdgas in entferntere Märkte wie die USA.<sup>295</sup> Allerdings können natürlich auch europäische Kunden mit LNG versorgt werden. So erreichten in 2008 Belgien, Frankreich und Spanien LNG-Lieferungen aus Norwegen in Höhe von insgesamt 1,38 Bcm<sup>296</sup>. Diese Volumina sind zwar gering, doch könnten LNG-Lieferungen als Ergänzung zum Pipelinegas eine wichtige Rolle spielen, v. a. für den Spotmarkt bzw. bei Gasgeschäften mit Verträgen kurzer Laufzeit. Neben dem VK, Deutschland, und Frankreich importieren ebenfalls andere EU-Mitglieder Erdgas aus Norwegen, wenn auch in deutlich geringeren Mengen.

Wichtigster Erdgaslieferant war Norwegen lediglich für das VK, Belgien und Frankreich. Belgien ist zudem als einziges Land neben den drei großen europäischen Importeuren über eine Pipeline direkt mit den norwegischen Erdgaslagern verbunden. Die 1993 in Betrieb genommene Zeepipe verbindet den Sleipner Hub mit dem Terminal im belgischen Zeebrügge. Die Röhre ist 814 km lang und hat eine Kapazität von 15 Bcm jährlich. Im Jahr 1997 wurde zudem die sogenannte Zeepipe IIB eingeweiht, die Erdgas von der Anlage in Kollsnes aus transportiert. Über eine Verbindungsröhre (Draupner-Sleipner) wird das Erdgas weiter nach Zeebrügge (über Zeepipe) befördert.<sup>297</sup> Doch stehen die Nordländer auch in anderen EU-

---

<sup>293</sup> Vgl. Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer: Importations de gaz naturel par origine en quantité, o.O. 2008, unter: [http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/xls/imports\\_gaz\\_2008\\_cle19c9a3.xls](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/xls/imports_gaz_2008_cle19c9a3.xls), 01.12.09.

<sup>294</sup> Vgl. Gassco AS: Transport System, 01.12.09.

<sup>295</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 46.

<sup>296</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy Workbook 2009, S.30.

<sup>297</sup> Vgl. Gassco AS, Transport System, 01.12.09.

Staaten in den vorderen Plätzen, oft an zweiter Stelle (in der EU an zweiter Stelle). In Tschechien liegt norwegisches Gas mit einem knapp 22%igen Anteil an den Erdgasimporten an zweiter Stelle, ebenso in Deutschland und Österreich (21,6%). In Italien steht norwegisches Gas an vierter (7,6%), in Spanien an fünfter Stelle (6%). In Polen hat norwegisches Erdgas bis 2006 noch an zweiter Stelle etwa 3,5% ausgemacht.<sup>298</sup>

Wie gesehen wurden in den letzten 20 Jahren eine Vielzahl neuer Pipelines zwischen Norwegen (bzw. norwegischen Fördergebieten) und der EU gebaut. Auch für die Zukunft gibt es einige Pipelineprojekte, die dazu beitragen sollen, die Erdgaslieferungen Norwegens an die EU zu erweitern. Das im Moment prominenteste Pipelineprojekt ist die Skanled, eine Erdgasröhre nach Dänemark und Schweden mit einer Verlängerungsoption nach Polen (der Teilabschnitt zwischen Dänemark und Polen trägt den Namen Baltic Pipe). Besonders für Polen erscheint diese Pipeline als eine interessante Option zur Verringerung der Importe aus Russland. Allerdings hat sich der höhere Preis norwegischen Gases als ein Problem für die bisherige Umsetzung des Projekts herausgestellt. Ende 2009 sollte das für Skanled zuständige Konsortium, in dem verschiedene skandinavische Unternehmen neben E.ON Ruhrgas und der polnischen PGNiG investiert sind, ursprünglich eine endgültige Entscheidung über die Verwirklichung der Pipeline treffen. Dann hätten bereits 2012 erste Erdgaslieferungen fließen können.<sup>299</sup> Ende April 2009 wurde aber die Entscheidung getroffen, das 1,5 Mrd. US\$ Projekt wegen der Wirtschafts- und Finanzkrise auf unbestimmte Zeit zu verschieben. Die Skanled-Pipeline hätte 7<sup>300</sup> bis 9 Bcm jährlich nach Schweden, Dänemark<sup>301</sup> und Polen transportieren können (die Kapazität hätte bei der Ankunft in Polen nur noch ca. 3 Bcm betragen).<sup>302</sup>

Ein weiteres Pipelineprojekt, das für den Moment ebenfalls nicht weiterverfolgt zu werden scheint, ist die sogenannte Mid-Nordic Gas-Pipeline. Die 1 Mrd. US\$ teure Leitung würde Erdgas aus Norwegen nach Finnland über Schweden transportieren und könnte eine Kapazität von ca. 4 Bcm p. a. haben (1 Bcm für Schweden und 3 Bcm für Finnland).<sup>303</sup>

---

<sup>298</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 59, 143, 171, 283, 297.

<sup>299</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe. An Overview of Existing and Planned Infrastructures, Institut Français des Relations Internationales, Paris 2008, S. 57ff.

<sup>300</sup> Vgl. Gassco AS, Skanled project suspended, 29.04.2009, unter: <http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-EN/gassco/home/presse/nyhetsarkiv/29.04.09-14.45>, 26.05.09, und vgl. Skanled postponement to impact gas supply to Scandinavia, Offshore Magazine Online, 11.05.2009, unter: [http://www.offshore-mag.com/display\\_article/361803/9/ONART/none/PIPTR/1/Skanled-postponement-to-impact-gas-supply-to-Scandinavia/](http://www.offshore-mag.com/display_article/361803/9/ONART/none/PIPTR/1/Skanled-postponement-to-impact-gas-supply-to-Scandinavia/), 26.05.09.

<sup>301</sup> Vgl. Nordic Energy Perspectives: Natural gas in the Nordic countries, Final Report, Oslo 2009, S. 40.

<sup>302</sup> Vgl. PGNiG SA: Company Overview, Präsentation, o:O. 2009, S. 14, unter: [http://www.unece.org/energy/se/pp/wpgas/19wpg\\_0109/21Jan/CurrDev/PGNiG\\_Company%20Overview\\_EN\\_January\\_2009.pdf](http://www.unece.org/energy/se/pp/wpgas/19wpg_0109/21Jan/CurrDev/PGNiG_Company%20Overview_EN_January_2009.pdf), 28.05.09.

<sup>303</sup> Vgl. Mid-Nordic gas pipeline to cost EUR 1 bn, Alexander's Oil & Gas Connections, Vol. 7, Issue 10, 16.05.2002, unter: <http://www.gasandoil.com/goc/company/cne22081.htm>, 28.05.09.

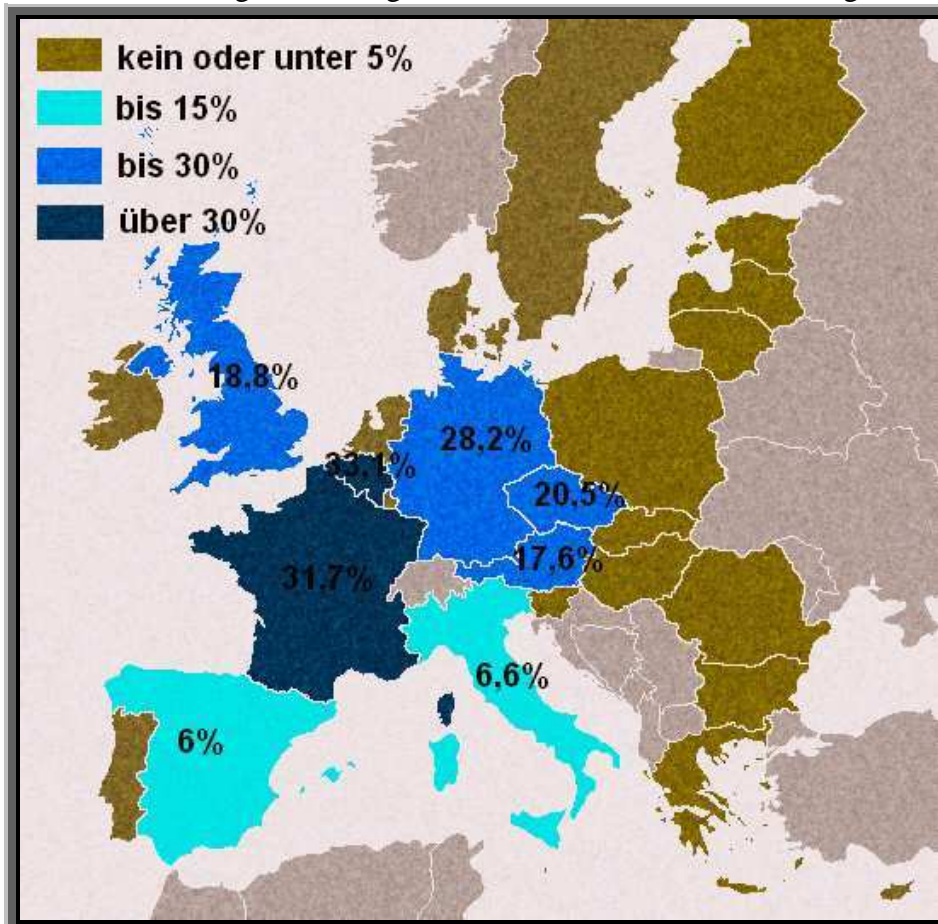


**Tabelle 18: Die Bedeutung norwegischen Erdgases für die bedeutendsten Märkte, 2008**

	Anteil von Erdgas am Primärenergiebedarf	durch Importe zu decken	norwegischer Anteil an Gasbedarf	norwegischer Anteil an Importe	norwegischer Erdgas an Primärenergiebedarf
<b>Vereinigtes Königreich</b>	37,0%	26,0%	18,8%	72,0%	7,5%
<b>Deutschland</b>	22,1%	86,0%	28,2%	32,7%	6,1%
<b>Frankreich</b>	15,4%	100,0%	31,7%	31,7%	4,5%

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Digest of United Kingdom Energy Statistics 2009, französische Statistikbehörde (Service de l'observation et des statistiques), Eurostat.

**Abb. 30: Anteil norwegischen Erdgases am Gasverbrauch der EU-Mitglieder, 2007**



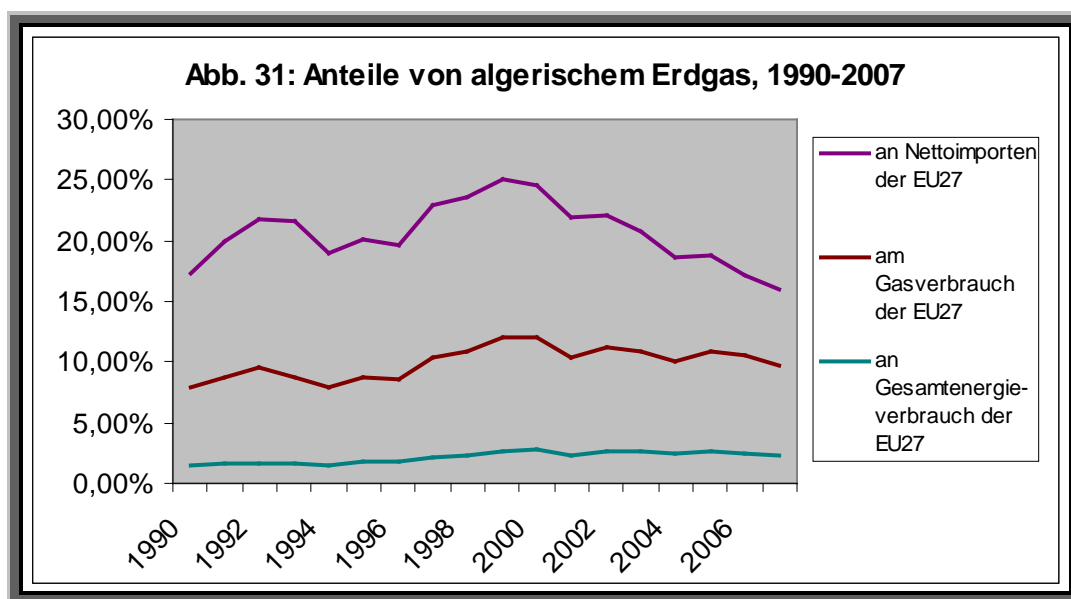
Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat und Statistikbehörden.

**Verdichtung 10 (6.2.2)**

Norwegisches Erdgas deckt einen bedeutenden Anteil des Gasbedarfs vieler EU-Mitglieder. Die Gasinfrastruktur zwischen Norwegen und der EU ist in der Vergangenheit dem wachsenden Bedarf stetig angepasst worden. Die Pipelines verbinden Norwegen ohne Transitstaaten direkt mit Europa. Zwar könnte Erdgas aus Norwegen auch einen Teil des Bedarfs östlicher EU-Mitglieder decken, doch fehlt es noch an der entsprechenden Infrastruktur. Teilweise werden Projekte wegen der aktuellen Finanz- und Wirtschaftskrise nicht weiterverfolgt. Norwegen hat in der Vergangenheit von den Entwicklungen im europäischen Erdgasmarkt stark profitiert und konnte die eigenen Marktanteile vergrößern.

### 6.2.3 Die Bedeutung von Erdgas aus Algerien und die wichtigsten Importrouten

In der EU der 27 ist Algerien drittgrößter Erdgaslieferant. Mit einem Gesamtvolumen von ca. 51 Bcm in 2008<sup>304</sup> entsprachen die europäischen Erdgasimporte weitestgehend jenen von 2007 (1.943.976 TJ). Damit lagen die Lieferungen aus Algier nur hinter denen von Russland und Norwegen, jedoch noch weit vor denen aus Nigeria, Libyen oder Ägypten. Algerisches Erdgas stellte 2007 einen Anteil von fast 16% an den EU-Importen, was 9,7% des gesamten europäischen Jahresverbrauchs entsprach. Allerdings hat der algerische Anteil an den EU-Gasimporten in den letzten Jahren abgenommen. Der von algerischem Erdgas gehaltene Anteil am Gesamtgas- und Gesamtenergieverbrauch dagegen ist leicht gestiegen (siehe Abbildung 31).



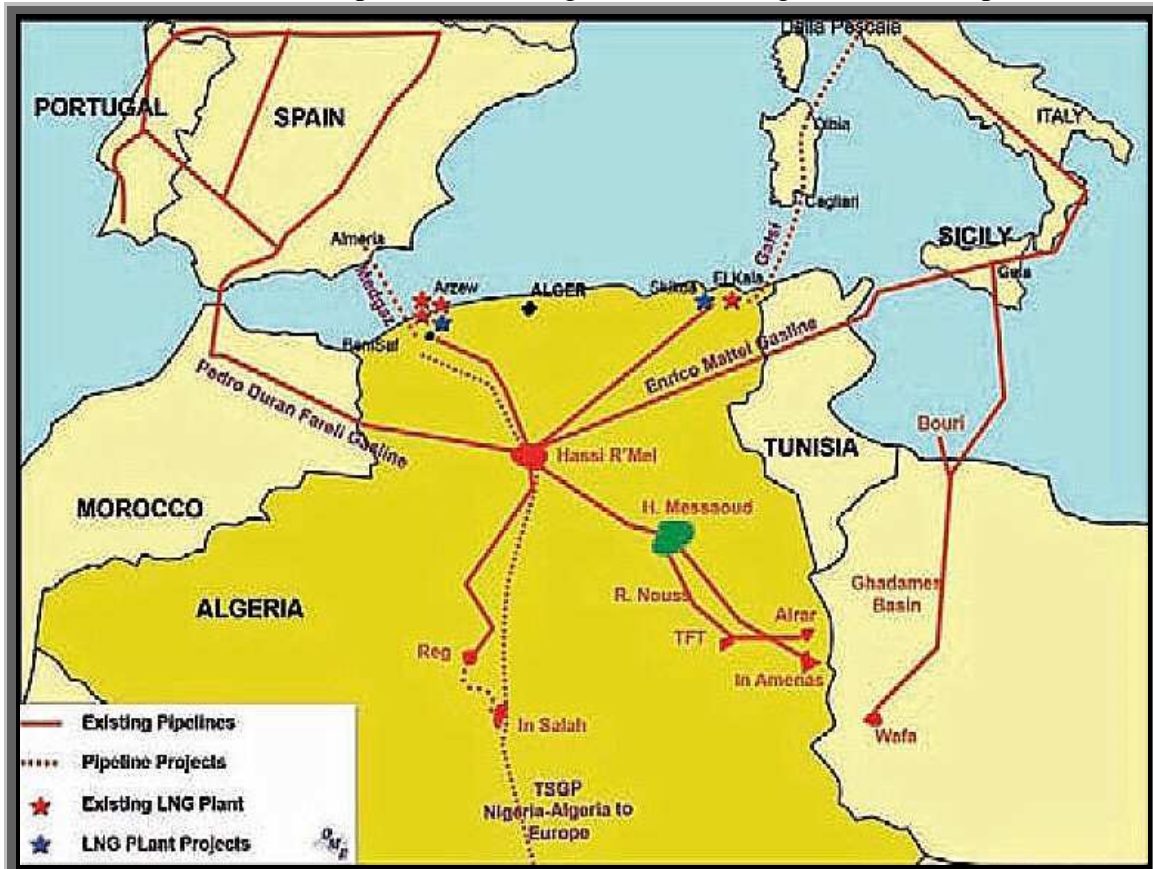
Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

Die Erdgaslieferungen erreichen Europa dabei sowohl über Pipelines als auch als LNG. Größte Abnehmer algerischen Gases waren 2007 Italien mit ca. 24,4 Bcm (936.650 TJ, 32,7% der Importe) gefolgt von Spanien mit rund 14 Bcm (546.332 TJ oder 37% der Importe) und Frankreich mit ca. 8 Bcm (312.356 TJ, 16,3%). Algerien war in Spanien wichtigster Lieferant, in Portugal immerhin zweitwichtigster mit einem Gesamtvolumen von 1,6 Bcm (59.536 TJ, 33,6%). Weitere EU-Mitglieder, die im selben Jahr Erdgas aus Algerien erhielten waren Belgien mit insgesamt 0,4 Bcm (15.343 TJ, 2,2%), das VK mit ca. 0,6 Bcm (23.778 TJ, 3%), Griechenland 1 Bcm (36.319 TJ, 23,5%) und Slowenien mit etwas weniger als 0,4 Bcm (13.662 TJ, 32,2%).<sup>305</sup>

<sup>304</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S.30.

<sup>305</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17, 31, 129, 143, 157, 171, 311, 339, 395; für Frankreich vgl. Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer: Importations de gaz naturel par origine en quantité.

Abb. 32: Die Pipelineverbindungen zwischen Algerien und Europa



Quelle: Observatoire Méditerranéen de l'Énergie: Mediterranean Energy Perspectives 2008, Garenne-Colombes 2008, S. 290.

### 6.2.3.1 Italien

Mit einem weiten Vorsprung ist Italien der größte Abnehmer algerischen Erdgases. Dabei gelangt der überwiegende Teil der Erdgaslieferungen über Pipeline nach Italien (gut 94%) der Rest jedoch als LNG.

Seit 1983 transportiert die Pipeline Enrico Mattei (oder auch Transmed genannt) Erdgas aus Algerien nach Sizilien. Die Röhre hatte ursprünglich eine Kapazität von nur 8 Bcm pro Jahr, wurde aber in den folgenden Jahren mehrmals erweitert. 1988 wurde eine zweite Röhre parallel verlegt, 1995 eine neue Verdichterstation gebaut. Heute hat die Pipeline eine Kapazität von bis zu 26 Bcm.<sup>306</sup> Es gab zwar in der Vergangenheit immer wieder Pläne die Kapazität auf 32,5 bis 36 Bcm zu erweitern, doch scheinen sich die Ressortminister erst vor kurzem endgültig darauf geeinigt zu haben.<sup>307</sup> Aktuell erstreckt sich die Pipeline insgesamt

<sup>306</sup> Vgl. Sonatrach SPA: Gas Marketing & International Development, 5th Edition, Algier 2007, S. 11, unter: <http://www.sonatrach-dz.com/revue-com/commercialisationgaz2007ang.pdf>, 21.01.2009 und vgl. EIA: Algeria. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 5.

<sup>307</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: France discusses TransMed pipeline extension, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363788/7/ARTCL/none/none/France-discusses-TransMed-pipeline-extension/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363788/7/ARTCL/none/none/France-discusses-TransMed-pipeline-extension/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 03.06.09.

über 2.475 km vom algerischen Hassi R'Mel (550 km), über tunesisches Territorium (370 km) nach Sizilien, verläuft dabei 170 km unter dem Mittelmeer und weiter zum italienischen Festland (1.400km durch Italien).<sup>308</sup>

Das restliche algerische Erdgas wird in Form von LNG nach Italien transportiert. Dabei spielt das Terminal in Panigaglia eine entscheidende Rolle, da dies die einzige Wiederverdampfungsanlage in Italien ist, die regelmäßig algerisches LNG erhält. In Italien gibt es verschiedene Projekte, die dazu dienen sollen die LNG-Wiederverdampfungskapazität zu erweitern, doch werden diese neuen Terminals wahrscheinlich kein algerisches Erdgas entgegennehmen. Gründe hierfür sind einerseits der geplante Bau einer neuen Pipeline für Gas aus Algerien, andererseits langfristige Verträge zwischen den Betreibern neuer LNG-Terminals und anderen LNG-Lieferanten wie Katar oder Ägypten.<sup>309</sup> Beispielsweise wurde vor kurzem an der italienischen Adria ein Offshore-LNG-Terminal eingeweiht (Adriatic LNG), der zwar die Kapazität besitzt, 10% des italienischen Gasbedarfs zu decken, jedoch LNG exklusiv aus Katars North Field beziehen wird.<sup>310</sup> Katar ist über Qatar Terminal Limited, einer 100%igen Tochtergesellschaft der staatlichen Qatar Petroleum, mit 45% im adriatischen Terminal investiert. Weitere 45% der Anteile werden von ExxonMobil Italiana Gas gehalten, 10% von der italienischen Edison S.p.A..

Wie erwähnt gibt es momentan ein Projekt zum Bau einer neuen Pipelineverbindung zwischen Algerien und Italien. Die sogenannte Galsi-Pipeline (ital.: Gasdotto Algeria Sardegna Italia) soll Erdgas von Hassi R'Mel bis zum algerischen El Kala pumpen, von wo aus die Pipeline Sardinien passieren soll bevor sie nördlich von Rom, bei Castiglione Della Pescaia, das italienische Festland erreicht. Diese Pipeline soll eine Gesamtlänge von ca. 1.470 km und eine Kapazität von ca. 8 Bcm pro Jahr haben. Ursprünglich hätte die Galsi-Pipeline bereits 2011 in Betrieb genommen werden sollen.<sup>311</sup> Mittlerweile geht man von einer Inbetriebnahme nicht vor 2013 aus, wenn – wie vorgesehen am 30. Juni 2010 eine endgültige Investitionsentscheidung der Projektteilnehmer getroffen wird. Mitte 2009 bekundete Frankreich, laut dem algerischen Energieminister, Interesse an einer Verlängerung der Pipeline nach Südfrankreich.<sup>312</sup> Zudem wird über einen Einstieg der Russischen Gazprom spekuliert, die bereits Interesse an dem Projekt signalisiert hat und in 2007 verschiedene

---

<sup>308</sup> Vgl. Eni S.p.A.: International Pipelines across the Mediterranean, Presentation vom 26 März 2002 bei der IEA in Paris, S. 6, unter: [http://www.iea.org/textbase/work/2002/cross\\_border/DISPENZA.PDF](http://www.iea.org/textbase/work/2002/cross_border/DISPENZA.PDF), 22.01.09.

<sup>309</sup> Vgl. EIA: Italy. Country Analysis Briefs, o.O. 2007, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Italy/pdf.pdf>, 21.01.09.

<sup>310</sup> Vgl. New LNG Terminal Transported to Italy's Coast, Exxon Mobil News / Business Wire, unter: <http://www.businesswire.com/news/exxonmobil/20080919005139/en>, 22.01.09.

<sup>311</sup> Vgl. Sonatrach SPA: Gas Marketing & International Development, S. 23.

<sup>312</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: France discusses TransMed pipeline extension.

Kooperationsabkommen mit dem größten Anteilseigner des Galsi-Projekts, der algerischen Sonatrach, abgeschlossen hat.<sup>313</sup>

### 6.2.3.2 Spanien

Algerisches Erdgas dominierte 2007 in Spanien. Trotz der Bedeutung algerischen Erdgases, stellten die algerischen Erdgaslieferungen nur knapp 8% des gesamten Energiebedarfs der Spanier.<sup>314</sup>

Der größte Teil der algerischen Lieferungen erreichen Spanien durch die 1.600 km<sup>315</sup> langen Pedro Duran Farrell-Pipeline (auch unter dem Namen Maghreb-Europe-Pipeline bekannt), die von Algeriens Hassi R'Mel-Erdgasfeld über Marokko, nach Durchquerung des Mittelmeers, Spanien bei Tarifa erreicht und weiter nach Cordoba führt. Die Pipeline wird seit 1996 betrieben und kann seitdem mindestens knapp 9 Bcm<sup>316</sup> pro Jahr transportieren. Laut Sonatrach wurde die Kapazität von jährlich 8,5 Bcm bereits 2004 auf 11,5 Bcm p. a. erweitert. Die Pipeline ist zurzeit aber durch zwei Verträge zwischen Sonatrach und der spanischen Gas Natural (über jeweils 6 und 3 Bcm pro Jahr) und einem Vertrag mit der portugiesischen Transgas (2,5 Bcm jährlich) komplett ausgelastet.<sup>317</sup>

Zusätzlich zur bestehenden Pipelineverbindung zwischen Algerien und Spanien wird momentan an der Medgaz-Pipeline gebaut, deren Inbetriebnahme bereits mehrfach verschoben werden musste. Zuletzt sollte die Pipeline nicht vor Juni 2010 den Betrieb aufnehmen.<sup>318</sup> Diese Pipeline wird vom algerischen Beni Saf nach Almería über 210 km unter dem Mittelmeer führen und in einer ersten Phase eine maximale Transportkapazität von 8 Bcm pro Jahr haben. Sollte der iberische Bedarf eine entsprechende Investition rechtfertigen, könnte in einer zweiten Phase die Kapazität durch die Verlegung einer parallel verlaufenden Röhre auf 16 Bcm verdoppelt werden. Größter Anteilseigner des Pipelinekonsortiums ist mit 36% die algerische Sonatrach. Neben weiteren spanischen Investoren hält auch die französische GDF Suez Anteile in Höhe von 6% an Medgaz, weswegen oft über eine Erweiterung der Pipeline von Spanien nach Frankreich diskutiert wird.<sup>319</sup>

---

<sup>313</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 83.

<sup>314</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 135ff.

<sup>315</sup> Vgl. EIA: Iberian Peninsula. Country Analysis Briefs, o.O. 2007, S. 4, unter: [http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iberian\\_Peninsula/pdf.pdf](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iberian_Peninsula/pdf.pdf), 22.01.09.

<sup>316</sup> Vgl. EIA: Algeria. Country Analysis Brief, S. 5.

<sup>317</sup> Vgl. Sonatrach SPA: Gas Marketing & International Development, S. 12.

<sup>318</sup> Vgl. Watkins, Eric: Medgaz pipeline delayed until June 2010, in: Oil & Gas Journal (Online), 12.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7513976041/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/11/medgaz-pipeline\\_delayed.html?cmpid=EnlDailyNovember122009](http://www.ogj.com/index/article-display/7513976041/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/11/medgaz-pipeline_delayed.html?cmpid=EnlDailyNovember122009), 15.11.09.

<sup>319</sup> Vgl. Medgaz S.A. (Internetauftritt), unter: <http://www.medgaz.com/medgaz/pages/index.htm>, 23.01.09.

Gut ein Drittel des von Algerien an Spanien gelieferten Erdgases erreichen den iberischen Staat als LNG. Dabei handelte es sich in erster Linie um drei Verträge von jeweils ca. 1 bis 1,5 Bcm pro Jahr zwischen Sonatrach und jeweils Endesa, Cepsa und Iberdrola.<sup>320</sup> Spanien verfügt als einer der weltweit größten LNG-Importeure über sechs Wiederverdampfungsterminals, die über erhebliche Kapazitäten verfügen (theoretische maximale „*send-out-capacity*“ p. a.). Es handelt sich hierbei um die Terminals in Huelva (11,8 Bcm), Cardagena (11,8 Bcm), Bilbao (6 Bcm), Sagunto/Valencia (8 Bcm), El Ferrol (3,6 Bcm) und Barcelona (seit 2009 Erweiterung auf bis 17 Bcm). Sie alle nehmen algerische LNG-Lieferungen entgegen. Die spanischen LNG-Terminals verfügen somit über eine sehr hohe Kapazität und sind bei weitem nicht durch die algerischen Importe ausgelastet, so dass Spanien in der Lage ist, LNG-Lieferungen aus anderen Förderregionen entgegen zu nehmen. Ein siebtes LNG-Projekt wurde von Enagas 2006 ins Leben gerufen und soll nahe Gijón (El Musel) gebaut werden. Das Terminal soll zu Beginn eine Kapazität von 7 Bcm p. a. haben und später auf 10,5 Bcm erweitert werden.<sup>321</sup> Damit verfügt Spanien laut IEA über eine Wiederverdampfungskapazität von 58 Bcm jährlich, die durch die geplante Inbetriebnahme des Terminals El Musel/Gijón in 2011 auf 65 Bcm steigen dürfte.<sup>322</sup>

### 6.2.3.3 Frankreich

Frankreich importierte 2007 ca. 8 Bcm Erdgas aus Algerien. Dieses Volumen bedeutete über 17,9% der Erdgasimporte, womit Algerien in dem Jahr zweit wichtigster Erdgaslieferant nach Norwegen und knapp vor Russland war.<sup>323</sup>

Die algerischen Lieferungen erreichen Frankreich ausschließlich als LNG an den Terminals Fos-Tonkin (bei Fos Sur Mer), das eine Kapazität von 7 Bcm pro Jahr hat, und Montoir-de-Bretagne (10 Bcm pro Jahr, soll auf 16,5 Bcm erweitert werden). Im Augenblick gibt es noch ein Projekt zur Schaffung neuer LNG-Kapazitäten, das sich bereits im Bau befindet. In Fos-

---

<sup>320</sup> Vgl. Sonatrach SPA: Gas Marketing & International Development, S. 9, 12f.

<sup>321</sup> Vgl. EIA: Iberian Peninsula. Country Analysis Brief, S. 4. In Bezug auf die Wiederverdampfungskapazität der spanischen LNG-Terminals weichen die Angaben der EIA teilweise erheblich von den Angaben der Eigentümer oder Betreiber ab. Die hier angegebene Kapazitäten sind die der Betreiber/Eigentümer: Terminals Barcelona, Cartagena, Gijón und Huelva werden von Enagas S.A. betrieben, mehr unter: [http://www.enagas.com/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=es&pagename=ENAGAS%2FPAGE%2FENAG\\_pintarContenidoFinal](http://www.enagas.com/cs/Satellite?cid=1142417697959&language=es&pagename=ENAGAS%2FPAGE%2FENAG_pintarContenidoFinal), 01.12.09; Betreiber des Terminals Bilbao ist Bahia de Bizkaia Gas S.L., unter: <http://www.bahiasdebizkaia.com/bbg/cas/index.aspx>, 01.12.09; das Terminal Sagunto/Valencia wird von SAGGAS betrieben, unter: [http://www.saggas.com/car\\_ficha.aspx?menuCaracteristicasTecnicas=2](http://www.saggas.com/car_ficha.aspx?menuCaracteristicasTecnicas=2), 01.12.09; Betreiber von El Ferrol ist Reganosa, mehr Information zu diesem Terminal unter: <http://www.reganosa.com/web/index.php?idioma=es&seccion=130&desglose=90>, 23.01.09.

<sup>322</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2009, S. 165f. Diese Kapazitäten sind bemerkenswert hoch, wenn man bedenkt, dass Spanien in 2008 laut BP lediglich 39 Bcm verbrauchte.

<sup>323</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 149ff.



Cavaou (ebenfalls bei Fos-Sur-Mer) entsteht ein neues LNG-Terminal, an dem GdF Suez und Total (Anteile 66,7% bzw. 23,3%) beteiligt sind. Das Terminal empfing im November 2009 den ersten Tanker, um die Anlage auf Betriebstemperatur abzukühlen. Wenn das Terminal im Frühjahr 2010 den kommerziellen Betrieb aufnimmt, wird es eine Kapazität von 8,25 Bcm haben, womit sich Frankreichs Wiederverdampfungskapazitäten am Mittelmeer mehr als verdoppelt hätten.<sup>324</sup> Noch in der letzten Testphase hatten Umweltschützer versucht, die Inbetriebnahme des Terminals zu verhindern. Sie konnten nachweisen, dass bei der amtlichen Untersuchung zur Erteilung der Lizenz wichtige Dokumente nicht eingereicht worden waren (u. a. die seismische Untersuchung). GdF Suez hatte darauf eine provisorische Betriebserlaubnis erlangt, während eine neue dauerhafte Lizenz angestrebt wurde.<sup>325</sup>

Royal Dutch Shell PLC und Koninklijke Vopak NV gaben im Juli 2009 bekannt, dass sie bei Fos-sur-Mer den Bau eines weiteren LNG-Terminals planen, das bis Mitte des kommenden Jahrzehnts den Betrieb aufnehmen könnte. Die Kapazität des Terminals soll bis zu 15% des französischen Erdgasbedarfs decken können. An dem gemeinsamen JV wird Vopak LNG Holding BV 90% der Anteile, Shell die restlichen 10% halten.<sup>326</sup> Zudem soll ExxonMobil für 2009 den Bau eines weiteren Importterminals nahe Fos Cavaou vorgeschlagen haben.<sup>327</sup>

An der französischen Atlantikküste gab es ein Projekt zum Bau eines LNG-Terminals in Le Verdon am Hafen von Bordeaux. Das Projekt, das von der niederländischen 4Gas betrieben wurde, sollte eine Kapazität von bis zu 9 Bcm p. a. haben und Investitionen in Höhe von 800 Mio. US\$ erfordern. Das Projekt ist jedoch plötzlich auf besonders starken Widerstand lokaler Politiker gestoßen, nachdem seit August 2006 erfolgsversprechend verhandelt worden war. Das unerwartete Aus des Projekts führte im November 2009 zu einer Klage der 4Gas vor einem Bordeauxer Gericht. Die Niederländer klagen auf entgangene Gewinne und auf die Rückerstattung bereits getätigter Investitionen.<sup>328</sup> Zusätzlich zu den algerischen LNG-

---

<sup>324</sup> Vgl. Gas de France Suez S.A. (Internetauftritt): unter: <http://www.gdfsuez.com/en/activities/our-businesses/infrastructure-management/lng-terminals/lng-terminals/>, und vgl. Ders., The Fos-Cavaou LNG terminal receives its first methane tanker for the "cool-down" of its facilities, unter: [http://www.gdfsuez.com/en/news/news-flash/news-flash/?actualites\\_id=49](http://www.gdfsuez.com/en/news/news-flash/news-flash/?actualites_id=49), beides 01.12.09.

<sup>325</sup> Vgl. Leblond, Doris: Authorization pulled for GDF Suez terminal, in: Oil & Gas Journal (Online), 08.07.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/9339532999/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-authorization-pulled.html>, 10.07.09.

<sup>326</sup> Vgl. Watkins, Eric: Shell, Vopak to build LNG terminal in France, in: Oil & Gas Journal (Online), 17.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8967262417/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-articles/s-shell\\_-vopak\\_to\\_build.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8967262417/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-articles/s-shell_-vopak_to_build.html), 20.07.09.

<sup>327</sup> Vgl. EIA: France, S. 5.

<sup>328</sup> Vgl. Leblond, Doris: Extension denied for Bordeaux LNG terminal, in: Oil & Gas Journal (Online), 31.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8818756983/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-extension-denied\\_for.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8818756983/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-extension-denied_for.html), 02.08.09, und vgl. 4Gas Takes Legal Action after French Government Halts Pegaz LNG Project, 4Gas (Internetauftritt): 23.11.2009, unter: [http://www.4gas.com/?m=documents&doc\\_id=377&id=55](http://www.4gas.com/?m=documents&doc_id=377&id=55), 01.12.09.

Lieferungen könnte Frankreich bald auch Erdgas aus Algerien über die Verlängerung der durch Spanien führende Medgaz-Pipeline erhalten. Die Verbindung der Medgaz-Pipeline an das französische Pipeline Netz könnte es Algerien ermöglichen, Erdgas auch jenseits von Frankreich zu exportieren. Im südeuropäischen Markt jedenfalls dürfte es die Stellung Sonatrachs als Erdgaslieferant stärken.<sup>329</sup>

#### 6.2.3.4 Portugal

Portugal muss seinen gesamten Erdgasbedarf durch Importe decken, dabei kamen 2007 ca. 1,6 Bcm aus Algerien, was 33,6% der Erdgasimporte entsprach. Algerisches Erdgas stellte somit 4,9% der insgesamt verbrauchten Energie in Portugal.<sup>330</sup> Das iberische Land bezieht die benötigten Erdgasmengen zu fast gleichen Teilen als LNG, durch das 2003 gebaute LNG-Terminal in Sines, und über zwei aus Spanien kommende Pipelines, Tarifa und Tuy (0,4 Bcm). Das Sines LNG-Terminal hat eine Kapazität von 5,3 Bcm pro Jahr und wird von REN Atlântico betrieben.<sup>331</sup> Bei der Tarifa-Pipeline handelt es sich um die Verlängerung der Pedro Durán Farrell-Pipeline (Maghreb-Europe-Pipeline), über die algerisches Erdgas nach Portugal transportiert wird.<sup>332</sup> Der Teilabschnitt der Tarifa-Pipeline, der nach Portugal führt, hat von den ursprünglichen 11,5 Bcm nur noch eine maximale Kapazität von ca. 3,8 Bcm pro Jahr.<sup>333</sup>

	<b>Anteil von Erdgas am Primärenergiebedarf</b>	<b>durch Importe zu decken</b>	<b>algerischer Anteil an Gasbedarf</b>	<b>algerischer Anteil an Importe</b>	<b>algerischer Erdgas an Primärenergiebedarf</b>
<b>Frankreich</b>	15,4%	100,0%	16,3%	16,3%	2,3%
<b>Griechenland</b>	10,0%	100,0%	23,5%	23,5%	2,4%
<b>Italien</b>	39,0%	89,0%	29,0%	32,7%	11,0%
<b>Portugal</b>	14,7%	100,0%	33,6%	33,6%	4,9%
<b>Slowenien</b>	12,4%	100,0%	32,2%	32,2%	4,0%
<b>Spanien</b>	21,7%	98,9%	36,9%	37,3%	8,0%

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat, französische Statistikbehörde (Service de l'observation et des statistiques).

<sup>329</sup> Vgl. Nies, Susanne, Oil and Gas Delivery to Europe. An Overview of Existing and Planned Infrastructures, Gouvernance Européenne et Géopolitique de l'Énergie, Institut Français des Relations Internationales, Paris 2008, S. 83.

<sup>330</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 303ff.

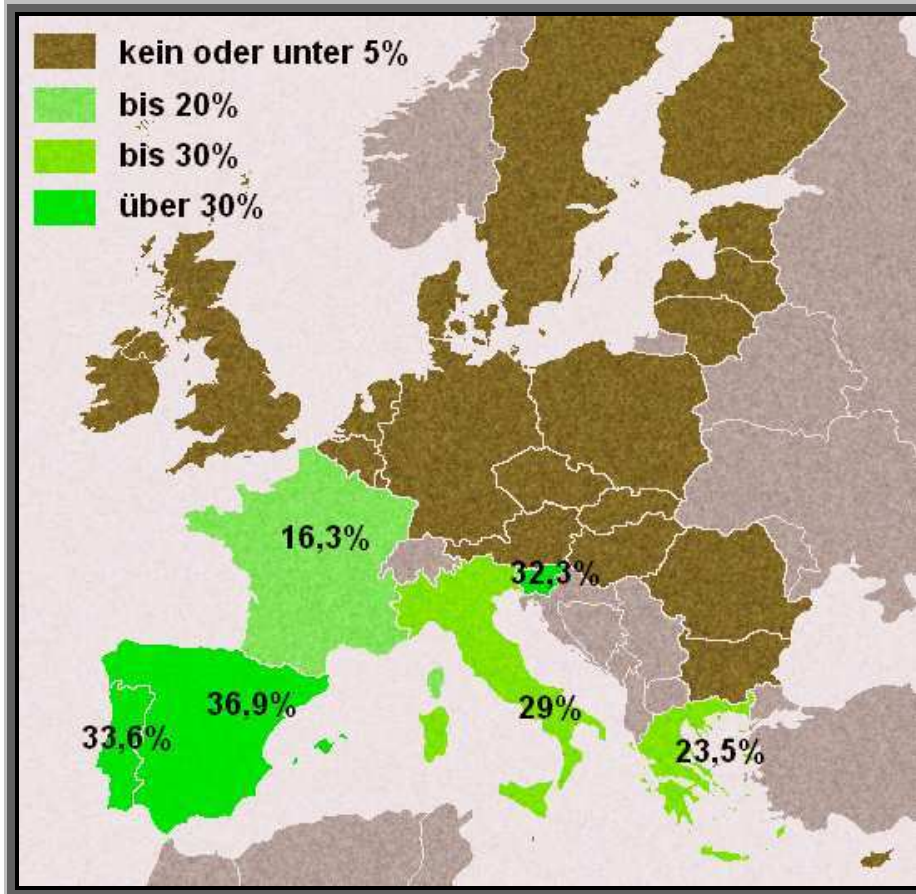
<sup>331</sup> Vgl. REN Atlântico, unter: [http://www.ren.pt/vEN/NaturalGas/LNG%20Terminal/Pages/gas-natural\\_ing-terminal.aspx](http://www.ren.pt/vEN/NaturalGas/LNG%20Terminal/Pages/gas-natural_ing-terminal.aspx), 23.01.09.

<sup>332</sup> Vgl. EIA, Iberian Peninsula Country Analysis Brief, Juli 2007, S. 4, unter: [http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iberian\\_Peninsula/pdf.pdf](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iberian_Peninsula/pdf.pdf), 22.01.09.

<sup>333</sup> Vgl. OECD, Policy Roundtables, Energy Security and Competition Policy 2007, 14.01.2008, S. 174, unter: <http://www.oecd.org/dataoecd/5/21/39897242.pdf>, 23.01.09.



Abb. 33: Anteil algerischen Erdgases am Gasverbrauch der EU-Mitglieder, 2007



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat und Statistikbehörden.

### **Verdichtung 11 (6.2.3)**

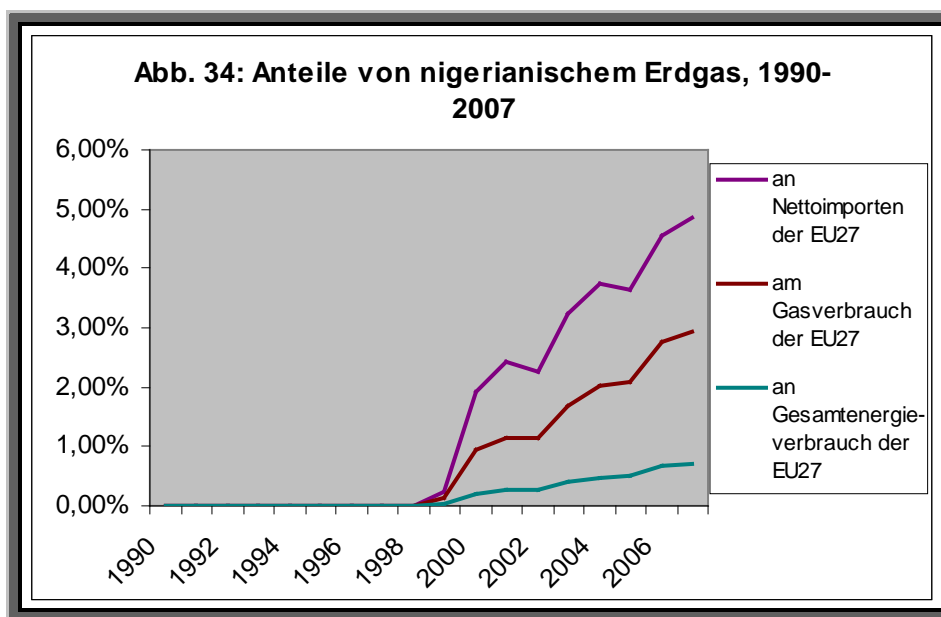
Algerien deckt einen bedeutenden Anteil des europäischen Gasbedarfs, besonders im südlichen Europa. Dabei ist Algerien mit seinen nördlichen Nachbarn durch mehrere Pipelines verbunden, die z. T. erweitert werden sollen. Algerien beliefert die EU zu einem großen Teil auch über LNG. Neue Röhren, die Algerien direkt mit der EU verbinden, sowie LNG-Terminals werden zudem entweder gebaut oder befinden sich in Planung. Die neuen, direkten Pipelineverbindungen sollen Algerien mit den wichtigsten Verbraucherländern verbinden und könnten Algiers Position in diesen Märkten weiter stärken. Insgesamt konnte Algerien aber besonders in den letzten Jahren nicht von der Diversifizierungsstrategie der EU profitieren und hat Anteile an den Gesamtimporten Europas verloren.

## 6.2.4 Die Bedeutung anderer Erdgaslieferanten und deren Importrouten

### 6.2.4.1 Nigeria

Neben den drei wichtigsten Erdgaslieferanten bezieht die EU Erdgas auch aus anderen Fördergebieten wie z. B. Nigeria, Libyen, Ägypten und Katar. Die jeweiligen Grafiken (Abb. 34-37) zeigen deutlich, dass diese Länder in den letzten Jahren besonders von der europäischen Diversifizierungsstrategie profitiert haben. Nigeria stellte 2007 EU-weit 4,8%

der Erdgasimporte, über 15 Bcm (588.317 TJ). Das Erdgas wurde dabei hauptsächlich nach Spanien (ca. 9 Bcm bzw. 346.793 TJ, entspricht etwa 23,5% der Importe), Frankreich (3,3 Bcm oder 126.113 TJ, ca. 7,2%) und Portugal (3 Bcm bzw. 115.411 TJ, etwa 65%) geliefert<sup>334</sup> – ausschließlich als LNG. Damit entsprachen nigerianischen LNG-Lieferungen rund 30% des insgesamt von der EU bezogenen LNGs. Dies könnte sich in Zukunft allerdings ändern. Das Trans-Sahara-Pipelineprojekt (Trans-Saharan Gas-Pipeline, TSGP) sieht den Bau einer Erdgasleitung mit einer Kapazität von 20-30 Bcm p. a. vor, die von den nigerianischen Fördergebieten über Niger ins algerische Beni Saf führt. Von dort aus würde die Pipeline weiter unter dem Mittelmeer, wahrscheinlich nach Spanien, der gleichen Route folgen wie die Medgaz-Pipeline. Im Gespräch war auch eine alternative Route über Sardinien nach Italien. Ohne Zweifel hätte der Bau einer solchen Pipeline das Potential die nigerianischen Erdgaslieferungen an die EU erheblich zu erweitern. Eine Inbetriebnahme ist bei positivem Verlauf des Projekts frühestens 2015 oder 2016 zu erwarten (mehr siehe Kapitel 7.3.9.4.3).<sup>335</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

#### 6.2.4.2 Libyen

Libyen exportierte 2007 insgesamt etwas über 9 Bcm (383.615 TJ) in die EU, das meiste mittels Greenstream-Pipeline über Sizilien nach Italien, wo libysches Erdgas über 12%<sup>336</sup> der Erdgasimporte ausmacht. Die Pipeline, die eine maximale Kapazität von 8 Bcm pro Jahr hat,

<sup>334</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17, 143, 157, 311.

<sup>335</sup> Vgl. EIA: Nigeria. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S.6f, unter:

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Nigeria/pdf.pdf>, 24.01.09; und vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 83f.

<sup>336</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17.

aber bis 2012 auf 11 Bcm<sup>337</sup> erweitert werden soll, transportiert seit 2004 Erdgas aus zwei Erdgasfeldern in Libyen nach Italien: dem offshore gelegenen Feld Bahr Essalam und dem nahe der algerischen Grenze gelegenen Onshore-Erdgasfeld Wafa. Die Greenstream-Pipeline ist Teil des Western Libyan Gas Project<sup>338</sup> und gehört zu 75% der italienischen Gesellschaft Eni. Hauptabnehmer sind neben Edison Gas (4 Bcm), die ebenfalls italienische Energia Gas (2 Bcm) und Gaz de France (2 Bcm).

Nach Algerien war Libyen 1971 der weltweit zweite Staat, der in der Lage war, Flüssigerdgas zu exportieren. Die LNG-Anlage in Marsa El Brega wurde bereits Ende der 1960er vom Unternehmen Esso gebaut und hat nominal eine Kapazität von ca. 3,5 Bcm im Jahr. Allerdings haben besonders die jahrelangen Sanktionen dazu geführt, dass technische Probleme nicht behoben werden konnten, so dass die Anlage in der Vergangenheit auf lediglich ca. 15% der eigentlichen Kapazität gelaufen ist. Einziger Abnehmer libyschen LNGs, das ca. 2% der Erdgasimporte in Spanien ausmachten, war die spanische Enagas. Grund für die geringe Auslastung der libyschen LNG-Anlage sind technische Einschränkungen, die die Abspaltung von LPG (liquefied petroleum gas) nicht erlauben. Aufgrund der politischen Sanktionen konnten diese Mängel in der Vergangenheit nicht beseitigt werden, doch das Außerkraftsetzen der UN-Sanktionen im Jahr 2003 (die USA hoben ihre Sanktionen 2004 auf) und die Wiederaufnahme diplomatischer Beziehungen mit westlichen Staaten haben zu einem deutlichen Anstieg der Investitionen im libyschen Energiesektor geführt.

Neben interessierten Energiegesellschaften wie der spanischen Repsol-YPF, gelang es Shell im Jahr 2005, einen Vertrag mit dem staatlichen libyschen Energiekonzern (NOC, National Oil Corporation Libya) zu unterzeichnen. Dieser sah u. a. auch Investitionen zur Modernisierung und zum Ausbau der LNG-Anlage Marsa El Brega vor.<sup>339</sup> Der Vertrag wurde 2008 bestätigt und erweitert. Er sieht nun Investition von bis zu 4 Mrd. US-Dollar vor (rund 300 Mio. US\$ für die Modernisierung, bis zu 600 Mio. US\$ für die Erweiterung und bis zu 3 Mrd. US\$ für den Bau einer neuen Anlage). Die LNG-Anlage soll so möglicherweise bis zu 6 Bcm jährlich produzieren. Zusätzlich könnte Shell eine weitere Anlage bauen, sollte die

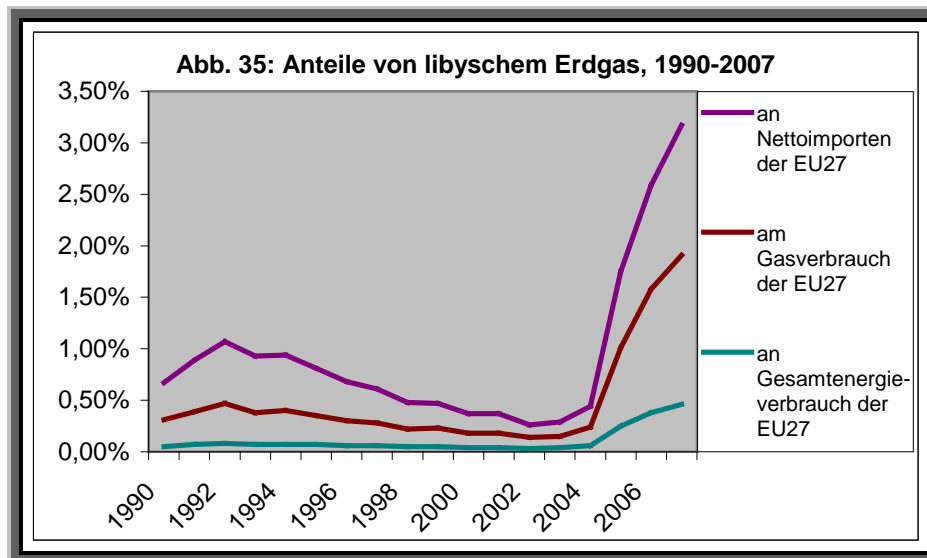
---

<sup>337</sup> Es sollen zwei neue Kompressoren (Nr. 5 und 6) installiert werden, vgl. Eni S.p.A.: Fact Book 2008, Rom 2009, S. 21, 63, unter: [http://www.eni.com/attachments/publications/reports/reports-2009/fact\\_book\\_2008.pdf](http://www.eni.com/attachments/publications/reports/reports-2009/fact_book_2008.pdf), 02.12.09.

<sup>338</sup> Vgl. ENI S.p.A. (Internetauftritt): Greenstream, unter: [http://www.eni.it/en\\_IT/innovation-technology/projects/greenstream/greenstream.shtml](http://www.eni.it/en_IT/innovation-technology/projects/greenstream/greenstream.shtml) und [http://www.eni.it/en\\_IT/innovation-technology/projects/western-libyan-gas-project/western-libyan-gas-project.shtml](http://www.eni.it/en_IT/innovation-technology/projects/western-libyan-gas-project/western-libyan-gas-project.shtml), 24.01.09.

<sup>339</sup> Vgl. EIA: Libya. Country Analysis Briefs, o.O. 2007, S. 6f, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Libya/pdf.pdf>, 24.01.09.

Erdgasproduktion in Libyen eine entsprechende Maßnahme rechtfertigen.<sup>340</sup> Zusätzlich zu der LNG-Anlage in Marsa El Brega plant Eni den Bau einer weiteren LNG-Verflüssigungsanlage in Mellitah. Diese soll eine Kapazität von 5 Bcm jährlich haben.<sup>341</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

#### 6.2.4.3 Ägypten

Die EU importierte 2007 aus Ägypten knapp 6 Bcm, die ausschließlich als LNG Europa erreichten. Die wichtigsten Abnehmer ägyptischen Erdgases waren Spanien (ca. 4,4 Bcm oder 169.042 TJ, entspricht in etwa 11,4% der Gesamtimporte) und Frankreich (1,2 Bcm bzw. 45.959 TJ, ca. 2,6%). Kleinere Mengen erreichten auch das VK (0,16 Bcm, 6.304 TJ).<sup>342</sup> Ägypten verfügt über zwei Verflüssigungsterminals (insgesamt 3 Trains). Die LNG-Anlage bei Damietta (SEGAS) wurde 2004 von der spanischen Union Fenosa gebaut, die 2009 von Gas Natural aufgekauft wurde. Sie produziert mit nur einem Train ein Volumen von 6,8 Bcm. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme handelte es sich laut Unternehmen um den weltweit größten LNG-Train.<sup>343</sup>

Zusammen mit BP und Eni sollte diese Anlage bis spätestens 2011 um einen weiteren Train erweitert werden, allerdings könnte das Projekt am Widerstand der ägyptischen Regierung

<sup>340</sup> Vgl. National Oil Corporation (Internetauftritt): Signing of a Joint Operating Agreement concerning the Liquefied Gas Plant at Marsa El-Brega, unter: [http://en.noclibya.com.ly/index.php?option=com\\_content&task=view&id=509&Itemid=1](http://en.noclibya.com.ly/index.php?option=com_content&task=view&id=509&Itemid=1), 26.01.09.

<sup>341</sup> Vgl. ENI S.p.A.: Factbook 2008, S. 21.

<sup>342</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17, 143, 157, 395.

<sup>343</sup> Vgl. Union Fenosa S.A. (Internetauftritt): Planta de licuefacción de Damietta (Egipto), unter: [http://www.unionfenosa.es/webuf/portal!/ut/p/c1/04\\_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3ijIHc\\_Lxcn\\_1BTp2AzAyMvA0t3Hxd\\_A4MQc\\_1wkA6zeAMcwNFA388jPzdVvyA7rxwA7ZRJNA!!/d12/d1/L0IDU0IKSWdrbUEhI S9JRFJBQUlpQ2dBek15cXchL1ICSkoXtkExTkk1MC01RncvN18yUkdOSkrCT1U1QIM2MDJKMDIHTERPMDAzNS9JX19fXzE!/?WCM\\_PORTLET=PC\\_7\\_2RGNJDBOU5BS602J09GLDO0035\\_WCM&WCM\\_GLOBAL\\_CONTEXT=/webuf/wcm/connect/ufwebcontenidos/WebUF/LosNegocios/Gas/](http://www.unionfenosa.es/webuf/portal!/ut/p/c1/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3ijIHc_Lxcn_1BTp2AzAyMvA0t3Hxd_A4MQc_1wkA6zeAMcwNFA388jPzdVvyA7rxwA7ZRJNA!!/d12/d1/L0IDU0IKSWdrbUEhI S9JRFJBQUlpQ2dBek15cXchL1ICSkoXtkExTkk1MC01RncvN18yUkdOSkrCT1U1QIM2MDJKMDIHTERPMDAzNS9JX19fXzE!/?WCM_PORTLET=PC_7_2RGNJDBOU5BS602J09GLDO0035_WCM&WCM_GLOBAL_CONTEXT=/webuf/wcm/connect/ufwebcontenidos/WebUF/LosNegocios/Gas/), 26.01.09.

scheitern. Diese fühlt sich durch die in der Vergangenheit geschlossenen Exportverträge mit einigen multinationalen Energiekonzernen benachteiligt und hat alle neuen Exportverträge bis 2010 ausgesetzt. Die zweite LNG-Verflüssigungsanlage steht bei Idku (Egyptian LNG) und verfügt über insgesamt zwei Trains. Die Anlage wurde von BG (British Gas) in Zusammenarbeit mit Petronas gebaut und hat eine maximale Produktionskapazität von knapp 10 Bcm. Diese Anlage, die 2005 mit der Produktion von LNG begann, sollte durch den Bau eines weiteren Trains erweitert werden. Das Erweiterungsprojekt ist jedoch ebenso durch die Entscheidungen der ägyptischen Regierung bedroht, wie das Projekt bei Damietta. Komplizierend kommt hinzu, dass die Verwirklichung des Projekts von der weiteren Erschließung der Offshore-Erdgasfelder Simian/Sienna und dem (ebenfalls offshore gelegenen) Gaza Marine Field durch BG abhängt.<sup>344</sup> Die Erschließung von letzterem fällt teilweise in die Zuständigkeit der Palästinensischen Autonomiebehörde. Allerdings hat Israel seit der Entdeckung des Gasfeldes im Jahr 2000 die Erschließung aus Angst, die Einkünfte könnten der Hamas in die Hände fallen, blockiert.<sup>345</sup> BG hat sich seit Ende 2007 schrittweise aus diesem Projekt zurückgezogen<sup>346</sup>, so dass die Verwirklichung (was Erdgas aus dem Gaza-Feld angeht) heute zumindest mit Zurückhaltung bewertet werden muss.

Neben Projekten im LNG-Bereich gibt es ebenfalls Pläne, Gas per Pipeline nach Europa zu exportieren. Das Pipelineprojekt befindet sich zwar noch in einer frühen Phase der Umsetzung, ein erster Schritt ist jedoch 2008 mit der Vollendung des zweiten Abschnitts der Arabischen-Gaspipeline (Arab Gas-Pipeline) gemacht worden, durch die Ägypten Erdgas nach Jordanien und Syrien exportieren kann. Im gleichen Jahr haben Syrien und die Türkei ein Abkommen zur Verbindung der Arabischen-Gaspipeline mit dem türkischen Pipelinennetz unterschrieben. Hierdurch wäre es Ägypten ab 2011 möglich, Erdgas per Pipeline über Jordanien, Syrien und die Türkei in die EU zu exportieren. Als europäische Absatzmärkte sind in erster Linie Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Österreich im Gespräch.<sup>347</sup> Zusammen mit weiteren Anbindungen der Röhre an den Irak im Osten und den libyschen Exportpipelines

---

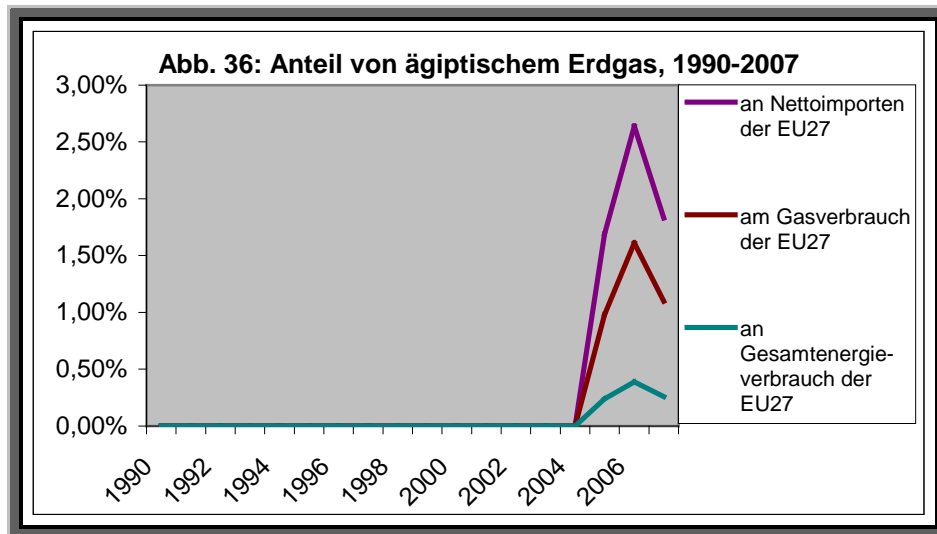
<sup>344</sup> Vgl. EIA: Egypt. Country Analysis Briefs, o.O. 2008, S. 5, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Egypt/pdf.pdf>, 26.01.09.

<sup>345</sup> Vgl. Butcher, Tim: „Gaza doesn't need aid: it has a £2bn gas field“, in: The Daily Telegraph (Online), 02.01.2009 unter: <http://www.telegraph.co.uk/comment/3643848/Gaza-doesn't-need-aid-it-has-a-andpound2bn-gas-field.html>, 26.01.09.

<sup>346</sup> Vgl. BG Group plc.: Data Book 2008. A portfolio of opportunities, Reading (Berkshire) 2009, S. 23, unter: [http://www.bg-group.com/InvestorRelations/Reports/Documents/Data%20Book/BG\\_databook08.pdf](http://www.bg-group.com/InvestorRelations/Reports/Documents/Data%20Book/BG_databook08.pdf), 26.01.09.

<sup>347</sup> Vgl. EIA: Egypt, S. 4f.

im Westen, könnte die Verlängerung der Arabischen-Gaspipeline Erdgas für die Auslastung der Nabucco-Pipeline bereitstellen.<sup>348</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Eurostat.

#### 6.2.4.4 Katar

Das Emirat Katar besitzt die weltweit größte Kapazität zur Verflüssigung von Erdgas und ist seit 2006 der führende LNG-Exporteur der Welt. Damals überholte Katar mit einer Kapazität von 30,7 mmpta LNG – über 43 Bcm – Indonesien. Europa bezog 2007 rund 7,2 Bcm (275.496 TJ) Erdgas als LNG aus Katar (nur 2,2% der gesamten Erdgasimporte). Größter europäischer Abnehmer war Spanien mit umgerechnet 4,6 Bcm (178.299 TJ, ca. 12% der Importe), gefolgt von Belgien (2,2 Bcm bzw. 87.502 TJ, 12,6%) und dem VK (0,25 Bcm oder 9.695 TJ, 1,2%).<sup>349</sup> Diese Werte dürften jedoch bereits überholt sein, wenn man die LNG-Kapazitäten des Emirats betrachtet, die für den europäischen Markt seit 2008 on stream gegangen sind.

Katar verfügt über eine Vielzahl von LNG-Anlagen. Gegenwärtig bedienen drei von 14 LNG-Trains ausschließlich europäische Märkte. Vier weitere Trains produzieren teilweise für EU-Märkte, wobei ab 2010 noch ein Train hinzukommen wird, der neben LNG für den US-Markt auch für Europa produzieren soll. Zwei der LNG-Trains, die heute katarisches Erdgas an Europa liefern versorgen primär das VK mit Erdgas. Hierbei handelt es sich um die Trains Nr. 4 und Nr. 5, das sogenannte Qatargas Project II. Das Projekt ist seit Ende 2008 fertig gestellt

<sup>348</sup> Vgl. Europäische Kommission, Delegation (The European Commission's Delegation to Iraq): Joint Press Statement on enhancing energy cooperation between the EU, Turkey, the Mashreq countries and Iraq, Joint Ministerial conference on enhancing energy co-operation, Brüssel 2008, unter: [http://delirq.ec.europa.eu/en/documents/Joint%20Statement\\_5th%20May2008\\_%20Brussels.pdf](http://delirq.ec.europa.eu/en/documents/Joint%20Statement_5th%20May2008_%20Brussels.pdf), 26.01.09.

<sup>349</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17, 31, 143, 395.

doch erst seit 2009 im Einsatz und wird von Qatargas betrieben, dessen größter Anteilseigner die staatliche Qatar Petroleum ist. Die Trains haben jeweils eine Kapazität von 7,8 mmtpa (über 10 Bcm). Bedenkt man die fast zu vernachlässigende Menge katarischen LNGs, das das VK noch 2007 bezogen hat, ist dies eine bemerkenswert hohe Kapazität und deutet klar auf die steigende Bedeutung des Emirats für das VK hin.

Zudem handelt es sich bei dem Qatargas II-Projekt um das erste voll integrierte Projekt dieser Art. Es umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von der Erdgasförderung im katarischen North Field, über den Verflüssigungsprozess, den Transport über eigens dafür konstruierte LNG-Super-Tanker (sogenannte Q-Flex Tanker mit einem Transportvolumen von 210,000m<sup>3</sup> und Q-Max Tanker mit einer Kapazität von 266,000m<sup>3</sup>) bis hin zur Wiederverdampfungsanlage im VK (South Hook LNG bei Millford Haven<sup>350</sup>). Die 2009 eröffnete Wiederverdampfungsanlage in Wales ist die größte Anlage dieser Art in Europa und soll das VK mit bis zu 21 Bcm katarischen Gases jährlich versorgen können.<sup>351</sup>

Qatargas betreibt noch weitere LNG-Trains, die Erdgas für Europa produzieren. Trains Nr. 1-3 (Qatargas Project I., seit 1996 im Betrieb) haben jeweils eine Kapazität von 3,2 mmtpa (4,6 Bcm) und produziert LNG primär für den spanischen und japanischen Markt. Train Nr. 7 (Qatargas Project IV) soll ab 2011 neben den USA und China auch Europa versorgen und wird eine Kapazität von 7,8 mmtpa (10,7 Bcm) haben.<sup>352</sup> Ende Juni 2009 haben Katar und Polen einen 20-jährigen Vertrag abgeschlossen, durch den Warschau zum neuen Kunden des Emirats werden soll. Nach Fertigstellung der Anlage bei Swinoujscie, soll ab 2015 rund 1 mmtpa LNG (ca. 1,37 Bcm) aus Katar Polen erreichen.<sup>353</sup>

Neben Qatargas betreibt auch das Unternehmen Ras Laffan Liquefied Natural Gas Co. Ltd. (RasGas) LNG-Verflüssigungsanlagen, die hauptsächlich für europäische Märkte produzieren. Momentan hat RasGas zwei LNG-Trains, Trains Nr. 4 und Nr. 5 mit jeweils einer Kapazität von 4,7 mmtpa (etwas über 6,5 Bcm). Während Train Nr. 4 ausschließlich für den europäischen Markt produziert und bereits im August 2005 in Betrieb genommen wurde,

---

<sup>350</sup> Neben dem South Hook LNG-Terminal liegt in Milford Haven auch das sich seit Juli 2009 im Betrieb befindliche Dragon LNG Terminal. Dragon LNG erhält ebenfalls LNG aus Katar (Dragon LNG empfing den ersten LNG Tanker aus Trinidad und Tobago, das zweite jedoch sollte bereits aus Katar stammen), vgl. True, Warren R.: Two LNG terminals receive commissioning cargoes.

<sup>351</sup> Vgl. Europe's largest LNG terminal opens in UK, EurActiv, 13.05.2009, unter:

<http://www.euractiv.com/en/energy/europe-largest-lng-terminal-opens-uk/article-182253>, 14.05.09.

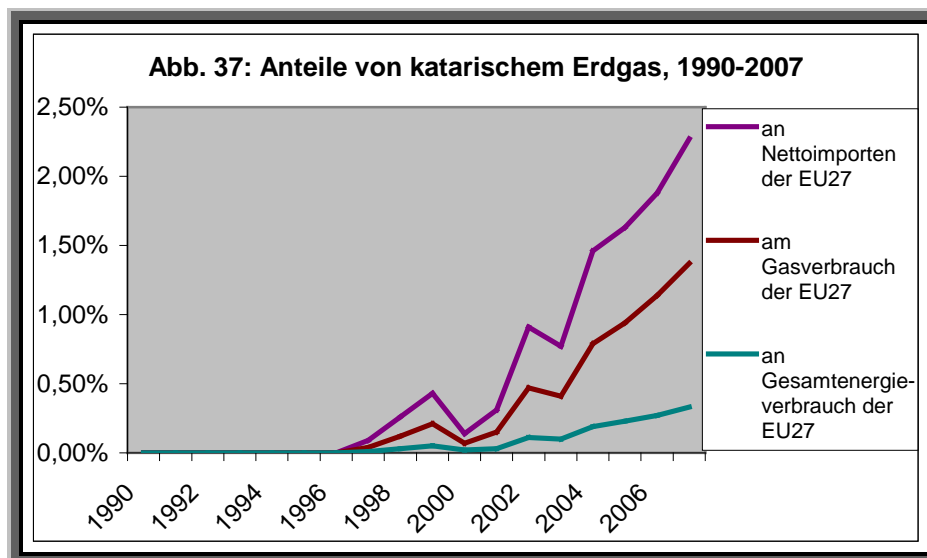
<sup>352</sup> Vgl. Qatargas (Internetauftritt): Ventures, unter: <http://www.qatargas.com/Projects.aspx>, 26.01.09; und vgl. Watkins, Eric: Shell reports delays for QatarGas 4 LNG project, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/1013485856/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/11/shell-reports\\_delays/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember252009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/1013485856/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/11/shell-reports_delays/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember252009.html), 26.11.09.

<sup>353</sup> Vgl. Watkins, Eric: Qatar, Poland sign 20-year LNG contract, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4638655808/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-qatar\\_-poland\\_sign.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4638655808/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-qatar_-poland_sign.html), 04.07.09.



liefert der im November 2006 eingeweihte Train Nr. 5 LNG auch nach Asien. Derzeit sind seitens RasGas keine weiteren LNG-Anlagen für den europäischen Markt vorgesehen.<sup>354</sup> Die LNG-Trains 6 und 7 werden in Zukunft von dem JV RasGas III. betrieben (Qatar Petroleum 70% und ExxonMobil 30%) und haben eine Kapazität von jeweils 7,8 mmtpa. Während Train Nr. 6 bereits im Juli/August 2009 den Betrieb aufnahm, soll Train Nr. 7 Anfang 2010<sup>355</sup> betriebsbereit sein. Beide Trains sollen LNG primär für die Märkte in Asien und den USA produzieren.<sup>356</sup>

Pipelineverbindungen von Katar nach Europa sind beispielsweise von der Türkei zwar in der Vergangenheit angedacht, jedoch nicht ernsthaft verfolgt worden. Die einzige Pipeline durch die Katar momentan Erdgas exportiert ist eine Erdgasröhre, die Katar mit den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE) und dem Oman verbindet (bekannt als Dolphin-Pipeline).<sup>357</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten Eurostat.

#### **Verdichtung 12 (6.2.4)**

Alle kleineren Lieferanten sind LNG-Exporteure. Libyen ist mit Europa auch über eine Pipeline verbunden. Nigeria und Ägypten planen interkontinentale Pipelines für Erdgaslieferungen an die EU. Alle diese Länder haben im Zuge der verstärkten Diversifizierungsbemühungen der EU ihre Anteile erhöhen können. Zudem könnte in Zukunft die EU ihre Importe aus diesen Ländern weiter erhöhen. Besonders Katar hat die Exportkapazitäten für europäische Kunden bereits erheblich ausgeweitet.

<sup>354</sup> Vgl. RasGas (Internetauftritt): Operations, unter: [http://www.rasgas.com/L\\_2.cfm?L2\\_id=6](http://www.rasgas.com/L_2.cfm?L2_id=6), 26.01.09.

<sup>355</sup> Vgl. Boehm, Rachel: RasGas LNG And ExxonMobil Train 6 Inaugurated In Qatar, in: Pipeline & Gas Journal (Online), Vol. 236, Nr. 12, Dezember 2009, unter: <http://pipelineandgasjournal.com/rasgas-lng-and-exxonmobil-train-6-inaugurated-qatar>, 17.12.09.

<sup>356</sup> Vgl. Ras Laffan Liquefied Natural Gas Co. Ltd., in: Oil & Gas Journal (Online), 12.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0348259692/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-plants/s-articles/s-ras-laffan\\_iii\\_lng.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0348259692/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-plants/s-articles/s-ras-laffan_iii_lng.html), 14.08.09.

<sup>357</sup> Vgl. EIA: Qatar. Country Analysis Briefs, o.O. 2007, S. 4ff, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Qatar/pdf.pdf>, 26.01.09.



### 6.2.5 Zwischenfazit zur Rolle der wichtigsten Erdgaslieferanten in der EU

Die Russische Föderation, Norwegen und Algerien versorgen Europa zusammen mit fast 79% des importierten Erdgases.<sup>358</sup> Wie gesehen ist die Situation auf der Ebene der Mitglieder, sowohl was die tatsächliche Versorgungssituation anbelangt als auch was die historische Dimension angeht, sehr verschieden. Besonders bemerkenswert ist die Dominanz russischen Erdgases in einigen, vorwiegend osteuropäischen Märkten, in denen der russische Anteil gegen 100% geht. Die Infrastruktur ist in der östlichen EU fast ausschließlich auf russisches Erdgas ausgerichtet, so dass es kaum Alternativen gibt.

Norwegens Erdgas hat in Nordwesteuropa eine tragende Rolle, manchmal an erster Stelle, oft an zweiter oder dritter Stelle. Das norwegische Erdgas wird in die EU zum überwiegenden Teil über direkte Pipelineverbindungen nach Europa transportiert, doch baut Norwegen seine LNG-Exportkapazitäten zurzeit auf und weiter aus. Hauptziele norwegischer LNG-Tanker sind transatlantische Märkte, ein Teil jedoch geht auch an südeuropäische Wiederverdampfungsterminals, z. B. nach Spanien. Des Weiteren wird die innereuropäische Infrastruktur stetig erweitert, so dass seit 1993 sogar Spanien in der Lage ist über Frankreich, durch die Transpyrenäen-Pipeline, norwegisches Erdgas zu importieren.<sup>359</sup>

Algerien ist über Pipelines mit Südeuropa verbunden und hat besonders hier eine starke Stellung. Auch die algerischen LNG-Lieferungen gehen zu einem großen Teil an Abnehmer im Mittelmeer, jedoch nicht ausschließlich, wie am Beispiel des VK zu sehen ist. Dort erreichen algerische LNG-Lieferungen seit 2005 britische Terminals.<sup>360</sup>

Generell hat LNG das Potential die Herkunft der Importe deutlich kurzfristiger zu ändern und weiter zu diversifizieren als Pipelinegas. Ein beeindruckendes Beispiel bietet erneut das VK, das in den kommenden Jahren (s. o.) größere Volumina katarischen LNGs zu den eigenen Importen hinzufügen wird (siehe oben Qatargas II. Project), was den Anteil Katars an den europäischen Importen insgesamt deutlich erhöhen dürfte. Der sich in Europa abzeichnende höhere Anteil von LNG macht es zudem theoretisch möglich, dass sich die Anteile der jeweiligen Ursprungsländer schneller ändern als bisher. Allerdings sind die meisten Verträge bis jetzt auch im LNG-Bereich langfristige „Take-or-Pay“-Verträge, wie bei Pipelinegas üblich (jedoch mit vergleichsweise „kurzen“ Laufzeiten von 15 Jahren). Die dadurch erreichte hohe Auslastung der LNG-Anlagen lässt nicht mehr viel Raum für zusätzliche Lieferung auf Grundlage von Verträgen mit kurzer Laufzeit bzw. für den Spothandel übrig. Um es ganz

---

<sup>358</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17.

<sup>359</sup> Vgl. EIA: Iberian Peninsula, S. 4.

<sup>360</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 395.

deutlich zu machen: laut BP erreichte im Jahr 2008 Erdgas mit einem Volumen von ca. 50 Bcm Europa als LNG.<sup>361</sup> Der überwiegende Teil hiervon wurde im Rahmen von langfristigen Verträgen geliefert. Lediglich 9,6 Bcm fanden ihren Weg zu europäischen Wiederverdampfungsterminals im Rahmen kurzer Lieferverträge (kürzer als vier Jahre) oder über den Spotmarkt.<sup>362</sup>

Es hat sich gezeigt, dass die drei „alteingesessenen“ Erdgaslieferanten der EU in verschiedenen Regionen Europas dominieren und nur in wenigen Staaten miteinander konkurrieren. Die zusätzlichen Exportprojekte deuten zudem eher darauf hin, die Präsenz in den Märkten zu festigen, in denen sie ohnehin eine starke Stellung haben. Durch die „Aufteilung“ der EU festigen Erdgaslieferanten ihre Position in den jeweiligen Märkten und drängen selten in die Märkte des jeweils anderen. Allerdings haben v. a. Russland und Algerien Anteile an den EU-Erdgasimporten verloren. Hiervon profitieren konnten neben Norwegen besonders die kleineren Erdgaslieferanten wie Nigeria, Libyen, Ägypten und Katar. Zudem ist an dieser Stelle nur auf EU relevante Projekte eingegangen worden. Es gibt nämlich sowohl neue potentielle Erdgasexporteure, die in den europäischen Markt eintreten wollen, als auch zahlreiche Projekte, die sich auf Märkte außerhalb der EU richten, so dass die Union direkt mit diesen in Konkurrenz treten dürfte. In den entsprechenden Länderkapiteln wird näher auf Exportprojekte eingegangen, die sich auf andere Märkte richten.

Im Folgenden wird die EU als energiepolitischer Akteur betrachtet. Hierzu werden sowohl die Organisation des europäischen Gasmarktes als auch die europäischen Ziele in den Bereichen der Marktliberalisierung, der nachhaltigen Entwicklung und besonders der Versorgungssicherheit untersucht.

### **6.3 Die Europäischen Union als energiepolitischer Akteur und ihre Interessen**

Mit der Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl und Euratom lag das Thema Energie von Anbeginn im Zentrum der europäischen Zusammenarbeit. Im Laufe der Zeit wurde das Thema aber an den Rand der europäischen Politik gedrängt. Dies zeigte sich spätestens, als die einzelnen Mitgliedstaaten während der Ölkrisen in den 70er mit einer jeweils eigenen Politik reagierten. Erst in den letzten Jahren hat es Energie erneut an die Spitze der europäischen Tagesordnung geschafft und gilt bei einigen Experten sogar als Test

---

<sup>361</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 30.

<sup>362</sup> Vgl. The International Group of Liquefied Natural Gas Importers: The LNG Industry 2008, Levallois 2009, S. 17, unter: [http://www.giignl.org/fileadmin/user\\_upload/flipbook2008/](http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/flipbook2008/), 20.08.09.

für die Nützlichkeit der EU als Institution insgesamt.<sup>363</sup> Auch die EU ist sich im Klaren darüber, dass 27 einzelne energiepolitische Ansätze nicht ausreichen werden, um vor den zukünftigen Herausforderungen der sich verändernden Energielandschaft zu bestehen.<sup>364</sup>

Trotz der Wichtigkeit, die Energiethemen beigemessen wird, bleibt der Gestaltungsraum der EU-Akteure auf der Gemeinschaftsebene durch die Dominanz der einzelnen EU-Mitglieder und ihrer Interessen im Energiebereich eingeschränkt. Die Kompetenzen auf europäischer Ebene verteilen sich zudem auf verschiedene Akteure, v. a. auf die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und auf den Rat der Europäischen Union.

Innerhalb der Kommission gibt es verschiedene Generaldirektionen (GD), die sich mit Energie beschäftigen. Hauptsächlich ist im Energiebereich die GD für Energie und Transport zuständig (Directorate General for Energy and Transport), die noch von dem zuständigen Kommissar für Energie Andris Piebalgs und dem Generaldirektor Matthias Ruete geführt wird (bis zur Amtseinführung der neuen Kommission, voraussichtlich im Februar 2010). Die Prioritäten der GD für Energie und Transport liegen im Energiebereich u. a. bei der Stärkung des Wettbewerbs und der Überprüfung der Einhaltung von Regeln in diesem Bereich, bei der Förderung einer nachhaltigen Energieversorgung, dem Ausbau der europäischen Netze und der Vertiefung der Energiebeziehungen zu den energieproduzierenden Ländern.<sup>365</sup> Allein bei der Betrachtung dieser Aufgabenbereiche ist die Überschneidung von Kompetenzen sichtbar, beispielsweise mit der GD Wettbewerb, der GD Außenbeziehungen oder der GD Umwelt.

Innerhalb des Europäischen Parlaments ist besonders der Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie (Committee on Industry, Research and Energy) zu nennen. Die Hauptaufgaben des Ausschusses liegen im Energiebereich bei Angelegenheiten des Euratom Abkommens und der Euratom Versorgungsagentur (Euratom Supply Agency) sowie der nuklearen Sicherheit, aber auch bei Maßnahmen bezüglich der Energiepolitik im Allgemeinen, der Versorgungssicherheit, der Energieeffizienz und des Ausbaus der transeuropäischen Energieinfrastruktur.<sup>366</sup>

Der Rat der EU-Ressortminister hat besonders die Funktion, die Politik der einzelnen Mitgliedsstaaten abzustimmen, in deren Zuständigkeitsbereich die Energiepolitik in erster

---

<sup>363</sup> Vgl. Röller, Lars-Hendrik / Delgado, Juan / Friederiszick, Hans W.: Energy: Choices for Europe, S. III.

<sup>364</sup> Vgl. Europäische Kommission: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, Grünbuch, KOM(2006) 105 endgültig, Brüssel 2006, S. 4.

<sup>365</sup> Vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): Directorate-General for Energy and Transport, Mission of the Directorate-General for Energy and Transport, unter: [http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/wcm/mission\\_dg\\_tren.pdf](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/wcm/mission_dg_tren.pdf), 29.07.09.

<sup>366</sup> Vgl. Europäisches Parlament (Internetauftritt), Activities, Committees, Industry, Research and Energy, unter: <http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/homeCom.do?body=ITRE&language=EN>, 29.07.09.

Linie fällt. Der Rat prüft u. a. die erforderlichen Maßnahmen, um ein angemessen hohes Sicherheitsniveau bei der Versorgung mit Gas (oder Ölerzeugnissen und Strom) in der Gemeinschaft zu gewährleisten. Außerdem beschäftigt sich der Rat mit der Förderung der erneuerbaren Energien, mit konkreten Maßnahmen zur rationellen Energienutzung, mit dem Funktionieren eines wettbewerbsorientierten Marktes und mit den transeuropäischen Energienetzen in den Bereichen Strom und Gas.<sup>367</sup>

Die Europäische Union hat sich in dem vergangenen Jahrzehnt mehrmals zum Thema Energieversorgung und -sicherheit geäußert und positioniert. Das im Jahr 2000 von der Europäischen Kommission angenommene Grünbuch „*Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit*“ steckte zum ersten Mal die aktuelle Lage der EU umfangreich und ausführlich ab und zeigte kommende Herausforderungen auf. Das Grünbuch führte in erster Linie zu einer Wiederbelebung der Diskussion über die Sicherheit der Versorgung der EU, nachdem in den vorherigen Jahren die Öffnung und Liberalisierung der Gas- und Strommärkte im Mittelpunkt der Bemühungen Brüssels gelegen hatten. Die Leistung des Grünbuchs liegt besonders darin, dass es zum ersten Mal die Richtung einer gemeinsamen, europäischen Energiepolitik andeutete, indem es die strukturellen Schwächen der Energieversorgung aufdeckte. Zudem erkannte die Kommission im Grünbuch an, dass eine sinnvolle europäische Energiepolitik sowohl einer internen, den Binnenmarkt betreffenden, als auch einer externen Komponente bedurfte, wodurch die Weichen für eine spätere Kombination dieser Ansätze gelegt wurden.<sup>368</sup>

Das im Jahr 2006 erschienene Grünbuch „*Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*“ beinhaltete wenig Neues. Vielmehr handelte es sich um eine Zusammenfassung des Standes der damaligen Diskussion. Das Grünbuch (2006) trug aber wesentlich zur Konkretisierung der Ziele einer EU-Politik bei, indem es die Prioritäten der Union deutlich aufzeigte. Eine europäische Energiepolitik sollte demnach drei Hauptziele verfolgen: Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Innerhalb dieser Hauptziele machte die EU sechs vorrangige Bereiche aus, in denen sie aktiv werden wollte. Bei diesen Gebieten handelte es sich um:

- 1) die Wettbewerbsfähigkeit und den Energiebinnenmarkt,
- 2) die Energiesolidarität zwischen den EU-Mitgliedern,

---

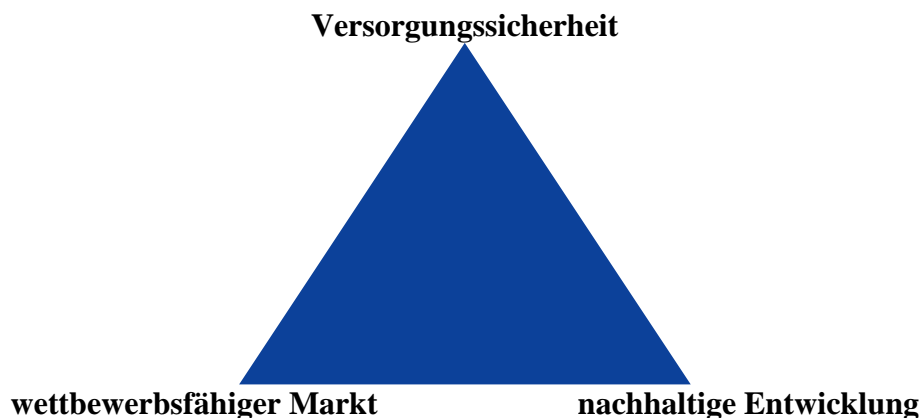
<sup>367</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union (Internetauftritt), Politik, Ratsformationen, Verkehr, Telekommunikation und Energie, unter: <http://www.consilium.europa.eu/showPage.aspx?id=413&lang=de>, 29.07.09.

<sup>368</sup> Vgl. Haase, Nadine: *European gas market liberalisation: Are regulatory regimes moving towards convergence?*, Oxford Institute for Energy Studies, NG24, Oxford 2008, S. 136.

- 3) die Diversifizierung des Energieträgermix,
- 4) die nachhaltige Entwicklung,
- 5) den Ausbau von Innovationen und Technologien im Energiebereich und
- 6) um eine gemeinsame, europäische Energieaußenpolitik.<sup>369</sup>

Das Grünbuch (2006) kann als Versuch der Kommission aufgefasst werden, die vorher nebeneinander behandelten Themengebiete eines liberalisierten und wettbewerbsfähigen Binnenmarktes, der Versorgungssicherheit und der nachhaltigen Entwicklung in ein Politikvorhaben zu integrieren.<sup>370</sup> Ein Schritt, der sich bereits im Grünbuch (2000) durch die Anerkennung der Existenz einer internen und einer externen Komponente angedeutet hatte und sich in der späteren Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament vom 10. Januar 2007 konkret niederschlug.<sup>371</sup> Bei dieser Mitteilung handelte es sich um den Entwurf einer europäischen Energiestrategie, die gleichzeitig die Grundlage für den darin enthaltenen Energieaktionsplan<sup>372</sup> der EU für den Zeitraum 2007 bis 2009 beinhaltete.

Abb. 38: Energiepolitisches Zieldreieck der EU



Quelle: Eigene Darstellung.

Diese Herangehensweise (die Zusammenlegung der drei Themengebiete zu einem sogenannten „*energiepolitischen Zieldreieck*“) hat den Vorteil, holistisch zu sein. Auf der anderen Seite jedoch werden hierbei mögliche Konflikte bei der Umsetzung der Ziele nicht zu

<sup>369</sup> Vgl. Europäische Kommission: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, S. 8ff, 20f.

<sup>370</sup> Vgl. Haase, Nadine: European gas market liberalisation, S. 34.

<sup>371</sup> Vgl. Europäische Kommission: Eine Energiepolitik für Europa, Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament, KOM(2007)1 endgültig, Brüssel 2007.

<sup>372</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union, Schlussfolgerungen des Vorsitzes, 7224/1/07 REV 1, Brüssel 2007, S. 13ff.

Genüge aufgezeigt oder gar ausgeblendet. Teilweise wird dadurch sogar suggeriert, die Ziele würden sich gegenseitig verstärken. Dabei sind verschiedenste Konflikte zwischen den drei Zielen denkbar (wenn nicht sogar wahrscheinlich).<sup>373</sup>

Die Energiestrategie und der Energieaktionsplan der EU werden regelmäßig überprüft und, wenn notwendig, angepasst. Zu diesem Zweck dient der Kommission die alle zwei Jahre erscheinende Überprüfung der Energiestrategie (Strategic Energy Review). Die zweite Überprüfung der Energiestrategie (ÜES2) sollte ursprünglich 2009 vorgestellt werden, wurde aber auf bitten der französischen Ratspräsidentschaft vorgezogen, so dass sie bereits im November 2008 von der Kommission veröffentlicht wurde. Prinzipiell behält sie die drei Hauptpfeiler der europäischen Energiepolitik bei, also Binnenmarkt, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit, stärkt jedoch relativ die Position der Versorgungssicherheit gegenüber den anderen beiden Pfeilern. Binnenmarkt- und Nachhaltigkeitsziele werden hierbei insgesamt jedoch nicht abgeschwächt.<sup>374</sup> Ohne dabei zu sehr ins Detail zu gehen, sollen die von der Kommission ausgemachten Ziele der Liberalisierung des Binnenmarkts und der nachhaltigen Entwicklung kurz betrachtet sowie deren mögliche Auswirkungen auf die Sicherheit der Erdgasversorgung gezeigt werden. Anschließend wird genauerer auf das Ziel der Sicherheit der Versorgung eingegangen.

### 6.3.1 Organisation des europäischen Gassektors und das Ziel der Liberalisierung des Gasmarktes

Die Organisation des Gassektors in der EU war in der Vergangenheit zum größten Teil durch die Beziehungen einiger weniger gasimportierender und -exportierender Akteure geprägt. Bei diesen Akteuren handelte es sich um Unternehmen, die meistens einen erheblichen staatlichen Anteil aufwiesen oder komplett dem Staat gehörten. Zusätzlich waren viele dieser Unternehmen an allen Phasen, von der Erdgasförderung über den Transport (Transmission) bis hin zur Distribution<sup>375</sup> des Gases an den Endverbraucher, maßgeblich beteiligt. Je nachdem dominierten sie oder besaßen gar eine Monopolstellung in ihren Heimatmärkten, traten aber auf EU-Ebene nicht miteinander in Konkurrenz. Die Organisationsstruktur des EU-Erdgasmarktes war also durch die (bilaterale) Beziehung einiger, in ihren jeweiligen

---

<sup>373</sup> Vgl. Röller, Lars-Hendrik / Delgado, Juan / Friederiszick, Hans W.: Energy: Choices for Europe, S. 9ff, 24ff.

<sup>374</sup> Vgl. Geden, Oliver: Die Energie- und Klimapolitik der EU – zwischen Implementierung und strategischer Neuorientierung, in: Integration: Vierteljahreszeitschrift des Instituts für Europäische Politik in Zusammenarbeit mit dem Arbeitskreis Europäische Integration, Nr. 4, Baden-Baden/Bonn 2008, S. 363f.

<sup>375</sup> zur Unterscheidung zwischen „gas transmission“ und „gas distribution“ siehe auf der Ofgem Internetseite: „Gas distribution is the process whereby gas is taken from the high pressure transmission system and distributed through low pressure networks of pipes to industrial complexes, offices and homes.“ Unter: <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/GasDistr/Pages/GasDistr.aspx>, 20.05.09.

nationalen Märkten dominierenden, staatlichen oder halb-staatlichen, gasimportierenden Unternehmen und den meist staatlichen, gasexportierenden Unternehmen geprägt.<sup>376</sup> Diese Marktstruktur hat bis heute Auswirkungen auf das Bild des europäischen Gasmarktes.

#### 6.3.1.1 Die wichtigsten Unternehmen im europäischen Erdgasmarkt

Die wichtigsten Gasexporteure für den europäischen Markt, wie z. B. OAO Gazprom, Sonatrach oder Statoil, werden in den entsprechenden Länderkapitel im Verlauf der Arbeit noch genauer betrachtet. Neben der Unterscheidung zwischen gasexportierenden und gasimportierenden Gesellschaften, können die wichtigsten Akteure im europäischen Gasmarkt auch durch den Schwerpunkt ihrer Tätigkeit im Gassektor (Up-, Mid- oder Downstream), ihrer Gasreserven, dem Gasabsatz, ihrer Kunden oder der Marktkapitalisierung unterschieden werden. Die Differenzierung nach Hauptaktivitäten im Up-, Mid- oder Downstream ist nicht unproblematisch, da es in den letzten zehn Jahren im Gassektor zu einer großen Konsolidierungswelle gekommen ist. Hierbei haben Konzerne, je nachdem wo ihre Schwerpunkte lagen, durch Zukäufe in den vor- oder nachgelagerten Bereichen versucht, einen höheren Grad vertikaler Integration zu erreichen.

Die Platts 250 Rangliste der erfolgreichsten Energieunternehmen (Platts Top 250 Global Energy Company) berücksichtigt v. a. Faktoren wie Vermögenswerte, Umsatz, Gewinn, Return on Investment oder die Geschwindigkeit des Wachstums. Nach dieser Rangliste waren die bedeutendsten (europäischen) Akteure im europäischen Gasmarkt (ohne die staatlichen Konzerne der Förderländer): Royal Dutch Shell, BP, Total S.A., Eni S.p.A., RWE AG, BG Group plc, EdF, Enel S.p.A., Repsol YPF, GdF Suez, OMV AG, Iberdrola S.A., Endesa S.A., Vattenfall AB, E.ON AG, EnBW, CEZ AS und Gas Natural Sdg S.A.<sup>377</sup>

Bei diesen Unternehmen handelt es sich um sehr unterschiedliche Energiekonzerne. Einige von ihnen sind v. a. im Upstream tätig, bei anderen handelt es sich um Versorger. Bei einigen ist Erdgas das Kerngeschäft, bei anderen macht Erdgas nur einen Teil der Aktivitäten aus. Die Konzerne unterscheiden sich auch erheblich bezüglich ihres Umsatzes, ihrer Gewinne und ihrer Marktkapitalisierung. Die meisten dieser Konzerne sind in privater Hand, einige jedoch weisen bedeutende staatliche Anteile auf. Den höchsten staatlichen Anteil hält mit knapp 85% an EdF der französische Staat.<sup>378</sup> Die 2008 neu gebildete GdF Suez ist noch zu 35,6% in

---

<sup>376</sup> Vgl. IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 288f.

<sup>377</sup> Vgl. Platts (Internatauftritt), Top European, Middle Eastern & African Companies 2009, unter: <http://www.platts.com/top250/europe.xml>, 02.12.09.

<sup>378</sup> Vgl. EdF Group: 2008 Annual Report, Leading the energy change, Paris 2009, S. 12, unter: [http://www.edf.com/html/RA2008/uk/pdf/EDF\\_RA2008\\_va.zip](http://www.edf.com/html/RA2008/uk/pdf/EDF_RA2008_va.zip), 29.07.09.

französischem, staatlichem Besitz.<sup>379</sup> Das italienische Wirtschafts- und Finanzministerium hält über 20% in direkter Form an Eni S.p.A., weitere 10% an Eni hält die Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., die zu 70% ebenfalls vom italienischen Ministerium gehalten wird.<sup>380</sup>

### 6.3.1.2 Die Schritte der EU zur Liberalisierung des Erdgasmarktes

Die Europäische Union versucht seit über zehn Jahren, aus einer Ansammlung von de facto voneinander abgeschotteten Märkten, einen gemeinsamen, von mehr Wettbewerb geprägten, europäischen Markt zu schmieden. Die Entwicklung der von der EU in Angriff genommenen Reform des Erdgasmarktes kann in bis zu fünf Phasen eingeteilt werden.<sup>381</sup>

Die erste Phase ist gekennzeichnet durch den Erlass der Richtlinie 98/30/EG, in der u. a. gemeinsame Vorschriften zu der Gasfernleitung, der Gasverteilung (distribution), der Lieferung und der Speicherung von Erdgas erlassen wurden. Im Mittelpunkt dieser Richtlinie wurde in Bezug auf die Organisation des Erdgasmarktes besonders die Frage des Netzzugangs für Dritte thematisiert.<sup>382</sup> Im Jahr 2003 wurde diese Richtlinie aufgrund mangelnden Erfolgs bei der Schaffung eines Erdgasbinnenmarktes durch eine neue Richtlinie (2003/55/EG, über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt) ergänzt, was die zweite Reformphase einläutete. Die neue sogenannte „Beschleunigungsrichtlinie“ sah die schnellere Öffnung der Erdgasmärkte für den Wettbewerb, die rechtliche Entflechtung vormals integrierter Transport- und Verteilungsunternehmen (Art. 9, 13) und den vereinfachten Zugang zu Speicherkapazitäten für Drittunternehmen (Artikel 19) vor.<sup>383</sup>

Die dritte und vierte Phase sind durch den Erlass der Richtlinie 2004/67/EG (über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung) und der Verordnung Nr. 1775/2005 (über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen) gekennzeichnet. Die Richtlinie 2004/67/EG sollte v. a. einen gemeinsamen Rahmen schaffen, in dem die Mitgliedstaaten allgemeine politische Vorgehensweisen im Bereich der

<sup>379</sup> Vgl. GdF Suez (Internetauftritt), Shareholder Structure, 31.12.2008, unter:

<http://www.gdfsuez.com/en/finance/share-price/shareholder-structure/shareholder-structure/>, 28.07.09.

<sup>380</sup> Vgl. Eni S.p.A.: Eni Annual Report 2008, Rom 2009, S. 99, unter:

[http://www.eni.it/en\\_IT/attachments/publications/reports/reports-2009/AnnualReport2008.pdf](http://www.eni.it/en_IT/attachments/publications/reports/reports-2009/AnnualReport2008.pdf), und vgl. Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (Internetauftritt): Profile of CDP, unter:

<http://www.cassaddpp.it/cdp/Areagenerale/English/index.htm>, beide 29.07.09.

<sup>381</sup> Vgl. Haase, Nadine: European gas market liberalisation, S. 23.

<sup>382</sup> Vgl. Europäisches Parlament / Europäischer Rat: Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L204, 21.07.1998, S. 1, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1998:204:0001:0012:DE:PDF>, 06.01.2009.

<sup>383</sup> Vgl. Hirschhausen, Christian von: Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland: Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb?, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Jg. 7, Nr. 1, 2006, S. 95ff. Mehr Informationen zur Richtlinie 2003/55/EG unter:

[http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/internal\\_energy\\_market/127077\\_de.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/127077_de.htm), 29.07.09.



Erdgasversorgungssicherheit festlegen konnten. Sie legte nicht nur fest, unter welchen Umständen und in welchem Umfang die Mitgliedsstaaten für die Versorgung der privaten Haushalte sorgen müssten, sondern rief ebenfalls die sogenannte „*Koordinierungsgruppe Erdgas*“ ins Leben.<sup>384</sup> Bei der Verordnung Nr. 1775/2005 handelt es sich im Wesentlichen um eine Ergänzung der Richtlinie 2003/55/EG. Sie regelt u. a. die Modalitäten der Dienstleistungen für den Netzzugang Dritter, die Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen sowie die Ausgleichsregeln, die Kriterien und Methoden für die Festlegung der Netzzugangstarife und die Definition der von den Netznutzern benötigten technischen Informationen und Transparenzanforderungen.<sup>385</sup>

### 6.3.1.3 Das Dritte Liberalisierungspaket

Das sogenannte „*Dritte Liberalisierungspaket*“, das von der Kommission im September 2007 vorgeschlagen wurde, sollte die vorhergehenden Richtlinien und Verordnungen zu diesem Thema ergänzen, um die Liberalisierung des Gasmarktes weiter voranzutreiben. Die Kommission sah vor allem die Fragmentierung des Marktes entlang nationaler Grenzen und die Marktkonzentration durch die Dominanz weniger vertikal integrierter Konzerne als Haupthindernis für die Entstehung eines von Wettbewerb geprägten EU-Marktes. Im Zusammenhang mit dem Dritten Liberalisierungspaket, das die fünfte und bisher letzte Phase der EU-Erdgasmarktreformen darstellt, ist besonders über die Art und Weise der Entflechtung großer integrierter Energiekonzerne, die sowohl die Energieproduktion als auch die Energieübertragung kontrollieren, diskutiert worden.

Im Mittelpunkt standen drei verschiedene Ansätze zur Entflechtung integrierter Energiekonzerne. Am weitesten ging dabei der Ansatz der eigentumsrechtlichen Entflechtung, die von der Kommission bevorzugt wurde (sogenanntes Full Ownership Unbundling, FOU). Integrierte Energieunternehmen hätten hierbei ihre Netze verkaufen müssen. Eine andere Variante, die der rechtlichen Entflechtung, sah vor, dass die Netze im Besitz der Unternehmen hätten bleiben können, solange sowohl der Netzbetrieb als auch der -ausbau von einem

---

<sup>384</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L127, 29.04.2004, S. 92-96, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:127:0092:0096:DE:PDF>, 29.07.09.

<sup>385</sup> Vgl. Europäisches Parlament / Rat der Europäischen Union: Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L289, 03.11.2005, S. 1-13, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:289:0001:0013:DE:PDF>; für die Zusammenfassung der Verordnung vgl. Internetportal der Europäischen Union, Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, unter: [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/internal\\_energy\\_market/l27078\\_de.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/l27078_de.htm), beides 29.07.09.

unabhängigen Betreiber geführt wurde (ISO, Independent System Operator). Ein „*Dritter Weg*“ ist von einer Gruppe von acht EU-Mitgliedern vorgeschlagen worden, die von Deutschland und Frankreich angeführt wurde. Bei dem „*Efficient and effective unbundling*“ genannten Vorschlag sollten die Netze in Tochterunternehmen (ITO, Independent Transmission Operator) mit einer eigenen Geschäftsführung ausgegliedert werden, wodurch der Einfluss des Mutterkonzerns auf das Tagesgeschäft eingeschränkt werden sollte. Kritiker sahen im „*Dritten Weg*“ lediglich die Fortführung des bestehenden Status quo. Die Kommission war sich sicher, dass nur die eigentumsrechtliche Entflechtung die Probleme bei Netzzugang, Informationsfluss und Netzausbau<sup>386</sup> beheben könnte.

Neben der Thematik der Entflechtung, sollte das neue Liberalisierungspaket ursprünglich auch die übliche Praxis der langfristigen Lieferverträge berücksichtigen. Die Kommission sah (und sieht bis heute) in dem Abschluss von zum Teil jahrzehntelangen Verträge zwischen einigen wenigen europäischen Unternehmen und einigen Produzenten illegale Marktbarrieren für den Eintritt neuer Akteure. Das Thema der langfristigen Verträge wurde jedoch letzten Endes fallengelassen, weil die Kommission bereits die Streichung der Gebietsschutz- und Gewinnbeteiligungsklauseln (destination clauses) aus bestehenden und zukünftigen Verträgen erfolgreich durchsetzte. Als erstes wurden diese Klauseln aus den Verträgen mit Nigeria (in 2002) gestrichen. Im Abstand mehrerer Jahre folgten Russland und zuletzt Algerien (in 2007) den gesamten Forderungen der Kommission.

Ebenfalls geprüft wurde eine Klausel, die verhindern sollte, dass Konzerne aus Drittstaaten nach erfolgter eigentumsrechtlicher Entflechtung, strategisch wichtige Energieinfrastruktur übernehmen konnten, ohne dabei europäischen Unternehmen gleichberechtigten Zugang zu ihren Märkten zu gewähren.<sup>387</sup> Diese Gegenseitigkeitsklausel war von Beginn an in Europa umstritten und wurde besonders von Russland als gegen sich und den russischen Gasmonopolisten Gazprom gerichtet empfunden (deswegen auch „*Gazprom-Klausel*“).

---

<sup>386</sup> Netzzugang: bei einem integrierten Unternehmen besteht grundsätzlich ein Interessenskonflikt, wenn es darum geht, Mitbewerbern Zugang zu den eigenen Netzen zu gestatten; Informationsfluss: in einem integrierten Unternehmen wird der Netzbetreiber versucht sein, sensible Information (z.B. über Speicherkapazitäten) zuerst an den Mutterkonzern zu übermitteln; Investitionen: ein integriertes Unternehmen wird vor solchen Investitionen zurückscheuen, die den Markteintritt neuer Mitbewerber erleichtern könnten; vgl. Liberalisation of the EU gas sector, EurActiv, LinksDossier, 26.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/liberalisation-eu-gas-sector/article-171067>, 27.07.09.

<sup>387</sup> Zum Stand des „Dritten Liberalisierungspaketes“ vgl. Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, KOM(2008)907 endgültig, Brüssel 2009, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0907:FIN:DE:PDF>, 02.02.2009; vgl. Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, KOM(2008)911 endgültig, Brüssel 2009, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0911:FIN:DE:PDF>, 02.02.2009. Beide Dokumente berücksichtigen Änderungsvorschläge des Rates und des EP an den Vorschlägen der Kommission.

Der Rat hat am 25. Juni 2009 das Liberalisierungspaket angenommen, nachdem das Parlament in zweiter Lesung einige Änderungen am Kommissionsentwurf vorgenommen hatte. Das beschlossene Paket besteht aus zwei Richtlinien zu den Strom- und Gasmärkten und aus zwei Verordnungen zu den Bedingungen des Eintritts in die jeweiligen Märkte. Eine weitere Verordnung sieht die Gründung einer Agentur zur Kooperation zwischen den Energieregulierern vor.

Die beschlossene Gasrichtlinie ersetzt die Richtlinie 2003/55/EG und schafft u. a. gemeinsame Regeln für die Transmission, die Distribution, die Versorgung und die Speicherung von Erdgas. Sie regelt die Organisation und das Funktionieren des europäischen Gassektors, den Marktzugang zu diesem, die Kriterien und Prozeduren für die Vergabe der Autorisierungen in den Bereichen der Transmission, Distribution, Versorgung und Speicherung von Erdgas sowie für den Betrieb dieser Bereiche. Wie auch für den Stromsektor, sind alle drei vorgeschlagenen Entflechtungsmodelle berücksichtigt worden (eigentumsrechtliche und rechtliche Entflechtung, sowohl ISO als auch ITO), obwohl die eigentumsrechtliche Entflechtung als die bevorzugte, primäre Option festgehalten ist und mit den Alternativen strenge Auflagen verbunden werden. Außerdem wird die Kooperation zwischen den jeweiligen Regulierungsbehörden und den Netzbetreibern intensiviert, um eine Stärkung des internen gemeinsamen Marktes zu erreichen.

Bezüglich des Engagements von Energieunternehmen aus Drittstaaten wurde beschlossen, dass sie grundsätzlich den gleichen EU-Regeln unterworfen sind, wie europäische Energiekonzerne. Will sich ein außereuropäisches Unternehmen im europäischen Markt engagieren, muss es vorher von einer nationalen Regulierungsbehörde hierzu zertifiziert werden. Die zuständige Regulierungsbehörde muss prüfen, ob das entsprechende Unternehmen eines der drei EU-Entflechtungsoptionen hinreichend erfüllt.

Die Gasverordnung ersetzt die Verordnung Nr. 1775/2005. Die neue Verordnung regelt u. a. den diskriminierungsfreien Zugang zu den Transmissionsnetzen für Erdgas, aber auch für den Zugang zu LNG-Anlagen und LNG-Speicher (wobei Ausnahmeregelungen bestehen bleiben). Zudem soll die Verordnung zur Harmonisierung der Regeln für den Netzzugang zu mehr grenzüberschreitendem Gashandel beitragen. Die Gasverordnung gründet außerdem eine Gemeinschaft der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Gas (European Network of Transmission System Operators, ENTSO-G). Die letzte Verordnung des Liberalisierungspaketes gründet eine Agentur auf der Gemeinschaftsebene, die die Kooperation und Koordination zwischen den nationalen Energieregulierungsbehörden

erleichtern soll. Die Kernaufgaben der „European Agency for the cooperation of the Energy Regulators“ (ACER) richten sich auf die Themenfelder der Koordination zwischen den TSOs (Transmission System Operator), auf Themen bezüglich der nationalen Regulierungsbehörden und auf Aufgaben, die sich mit grenzüberschreitender Infrastruktur beschäftigen. Alle fünf Rechtsakte des Dritten Liberalisierungspaketes sollen achtzehn Monate nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der EU in Kraft treten.<sup>388</sup>

Effiziente und freie Energiemärkte können durchaus für eine erhöhte Versorgungssicherheit sorgen. Seitens der Kommission wird meistens argumentiert, dass ein gemeinsamer, einheitlicher Erdgasmarkt in Europa mehr Versorgungssicherheit bietet, als die abgeschotteten Märkte einzelner Mitglieder. Die Argumentation folgt dabei in erster Linie dem Gedanken, ein größerer Markt mit einem gut ausgebauten Infrastrukturnetz, der von einer größeren Anzahl von Exporteuren beliefert wird, sei vergleichsweise sicherer und stabiler.<sup>389</sup> Solange es zu keinen ernsthaften Störungen des Marktes kommt (Marktversagen), können sowohl adäquate Investitionsvolumina für den Betrieb, den Erhalt und die Erweiterung der Infrastruktur als auch der Zugang zu den Energiequellen gesichert werden. Ein funktionierender, freier und wettbewerbsfähiger Erdgasmarkt im Inneren Europas ist jedoch kein Garant für die Sicherheit der Versorgung, besonders nicht was den Zugang zu den Erdgasquellen betrifft, wenn die Märkte in den Fördergebieten von staatlich kontrollierten Monopolen dominiert werden.

Bei den europäischen Reformen des Gasmarktes müssen also nicht nur ökonomische, sondern auch zahlreiche politische und geopolitische Faktoren berücksichtigt werden. Um z. B. den Einfluss von unter Umständen politisch motivierten Akteuren einzuschränken, ist die Verringerung und die Diversifizierung der Importe eine Möglichkeit, die jedoch aufgrund der Konzentration der Ressourcen nur teilweise umgesetzt werden kann. Eine andere Möglichkeit ist die Förderung von sogenannten nationalen „Champions“, die aufgrund ihrer Größe mit den staatlichen Konzernen der Produzentenländer auf Augenhöhe verhandeln könnten. Diese „Champions“ jedoch können, so die Befürchtungen, die Wettbewerbsfähigkeit der Märkte senken, bedürfen meistens einer starken Regulierung und würden die Fragmentierung des EU-Marktes in mehrere nationale Märkte zementieren.<sup>390</sup>

---

<sup>388</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Council adopts internal energy market package, Press Release, 11271/09 (Presse 191), Luxemburg 2009, unter:

[http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_Data/docs/pressdata/en/misc/108740.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_Data/docs/pressdata/en/misc/108740.pdf), 30.07.09.

<sup>389</sup> Vgl. Egenhofer, Christian: Integrating Security of Supply, Market Liberalisation and Climate Change, in: Emerson, Michael (Hrsg.), Readings in European Security, Vol. 4, Centre for European Policy Studies, Brüssel/London/Genf 2007, S. 89.

<sup>390</sup> Vgl. Röller, Lars-Hendrik / Delgado, Juan / Friederiszick, Hans W.: Energy: Choices for Europe, S. 9ff, 24ff.

Im Allgemeinen kann man sagen, dass die langjährigen europäischen Marktreflexionen durch die Ausklammerung der langfristigen Verträge, der Erteilung von Ausnahmen für den Zugang zu Infrastruktur (Regelungen und Ausnahmen zum „*third-party access*“) oder der Berücksichtigung verschiedener Unbundling-Ansätze durchaus versucht haben, (geo-) politischen Realitäten im Markt Rechnung zu tragen. Ob hierdurch die (geo-) politische Dimension genügend berücksichtigt worden ist, so dass die Energiesicherheit in Zukunft gewährleistet werden kann, wird sich aber noch zeigen müssen.

### 6.3.2 Das Ziel der nachhaltigen Entwicklung

Im Bereich des Umweltschutzes hat sich die EU als Ziel der eigenen Energiepolitik eine nachhaltige Entwicklung gesetzt. Im Grünbuch 2006 werden besonders die Erhöhung der Energieeffizienz, die Erhöhung des Anteils regenerativer Energien und die Technologie der CO<sub>2</sub>-Sequestrierung betont.<sup>391</sup>

In diesem Bereich ist u. a. die Zusammenarbeit zwischen der Union und Norwegen zu betonen. Gemeinsam hat man sich am 27. Mai 2009 geeinigt, 140 Mio. € in die Kommerzialisierung von Projekten zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (CCS) zu investieren. Insbesondere sollen die Möglichkeiten der Speicherung von CO<sub>2</sub> in der Nordsee erforscht werden.<sup>392</sup> Ende 2009 gab die EU sechs CCS-Pilotanlagen in Europa bekannt, die bereits als fortgeschritten genug gelten, um mit rund 1 Mrd. € unterstützt zu werden. Die Anlagen liegen in Deutschland, Spanien, Italien, Polen, Niederlanden und dem VK.<sup>393</sup>

Am 17. Dezember 2008 stimmte das Europäische Parlament dem sogenannten Klima-Paket zu, das sich als Ziel die Umsetzung der EU-Klimaziele bis 2020 gesetzt hat. Im Kern besteht das Klima-Paket aus drei prägnanten Zielen: der Reduzierung der Treibhausgase um 20%, der Erhöhung der Effizienz um 20% und einem Anteil erneuerbarer Energien von ebenfalls 20% – alles bis 2020, weswegen man häufig von der „Initiative 20-20-20“ spricht. Im Einzelnen besteht das Klima-Paket aus sechs Teilen, in denen sich die EU u. a. verpflichtet den Anteil an erneuerbaren Energien bis 2020 in mehreren Wirtschaftsbereichen – z. B. im Strom- und Verkehrssektor – um mindestens 20% zu erhöhen. Außerdem läutet das Klima-Paket den Beginn der dritten Phase des ETS (Emission Trading System) ein. Hierbei soll zwischen 2013

---

<sup>391</sup> Vgl. Europäische Kommission: Grünbuch, KOM(2006)105endgültig, S.11ff.

<sup>392</sup> Vgl. EU und Norwegen starten Zusammenarbeit zu CO<sub>2</sub>-Sequestrierung, EurActiv, 29.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/klimawandel/eu-norwegen-starten-zusammenarbeit-co2-sequestrierung/article-182761>, 03.06.09.

<sup>393</sup> Vgl. EU clears extra funds for carbon storage, offshore wind, EurActiv, 10.12.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-clears-extra-funds-carbon-storage-offshore-wind/article-188185>, 10.12.09.

und 2020 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 21% (gegenüber 2005) erreicht werden (mehr zum ETS in Kapitel 4.4.3.1). Darüber hinaus haben sich die EU-Mitglieder freiwillig zu einer weiteren Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Höhe von durchschnittlich 10% für solche Wirtschaftssektoren verpflichtet, die nicht vom ETS geregelt werden. Im Klima-Paket enthalten ist zudem eine Richtlinie, die die Abtrennung und Sequestrierung von Kohlendioxid reglementiert und 12 Demonstrationsprojekte zu diesem Zweck mit Geldern aus dem Handel mit Emissionszertifikaten unterstützt. Darüber hinaus sind Vorkehrungen für die Verringerung von Emissionen bei der Verwendung von Kraftstoffen getroffen und neue Emissionsnormen für Pkws festgelegt worden.<sup>394</sup>

Energiesicherheit und eine nachhaltige Entwicklung stehen nicht unbedingt im Widerspruch zueinander. Allerdings kann es zwischen beide Zielen je nach Energiemix zu Spannungen kommen, z. B. wenn heimische Energiequellen durch importierte Energieträger ersetzt werden sollen, um Treibhausgasemissionen zu senken. So ist im Fall der Kohle zu beobachten, dass einige Mitgliedsstaaten die Allokation von Emissionszertifikaten zu Gunsten der heimischen Kohle betreiben, anstatt sauberes Erdgas zu fördern, um vermeintliche Risiken für die Sicherheit der Versorgung zu mindern. Besonders problematisch stellt sich die Situation im Stromsektor in den Ländern, die in Zukunft nicht weiter auf Kernkraft setzen wollen. Das Konfliktpotenzial zwischen den Zielen der nachhaltigen Entwicklung und der Sicherheit der Versorgung stellt sich entsprechend zwischen den verschiedenen EU-Mitgliedern sehr unterschiedlich dar.<sup>395</sup>

### 6.3.3 Das Ziel der Sicherheit der Versorgung

In Bezug auf die Sicherheit der Versorgung stellt die Kommission im Grünbuch 2006 drei Prioritäten fest. Die erste ist die Solidarität zwischen den EU-Mitgliedern im Fall einer Versorgungsunterbrechung. Hierzu sollte nach dem Willen der Kommission die Energieinfrastruktur ebenso ausgebaut werden, wie die Kooperation zwischen Netzbetreibern und die Speicherkapazitäten zum Aufbau strategischer Reserven. Eine weitere Priorität ist die Überprüfung des aktuellen Energieträgermix der EU und seine Diversifizierung dahingehend, dass es sowohl die Importabhängigkeit der Gemeinschaft und die daraus resultierenden

---

<sup>394</sup> Vgl. Europäisches Parlament: In der Sitzung von Mittwoch 17.12.2008 angenommene Texte, P6\_TA-PROV(2008)12-17 vorläufige Ausgabe, unter: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+TA+20081217+SIT+DOC+WORD+V0//DE&language=DE, 02.02.09>.

<sup>395</sup> Vgl. Röllner, Lars-Hendrik / Delgado, Juan / Friederiszick, Hans W.: Energy: Choices for Europe, S. 29ff.

Risiken als auch die Treibhausgasemissionen berücksichtigt. Als drittes fordert die Kommission eine kohärente Energieaußenpolitik.<sup>396</sup>

Diese Ziele werden in der Mitteilung der Kommission an Rat und Parlament vom Januar 2007, die den passenden Namen „*Eine Energiepolitik für Europa*“ trägt, erneut aufgegriffen und bestärkt. In Bezug auf die Solidarität der EU-Mitglieder untereinander im Fall einer Versorgungsunterbrechung wird dabei auf die Umsetzung der bereits oben angesprochenen Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung verwiesen. Diese Richtlinie zielt besonders auf den Schutz privater Haushalte und kleinerer Betriebe im Fall einer Versorgungsunterbrechung oder bei extremer Kälte ab (Artikel 4). Sie beschäftigt sich darüber hinaus auch mit dem Aufbau von Erdgasspeicher sowie der Erstellung von Notfallplänen für den entsprechenden Fall (Artikel 3 und 8). Zur Vereinfachung der Zusammenarbeit im Bereich der Versorgungssicherheit wird die „*Koordinationsgruppe Erdgas*“ ins Leben gerufen, die sich aus Vertretern der EU-Mitglieder, aber auch der Gasindustrie und der Verbraucherverbände zusammensetzt (Artikel 7). Des Weiteren verpflichtet sich die Kommission, die Entwicklung der Erdgasversorgung in den einzelnen EU-Mitgliedern zu verfolgen und zu prüfen (Artikel 10).<sup>397</sup>

Die „*Koordinationsgruppe Erdgas*“ soll bei Versorgungskrisen in drei Schritten vorgehen. Als erstes soll die Gasindustrie versuchen, die Krise zu lösen. Sollte dies nicht den erwarteten Erfolg nach sich ziehen, sollen in einem zweiten Schritt nationale Notprogramme aktiviert werden. Wenn die Krise immer noch nicht überwunden werden kann und mindestens 20% der EU-Importe betroffen sind, soll die Koordinationsgruppe die betroffenen Staaten bei der Sicherstellung des eigenen Bedarfes unterstützen. Seit der russisch-ukrainischen Gaskrise von 2009, bei der die Koordinationsgruppe zwar funktioniert, jedoch nicht die erhoffte Effizienz an den Tag gelegt hat, denkt die Kommission darüber nach, bei zukünftigen Krisen automatisch Notfallpläne zu aktivieren. Zudem wird hierbei vorgeschlagen, der Kommission die nötige Autorität zu übertragen, um Mitgliedsstaaten zur Öffnung ihrer Gasspeicher für andere betroffene Mitglieder bewegen zu können.<sup>398</sup> Zu erwähnen sei noch, dass dem Gedanken der Energiesolidarität zwischen EU-Mitgliedern auch im Vertrag von Lissabon Rechnung getragen wird (Artikel 122 und 194).

---

<sup>396</sup> Vgl. Europäische Kommission: Grünbuch, KOM(2006)105 endgültig, S. 8ff, 16ff.

<sup>397</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2004/67/EG.

<sup>398</sup> Vgl. Kommission verlangt neue Macht in der Gaskrise, EurActiv, 18.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/kommission-verlangt-neue-macht-gaskrise/article-183292>, vgl. ebenfalls Leblond, Doris: EU group prepares for possible Ukraine gas shortage, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4211587764/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-government/s-articles/s-eu-group\\_prepares.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4211587764/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-government/s-articles/s-eu-group_prepares.html), beide 04.07.09.

In ihrer Mitteilung vom Januar 2007 betont die Kommission die Dringlichkeit der Diversifizierung. Und zwar nicht nur die Diversifizierung der Energiequellen, sondern ebenfalls die der Lieferanten und der Transportwege. Um die THG-Emission, besonders bei der Stromerzeugung, zu verringern, zieht sie weniger eine Änderung des Energiemix in Betracht, als „eine Zukunft mit CO<sub>2</sub>-armen fossilen Brennstoffen“, worunter im Grunde die Ausrüstung von Kohle- und Gaskraftwerken mit der CCS-Technologie verstanden wird.<sup>399</sup>

In Bezug auf eine europäische Energieaußenpolitik fordert die Kommission eine „internationale Energiepolitik, die die Interessen Europas aktiv unterstützt“. Sie erkennt zum wiederholten Mal an, dass die EU auf andere Akteure zur Bewältigung der zukünftigen Herausforderungen angewiesen ist und fordert zu einer engen Zusammenarbeit im Energiebereich mit allen beteiligten Akteuren auf, wobei die EU „mit einer Stimme“ sprechen sollte. Die Vertiefung und die Weiterentwicklung der energiepolitischen Beziehungen der EU gelten der Kommission als Schlüssel für eine sichere Energieversorgung. Sie fordert neben dem Ausbau der Partnerschaften zu den wichtigsten Lieferländern, die Bildung eines Netzes von Ländern rund um die EU, die sich an gemeinsame, von der EU-Energiepolitik abgeleiteten Regeln und Grundsätze halten.<sup>400</sup>

Bei der Mitteilung der Kommission vom 13. November 2008 handelt es sich um die Zweite Überprüfung der Energiestrategie (ÜES2). Sie ist in Bezug auf das Ziel der Versorgungssicherheit in der EU zentral. Sie fächert die bereits erkannten Prioritäten in fünf Bereiche auf und zeigt zudem kommende Herausforderungen für die zweite Phase der europäischen Energiepolitik im Zeitraum 2020 bis 2050 auf. Der Rat der EU hat den Vorschlag der Kommission zur ÜES2 im Februar 2009<sup>401</sup> offiziell angenommen. Die ÜES2 betont die äußere Komponente der europäischen Versorgungssicherheit und fordert konkret:

1. die Förderung und Diversifizierung der (Import-) Infrastruktur und
2. die stärkere Gewichtung von Energie in den Außenbeziehungen der EU.
3. Auch eine bessere Öl- und Gasvorratshaltung und Krisenreaktionsmechanismen,
4. neue Impulse für die Energieeffizienz und
5. die bessere Nutzung eigener Energiereserven in der EU.<sup>402</sup>

---

<sup>399</sup> Vgl. Europäische Kommission: Eine Energiepolitik für Europa, KOM(2007)1, S. 20.

<sup>400</sup> Vgl. Ebd., S. 21ff.

<sup>401</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Mitteilung an die Presse, 2924. Tagung des Rates Verkehr, Telekommunikation und Energie, 6670/09, Brüssel 2009, unter: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=PRES/09/43&format=PDF&aged=0&language=DE&uiLanguage=en>, 04.05.2009.

<sup>402</sup> Vgl. Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Zweite Überprüfung der



Im Anschluss wird kurz auf die einzelnen Punkte der ÜES2 eingegangen. Die Infrastrukturprojekte werden später detailliert betrachtet.

#### 6.3.3.1 Die Förderung der europäischen Energieinfrastruktur

Die Förderung der europäischen Energieinfrastruktur genießt in der EU einen sehr hohen Stellenwert, besonders bei dem netzgebundenen Energieträger Erdgas (zum Thema hat die Kommission eigens sogar ein Grünbuch herausgegeben „*Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz*“). Wie bereits oben gezeigt ist die Erdgasversorgung auf europäischer Ebene, trotz der Bedeutung der drei wichtigsten Lieferanten, einigermaßen diversifiziert und der Importanteil nicht übermäßig hoch. Es hat sich jedoch ebenfalls gezeigt, dass dieses Bild trügerisch ist und nicht nur im Laufe der Zeit (Rückgang der EU-Erdgasförderung, Entwicklung des Bedarfs und der Importe), sondern bereits heutzutage auf der Ebene einzelner EU-Mitglieder problematisch ist (hohe Importabhängigkeit und hierbei hohe Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten).

Diese Umstände werden von der Kommission erkannt. Sie fordert deswegen, eine Reihe von Investitionen in Infrastrukturprojekte zur gemeinschaftlichen Priorität zu erklären. Diese Projekte richten sich zum einen darauf, die Vernetzung zwischen den EU-Mitgliedern zu verbessern, zum anderen handelt es sich um Vorschläge für neue Importinfrastruktur, wie z. B. LNG-Wiederverdampfungsterminals und neue Pipelines. Zu den wichtigsten Projekten im Gasbereich innerhalb der EU gehören der Ostseeverbundplan und der Nord-Süd-Gasverbund.

Der Ostseeverbundplan soll isolierte EU-Energiemärkte, sogenannte „*Energieinseln*“, an das europäische Netz anbinden. Speziell richtet sich das Projekt an die drei Baltischen Staaten, die weitestgehend von der restlichen Gasinfrastruktur (Pipelines und Speicherkapazitäten) der EU abgeschnitten sind, jedoch auch an Polen und Finnland (beteiligt sind jedoch alle Ostseestaaten, auch Dänemark, Schweden und Deutschland). Stand zu Beginn des Projekts die Verbindung der Strommärkte im Mittelpunkt, richtet sich der Ostseeverbundplan nun auch auf die Verbindung der Gasmärkte und der gemeinsamen Nutzung der Gasspeicher.

Der Nord-Süd-Gasverbund soll Mittel- und Südeuropa durch Pipelines miteinander verbinden. Er basiert (in Bezug auf Erdgas) auf die Initiative für ein neues europäisches

---

Energiestrategie. EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und –solidarität, KOM(2008)781 endgültig, Brüssel 2008, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0781:FIN:DE:PDF>, 01.02.2009.

Übertragungssystem (NETS)<sup>403</sup> und auf die Bildung eines Gasrings<sup>404</sup>. Angesichts der durchaus ehrgeizigen Projekte weist die Kommission darauf hin, dass die Union weder über die notwendigen Finanzmittel noch über die Instrumente verfügt, um diesen und zukünftigen Großprojekten maßgebliche Impulse verleihen zu können (auf der Gemeinschaftsebene steht beispielsweise lediglich ein Haushalt von 22 Mio. Euro zur Verfügung).<sup>405</sup>

In der ÜES2 fordert die Kommission die Förderung des Infrastrukturausbaus in der EU. Bereits oben ist kurz auf einige Projekte eingegangen worden, die sich von ihrer Ausrichtung her auf den Ausbau der Infrastruktur im Inneren der Gemeinschaft richten. Neben diesen Projekten verfolgt die Kommission jedoch auch solche Projekte, die auf die Erschließung oder Erweiterung alternativer Importregionen abzielen. Bei den Projekten in der ÜES2 handelt es sich jedoch nicht um konkrete Pipelineprojekte. Es sind eher strategische Konzepte zur Entwicklung oder Ausbau neuer Energiekorridore, die jeweils aus mehreren konkreten Pipelines bestehen können. Eine ausführlichere Auseinandersetzung mit den verschiedenen konkreten Pipelineprojekten für den Erdgasimport findet im Unterkapitel 6.4. statt. Ebenfalls später wird Punkt zwei (über die stärkere Gewichtung von Energie in den Außenbeziehungen der EU) ausführlicher thematisiert. Auf einen Überblick der im Kommissionsdokument angeführten zentralen Sachverhalte, soll jedoch nicht verzichtet werden.

#### 6.3.3.1.1 Der südliche Gaskorridor

Besonderen Vorrang genießt die Bildung eines südlichen Gaskorridors, um Erdgas aus Quellen im kaspischen Raum und dem Nahen Osten in die Europäische Union zu transportieren. Die Kommission drängt darauf, mit den verschiedenen Staaten der Region eng zusammenzuarbeiten, um „*rasch feste Vereinbarungen über die Gasversorgung und den Bau der in allen Entwicklungsphasen notwendigen Pipelines zu treffen*“<sup>406</sup>.

Zu den Staaten, aus denen man sich in Zukunft die Deckung eines wesentlichen Anteils des Erdgasbedarfs erhofft, gehören in erster Linie Staaten wie Aserbaidschan, Turkmenistan, Irak

---

<sup>403</sup> Das Neue Europäische Fernleitungsnetz („New European Transmission System, NETS) ist eine Initiative zur Integration der Gasfernleitungsnetzbetreiber in Mittel- und Südosteuropa. Sie soll einen Rahmen für einen regionalen Gasmarkt schaffen, der ausreichend groß wäre, um neue Investitionen anzuziehen und die Betriebs- und Investitionskosten erheblich zu senken; vgl. Europäische Kommission: Grünbuch. Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz, KOM(2008) 782 endgültig, Brüssel 2008, S. 11, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0782:FIN:DE:PDF>, 06.02.09.

<sup>404</sup> Der Gasring bezeichnet eine Reihe von Projekte zum Bau von Verbindungspipelines innerhalb der sogenannten Energiegemeinschaft in Südosteuropa, denen Prioritätsstatus eingeräumt wurden; dazu vgl. Energy Community: Ministerial Council Meeting of 18. December 2007, Annex 10, Priority Infrastructure Projects in the Energy Community, Explanatory Note, Belgrad 2007, unter: <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/95827.PDF>, 06.02.09.

<sup>405</sup> Vgl. Europäische Kommission: Zweite Überprüfung der Energiestrategie, KOM(2008)781 endgültig, S. 4ff.

<sup>406</sup> Ebd., S. 5.

und die Maschrik-Staaten (Bezeichnung für die östlichen Mittelmeerstaaten Ägypten, Jordanien, Syrien, Israel und Libanon). Die Kommission betont des Weiteren ausdrücklich, dass Iran und Usbekistan ebenfalls als Erdgaslieferanten für den südlichen Korridor in Frage kämen, wenn die politischen Umstände dies erlaubten.

Wie die genauen Modalitäten des Erdgasimports aus diesen Staaten aussehen werden, ist noch unklar. Geprüft wird u. a. die Durchführbarkeit eines Sammelkaufmechanismus für kaspisches Gas. Speziell zu diesem Zweck soll ein Unternehmen dienen, das unter dem Namen „*Caspian Development Corporation*“ bekannt ist und sich dabei streng an europäische Rechtsvorschriften, besonders im Bereich des Wettbewerbsrechts, zu halten hätte. Die Kommission spricht ebenfalls die Notwendigkeit an, mit den potentiellen Transitstaaten eng zusammenzuarbeiten, um die Einzelheiten eines sicheren Gastransits zu regeln. Hervorgehoben wird in diesem Zusammenhang die Rolle der Türkei als wichtiger Transitstaat. Es wird besonderen Wert darauf gelegt, dass sowohl die Grundsätze des gemeinschaftlichen Besitzstandes als auch die Interessen der Transitstaaten bezüglich ihrer eigenen Versorgungssicherheit gewahrt werden. Die ÜES2 spricht keine konkreten Pipelineprojekte bezüglich des südlichen Gaskorridors an.<sup>407</sup>

#### 6.3.3.1.2 Der Mittelmeer Energiering

Bei der Schaffung eines Mittelmeer-Energierings handelt es sich um ein weiteres Energieinfrastrukturprogramm, das von der Kommission in der ÜES2 angeführt wird. Ziel dieses Projekts ist die Verbindung Europas mit den nordafrikanischen Ländern durch Strom- und Gasverbundleitungen. Dieses Projekt, das von der EU finanziell und politisch unterstützt wird, ist eines der wichtigsten Vorhaben zur Diversifizierung der Energieeinfuhren der EU aus entfernteren Regionen. Denn neben Einfuhren aus den südlichen Mittelmeeranrainern, soll der Mittelmeer-Energiering auch zukünftige Erdgasimporte über Pipelines aus dem Nahen Osten sowie aus Ländern südlich der Sahara erlauben (z. B. Nigeria).<sup>408</sup>

Konkret wird auf Pipelineprojekte verwiesen, denen in der Europa-Mittelmeer-Ministertagung vom Dezember 2007 Vorrangstatus gewährt wurde. In Bezug auf Erdgas befinden sich im Aktionsplan der Europa-Mittelmeer-Energiekooperation verschiedene Pipelineprojekte, die jedoch z. T. auch dem südlichen Gaskorridor gehören, z. B.: Die Pipelineverbindung Türkei-Griechenland-Italien (Gas interconnection Turkey – Greece –Italy, ITGI), die Arabische-Gaspipeline, die Medgaz-Pipeline (Algerien-Spanien), das europäische

---

<sup>407</sup> Vgl. Ebd., S. 5.

<sup>408</sup> Vgl. Ebd., S. 5f.

Vorzeigeprojekt Nabucco, die Galsi-Pipeline (Algerien-Sardinien-Italien), die Maghreb-Europe-Pipeline (GME, auch Pedro Durán Farrell-Pipeline zwischen Algerien und Spanien), aber auch die TSGP (Nigeria-Algerien-Spanien/Italien) und der Ausbau der Verbindungen zwischen Israel und der Türkei sowie zwischen Bulgarien, Mazedonien (FYROM), Albanien und Italien.<sup>409</sup>

#### 6.3.3.1.3 Die Ausweitung von LNG-Importkapazitäten und der Ausbau von Gasspeicher

Neben Projekten, wie dem südlichen Gaskorridor und der Schaffung eines Mittelmeer-Energierings, sieht die Kommission die Ausweitung von Importkapazitäten für Flüssigerdgas und den Ausbau von geeigneten Gasspeichern als einen wichtigen Faktor für die Flexibilisierung und Diversifizierung der EU-Erdgasmärkte. Während über 100 Projekte die Speicherkapazitäten von ca. 85 Bcm um 75 Bcm erweitern sollen, ist geplant, sowohl die Verflüssigungskapazitäten in den Förderländern als auch die Wiederverdampfungsanlagen in der EU auszubauen. Ziel ist es, dass besonders EU-Mitglieder, die hochgradig von nur einem Erdgaslieferanten abhängig sind, Zugang zu alternativem Flüssigerdgas erhalten. Dabei könnten diese Mitglieder entweder direkt über entsprechende LNG-Terminals verfügen oder, im Rahmen von Solidaritätsvereinbarungen, ihre LNG-Lieferungen über andere EU-Mitglieder beziehen. Die Kommission kündigt in der ÜES2 für 2009 einen Aktionsplan für LNG an (siehe auch Kapitel 6.4.5). Allerdings wurde bis Januar 2010 kein solcher Plan veröffentlicht. Auch die Projekte des Südlichen Gaskorridors sollten in einer „*Mitteilung über den südlichen Gaskorridor*“ präzisiert werden, was bisher ebenfalls nicht geschehen ist.<sup>410</sup>

#### 6.3.3.2 Die stärkere Gewichtung von Energie in den Außenbeziehungen der EU

Insgesamt fordert die Kommission, den Stellenwert von Energiethemen in allen ihren internationalen Beziehungen deutlich zu stärken. Sie erkennt neben einer durch gegenseitige Abhängigkeiten geprägte Situation im Energiebereich auch die divergierenden Interessen der verschiedenen Akteure an und fordert solide internationale Regelungen. So strebe die EU, über Beziehungen zu verschiedenen Unternehmen in quellennahen Märkten, nach Versorgungssicherheit, während Lieferstaaten Investitionen und Nachfragesicherheit benötigten. Besonders wird die Notwendigkeit engerer und rechtlich verbindlicher

---

<sup>409</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Annex 1 to the Ministerial Declaration of 17 December 2007, Priority Action Plan Euro-Mediterranean Energy Cooperation 2008-2013, 16707/07, Brüssel 2007, S. 18, unter: [http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/international/regional/euromed/energy/doc/conference\\_5/2007\\_ministerial\\_declaration\\_action\\_plan\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/regional/euromed/energy/doc/conference_5/2007_ministerial_declaration_action_plan_en.pdf), 10.02.09.

<sup>410</sup> Vgl. Europäische Kommission: Zweite Überprüfung der Energiestrategie, KOM(2008)781 endgültig, S. 5.

Beziehungen zu Liefer- und Transitstaaten betont, wozu neue Arten breit angelegter Partnerschaften verhelfen sollen. Hervorgehoben werden die Wichtigkeit der energiepolitischen Beziehungen zu den Versorgerstaaten Norwegen und Russland, jedoch auch die zu Afrika, den Golfstaaten und dem kaspischen Raum.

Die Beziehungen der EU zu wichtigen Transitstaaten werden ebenfalls von der Kommission angesprochen. Hierbei geht sie in erster Linie auf die südosteuropäische Energiegemeinschaft ein und fordert zudem solide Transitvereinbarungen, damit die Versorgung auch in Zeiten politischer Spannungen aufrechterhalten werden kann. Sie ist offen für neue Konzepte in diesem Bereich, wie z. B. die gemeinschaftliche Verwaltung von Pipelines (durch Konsortien aus Unternehmen der Versorger-, Transit- und Verbraucherstaaten) oder sogar die Beteiligung am Eigentum daran. Grundlage solcher Bestimmungen sollen die energiepolitischen Regelungen der EU und die Grundsätze des Energiechartavertrages sein.

Großen Wert legt die Kommission ebenfalls auf den Ausbau der Beziehungen zu anderen Verbraucherstaaten wie Japan und den USA oder China und Indien, mit denen man zusammenarbeiten will, um die Energiemärkte sicherer zu machen. Zum Schluss wird erneut die Notwendigkeit eines geschlossenen Auftretens und Handelns der EU nach außen betont. Im Gegensatz zu dem, was oft kommuniziert werde, bedeute das Konzept des Sprechens „*mit einer Stimme*“ jedoch nicht, dass ein EU-weiter Vertreter für externe Energiefragen eingesetzt werden solle. Im Grunde handle es sich eher um eine wirksame Planung und Koordinierung, damit Maßnahmen und Äußerungen auf der Gemeinschaftsebene und auf der Ebene der Mitglieder abgestimmt werden. Konkrete Mechanismen, um dieses Konzept in die Praxis umzusetzen, sollten ursprünglich noch 2009 von der Kommission ermittelt werden.<sup>411</sup>

#### 6.3.3.3 Bessere Öl- und Gasvorratshaltung und Krisenreaktionsmechanismen

In Bezug auf Erdgas richtet sich Punkt 3 in der ÜES2 (bezüglich besserer Vorratshaltung und Krisenreaktionsmechanismen) auf die Überprüfung der bereits erwähnten Richtlinie 2004/67/EG. Die Kommission hält diese Richtlinie seit einiger Zeit für verbesserungsbedürftig und schlug bereits 2008 vor, diese bis zum Jahr 2010 zu überarbeiten. Besonders bei der Harmonisierung von Versorgungssicherheitsstandards und bei den festgelegten Notfallmaßnahmen, sowohl auf regionaler als auch auf EU-Ebene, sah die Kommission Änderungsbedarf. Sie schlug außerdem vor, kommerzielle Erdgasvorräte anzulegen und die Bezugskanäle für Erdgas, u. a. durch Flüssigerdgas, zu diversifizieren.

---

<sup>411</sup> Vgl. Ebd., S. 8ff.

Es wird jedoch deutlich, dass es sich hierbei, in den Augen der Europäischen Kommission, lediglich um eine zweitbeste Lösung handelt. Der Grund dafür, dass sie keine verbindlichen strategischen Erdgasvorräte fordert, liegt nicht nur darin, dass diese gegenüber entsprechenden Ölvorräten ca. fünf mal so teuer wären, sondern in erster Linie darin, dass die Kommission bis dato über keine ausreichende Rechtsgrundlage verfügt, um über dieses Thema zu entscheiden.<sup>412</sup> Darüber hinaus sind die geologischen Voraussetzungen für die Speicherung von Erdgas in den einzelnen Mitgliedsstaaten sehr unterschiedlich verteilt. Die größten Speicherkapazitäten in der EU befinden sich in Deutschland und betragen ca. 20 Bcm. Italien und Frankreich verfügen jeweils über ca. 14 Bcm und 13 Bcm. Die russisch-ukrainische Gaskrise von Januar 2009 hat zu einer Beschleunigung in dieser Sache geführt. Die Kommission hat nun einen konkreten Vorschlag für eine neue Verordnung eingereicht, die die Richtlinie 2004/67/EG baldmöglichst ersetzen soll, um im Fall einer weiteren Gaskrise besser gerüstet zu sein.

Hauptsächlich berücksichtigt der Entwurf der neuen Verordnung die bereits seit einiger Zeit von der Kommission bemängelten Sachverhalte. Prinzipiell sollen im Krisenfall als erstes die Marktakteure (Versorger und TSOs) so weit wie möglich selbständig versuchen, die Situation zu bewältigen. Erst wenn dies nicht funktioniert, soll der Staat eingreifen. Damit jedoch im Krisenfall tatsächlich geholfen werden kann, muss die benötigte Infrastruktur (z. B. Interconnectoren mit reverse-flow) und Transparenz im Gassektor vorhanden sein. Wenn die einzelnen Mitgliedsstaaten nicht in der Lage sind das Problem zu lösen, sollen regionale oder EU-weite Lösungen koordiniert werden (siehe hierzu auch Kapitel 6.3.3).<sup>413</sup>

#### 6.3.3.4 Neue Impulse für die Energieeffizienz

Die Thematik der Steigerung der Energieeffizienz ist für alle Ziele der EU-Energiepolitik von großer Bedeutung. Von ihr würden sowohl die Ziele Wettbewerbsfähigkeit und der Nachhaltigkeit als auch das Ziel der Versorgungssicherheit profitieren. In der Mitteilung der Kommission vom November 2008 beschränkt man sich aber weitestgehend auf die Verpflichtung, bis 2020 eine Verbesserung der Energieeffizienz um 20% erreichen zu wollen.

---

<sup>412</sup> Vgl. Ebd., S. 12f.

<sup>413</sup> Vgl. Europäische Kommission: Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG, KOM(2009) 363 endgültig, Brüssel 2009, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0363:FIN:DE:PDF>, und vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): Energy, Second Strategic Energy Review - Securing our Energy Future (follow-up). July 2009, 27.07.2009, unter: [http://ec.europa.eu/energy/strategies/2009/2009\\_07\\_ser2\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/strategies/2009/2009_07_ser2_en.htm), beide 28.07.09.

Dazu werden noch eine Reihe von Initiativen vorgestellt, die helfen sollen dieses Ziel zu erfüllen<sup>414</sup>, jedoch z. T. geringe Auswirkungen auf das Erreichen des Zieles haben dürften.

Zu Recht wird oft moniert, dass die Kommission hinsichtlich der Zielbestimmung sehr vage bleibt. Die Kommission selbst macht in ihrer Mitteilung erstaunlicherweise keinerlei Angaben darüber, an welchem Basiswert sich die 20% messen lassen sollen. Am Ende des Dokuments befindet sich zwar ein Anhang mit vier verschiedenen Szenarien für 2020 (mit und ohne Implementierung einer neuen Energiepolitik und bei einem hohen bzw. mittleren Ölpreis), jedoch erreicht das günstigste Szenario bei Implementierung einer EU-Energiepolitik lediglich eine Reduktion von 15% gegenüber der höchsten Prognose für 2020 ohne EU-Energiepolitik. Wenn man die im Anhang ebenfalls dargestellten Werte für 2005 als Basiswert nimmt, erreichen die Szenarien für 2020 mit EU-Energiepolitik sogar nur einen Unterschied von 5,5% bis 7,7%. Zudem wird an keiner Stelle des Dokuments auf die Szenarien im Anhang verwiesen. Hingewiesen wird jedoch auf ein Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen „*Europe's current and future energy position: Demand – resources - investments*“, in welchem auf Szenarien aus dem Grünbuch für Energieeffizienz von 2005 („*Greenpaper on energy efficiency. Doing more with less*“) Bezug genommen wird. Diese Szenarien jedoch beruhen auf Werte von 2002.

Der Rat der Europäischen Union jedenfalls spricht im Energieaktionsplan von einer Erhöhung der Energieeffizienz um 20% gemessen an Prognosen für 2020, präzisiert jedoch nicht um welche Prognosen es sich konkret handelt. Dies hat zwei Konsequenzen. Erstens bedeutet es, dass eine Überprüfung des Einsparziels mangels genauen Basiswerts nicht möglich ist – und möglicherweise auch nicht gewollt ist, da auf eine sanktionierbare Zielmarke verzichtet wird. Zweitens bedeutet es, dass der Rat lediglich einer Reduktion des für 2020 prognostizierten Werts zugestimmt hat und nicht, wie oft zu hören ist, einer Reduktion um 20% gegenüber dem heutigen Wert.<sup>415</sup>

#### 6.3.3.5 Die bessere Nutzung eigener Energiereserven

Der fünfte Punkt in der ÜES2 vom November 2008 befasst sich mit der besseren Nutzung der EU eigenen Energiereserven. Die Kommission unterstreicht, dass die in der EU produzierte Energie ohne die Implementierung der EU-Energiepolitik bis 2020 von heute 46% auf 36% fallen würde. Durch die energiepolitischen Maßnahmen könnte dieser Wert bei ca. 44% gehalten werden. Als Hauptinstrumente zur besseren Nutzung der europäischen

---

<sup>414</sup> Vgl. Europäische Kommission: Zweite Überprüfung der Energiestrategie, KOM(2008)781 endgültig, S. 13ff.

<sup>415</sup> Vgl. Geden, Oliver: Die Energie- und Klimapolitik der EU, S. 362f.

Energiereserven werden v. a. der Einsatz erneuerbarer Energiequellen sowie deren Finanzierung gesehen. Der Schwerpunkt in diesem Bereich scheint insbesondere auf die Sicherung von Finanzmitteln für neuere und bessere Technologien gelegt zu werden.

Hervorgehoben wird von der Kommission die Wichtigkeit von Investitionen nicht nur in neue Technologien, Energieeffizienz und erneuerbare Energien, sondern ebenfalls in die saubere Nutzung von fossilen Brennstoffen (z. B. CCS), Kraft-Wärme-Kopplung, Kernenergie und der Förderung nicht-konventioneller Öl- und Gasreserven. Die Kommission betont in Bezug auf die Kernenergie ihre Wichtigkeit als günstige, CO<sub>2</sub>-neutrale Quelle zur Befriedigung der Grundlast, überlässt es jedoch den Mitgliedsstaaten zu entscheiden, ob sie neue Investitionen auf diesem Gebiet tätigen, Laufzeitverlängerungen beschließen oder Kernkraftwerke ersetzen wollen.<sup>416</sup>

#### 6.3.4 Divergierende Interessen zwischen EU-Mitglieder

Die Europäische Union hat sich viel vorgenommen. War es bereits ein schweres Unterfangen, die wichtigsten Leitlinien und Ziele einer europäischen Energiepolitik zu definieren, wird die Umsetzung dieser noch schwieriger werden. Denn während die EU bemüht war die meisten Interessen der EU-Mitglieder in ihrem Ansatz zu berücksichtigen (was u. a. Grund für den „*energiepolitischen Zieldreieck*“-Ansatz war), unterscheiden sich die Prioritäten der einzelnen Akteure teilweise erheblich. Da sich diese Arbeit mit der Energiesicherheit auf europäischer Ebene auseinandersetzt, kann auf diese Problematik zwar nicht ausführlich eingegangen werden, doch sind einige Punkte bereits deutlich geworden.

Was das Ziel der Liberalisierung der Erdgasmärkte angeht, gibt es Mitglieder wie das VK und die Niederlande, die (wenn man die Positionen vereinfacht wiedergibt) für eine kategorische Öffnung des Marktes und für eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Unternehmen eintreten. Andere, wie Deutschland und Frankreich, wollen sich lieber auf nationale „*Champions*“ verlassen und setzen zudem auf eine Energiepartnerschaft mit der Russischen Föderation, die sie als zuverlässigen Erdgaslieferanten betrachten. Viele osteuropäische EU-Mitglieder dagegen wollen die Importe aus Russland reduzieren und fühlen sich von Moskau erpressbar und bedroht. In diesem Zusammenhang ist auch die polnische Forderung nach Gründung einer Art Energie-NATO zu verstehen. Auch das Bedürfnis, die NATO zur Sicherung der Energieversorgung einzuspannen, ist in diesem Rahmen einzuordnen, obwohl

---

<sup>416</sup> Vgl. Europäische Kommission: Zweite Überprüfung der Energiestrategie, KOM(2008)781 endgültig, S. 15ff.



es unklar bleibt, welche konkreten Aufgaben das Militärbündnis zu übernehmen hätte.<sup>417</sup> Sie befürworten in der Regel eine Diversifizierung der Erdgasimporte (im Sinne eines Bestrebens „weg von russischem Erdgas“), fordern mehr Solidarität von anderen EU-Mitgliedern und setzen zum Teil auf heimische Energieträger wie Kohle.

Der Einsatz von Kohle wiederum lässt das Erreichen der EU-Umweltziele bis 2020 utopisch erscheinen. So kommt es immer wieder dazu, dass verschiedene Staaten unterschiedliche Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks betonen und es deswegen zu keiner endgültigen Einigung kommt. Im besten Fall klammern die Mitglieder im Rat einige Bereiche aus den Energiepaketen heraus, auf die man sich zu einem späteren Zeitpunkt einigen soll. Von einer gemeinsamen europäischen Energiepolitik, die adäquat innere und äußere Herausforderungen gerecht wird, kann aber dann keine Rede mehr sein. Das größte Problem für Brüssel ist, dass Energiepolitik immer noch die Angelegenheit der einzelnen EU-Mitglieder ist. Die Union dagegen verfügt praktisch nur im gemeinsamen europäischen Binnenmarkt über effektive Steuerungsinstrumente, was die Bemühungen Brüssels um die Liberalisierung der Märkte als Panazee zumindest teilweise erklärt.

### **Verdichtung 13 (6.3)**

In der EU teilen sich verschiedene Institutionen die Kompetenzen im Bereich Energie, v. a. die Kommission, das Parlament und der Rat. Zudem verfolgen die einzelnen Mitgliedsstaaten oft eigene Interessen. Über verschiedene Dokumente werden die wichtigsten Ziele der EU in einem energiepolitischen Zieldreieck zusammengefasst. Die darin enthaltenen Ziele lassen sich allerdings nicht immer problemlos kombinieren. Trotz der Marktreformen ist der europäische Gasmarkt immer noch von großen, ehemals staatlichen Unternehmen geprägt, die früher über Monopole in den jeweiligen Heimatmärkten verfügten. Gleichzeitig müssen die Reformen auch den geopolitischen Rahmenbedingungen Rechnung tragen, was sie z. T. tun. Je nach Energiemix und Partikularinteressen der EU-Mitglieder entstehen Spannungen zu den drei EU-Zielen. Während die Union im Bereich der Marktreformen durchaus ihre Vorstellungen in die Tat umzusetzen kann, mangelt es ihr besonders bei der Versorgungssicherheit an Instrumenten (wenige Kompetenzen und kaum finanzielle Mittel). Die Fragmentierung der EU (Institutionen/EU-Staaten) erschwert die Umsetzung von Zielen im Energiebereich zusätzlich und schränkt die Handlungsfähigkeit ein.

---

<sup>417</sup> Forderungen zur Bildung einer Energie-NATO und zum Einsatz der NATO in Energieangelegenheiten u.a. vgl. Socor, Vladimir: The Caspian-Black Sea Region: The Key to Diversifying Europe's Energy Supplies, in: Emerson, Michael (Hrsg.), Readings in European Security, Vol. 4, Centre for European Policy Studies, Brüssel/London/Genf 2007, S. 115ff.

## **6.4 Die strategischen Importinfrastrukturprojekte der EU: Der Priority Interconnection**

### **Plan**

Bei dem netzgebundenen Energieträger Erdgas genießt die Diversifizierung der Bezugsquellen sowie der Importrouten für die EU einen hohen Stellenwert. Bereits vor der Veröffentlichung der ÜES2 hatte die Union aus diesem Grund beschlossen, eine Reihe ganz konkreter strategischer Importinfrastrukturprojekte zu unterstützen. Indem die EU einigen Projekten Priorität einräumte und ihnen somit ihre Unterstützung gewährte, erkannte sie an, dass die Realisierung von Infrastrukturprojekten nicht nur von ökonomischen, sondern auch von politischen Aspekten abhängt.<sup>418</sup>

In den Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (abgekürzt TEN-E) wurden förderfähige Projekte aufgelistet und je nach Ziele und Prioritäten in eine Rangfolge gebracht. Neben den bereits vorher existierenden Prädikaten „*Vorhaben von gemeinsamem Interesse*“ (Artikel 6) und „*vorrangige Vorhaben*“ (Artikel 7) wurde der Begriff der „*Vorhaben von europäischem Interesse*“ (Artikel 8) eingeführt. Dabei gehören Vorhaben, die in die Kategorie der „*vorrangigen Vorhaben*“ fallen, zu den „*Vorhaben von gemeinsamem Interesse*“, erfüllen jedoch zusätzliche Kriterien. Während Projekte nach Artikel 6 wirtschaftlich tragfähig und durch Kosten-Nutzen-Analysen bezüglich Umwelt, Versorgungssicherheit und territorialen Zusammenhalt für eine objektive Bewertung zugänglich sein müssen, zeichnen sich Vorhaben nach Artikel 7 zusätzlich durch wesentliche positive Auswirkungen auf das effektive Funktionieren des Binnenmarktes, auf die Versorgungssicherheit oder auf die Nutzung erneuerbarer Energiequellen aus. „*Vorrangige Vorhaben*“ werden außerdem bei der Mittelvergabe bevorzugt behandelt. Bei der neu eingeführten Kategorie der „*Vorhaben von europäischem Interesse*“ handelt es sich um prioritäre Vorhaben, die grenzüberschreitend sind oder erhebliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten haben.

Vorhaben nach Artikel 8 werden bei der Auswahl der für eine Finanzierung aus den Mitteln für TEN-E in Betracht kommenden Vorhaben („*angemessen*“) vorrangig behandelt. Darüber hinaus wird diesen Projekten bei der Auswahl von aus anderen gemeinschaftlichen Kofinanzierungsmitteln förderungsfähigen Vorhaben besondere Beachtung geschenkt. In Bezug auf Erdgas sind im Anhang (I.) zehn Pipelines als „*Vorhaben von europäischem Interesse*“ aufgeführt:

---

<sup>418</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 52.

- (1.) Nordeuropäische Gasfernleitung,
- (2.) Fernleitung Yamal-Europa,
- (3.) Erdgasfernleitung zur Verbindung von Dänemark, Deutschland und Schweden,
- (4.) Ausbau der Fernleitungskapazität auf der Achse Deutschland-Belgien-Vereinigtes Königreich,
- (5.) Gasfernleitung Algerien-Tunesien-Italien,
- (6.) Gasfernleitung Algerien-Italien über Sardinien und Korsika mit einer Zweigleitung nach Frankreich,
- (7.) Medgaz-Gasfernleitung (Algerien-Spanien-Frankreich-Kontinentaleuropa),
- (8.) Gasfernleitung Türkei-Griechenland-Italien,
- (9.) Gasfernleitung Türkei-Österreich,
- (10.) Gasfernleitung Libyen-Italien.<sup>419</sup>

Zwar wird ebenfalls der Ausbau von LNG- und Speicherkapazitäten gefordert, jedoch ist keines der Projekte ein „*Vorhaben von europäischem Interesse*“.

Einige Monate später wurde eine Kommissionsmitteilung mit dem Titel „*Priority Interconnection Plan*“ (PIP, Plan für die Förderung grenzüberschreitender Leitungen) vorgestellt, in dem die Notwendigkeit eines zügigen Infrastrukturausbaus im Strom- und Gassektor, sowohl innerhalb der EU als auch zwischen der EU und Förderstaaten, betont wird. Angesichts einiger nicht zufriedenstellend fortschreitender Projekte, wird die Option eingeführt, Koordinatoren für einzelne Projekte einzusetzen (im PIP wird der Einsatz eines Koordinators nur für die Nabucco-Pipeline gefordert bzw. für den Transitkorridor kaspischer Raum-Türkei-Österreich).<sup>420</sup> Begleitet wurde die Mitteilung von einem gleichnamigen Arbeitspapier, in dem die „*Vorhaben von europäischem Interesse*“ im Gasbereich erneut vorgestellt und der Fortschritt der einzelnen Projekte festgestellt wurden. Die Pipelineprojekte folgen im Wesentlichen vier Transitkorridoren: Russland-nördliches Europa-Großbritannien, Algerien-Spanien/Italien-nördliches Europa, kaspischer Raum/Naher Osten-Südosteuropa-Zentraleuropa und der Mittelmeer-Gasring (quasi Nordafrika ex. Algerien).<sup>421</sup> Im Folgenden

---

<sup>419</sup> Vgl. Europäisches Parlament / Europäischer Rat: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L262, 22. 09.2006, S. 1-23, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:262:0001:0023:DE:PDF>, 10.02.09

<sup>420</sup> Vgl. Europäische Kommission: Priority Interconnection Plan, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, COM(2006)846final, Brüssel 2007, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0846:FIN:EN:PDF>, 11.02.09.

<sup>421</sup> Vgl. Europäische Kommission: Commission Staff Working Document, Accompanying the Communication from the Commission Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and

sollen die zehn prioritäre Projekte innerhalb dieser vier Haupttransitkorridore näher betrachtet werden.

#### 6.4.1 Russland – nördliches Europa – Großbritannien

Auf dieser Achse befinden sich insgesamt vier Pipelines, die zu den „Vorhaben von europäischem Interesse“ zählen. Alle sollen dazu beitragen, russische Erdgaslieferungen in Europa zu erweitern. Zwei dieser Röhren, der Baltic Gas Interconnector (Pipeline zwischen Deutschland-Schweden/Dänemark) und die BBL-Pipeline (Balgzand-Bacton Line, zwischen den Niederlanden und Großbritannien) sind innereuropäische Leitungen, die helfen sollen, die Reichweite der russischen Erdgaslieferungen zu erhöhen.

Die BBL-Pipeline ist bereits seit Dezember 2006 in Betrieb und hat eine Kapazität von rund 15 Bcm pro Jahr (der Bau einer vierten Kompressorstation könnte eine Kapazitätserhöhung von bis zu 20 Bcm/Jahr bedeuten). Die Pipeline gehört mehrheitlich der niederländischen Gasunie (60% der Anteile), doch halten auch E.ON Ruhrgas (20%) und Fluxys (20%, Betreiber des belgischen Erdgasnetzes) Anteile an der Röhre. Im Gegensatz zu der Interconnector-Pipeline zwischen Bacton und Zeebrügge, kann die BBL-Pipeline Erdgas nur von den Niederlanden in Richtung England transportieren (es wird jedoch voraussichtlich die Möglichkeit des Verkaufs von Gas durch sogenannten „*non-physical interruptible reverse flow*“ geben).<sup>422</sup>

Der Baltic Gas Interconnector befindet sich noch in der Projektphase und wird frühestens 2012 in Betrieb genommen werden. Wenn die Verbindung steht, soll die Pipeline von Deutschland aus Erdgas aus der Nordsee und später aus Russland nach Schweden und Dänemark transportieren, wobei die Kapazität zu Beginn ca. 3 Bcm pro Jahr, später bis zu 10 Bcm pro Jahr betragen würde. Beteiligt sind insgesamt sieben Unternehmen: ENERGI E2 und Hovedstadsregionens Naturgas (beide aus Dänemark), die deutsche VNG sowie E.ON Sverige AB, Göteborgs Energi, Lunds Energi und Öresundskraft aus Schweden.<sup>423</sup> Im begleitenden Arbeitspapier der Kommission (PIP) wird darauf hingewiesen, dass der Bau des Baltic Gas Interconnectors oder zumindest Teile des Projekts möglicherweise überdacht werden müssten. Es ist nämlich noch unklar, ob die Nord Stream-Pipeline, die eigentlich Teile des zukünftigen russischen Gases für das Projekt liefern soll, einen eigenen

---

electricity sectors (Final Report). Priority Interconnection Plan, SEC(2006) 1715, Brüssel 2007, S. 15ff, unter: [http://ec.europa.eu/energy/policy/doc/12\\_priority\\_interconnection\\_plan\\_annexe\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/policy/doc/12_priority_interconnection_plan_annexe_en.pdf), 11.02.09.

<sup>422</sup> Vgl. BBL Company (Internetauftritt): unter: <http://www.bblcompany.com/index.htm>, 11.02.2009.

<sup>423</sup> Vgl. Baltic Gas Interconnector (Internetauftritt): unter: <http://www.balticgas.com>, 11.02.09.

Pipelinezweig nach Schweden baut oder nicht. Wenn dem so wäre, machte höchstens noch die Trasse zwischen Dänemark und Deutschland Sinn.<sup>424</sup>

Bei den anderen zwei Pipelines auf der Achse handelt es sich um die North European Gas-Pipeline (NEGP), heute Nord Stream, und dem Yamal II-Projekt. Beide Röhren sollen russisches Erdgas in die Europäische Union bringen (siehe auch Kapitel 6.2.1).

Die Nord Stream-Pipeline, auch als Ostseepipeline bekannt, befindet sich bereits in einer fortgeschrittenen Projektphase und könnte schon ab 2011 über eine Röhre 27,5 Bcm pro Jahr in die EU transportieren. Ab 2012 wird sich die Pipelinekapazität durch die Verlegung einer weiteren, parallel verlaufenden Leitung voraussichtlich auf gut 55 Bcm verdoppeln. Nach Ausgaben von über 100 Mio. Euro für Umweltstudien, veröffentlichte das Nord Stream-Konsortium im März 2009 die grenzüberschreitende Umweltverträglichkeitsprüfung. Als nächster Schritt ist nun in 2010 die Verlegung der ersten Röhre geplant.<sup>425</sup> An dem Pipelineprojekt beteiligt sind die russische Gazprom (51%), die deutschen E.ON und BASF/Wintershall (jeweils 20%) sowie die niederländische Gasunie (9%, seit Juni 2008).<sup>426</sup> Zurzeit wird der Einstieg der französischen GdF Suez in das Pipelinekonsortium geprüft. Bei einer französischen Beteiligung würden die kleineren Anteilseigner einige ihrer Anteile an das französische Unternehmen abtreten müssen, die russische Mehrheit steht jedoch nicht zur Debatte. Französische Medien vermuten, dass GdF Suez Interesse an einer Kooperation mit dem ebenfalls französischen Unternehmen Total haben könnte, das bereits am russischen Shtokman-Feld beteiligt ist aus dem Erdgas für die Nord Stream-Pipeline bereitgestellt werden soll.<sup>427</sup>

Das Besondere an der Pipeline ist, dass sie die bisherigen Transitstaaten (Polen und Belarus) umgehen wird, indem sie zum überwiegenden Teil auf dem Grund der Ostsee verläuft. Während ein Großteil der Pipeline durch die finnische und schwedische AWZ führen soll, wird die Pipeline auch über russische, dänische und deutsche Territorialgewässer führen, womit letztere auch von Transitgebühren werden profitieren können (laut internationalem Recht dürfen auf der AWZ keine Transitgebühren erhoben werden).<sup>428</sup> Aus diesem Grund war

---

<sup>424</sup> Vgl. Europäische Kommission: Priority Interconnection Plan, SEC(2006)1415, S. 16.

<sup>425</sup> Vgl. Nord Stream AG: Start of Public Participation throughout Baltic Sea Region on Nord Stream Pipeline Project, Pressemitteilung vom 9.03.2009, unter: [http://www.nord-stream.com/uploads/media/Nord\\_Stream\\_Statement\\_Start\\_Public\\_Participation\\_eng\\_20090309.pdf](http://www.nord-stream.com/uploads/media/Nord_Stream_Statement_Start_Public_Participation_eng_20090309.pdf), 12.03.09.

<sup>426</sup> Vgl. Nord Stream AG (Internetauftritt): unter: <http://www.nord-stream.com/de>, 11.02.09

<sup>427</sup> Vgl. France's GDF Suez to join Nord Stream pipeline, EurActiv, 30.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/france-gdf-suez-join-nord-stream-pipeline/article-184525>, 31.07.09.

<sup>428</sup> Vgl. Denmark gives green light to Nord Stream, EurActiv, 22.10.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/denmark-gives-green-light-nord-stream/article-186632>, 23.10.09.

das Pipelineprojekt von Anbeginn umstritten, besonders bei den Staaten, deren Territorium die Nord Stream-Pipeline umgeht (siehe Abb. 39 oder 26).

Hauptsächlich wird das Projekt von Polen scharf kritisiert, aber auch von den drei Baltischen Staaten, über dessen Territorium eine alternative Pipeline verlaufen könnte. Die polnischen und baltischen Vorbehalte gründen in erster Linie auf Sorgen, die Ostseepipeline untergrabe ihre Versorgungssicherheit. Sie befürchten, Moskau könnte aus politischen Gründen die für sie bestimmten Erdgaslieferungen instrumentalisieren, ohne um die weiteren Lieferverpflichtungen nach Westen fürchten zu müssen, da Russland diese über die Ostseepipeline bedienen könnte. Die osteuropäischen EU-Mitglieder weisen zudem darauf hin, dass der Bau einer Landpipeline nicht nur 30-40% kostengünstiger wäre<sup>429</sup>, sondern dass eine Leitung über baltisches und polnisches Territorium Moskau dazu zwingen würde, die EU als eine Einheit zu betrachten. Die Nord Stream-Pipeline dagegen erleichtere Russland das Ausspielen eines EU-Mitgliedes gegen das andere.<sup>430</sup>

Auch finanzielle Gründe dürften bei der Ablehnung der Pipeline eine wichtige Rolle spielen. Polen z. B. verdient durch russische Erdgaslieferungen erhebliche Summen in Form von Transitgebühren. Diese Einnahmen könnten sich nach der Fertigstellung der Ostseepipeline deutlich verringern, was auch die höheren Kosten der Nord Stream-Pipeline im Nachhinein relativiert (höhere Baukosten vs. geringere Transitgebühren). Einige Politiker in Warschau befürchten auch, dass große Schiffe aufgrund der Pipeline in Zukunft die polnischen Häfen Swinemünde und Stettin nicht mehr anlaufen können. Sie fordern dazu auf, die Zustimmung des deutschen Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie zum Bau der Pipeline anzufechten.<sup>431</sup> Darüber hinaus werden oft ökologische Bedenken ins Feld geführt, um gegen den Bau von Nord Stream zu argumentieren. So wird von einigen Ostseerainern vorgebracht, auf dem Grund der See könnten sich noch Giftgasgranaten aus dem Zweiten Weltkrieg bzw. giftige Sedimente befinden, die durch den Bau aufgewirbelt und zu einer Umweltkatastrophe führen könnten.

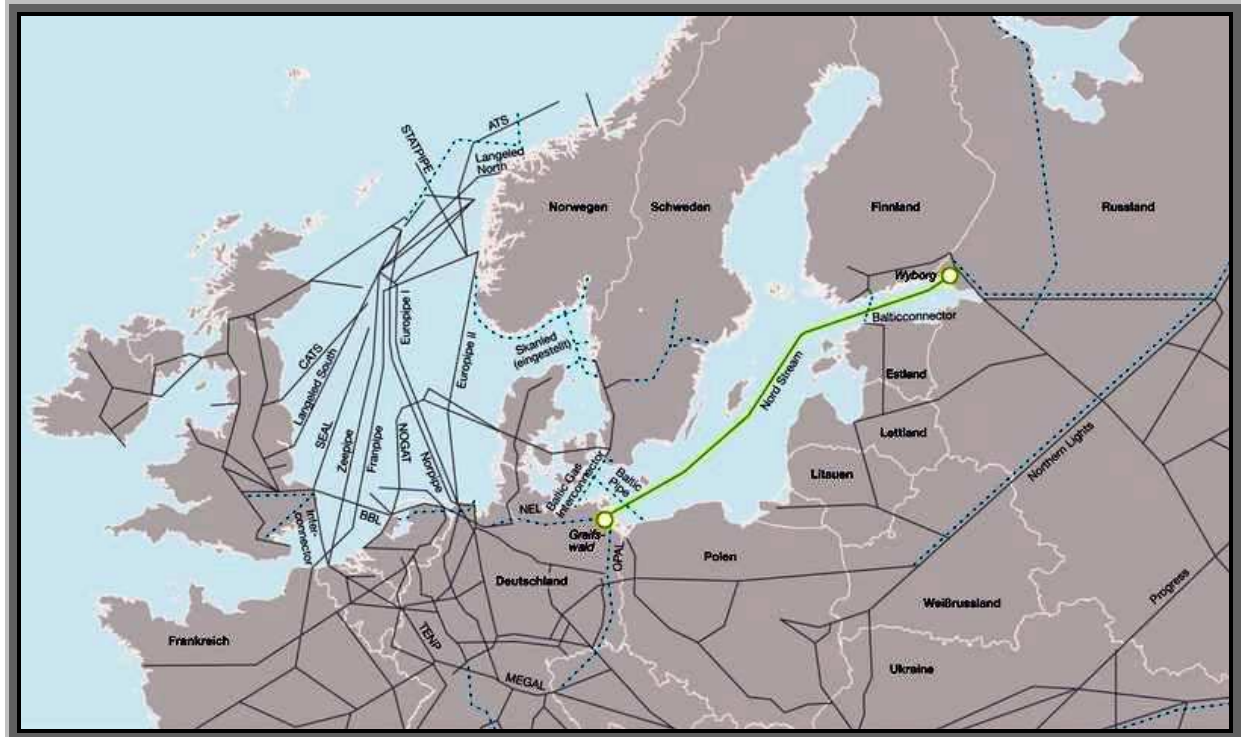
---

<sup>429</sup> Vgl. Polen bekräftigt Ablehnung der Ostsee-Pipeline, RIA Novosti, 30.01.2009, unter: <http://de.rian.ru/world/20090130/119896582.html>, 12.02.09.

<sup>430</sup> Vgl. „Finanzierung der Ostsee-Pipeline Nord Stream unsicher. Politischer Widerstand gegen Fördermilliarden“, in: Die Welt Online, 05.03.2008, unter: [http://www.welt.de/welt\\_print/article1759148/Finanzierung\\_der\\_Ostsee\\_Pipeline\\_Nord\\_Stream\\_unsicher.html](http://www.welt.de/welt_print/article1759148/Finanzierung_der_Ostsee_Pipeline_Nord_Stream_unsicher.html), 12.02.09.

<sup>431</sup> Vgl. Watkins, Eric: Nord Stream consortium awards pipeline contracts, in: Oil & Gas Journal (Online), 27.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3466353213/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2010/01/nord-stream\\_consortium/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary272010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3466353213/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2010/01/nord-stream_consortium/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary272010.html), 28.01.10.

Abb. 39: Verlauf der Nord Stream-Pipeline



Quelle: Nord Stream AG.

Weitere Komplikationen haben sich in der Vergangenheit bezüglich des genauen Verlaufs der Röhre ergeben. Nachdem Estland die Verlegung der Pipeline in seinen Ostseegebieten verboten hatte, sah man sich gezwungen den geplanten Verlauf zu ändern. Heute soll Nord Stream zum größten Teil durch die schwedische AWZ verlegt werden. Es hat jedoch mit der schwedische Regierung Spannungen wegen einiger Streckendetails gegeben (z. B. bezüglich des Baus einer Service-Plattform vor der Küste Gotlands). Die zahlreichen Schwierigkeiten, mit denen sich Nord Stream konfrontiert sah, haben bereits zu einer deutlichen Verzögerung des Projekts (ursprünglich waren die ersten Gaslieferungen für 2010 vorgesehen) und zu deutlich höheren Kosten geführt (von 4 Mrd. € auf mindestens 7,4 Mrd. €), was immer wieder zu Zweifeln an der tatsächlichen Realisierung des Projekts geführt hat.<sup>432</sup>

Das Pipelinekonsortium sieht sich jedoch trotz allem auf gutem Weg und hält an den neuen Terminen (2011 erste Lieferungen) fest. Im Dezember 2008 hat Nord Stream die Antragsunterlagen für den Streckenabschnitt innerhalb der deutschen AWZ eingereicht. Davor waren bereits die Genehmigungsunterlagen für den schwedischen Teilabschnitt eingereicht worden.<sup>433</sup> Später legte das Konsortium noch weitere Unterlagen für den Bau der

<sup>432</sup> Vgl. Schneider, Jörg / Pflieger, Lea: Die Ostsee-Pipeline, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Nr. 23/8, 12.08.2008, unter: <http://www.bundestag.de/wissen/analysen/2008/ostsee-pipeline.pdf>, 12.02.09.

<sup>433</sup> Vgl. Nord Stream AG: Antragsunterlagen für Nord Stream-Pipeline in Deutschland eingereicht, Pressemitteilung vom 12.12.2008, unter: <http://www.nord-stream.com/de/press0/press-releases/press-release/article/application-documents-for-nord-stream-pipeline-in-germany->

Pipeline vor. Im Oktober 2009 wurde Dänemark das erste Land, das Nord Stream aufgrund der eingereichten Bauunterlagen und der Prüfung des umwelttechnischen Gutachtens, eine Baugenehmigung erteilte.<sup>434</sup>

Etablierte Transitstaaten wie Polen bevorzugen gegenüber dem Bau der Ostseepipeline den Ausbau der bestehenden Yamal-Pipeline. Prinzipiell handelt es sich bei diesem sogenannten Yamal II-Projekt um die Verlegung einer weiteren Röhre entlang der bestehenden Yamal-Trasse. Auch diese Pipeline wird von der EU als „*Vorhaben von europäischem Interesse*“ eingestuft, obwohl sie offensichtlich in starker Konkurrenz zur Nord Stream-Pipeline steht. Die Yamal II soll eine Transportkapazität von ca. 43 Bcm pro Jahr haben und ebenfalls russisches Erdgas nach Deutschland befördern – allerdings nicht über die Ostsee, sondern komplett über Land. Dabei gibt es prinzipiell zwei Strecken, die für die Pipeline in Frage kämen. Die erste Möglichkeit wäre genau die Strecke zu nehmen, die die heutige Yamal-Pipeline nimmt. Das bedeutet von den Fördergebieten Russlands über weißrussisches Territorium weiter nach Polen und Deutschland. Die andere Möglichkeit, die ebenfalls von den Studien zum Yamal II-Projekt gedeckt wird, wäre über das Gebiet der Baltischen Staaten statt über Belarus.

Die Streckenführung über Lettland und Litauen – das sogenannte Amber-Projekt – stößt bei den baltischen Regierungen auf Interesse und wird zudem von der EU als eigenständiges Vorhaben in der Kategorie „*Vorhaben von gemeinsamen Interesse*“ unterstützt. Die baltischen Versorgungsunternehmen dagegen haben weniger Interesse gezeigt, sich am Yamal II und am Amber-Projekt zu beteiligen. Mit Gazprom und E.ON werden die baltischen Gasversorger von zwei Unternehmen kontrolliert, die gleichzeitig maßgeblich am Bau der Nord Stream-Pipeline involviert sind. Somit hat das Fortschreiten der Ostseepipeline die Wahrscheinlichkeit einer zeitnahen Umsetzung des Yamal II-Projekts deutlich verringert. Dies dürfte v. a. darin liegen, dass weder Gazprom noch E.ON gewillt sein dürften, parallel die zusätzlichen Kosten von über 5 Mrd. € für eine Gasröhre aufzubringen, die Gas von fast demselben Ursprung zum annähernd gleichen Bestimmungsort transportiert wie Nord Stream. Wenn allerdings der Erdgasbedarf Europas weiter steigt, könnte es noch zu der Realisierung des Yamal II-Projekts kommen, allerdings erst in der Zeit nach 2013, also nach

---

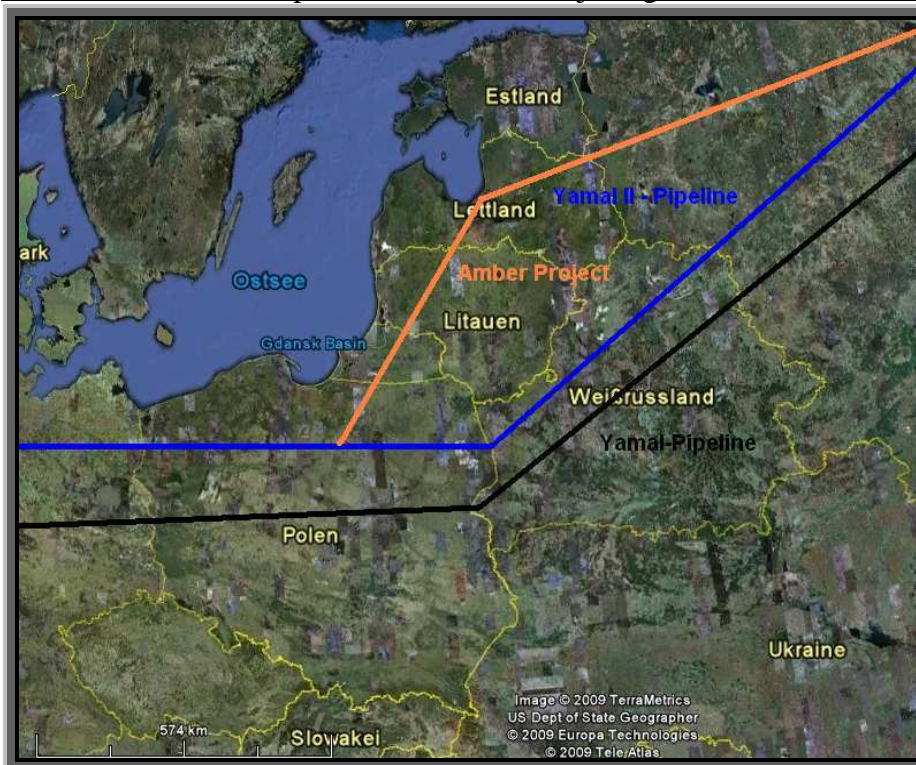
submitted.html?tx\_ttnews%5BbackPid%5D=24&cHash=216e8c2d8fm, und vgl. Nord Stream: Nord Stream-Pipelineprojekt ist auf gutem Weg, Pressemitteilung vom 21.10.2008, unter: [http://www.nord-stream.com/de/press0/press-releases/press-release/article/nord-stream-project-well-on-track.html?tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=24&cHash=13c0fb53ae](http://www.nord-stream.com/de/press0/press-releases/press-release/article/nord-stream-project-well-on-track.html?tx_ttnews%5BbackPid%5D=24&cHash=13c0fb53ae), beide 12.02.09.

<sup>434</sup> Vgl. Denmark gives green light to Nord Stream, EurActiv, 22.10.2009.



voraussichtlicher Fertigstellung der Ostseepipeline.<sup>435</sup> Bis spätestens 2013 erwartet die EU eine Steigerung der Importkapazität über die Achse (Russland – nördliches Europa – Großbritannien) von 25-30 Bcm/Jahr.

Abb. 40: Yamal II – Pipeline und Amber-Projekt, grober Streckenverlauf



Quelle: Eigene Darstellung; Google Earth.

#### 6.4.2 Algerien – Spanien/Italien/Frankreich – nördliches Europa

Auf der zweiten Prioritätsachse gibt es drei Pipelines der Kategorie „Vorhaben von europäischem Interesse“. Bei den drei Erdgasleitungen handelt es sich um die bereits abgebildeten und angesprochenen (Unterkapitel 6.2.3, Abb. 32) Pipelines Medgaz (zwischen Algerien und Spanien mit einer möglichen Erweiterung der Trasse nach Frankreich), der Galsi-Pipeline (von Algerien nach Italien über Sardinien und einer weiteren Trasse über Korsika nach Frankreich) und der Transmed II (auch Enrico Mattei genannt, von Algerien über Tunesien und Sizilien auf das italienische Festland). Während es sich bei der Medgaz und der Galsi-Pipeline um neue Pipelineprojekte handelt, ist die Transmed II eine Erweiterung der sich seit 1983 im Betrieb befindenden und mehrmals ausgebauten Transmed-Pipeline. Bezüglich der Galsi-Pipeline hat es einige Zweifel gegeben, ob das Projekt letzten Endes realisiert werden würde und ob die geplante Inbetriebnahme im Jahr 2012 eingehalten

<sup>435</sup> Vgl. Europäische Kommission: Priority Interconnection Plan, SEC(2006)1715, S. 16.

werden könnte. Besonders viele offene Fragen ergaben sich im Hinblick auf die Strecke, die die Pipeline nehmen sollte.<sup>436</sup>

Diese Probleme scheinen jedoch nun weitestgehend aus dem Weg geräumt, nachdem das zuständige Konsortium Ende 2008 einen neuen Vertrag unterzeichnete, der den Weg für den Baubeginn des italienischen Teilabschnitts freimachen sollte. Zu diesem Anlass wurde erneut 2012 als Datum für die Einweihung der Pipeline bekräftigt.<sup>437</sup> Von allen drei Pipelines auf der zweiten Prioritätsachse ist die Medgaz-Pipeline am weitesten fortgeschritten und sollte, nach mehreren Verspätungen, noch 2009 in Betrieb gehen. Im Dezember 2008 meldete die Medgaz den Abschluss der Arbeiten an dem Offshore-Abschnitt der Röhre, womit der schwierigste und kritischste Teil des Projekts erfolgreich beendet wurde.<sup>438</sup> Trotzdem wurde die Inbetriebnahme erneut verschoben, so dass sie nun den Betrieb nicht vor Mitte 2010 aufnehmen dürfte.<sup>439</sup> Insgesamt geht die EU bis 2013 von mindestens 15-16 Bcm jährlich an zusätzlicher Importkapazität auf dieser Achse aus.

#### 6.4.3 Mittlerer Osten/kaspischer Raum – Südosteuropa – Zentraleuropa

Diese Achse besteht aus zwei Großprojekten: der Verbindung der türkischen, griechischen und italienischen Gasnetze miteinander (ITGI, Interconnection Turkey-Greece-Italy) und dem Nabucco-Pipelineprojekt, das kaspisches Erdgas über die Türkei nach Südosteuropa und weiter nach Zentraleuropa transportieren soll.

##### 6.4.3.1 Das ITGI-Projekt

Das ITGI-Projekt ist in drei Teilprojekte unterteilt. Neben der Erweiterung des türkischen Erdgasnetzes besteht das ITGI Vorhaben aus den zwei Pipelineverbindungen zwischen der Türkei und Griechenland (Turkey-Greece Interconnector, TGI manchmal auch ITG) und zwischen Griechenland und Süditalien (Interconnector Greece-Italy, IGI). Bei beiden Pipelines handelt es sich um „*Vorhaben von europäischem Interesse*“.

Die TGI-Pipeline ist bereits am 18. November 2007 eingeweiht worden und kann seitdem Erdgas aus Aserbaidschan am Kaspischen Meer nach Griechenland transportieren. Die Pipeline hat eine Maximalkapazität von ca. 7 Bcm pro Jahr, könnte aber auf 12 Bcm erweitert

---

<sup>436</sup> Vgl. Europäische Kommission: Priority Interconnection Plan, SEC(2006)1715, S. 17f.

<sup>437</sup> Vgl. Galsi, Snam Confirm Algeria-Italy Pipeline Plans, Downstream Today, unter: [http://www.downstreamtoday.com/news/article.aspx?a\\_id=13091](http://www.downstreamtoday.com/news/article.aspx?a_id=13091), 12.02.09.

<sup>438</sup> Vgl. Medgaz S.A.: MEDGAZ completa la construcción del gasoducto submarino, Pressemitteilung vom 23.12.2008, unter: [http://www.medgaz.com/medgaz/pages/nota\\_prensa\\_21.htm](http://www.medgaz.com/medgaz/pages/nota_prensa_21.htm), 12.02.09.

<sup>439</sup> Vgl. Watkins, Eric: Medgaz pipeline delayed until June 2010.

werden und gehört der türkischen BOTAS sowie der griechischen DEPA. Die IGI-Pipeline dagegen befindet sich erst in der fortgeschrittenen technischen Planung. Der Bau der Leitung soll nicht vor Ende 2010 beginnen. Sie wird von Komotini, nahe der türkisch-griechischen Grenze, an die griechische Küste führen, von wo aus sie unter dem ionischen Meer bis zum italienischen Otranto führen soll (der Unterwasserabschnitt trägt den Namen Poseidon-Pipeline). Die Gesamtlänge dieser Pipeline wird ca. 800 km betragen, von denen 200 km auf den Offshore-Abschnitt entfallen. Nach Fertigstellung, voraussichtlich im Jahr 2015, soll die Pipeline 8 Bcm pro Jahr nach Italien transportieren. Das benötigte Erdgas für die Verbindungsleitung soll aus dem kaspischen Raum (in erster Linie aus Aserbaidschan) und dem Nahen Osten kommen. Die IGI-Pipeline wird in einem JV zu gleichen Teilen von der italienischen Edison International Holding und der griechischen, staatlichen DEPA (bzw. deren TSO, DESFA) finanziert. Die Pipeline soll an die TGI-Pipeline anschließen.<sup>440</sup>

Abb. 41: ITGI- / Poseidon-Pipelineprojekt



Quelle: Edison S.p.A.

Die IGI-Pipeline allerdings steht in direkter Konkurrenz zum Projekt der Trans Adriatic-Pipeline (TAP). Diese Pipeline, die von der EU nicht als „Vorhaben von europäischem Interesse“ betrachtet wird (jedoch als Vorhaben von „gemeinsamen Interesse“ nach TEN-E

<sup>440</sup> Vgl. IGI-Poseidon S.A.: Poseidon Pipeline Open Season Notice, 20.06.2008, unter: [http://www.igi-poseidon.com/english/focus/OS\\_Notice.pdf](http://www.igi-poseidon.com/english/focus/OS_Notice.pdf); und vgl. IGI-Poseidon S.A. (Internetauftritt): Timeline, unter: <http://www.igi-poseidon.com/english/timeline.asp>, beide 22.01.10.

geführt wird<sup>441</sup>), soll ebenfalls Erdgas aus der kaspischen Region und Mittelost nach Europa transportieren. Zu diesem Zweck soll die TAP an das griechische Erdgasnetz von DESFA angeschlossen werden. Die Leitung soll vom griechischen Thessaloniki starten und quer durch Albanien bis an die Adria führen, von wo aus unter Wasser eine Verbindung zum italienischen Netz von SNAM ReteGas S.p.A. bei Brindisi gebaut werden soll. Das Projekt wird seit April 2008 in einem JV von der schweizerischen EGL Group (Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG) und der norwegischen Statoil ASA zu gleichen Teilen vorangetrieben.<sup>442</sup>

Die TAP soll anfangs eine Transportkapazität von 10 Bcm pro Jahr haben und könnte zu einem späteren Zeitpunkt durch den Bau einer dritten Verdichterstation eine Maximalkapazität von 20 Bcm jährlich erreichen. Die Kosten des gesamten Vorhabens werden auf ca. 1,5 Mrd. € geschätzt. Der Bau könnte bereits 2010 beginnen. Die ersten Genehmigungsanträge zum Bau des griechischen Teilabschnittes sind bereits bei den zuständigen Behörden eingereicht worden. Die Inbetriebnahme der Leitung ist frühestens 2012 geplant.<sup>443</sup> Erste Gasliefervereinbarungen für den Transport durch die TAP scheinen zudem gesichert. So wurden bereits Ende 2006 und im Verlauf von 2007 verschiedene Abkommen zwischen der EGL Group und der iranischen NIGEC über Erdgaslieferungen (aus dem Pars-Feld) in Höhe von 5,5 Bcm jährlich geschlossen. Das definitive Vertragswerk haben beide Parteien Anfang 2008 unterzeichnet.<sup>444</sup>

Im September 2009 wurde ein Pipelineprojekt bekannt gegeben, das zwar nicht offiziell Teil des ITGI-Projekts ist, jedoch mit diesem verbunden ist. Bulgarien, das aufgrund der Abhängigkeit von russischen Gasimporten von der letzten russisch-ukrainischen Gaskrise besonders hart betroffen war, hat ein Projekt vorangebracht, das den Bau einer Verbindungspipeline von der ITGI nach Bulgarien vorsieht. Ein Abkommen zwischen der bulgarischen Energiegesellschaft, Edison S.p.A und DEPA sieht ab 2015 vor, 1 Bcm aserbaidchanischen Erdgases nach Bulgarien zu transportieren. Die bulgarische Pipeline trägt den Namen Interconnector Greece-Bulgaria (IGB) und wird über 160 km Griechenland (bei Komotini) mit Bulgarien (bei Stara Zagora) verbinden. Obwohl die Lieferungen

---

<sup>441</sup> Vgl. Europäisches Parlament / Europäischer Rat: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG, S. 22.

<sup>442</sup> Vgl. EGL and StatoilHydro Complete Trans Adriatic Pipeline Joint-Venture Setup, TAP AG, Media Release, 22.04.2008, unter: <http://www.trans-adriatic-pipeline.com/images/stories/news/pressreleases/tap-jvdone-press-prb-final-24april08-ht.pdf>, 13.02.09.

<sup>443</sup> Vgl. Trans Adriatic Pipeline AG (Internetauftritt): unter: <http://www.trans-adriatic-pipeline.com>, 13.02.09.

<sup>444</sup> Vgl. EGL AG (Internetauftritt): Erdgasliefervertrag mit NIGEC unterzeichnet, 17.03.2008, unter: <http://www EGL.ch/int/ch/de/media/news/archiv/2008/march/nigec.html>, 21.09.09.; vgl. Swiss firm EGL in 25-yr gas deal with Iran, Reuters, 04.06.2007, unter: <http://uk.reuters.com/article/oilRpt/idUKL0475410020070604>, 13.02.09; auch vgl. NIGEC (Internetauftritt): unter: <http://www.nigec.ir/default.aspx?Page=Projects%20Pipelines&nid=38>, 13.02.09.

voraussichtlich nur bei 1 Bcm p. a. liegen werden, besitzt die Leitung eine Kapazität, um 3-5 Bcm jährlich zu transportieren. Die Kosten werden voraussichtlich 120 Mio. € betragen, von denen rund 45 Mio. € von der EU getragen werden.<sup>445</sup>

Abb. 42: Streckenführung der TAP



Quelle: Trans Adriatic Pipeline AG.

#### 6.4.3.2 Das Nabucco-Projekt

Das wohl prominenteste Pipelineprojekt der EU ist die Nabucco-Pipeline, die als weiteres „Vorhaben von europäischem Interesse“ Erdgas auf der dritten Prioritätsachse, hauptsächlich aus dem Mittleren Osten und dem kaspischen Raum, nach Zentraleuropa bringen soll. Konkret ist vorgesehen, dass Erdgas z. B. aus Ägypten, Irak, Iran, Aserbaidshan, Turkmenistan und Kasachstan durch Nabucco nach Europa transportiert wird. Dabei soll die Leitung u. a. die Staatsgebiete der Türkei, Bulgariens, Rumäniens und Ungarns überqueren, bevor sie österreichisches Territorium erreicht. Von der türkisch-iranischen bzw. türkisch-georgischen Grenze aus, soll die Nabucco-Pipeline insgesamt ca. 3.300 km überwinden, 8 Mrd. € kosten und eine Höchstkapazität von 31 Bcm pro Jahr erreichen.<sup>446</sup>

Die Idee, eine Pipeline zu bauen, die die Erdgasquellen am Kaspischen Meer und im Mittleren Osten für Europa zugänglich macht und dabei russisches Staatsgebiet umgeht, wird bereits seit längerer Zeit diskutiert. Doch erst 2002 gelang es, unter Führung der

<sup>445</sup> Vgl. Bulgaria May Benefit From New Pipeline Link, in: Pipeline & Gas Journal (Online), Vol. 236, Nr. 9, September 2009, unter: <http://pipelineandgasjournal.com/bulgaria-may-benefit-new-pipeline-link>, 21.09.09.

<sup>446</sup> Vgl. Nabucco GmbH (Internetauftritt): Nabucco Gas Pipeline Project, Project Description / Pipeline Route, unter: <http://www.nabucco-pipeline.com/project/project-description-pipeline-route/project-description.html> 15.02.09.



österreichischen OMV und gemeinsam mit der türkischen BOTAŞ, der bulgarischen BULGARGAZ, der rumänischen TRANSGAZ und der ungarischen MOL, eine Absichtserklärung zum Bau einer solchen Fernleitung zu unterzeichnen. Im Jahr 2005 konnten dann, nach zahlreichen Studien, die Nabucco Gas Pipeline International GmbH und die verschiedenen Nabucco National Companies gegründet werden. Nach kurzem Engagement zog sich Gaz de France 2007 aus dem Projekt zurück, wobei die Hintergründe für diese Entscheidung etwas im Dunkeln bleiben. Als Grund für den Rückzug wurden häufig die Spannungen zwischen Frankreich und der Türkei über die französische Anerkennung des Genozids an den Armeniern vermutet.<sup>447</sup> Im Gegenzug stieg 2008 als vorerst letzter Partner die deutsche RWE in das Nabucco-Projekt ein.

Der Beginn der Bauarbeiten soll frühestens 2011 starten und in zwei Schritte aufgeteilt werden, so dass die Gasfernleitung ab 2014 in Betrieb genommen werden könnte, wenn auch bei einer verringerten Transportkapazität von 8 Bcm pro Jahr. Hierbei soll als erstes die Pipelineverbindung zwischen Ankara und dem österreichischen Baumgarten gebaut werden. Bis zum Bau neuer Pipelines soll vorläufig auf die bestehenden türkischen Leitungen aus Georgien und evtl. Iran zurückgegriffen werden. Neue Verbindungen zwischen der Türkei und Georgien (bzw. Iran) sollen dann bis spätestens 2015 fertig gestellt werden, so dass mit dem Bau mehrerer Verdichterstationen begonnen werden kann, durch die Nabucco bis 2019 sukzessive seine Höchsttransportkapazität erreichen soll.<sup>448</sup>

Obwohl dem Projekt von Anbeginn auf europäischer Ebene eine hohe Priorität beigemessen wurde, hat es mit zahlreichen Schwierigkeiten zu kämpfen gehabt, so dass es bis heute ungewiss bleibt, ob die Gasfernleitung gebaut wird oder nicht. Mittlerweile ist die Nabucco-Pipeline mehr als drei Jahre in Verzug. Ursprünglich hätte man 2008 mit dem Bau beginnen müssen. Das Nabucco-Projekt hat vor allem mit drei wichtigen Problemen zu kämpfen: der Sicherung von ausreichenden Erdgasmengen, der Klärung der Transitmodalitäten und der Konkurrenz durch andere Pipelineprojekte.

Die Sicherung ausreichender Gasmengen für Nabucco hat sich als besonders kompliziert herausgestellt. Bis heute ist unsicher, ob genügend Erdgas zur Verfügung stehen wird, um die Röhre rentabel auszulasten. Bemühungen, Lieferabkommen abzuschließen, sind meistens ohne verbindliche Resultate geblieben. Im Mai 2008 z. B. blieben Versuche der Kommission,

---

<sup>447</sup> Vgl. Socor, Vladimir: France ready to leap on the South Stream bandwagon, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 5, Issue 209, 31.10.2008, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34068](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34068), 16.02.09.

<sup>448</sup> Nabucco GmbH (Internetauftritt): Nabucco Gas Pipeline, Project Timeline, unter: <http://www.nabucco-pipeline.com/project/project-timeline/main-page-project-timeline-20090126.html>, 15.02.09.

über die Arab Gas Pipeline bis zu 7 Bcm jährlich aus den Maschrek Staaten (v. a. Ägypten und Irak) für das Projekt zu gewinnen, ohne zählbares Ergebnis.<sup>449</sup> Zwar hat sich Irak immer wieder bereit erklärt, Gas in das Nabucco-System zu pumpen, doch wurden hierbei keinerlei bindende Verträge unterzeichnet (2008 sprach man von 5 Bcm p. a.<sup>450</sup>, 2009 sogar von 15 Bcm p. a.<sup>451</sup>). Im Mai 2009 hatten sich noch europäische und arabische Unternehmen um die Erschließung und den Export irakischen Erdgases aus dem nördlichen Irak bemüht. Das Vorhaben sah Investitionen von 8 Mrd. US\$ und eine Förderung von 30 Bcm p. a. vor. Kurz nach Bekanntgabe der mit der kurdischen Regionalregierung abgeschlossenen Vereinbarung wurde diese jedoch von der Zentralregierung in Bagdad für illegal und ungültig erklärt.<sup>452</sup> Im Januar 2010 erreichte der noch amtierende EU-Energiekommissar Andris Piebalgs lediglich eine weitere unverbindliche Absichtserklärung (Memorandum of Understanding, MoU). In dieser wurden die Eckpunkte einer möglichen strategischen Partnerschaft mit dem Irak skizziert und eine Beteiligung Bagdads im Südlichen Korridor in Aussicht gestellt.<sup>453</sup>

Besser liefen einige Wochen zuvor Verhandlungen mit dem turkmenischen Präsidenten Gurbanguly Berdymukhammedov, der mit der EU ein Abkommen über die Lieferung von 10 Bcm pro Jahr für die Nabucco-Pipeline unterzeichnete. Allerdings scheint es auch bei diesem Vertrag kein ausgereiftes Konzept zu geben, wie das Gas aus Turkmenistan in das Nabucco-System gelangen soll.<sup>454</sup> Ähnliche Schwierigkeiten dürfte auch RWE haben, turkmenisches Erdgas nach Europa zu transportieren, nachdem der Konzern im April 2009 Zugang zu turkmenischen Reserven erhalten hat.<sup>455</sup> Doch selbst, wenn es eine unproblematische Möglichkeit gäbe, Erdgas aus Turkmenistan für Nabucco zu nutzen, bleibt immer noch die Frage offen, ob das zentralasiatische Land überhaupt in der Lage sein wird, seinen Lieferverpflichtungen nachzukommen.

---

<sup>449</sup> Vgl. EU will Gasvorräte im Nahen Osten sichern, EurActiv, 06.05.2008, unter:

<http://www.euractiv.com/de/energie/eu-will-gasvorräte-nahen-osten-sichern/article-172169>, 15.02.09.

<sup>450</sup> Vgl. al-Jasem, Maher: Iraq may supply gas to Europe, AlJazeera.net, 23.06.2008, unter:

<http://english.aljazeera.net/business/2008/06/2008619125519100415.html>, 15.02.09.

<sup>451</sup> Vgl. EU countries sign geopolitical Nabucco agreement, EurActiv, 14.07.2009.

<sup>452</sup> Vgl. Schleifer, Yigal: Potential Iraq connection keeps Nabucco Pipeline project on life support, Business & Economics, Eurasianet, 19.05.2009, unter:

<http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav051909.shtml>, 20.05.09.

<sup>453</sup> Vgl. Leblond, Doris: EU, Iraq sign strategic partnership MOU, in: Oil & Gas Journal (Online), 19.01.2010, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/0285995004/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/government/2010/01/eu-iraq-sign-strategic/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary202010.html>, 21.01.10.

<sup>454</sup> Vgl. EU auf der Suche nach nicht-russischen Gasvorräten, EurActiv, 15.04.2008, unter:

<http://www.euractiv.com/de/energie/eu-suche-russischen-gasvorräten/article-171635>, 15.02.09.

<sup>455</sup> Vgl. Turkmenistan, RWE sign energy deal to develop gas export route to Europe, in: Associated Press, 16.04.2009, unter: <http://www.latimes.com/business/nationworld/wire/sns-ap-as-turkmenistan-rwe-energy-deal,0,556849.story>, 17.04.09 und Izundu, Uchenna: RWE, Turkmenistan sign energy pact, in: Oil & Gas Journal (Online), 23.04.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/360084/7/ARTCL/none/none/RWE,-Turkmenistan-sign-energy-pact/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/360084/7/ARTCL/none/none/RWE,-Turkmenistan-sign-energy-pact/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 12.05.09.

Dabei bestehen kaum Zweifel über das Potential turkmenischer Erdgasreserven, besonders nicht seit der Neubewertung der Erdgaslager in 2008 und 2009 (siehe hierzu besonders die Neubewertung des Yolotan-Feldes, Kapitel 7.4.3). Allerdings hat Turkmenistan in den vergangenen Jahren eine ganze Reihe von Verträgen abgeschlossen, v. a. mit Russland und China. Viele Experten meinen deswegen, dass Aschgabat die jährliche Gasproduktion um ein Mehrfaches überverkauft haben könnte.<sup>456</sup> Zwar ist die Produktion im internationalen Vergleich mit über 4% p. a. in den letzten fünf Jahren überdurchschnittlich schnell gestiegen, doch lag sie 2008 bei nur 66,1 Bcm. Der turkmenische Verbrauch indes betrug 2008 ca. 19 Bcm und stieg im selben Zeitraum mit knapp 6% noch schneller als die Produktion.<sup>457</sup> Stellt man alldem die in der Vergangenheit eingegangenen Lieferverpflichtungen gegenüber (10 Bcm an die EU, 30 Bcm an China, bis zu 100 Bcm<sup>458</sup> an Russland), ist es schwer vorstellbar, dass es Turkmenistan gelingen wird, diese zu erfüllen.<sup>459</sup>

Das Fehlen von konkreten Lieferzusagen für die Pipeline hängt eng mit der schwierigen Finanzierung des Projekts zusammen. Es ist nämlich eines der wichtigsten Gründe, warum Privatbanken bisher nicht bereit sind, das Projekt zu finanzieren. Gleichzeitig ist die ungewisse Finanzierung eines der Gründe, warum Lieferstaaten sich mit festen Zusagen zurückhalten. Um diesen Kreislauf zu durchbrechen, wird einerseits eine Anschubfinanzierung durch die Europäische Investitionsbank, andererseits die Gründung einer Gasgesellschaft zum Kauf des Erdgases (Caspian Development Corporation, CDC) in Betracht gezogen.<sup>460</sup> Die EU hat eine finanzielle Beteiligung zwar stets abgelehnt<sup>461</sup>, hat aber im Rahmen der Maßnahmen zur Bekämpfung der Finanz- und Wirtschaftskrise bis zu 200 Mio. € in Aussicht gestellt, solange das Projekt vor Ablauf des Jahres 2010 anläuft.<sup>462</sup>

---

<sup>456</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 78.

<sup>457</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24, 27.

<sup>458</sup> Dieser Wert ist einige Jahre alt und berücksichtigt nicht die russisch-turkmenische Gaskrise von 2009. Nach der Gaskrise wurden die laufenden Lieferungen Turkmenistans an Russland von 50 auf 30 Bcm p.a. angepasst. Es ist aber unklar, inwiefern sich diese Anpassung auf die anvisierten Lieferungen in Zukunft auswirken wird.

<sup>459</sup> Vgl. Blagov, Sergei: Deal with Turkmenistan enhances Russia's Energy Position in Central Asia, Eurasia Insight, Eurasianet, 24.01.2006, <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav012406.shtml>, 15.02.09, ebenfalls vgl. Russia bows to Turkmenistan's Gas pricing demand, Eurasianet, 06.09.2006, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav090606.shtml>, 15.02.09 und vgl. Pannier, Bruce: 2008 In Review: Russia, EU See Caspian Energy Dreams Deferred, Radio Free Europe/Radio Liberty, 21.12.2008, unter: [http://www.rferl.org/content/Year\\_In\\_Review\\_Russia\\_EU\\_See\\_Caspian\\_Energy\\_Dreams\\_Deferred\\_In\\_2008/1362098.html](http://www.rferl.org/content/Year_In_Review_Russia_EU_See_Caspian_Energy_Dreams_Deferred_In_2008/1362098.html), 15.02.09.

<sup>460</sup> Vgl. EurActiv, EIB ready to help finance Nabucco pipeline, 24.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/eib-ready-help-finance-nabucco-pipeline/article-184362>, 27.07.09.

<sup>461</sup> Vgl. EU schließt Finanzierung von Nabucco-Gaspipeline aus, EurActiv, 28.01.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-schliet-finanzierung-nabucco-gaspipeline/article-178915>, 15.02.09.

<sup>462</sup> Vgl. EU countries sign geopolitical Nabucco agreement, EurActiv, 14.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-countries-sign-geopolitical-nabucco-agreement/article-184062>, 15.07.09.



Neben den Schwierigkeiten bei der Beschaffung ausreichender Gasmengen gestalten sich auch die Transitverhandlungen mit der Türkei kompliziert. Ankara beansprucht 15% des Transitvolumens für den Eigenbedarf, weil gut 50% der Leitung auf türkischem Gebiet liegen werden. Die meisten europäischen Nabucco-Partner lehnen diese Forderung als zu hoch ab, können aber auf die Türkei als Transitstaat kaum verzichten. Zwar hat Ankara kürzlich Verhandlungsbereitschaft in dieser Sache signalisiert<sup>463</sup>, doch belasten ebenfalls Spannungen zwischen der Türkei und Aserbaidshan das Projekt. Die traditionell guten und engen Beziehungen zwischen Ankara und Baku werden nicht nur durch offene Fragen bezüglich des Preises aserbaidshanischen Erdgases, sondern auch durch eine Annäherung zwischen der Türkei und Armenien belastet (siehe hierzu Kap. 7.4.7.1 und 8.2.6).

Am 13. Juli 2009 trotzte das Nabucco-Projekt allen Schwierigkeiten und machte einen großen Schritt in Richtung Umsetzung. In Ankara unterzeichneten alle beteiligten Staaten den intergouvernementalen Grundlagenvertrag, durch den die wichtigsten legalen Rahmenbedingungen für den Bau der Röhre geklärt werden sollten. Zudem wurden die Voraussetzungen für das Engagement der EU in Höhe von 200 Mio. € geschaffen. Allerdings werden in dem Grundlagenvertrag viele der dringenden Fragen nicht beantwortet. Zum einen hat man sich auf keinen Zeitplan zum Bau der Pipeline geeinigt, wodurch es offen bleibt, ob tatsächlich 2011 mit den Bauarbeiten begonnen wird. Zum anderen hat es keine Klärung bezüglich der türkischen Forderung nach 15% des durch Nabucco transportierten Gases gegeben. Der Vertrag bleibt in diesem Punkt vage und spricht nur davon, dass innerhalb der Unionsgrenzen EU-Recht anzuwenden sei und auf türkischem Territorium eine Regelung gemäß türkischer Gesetzgebung Geltung haben werde („*specific regime consistent with Turkey's domestic legal situation*“<sup>464</sup>).

Eine Beantwortung der wichtigsten Frage, nämlich der, woher das Erdgas für die Leitung kommen soll, gibt der Grundlagenvertrag auch nicht. Aserbaidshan stünde einerseits zur Verfügung, kann jedoch die Röhre nicht allein füllen und hat in den letzten Monaten durch die Unterzeichnung von Lieferabkommen mit Moskau und Iran negative Schlagzeilen gemacht. Turkmenistan scheint zwar liefern zu wollen, es bleibt aber offen, ob das Land genug Erdgas produzieren kann und wie das Gas die Türkei erreichen könnte. Die EU sieht den Iran als mögliche Quelle für Nabucco, doch hier stellen sich die USA quer, die bei der

---

<sup>463</sup> Vgl. Turkey to help push Nabucco ahead of rival pipeline, EurActiv, 29.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/turkey-help-push-nabucco-ahead-rival-pipeline/article-182728>, 29.05.09.

<sup>464</sup> Europäische Kommission: President Barroso and Commissioner Piebalgs welcome the signature of the Nabucco Intergovernmental Agreement, Press Release, IP/09/1114, 10.07.2009, unter: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/1114&format=PDF&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>, 22.01.2010.

Unterzeichnung des Grundlagenvertrages anwesend waren. Die US-Repräsentanten stellten klar, dass Teheran sich nach den Ereignissen im Rahmen der Präsidentschaftswahlen als Partner auf absehbare Zeit disqualifiziert hätte. Aus Bagdad bot Premierminister Nur-al-Maliki irakisches Erdgas an. Er traf diese Aussage allerdings nur einen Tag, nachdem ein Regierungssprecher erklärt hatte, Irak habe kein Erdgas für den Export übrig.<sup>465</sup>

Abb. 43: Verlauf der Nabucco-Pipeline



Quelle: Nabucco Gas Pipeline International GmbH.

Zusätzlich zu den bereits angesprochenen projektimmanenten Herausforderungen hat die Nabucco-Pipeline im Juni 2007 direkte Konkurrenz bekommen, als die russische Gazprom und die italienischen Eni sich auf den Bau einer neuen Pipeline einigten. Die sogenannte South Stream-Pipeline soll eine Kapazität von 30-63 Bcm p. a. haben (s. o. Kapitel 6.2.1) und Gas aus Russland unter dem Schwarzen Meer an die bulgarische Küste transportieren. Von dort aus würde sich die Röhre in einen nach Norden (Rumänien, Ungarn, evtl. Serbien und schließlich Österreich) und einen nach Westen (durch Griechenland und Albanien nach Italien) führenden Abschnitt teilen.<sup>466</sup> Im Gegensatz zu Nabucco hat South Stream (russischen Bekundungen nach) keine Probleme, die Röhre auszulasten, da es sich hierbei um russisches oder aus Zentralasien aufgekauft Gas handeln würde. Gazprom wird nicht müde, diese

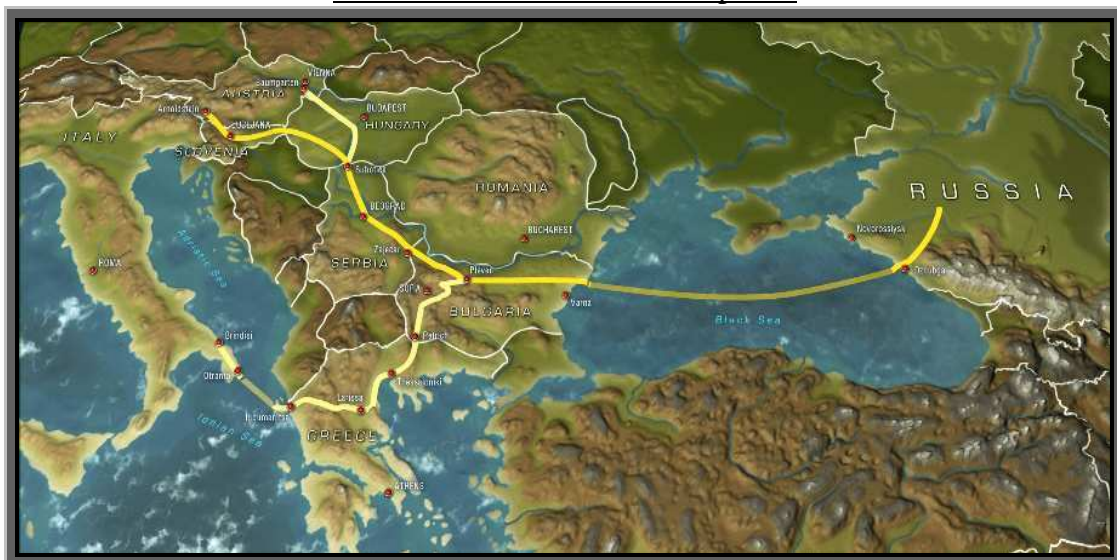
<sup>465</sup> Vgl. EU countries sign geopolitical Nabucco agreement, EurActiv, 14.07.2009; ebenfalls vgl. Watkins, Eric: EU nations, Turkey sign Nabucco gas line treaty, in: Oil & Gas Journal (Online), 14.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5529062571/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-articles/s-eu-nations\\_\\_turkey.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5529062571/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-articles/s-eu-nations__turkey.html), 15.07.09.

<sup>466</sup> Vgl. OAO Gazprom: About / Major Projects / South Stream, unter: <http://www.gazprom.ru/eng/articles/article27150.shtml>, 16.02.09, sowie vgl. Neues russisches Pipeline-Abkommen spaltet EU, EurActiv, 29.06.2007, <http://www.euractiv.com/de/energie/neues-russisches-pipeline-abkommen-spaltet-eu/article-164923>, 15.02.09.

Tatsache immer wieder zu betonen: „[...] anders als Nabucco hat unser Projekt alles, was erforderlich ist: die nötigen Mengen Gas, die die Langlebigkeit des Projekts garantieren, langfristige Verträge und das technische und unternehmerische KnowHow.“<sup>467</sup>

Doch auch das russische Projekt sieht sich vor großen Herausforderungen gestellt. Besonders die hohen Investitionen belasten das South Stream-Projekt. Mittlerweile geht Gazprom von benötigten Investitionen in Höhe von bis zu 24 Mrd. Euro aus, gut das Dreifache von dem, was Nabucco voraussichtlich kosten wird.<sup>468</sup> Der Pipelineabschnitt, der unter dem Schwarzen Meer führen soll, wird zu gleichen Teilen von Gazprom und Eni gebaut und wird – optimistischen Schätzungen nach – mit mindestens 4 Mrd. € zu Buche schlagen. Seit September 2009 wird über einen Einstieg der französischen EdF bei South Stream diskutiert. Der EdF-Anteil würde voraussichtlich 10% betragen und sich auf den Unterwasserabschnitt im Schwarzen Meer beschränken. Die Bezahlung soll in Form langfristiger Lieferverträge abgewickelt werden, mit denen sich Gazprom und Eni einen Teil der Nachfrage langfristig sichern würden.<sup>469</sup> Am 27. November 2009 wurde zwischen Gazprom und EdF ein MoU unterzeichnet, in dem die Möglichkeit einer französischen Beteiligung erneut bekräftigt wurde.<sup>470</sup>

**Abb. 44: Die South Stream-Pipeline**



Quelle: South Stream-Pipeline (Internetauftritt).

<sup>467</sup> Medvedev, Alexander: Interview bei EuroNews ausgestrahlt am 03. Februar 2009, auch online verfügbar unter: <http://www.euronews.net/de/article/03/02/2009/gazpro-medvedev-on-ukraine-gas-crisis/>, 05.02.2009.

<sup>468</sup> Vgl. „Experte spekuliert über Zusammenlegung von "South Stream" und Nabucco“, in: Wirtschaftsblatt (Online-Ausgabe) vom 13.02.2009, unter: <http://www.wirtschaftsblatt.at/home/international/osteuropa/361996/index.do>, 16.02.09.

<sup>469</sup> Vgl. Leblond, Doris: EDF may buy stake in Russia's South Stream pipeline, in: Oil & Gas Journal (Online), 17.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2964673306/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation-2/s-pipelines/s-2009/s-09/s-edf-may\\_buy\\_stake.html](http://www.ogj.com/index/article-display/2964673306/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation-2/s-pipelines/s-2009/s-09/s-edf-may_buy_stake.html), 18.09.09.

<sup>470</sup> Vgl. France joins South Stream gas pipeline, EurActiv, 01.12.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/france-joins-south-stream-gas-pipeline/article-187830>, 01.12.09.

Die terrestrischen Abschnitte werden ebenfalls auf paritätischer Basis zwischen Gazprom und dem jeweiligen Transitstaat finanziert. Die Bauverträge mit Bulgarien, Serbien, Ungarn, Griechenland, Slowenien und Italien sind bereits unterzeichnet. Dies bedeutet aber, dass der russische Gasmonopolist für die Hälfte der gesamten Investitionen aufkommen muss. Deswegen schlug Gazprom vor, die geplante Pipelinekapazität von den erst vorgesehenen 30 Bcm p. a. auf über 60 Bcm p. a. deutlich zu erhöhen.<sup>471</sup> Angesichts der Wirtschaftskrise und sinkender Energiepreise bleiben die Investitionen für South Stream, selbst für einen Konzern wie Gazprom, sowohl eine beachtliche Belastung als auch ein erhebliches Risiko.

Zudem musste das russische Projekt in 2009 mehrere Rückschläge hinnehmen. Zum einen wurde der Nabucco-Grundlagenvertrag unterzeichnet, zum anderen ist es Moskau nicht gelungen, das Projekt auf die Liste der prioritären Energieinfrastrukturprojekte der EU zu setzen. Hinzu kommen Spannungen zwischen Russland und Bulgarien. Bereits seit einiger Zeit weigert sich Sofia, South Stream das bestehende bulgarische Pipelinennetz zur Nutzung frei zu geben und pocht auf den Bau neuer Röhren. Bulgarien fürchtet, stärker von russischen Erdgaslieferungen abhängig zu werden, wenn keine neue Leitung für das Projekt gebaut wird und der Gastransport nicht in beide Richtungen erfolgen kann („reverse flow“).<sup>472</sup> Nach den bulgarischen Wahlen haben sich die Spannungen mit Moskau weiter verschärft. Die damals noch nicht amtierende neue bulgarische Regierung kündigte an, Nabucco gegenüber South Stream zu favorisieren und erklärte, die Verhandlungen über das russische Projekt einzufrieren zu wollen. Bulgarien wolle sogar alle russischen Energieprojekte im Land überprüfen, die von der Vorgängerregierung abgeschlossen worden sind.<sup>473</sup>

Daraufhin scheint sich Russland laut Medienberichten nun gegen eine Beteiligung Bulgariens ausgesprochen zu haben. Bei einem Treffen in Italien soll von Premierminister Putin entschieden worden sein, nicht nur South Stream ohne bulgarische Beteiligung umzusetzen, sondern auch das Pipelineprojekt Burgas-Alexandroupolis zu streichen, das Rohöl von Bulgarien nach Griechenland transportieren sollte. Diese Entscheidung ist von weiten Teilen als Strafe für die Positionierung der neuen bulgarischen Regierung interpretiert worden, die russischen Energieprojekten kritischer gegenübersteht als ihre Vorgängerin.<sup>474</sup> Ob Putins Entscheidung tatsächlich bindend ist und wo die South Stream alternativ Europa erreichen

---

<sup>471</sup> Vgl. Mitjajew, Oleg: South Stream für Europas Energiesicherheit, RIA Novosti, 11.02.2009, unter: <http://de.rian.ru/analysis/20090211/120093486.html>, 16.02.09.

<sup>472</sup> Vgl. Bulgaria rebuffs Russian pressure over pipeline, EurActiv, 24.04.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/bulgaria-rebuffs-russian-pressure-pipeline/article-181616>, 01.05.09.

<sup>473</sup> Vgl. Bulgaria gets cold feet over South Stream, EurActiv, 14.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/bulgaria-gets-cold-feet-south-stream/article-184086>, 15.07.09.

<sup>474</sup> Vgl. Bulgaria ousted from Russia's South Stream pipe, EurActiv, 20.10.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/bulgaria-ousted-russia-south-stream-pipe/article-186583>, 21.10.09.

könnte, bleibt unklar. Offiziell geht zumindest Gazprom weiterhin von einer bulgarischen Beteiligung aus.

Noch vor den Dissonanzen zwischen Bulgarien und Russland hatten die an South Stream beteiligten griechischen, bulgarischen, serbischen, italienischen und russischen Akteure am 15. Mai 2009 einen wichtigen Schritt hin zur Verwirklichung der Pipeline gemacht, als sie im Rahmen eines Treffens in Sochi Vereinbarungen zum Bau der Pipeline unterzeichneten. Laut diesen Verträgen könnte die Leitung ab 2015 in Betrieb genommen werden und eine Kapazität von 63 Bcm jährlich haben.<sup>475</sup> Weitere wichtige Schritte waren für Juni 2009 mit der Unterzeichnung von Rahmenverträgen zum Bau der Leitung zwischen Russland und seinen slowenischen sowie österreichischen Partnern geplant.<sup>476</sup> Allerdings konnte nur mit Slowenien eine Einigung getroffen werden, so dass die Pipeline von dort aus weiter nach Italien führen wird. Österreich würde dann – sollte man sich noch mit Wien einigen – als Endpunkt einer sekundären Abzweigung fungieren.<sup>477</sup> Bedeutsam war auch die Einigung zwischen Ankara und Moskau Anfang August 2009, als man sich über den Bau der Pipeline durch die türkische AWZ im Schwarzen Meer einigte (mehr siehe Kap. 8.2.3.4.3.).<sup>478</sup>

Das Nabucco-Projekt hatte in der Vergangenheit nicht nur Probleme mit der Beschaffung ausreichender Erdgasmengen, mit den Transitverhandlungen oder mit der Konkurrenzsituation durch South Stream. Stark haben dem europäischen Vorzeigeprojekt europäische Akteure selbst zugesetzt. So hat das Verhalten der österreichischen OMV, der ungarischen MOL<sup>479</sup> und der italienischen Eni zu einer ernsthaften Destabilisierung des europäischen Projekts geführt. Besonders das intensive Werben der italienischen Eni für South Stream bei Nabucco-Ländern wie Rumänien, führte nicht nur zur Schwächung des Projekts, sondern ließen die gemeinschaftliche europäische Position bröckeln. Eine Situation, bei der ein Projekt zum „*Vorhaben von europäischem Interesse*“ ausgerufen und zur gemeinschaftlichen Priorität erklärt wird, bei der jedoch die selben Teilnehmer sich dem

---

<sup>475</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Caspian Basin: Which way is up for regional energy development?.

<sup>476</sup> Vgl. Russland fügt South Stream Puzzle letzte Teile bei, EurActiv, 25.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/russland-fgt-south-stream-puzzle-letzte-teile/article-182598>, 16.06.09.

<sup>477</sup> Vgl. Mityaev, Oleg: Final details on South Stream gas pipeline, RIA Novosti, 16.11.2009, unter: <http://en.rian.ru/analysis/20091116/156864706.html>, 20.11.09.

<sup>478</sup> Vgl. Arsu, Sebnem: „Turkey and Russia Conclude Energy Deals“, in: New York Times (Online), 06.08.2009, unter: <http://www.nytimes.com/2009/08/07/world/europe/07turkey.html?hpw>, 07.08.09.

<sup>479</sup> Aber auch das Verhalten der ungarischen Regierung ist problematisch. Sie unterzeichnete im März 2009 bereits eine Vereinbarung mit der russischen Regierung, durch die der Bauabschnitt der South Stream über ungarisches Territorium geregelt wird. Außerdem darf Gazprom gemeinsam mit MOL die Kapazität der ungarischen Gasspeicher erweitern, vgl. Ungarn unterstützt Russland in South Stream-Projekt, EurActiv, 11.03.2009.

Projekt des „gegnerischen“ Lagers anschließen, verliert nicht nur das gemeinschaftliche Projekt, sondern auch jegliche europäische Energiepolitik an Glaubwürdigkeit.<sup>480</sup>

Vor dem Hintergrund des Verhaltens einiger europäischer Akteure hat der Vorschlag, Russland an Nabucco in irgendeiner Form zu beteiligen, einen bitteren Beigeschmack. Für ein solches Szenario gibt es verschiedene Alternativen. So gäbe es die Möglichkeit, russisches Erdgas, z. B. über die Blue Stream-Pipeline, für Nabucco zu nutzen. Verbreiteter ist die Option, die South Stream-Pipeline bei ihrer vorgesehenen Ankunft auf dem europäischen Festland an Nabucco anzuschließen, so dass von Bulgarien aus nicht zwei, sondern nur eine Pipeline weiter nach Baumgarten führen würde. Diese Option würde das Problem des fehlenden Gases für Nabucco weitgehend lösen und würde die Baukosten für South Stream senken, da kein Abschnitt in Richtung Österreich mehr gebaut werden müsste. Gleichzeitig bliebe noch genug Transportkapazität übrig, um Erdgas aus der kaspischen Region und dem Nahen Osten nach Europa zu befördern.

Allerdings gibt es innerhalb der EU bezüglich einer russischen Beteiligung an Nabucco keine gemeinsame Position. Einerseits findet man im EU-Parlament einige prominente Befürworter für die Einbeziehung Moskaus in das Projekt, z. B. bei der französischen Europaabgeordneten Anne Laperrouze, die den Bericht über die Überprüfung der EU-Energiestrategie verfasste und Vizevorsitzende des parlamentarischen Ausschusses für Industrie, Forschung und Energie ist. Obwohl sie als starke Befürworterin des Nabucco-Projektes gilt, hält sie eine russische Beteiligung für den Schlüssel zur Lösung der Probleme.<sup>481</sup> Andererseits gibt es im Rat, allen voran bei osteuropäischen EU-Mitgliedern, die vorherrschende Meinung, eine Beteiligung Russlands sei undenkbar. Projekte wie South Stream dienen allein dem Zweck, die Realisierung Nabuccos zu verhindern.<sup>482</sup> Schließlich würde eine russische Beteiligung zur Aufgabe eines der Grundgedanken des europäischen Projekts führen: der Diversifizierung der EU-Gasimporte sowie der Vermeidung einer zu großen Abhängigkeit von russischem Gas. Durch ein Engagement Moskaus würde aus dem EU-Vorzeigeprojekt eine Art „*South Stream Lite*“.<sup>483</sup> Immerhin würden aber zumindest zwei anderen Grundgedanken des Nabucco-Projekts Rechnung getragen werden, nämlich der Diversifizierung der Transportrouten und der Erschließung der Erdgasvorkommen am Kaspischen Meer und im Mittleren Osten. Von

---

<sup>480</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 80.

<sup>481</sup> Vgl. EU erwägt Russland in Nabucco-Projekt einzubeziehen, EurActiv, 02.02.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-erwagt-russland-nabucco-projekt-einzubeziehen/article-179064>, 16.02.09.

<sup>482</sup> Vgl. Russia 'threatening Nabucco', says EU president, EurActiv, 27.01.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/russia-threatening-nabucco-eu-president/article-178886>, 16.02.09.

<sup>483</sup> Vgl. Socor, Vladimir: France ready to leap on the South Stream bandwagon.

einer grundlegenden Kompatibilität zwischen Nabucco und South Stream kann jedoch keine Rede sein, da sie sowohl im Upstream, was die kaspischen Ressourcen, als auch im Downstream, was die Zielmärkte angeht, in direkter Konkurrenz stehen.

Ursprünglich erwartete die EU bis 2012 zusätzliche Lieferkapazitäten über die dritte Prioritätsachse von 30 bis 35 Bcm jährlich.<sup>484</sup> Das Datum wird angesichts der Probleme, die besonders Nabucco immer noch zu überwinden hat, nicht mehr erreicht werden können.

#### 6.4.4 Der Gasring im östlichen Mittelmeer

Bei diesem Transportkorridor handelt es sich um die Pipelineverbindungen zwischen Ägypten und Libyen und den östlichen EU-Mittelmeeranrainern. Auf dieser Verbindung gibt es momentan lediglich ein „*Vorhaben von europäischem Interesse*“, das Libyen über Sizilien mit Italien verbindet, die sogenannte Greenstream-Pipeline. Das Greenstream-Projekt wurde ohne Komplikationen bereits umgesetzt und transportiert seit 2004 Erdgas nach Italien. Auf die Pipeline ist bereits im Kapitel über die Bedeutung libyschen Erdgases für Europa eingegangen worden (Kapitel 6.2.4).

#### 6.4.5 LNG-Importkapazitäten in der EU

Neben dem Ausbau der Pipelinenetze gehört die Erweiterung der LNG-Importkapazitäten in der EU zu den wichtigsten Vorhaben. Kein LNG-Projekt genießt jedoch den Status eines „*Vorhabens von europäischem Interesse*“. Eine Vielzahl von LNG-Projekten und von Projekten zur Erweiterung der Speicherkapazität in Europa wird aber als „*Vorhaben von gemeinsamem Interesse*“ oder sogar als „*Vorrangige Vorhaben*“ geführt.<sup>485</sup>

Die meisten der fast 30 LNG-Projekte sollen in Italien, Spanien und Portugal gebaut werden. Vorgesehen sind jedoch auch der Auf- oder Ausbau von LNG-Kapazitäten in Polen, Zypern, Frankreich, Griechenland und Belgien. Im Allgemeinen schreitet der Ausbau der LNG-Importkapazitäten gegenüber dem Ausbau des Pipelinenetzes schleppend voran. Es scheint zu einigem Widerstand auf lokaler Ebene (Sorgen um die potentielle Umweltbelastung, Widerstand auf kommunaler Ebene etc.) gekommen zu sein, wodurch zahlreiche Projekte entweder aufgegeben werden mussten oder in deutlichen Zeitverzug geraten sind. Trotzdem rechnet die EU in den kommenden Jahren mit einer zusätzlichen LNG-Importkapazität von 55 bis 60 Bcm jährlich. Bezüglich der Gasspeicherkapazitäten innerhalb der Union werden 80-85

---

<sup>484</sup> Vgl. Europäische Kommission: Priority Interconnection Plan, SEC(2006)1715, S. 19.

<sup>485</sup> Vgl. Europäisches Parlament / Europäischer Rat: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG, Anhänge I und III.

Bcm als ausreichend erachtet, was ca. zwei Monaten normalen Konsums entspricht. Aktuell verfügt die EU über Speicherkapazitäten von ca. 70 Bcm. Diese werden durch 37 neue Projekte erweitert (von denen 28 unterirdische Reservoirs sind), die in Zukunft 20 Bcm zusätzlicher Speicherkapazität zur Verfügung stellen werden.<sup>486</sup>

Die EU verfügt über LNG-Importkapazitäten von 102,4 Bcm p. a., zu denen die 60 Bcm p. a. hinzukommen, die sich bereits im Bau befinden. Weitere 27 Bcm jährlich könnten durch LNG-Projekte hinzukommen, die sich in verschiedenen Phasen der Planung befinden.<sup>487</sup>

#### **Verdichtung 14 (6.4)**

Die EU priorisiert verschiedene Gasinfrastrukturprojekte und gewährt den wichtigsten ihre Unterstützung. Die meisten Projekte würden allerdings die Gaslieferungen aus den traditionellen Lieferländern weiter erhöhen. Zudem fällt die Kapazitätserweiterung auffällig hoch aus, erst recht, wenn man den gesunkenen Bedarf durch die Wirtschafts- und Finanzkrise berücksichtigt. Hohe freie Pipelinekapazitäten und mehr Pipelineverbindungen könnten es Lieferanten ermöglichen, Gaslieferungen einfacher um bestimmte Gebiete umzuleiten, ohne andere Gebiete zu treffen. Die Unterstützung konkurrierender Projekte auf Unionsebene, und die Unterstützung verschiedener Projekte, auch auf der Ebene der einzelnen Staaten bzw. der jeweiligen Unternehmen, führen zur Schwächung der europäischen Position gegenüber den Lieferländern. Zum Teil scheinen Lieferländer, durch das Knüpfen besonders enger Beziehungen mit einzelnen europäischen Staaten bewusst die EU-Position zu schwächen.

### **6.5 Die Energieaußenbeziehungen der Europäischen Union**

Trotz verstärkter Bemühungen in den letzten Jahren ist es im Bereich der Versorgungssicherheit, eines der drei Pfeiler des energiepolitischen Zieldreiecks der EU, insgesamt zu nur geringen Fortschritten gekommen. Besonders die Absicht der EU, eine kohärente Energieaußenpolitik umzusetzen, bei der die Mitglieder „mit einer Stimme“ sprechen, ist kaum über eine gut gemeinte Absichtserklärung hinausgekommen.<sup>488</sup>

Neben den entsprechenden Punkten in der ÜES2 ist der Aktionsplan für den Zeitraum 2007 bis 2009 für die Energieaußenbeziehungen der EU wesentlich. Der Aktionsplan legte innerhalb des dreijährigen Zeitraumes die Maßnahmen fest, die für die Umsetzung der Strategie bis 2020 notwendig sind. Der Aktionsplan forderte ausdrücklich eine Beschleunigung der Entwicklung einer gemeinsamen Energieaußenpolitik. Diese Politik müsse die Dialoge und Partnerschaften zwischen Verbraucherländern untereinander, zwischen

<sup>486</sup> Vgl. Europäische Kommission: Priority Interconnection Plan, SEC(2006) 1715, S. 20ff.

<sup>487</sup> Vgl. Vanden Borre, Tom: European Gas Landscape, Präsentation vom 31. April 2009 in Brüssel, S. 10, unter: [http://www.ifri.org/downloads/comptes\\_rendu/fichiers/18/vanborrepowerpoint09.pdf](http://www.ifri.org/downloads/comptes_rendu/fichiers/18/vanborrepowerpoint09.pdf), 02.12.09.

<sup>488</sup> Vgl. Geden, Oliver: Die Energie- und Klimapolitik der EU, S. 360ff.



Verbraucherländern und Erzeugerländern, aber auch zu Transitländern einbeziehen. Acht Komponenten im Aktionsplan werden bei der Weiterentwicklung der „gemeinsamen Stimme“ der EU im Interesse der drei energiepolitischen Ziele betont:

- 1) die Aushandlung und der Abschluss eines Folgeabkommens zum Partnerschafts- und Kooperationsabkommen mit Russland insbesondere in Bezug auf Energiefragen,
- 2) die Intensivierung der EU-Beziehungen zur kaspischen und zentralasiatischen Region,
- 3) der Ausbau der Energiedialoge mit wichtigen Verbraucherländern (u. a. USA, China, Indien, Brasilien),
- 4) die Umsetzung des Vertrags über die Energiegemeinschaft mit dem Ziel, ihn weiterzuentwickeln und auszudehnen,
- 5) die umfassende Nutzung der Instrumente der EU-Nachbarschaftspolitik,
- 6) der Ausbau der Beziehungen zu den Erzeugerländern in der Maschrik- und Maghrebregion, allen voran mit Algerien und Ägypten,
- 7) der Aufbau eines besonderen energiepolitischen Dialogs mit afrikanischen Ländern
- 8) und die Förderung des Zugangs zu Energie im Rahmen der VN-Kommission für nachhaltige Entwicklung.<sup>489</sup>

Nachfolgend sollen die Energieaußenbeziehungen der EU nach den Punkten im Aktionsplan genauer betrachtet werden.

### 6.5.1 Die Energiebeziehungen der EU zur Russischen Föderation

Oben ist bereits auf die herausragende Bedeutung der russischen Erdgaslieferungen für Europa eingegangen worden. Es überrascht also nicht, dass die Beziehungen und speziell die Energiebeziehungen zwischen Brüssel und Moskau zentral für die Energiesicherheit der Europäischen Union sind. Und doch sind die Mitglieder der EU gegenüber Russland so gespalten wie sonst kaum gegenüber einem anderen Land. Besonders seit 2003 kann eine Stagnation in der Entwicklung der EU-Russland Beziehungen im Allgemeinen beobachtet werden. Seit 2006 wird den Beziehungen sogar eine Verschlechterung<sup>490</sup> attestiert, mit dem russischen Einmarsch in Georgien 2008 und der zweiten russisch-ukrainischen Gaskrise 2009 als die bisherigen Tiefpunkte.

---

<sup>489</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 8./9. März, Aktionsplan (2007-2009) des Europäischen Rates. Eine Energiepolitik für Europa, 7224/1/07, Brüssel 2007, S. 19, unter: <http://energy.iep-berlin.de/pdf/Schlussfolgerungen.pdf>, 17.09.09.

<sup>490</sup> Vgl. Gomart, Thomas: EU-Russia Relations. Toward a Way Out of Depression, Center for Strategic and International Studies / Institut Français des Relations Internationales, Projekt: Europe, Russia and the United States: Finding a New Balance, Washington/Paris 2008, S. 1.

### 6.5.1.1 Der institutionelle Rahmen der Beziehungen

Auf der europäischen Ebene gründen die Beziehungen der Europäischen Union zu Russland auf das 1994 abgeschlossene und 1997 in Kraft getretene Partnerschafts- und Kooperationsabkommen (PKA). Das PKA wurde ursprünglich für einen Zeitraum von zehn Jahren geschlossen. Da sich die EU und Russland bis jetzt nicht auf den Abschluss eines neuen PKAs einigen konnten, verlängert sich das aktuelle PKA seit 2007 automatisch um ein Jahr, solange es nicht von einer der beteiligten Seiten aufgekündigt wird. Im Jahr 2003 wurde das PKA durch die sogenannten vier „gemeinsamen Räume“ ergänzt – gemeinsamer Wirtschaftsraum, gemeinsamer Raum der Freiheit, der Sicherheit und des Rechts, gemeinsamer Raum der Zusammenarbeit bei der äußeren Sicherheit und gemeinsamer Raum der Forschung und Bildung. Die Gespräche für ein neues Abkommen wurden 2008 nach dem russischen Einmarsch in Georgien vertagt. Sie wurden aber noch im Dezember desselben Jahres wiederaufgenommen, nachdem Russland z. T. Forderungen nachgegeben war, sich aus besetzten georgischen Gebieten zurückzuziehen. Im Allgemeinen wird die Notwendigkeit eines neuen PKAs sowohl von der EU als auch von Russland eingesehen. Das neue Abkommen soll dem veränderten Umfeld gerecht werden und den Rahmen für die Entstehung des gemeinsamen Wirtschaftsraums (zu dem auch die Energie gehört) schaffen.

Im Bereich der Energiebeziehungen ist besonders der Energiedialog EU-Russland von Bedeutung. Der Energiedialog wurde während des europäisch-russischen Gipfeltreffens in Paris im Oktober 2000 geschaffen und ist ein bilaterales Instrument mit dem Ziel, die zukünftigen Konturen einer europäisch-russischen Energiepartnerschaft zu definieren und zu realisieren. Der Energiedialog soll als regelmäßig stattfindendes Forum zur Diskussion aller Themen von gemeinsamem Interesse im Energiebereich dienen: von den Beziehungen zwischen Energieproduzenten und -verbrauchern über Investitionsmöglichkeiten bis hin zu der Ratifizierung der Energiecharta.<sup>491</sup> Der Energiedialog zwischen der EU und der Russischen Föderation war seinerzeit der erste seiner Art mit einem außereuropäischen Energiepartner. Trotz oft geäußerter Kritik, war dieser Dialog durchaus erfolgreich.

Heute wird eine Vielzahl von Themen im Rahmen des Energiedialogs thematisiert, auch oder besonders solche, bei denen sich die EU und Russland nicht einig sind. Zu diesem Zweck sind drei Themengruppen (Energy Market Development; Energy Strategies, Forecasts and

---

<sup>491</sup> Vgl. Joint Statement of the President of the European Council, Mr J. Chirac, assisted by the Secretary-General of the Council/High Representative for the Common Foreign and Security Policy of the EU, Mr J. Solana, of the President of the Commission of the European Communities, Mr R. Prodi, and of the President of the Russian Federation, Mr V.V. Putin, EU-Russia Summit, Paris 2000, S. 2, unter: [http://www.delrus.ec.europa.eu/en/images/pText\\_pict/240/sum21.doc](http://www.delrus.ec.europa.eu/en/images/pText_pict/240/sum21.doc), 18.02.09.

Scenarios; Energy Efficiency) mit verschiedenen Untergruppen eingerichtet worden, in denen konkret u. a. folgende Fragen diskutiert werden: die Sicherung der kurz- und langfristigen Energieversorgung im Allgemeinen, die Öffnung der Energiemärkte, die Sicherung von langfristigen Investitionen, die Modernisierung des Energiesektors, die Erhöhung der Energieeffizienz, die Sicherheit der Energieinfrastruktur und die Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Energieproduktion und den -transport in Russland.<sup>492</sup>

Zu den größten Erfolgen gelten die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch Russland, der Abgleich der jeweiligen Energiestrategien, um ein besseres Verständnis des zukünftigen Bedarfs zu gewinnen, die Förderung des Austauschs zwischen europäischen und russischen Unternehmen und die Gründung des Ständigen Partnerschaftsrates EU-Russland zu Energiefragen (permanent partnership council) im Rahmen des PKAs. Die wichtigste Leistung des Energiedialogs jedoch ist die Bühne, die er bietet, auf der sich die EU-Staaten, die Russische Föderation, europäische und russische Energieunternehmen sowie die Kommission offen über die wichtigsten Themen des Sektors austauschen können.<sup>493</sup>

Von Bedeutung könnte in Zukunft ein „Energie-Pakt“ sein, der von dem russischen Energieminister und dem zuständigen EU-Kommissar im November 2009 unterzeichnet wurde. Bei dem Pakt handelt es sich in erster Linie um ein Frühwarnsystem, das sowohl für Gas als auch für Rohöl und Strom gilt und helfen soll, Versorgungsstörungen frühestmöglich zu unterbinden. Das neue System, das Drittstaaten zum Beitritt offen steht, soll dabei mehr als nur ein Frühwarnmechanismus sein und enthält auch Pläne, um den russischen Energiesektor effizienter zu gestalten und seine Attraktivität für internationale Investoren zu erhöhen.<sup>494</sup>

Hohe Bedeutung für die Energiebeziehungen zwischen der EU und Russland hatte in der Vergangenheit der bereits erwähnte Energiechartavertrag (englisch, Energy Charter Treaty oder ECT) und v. a. die Ratifizierung desselben samt dessen Ergänzungen durch Russland. Der Energiechartavertrag geht auf eine Idee des damaligen niederländischen Ministerpräsidenten Ruud Lubbers zurück, der vor dem Hintergrund des endenden Kalten Krieges und der Auflösung der Sowjetunion vorschlug, eine eurasische Energiepartnerschaft

---

<sup>492</sup> Vgl. Delegation der Europäischen Kommission in Russland (Internetauftritt): Energy, Februar 2007, unter: [http://www.delrus.ec.europa.eu/en/p\\_217.htm](http://www.delrus.ec.europa.eu/en/p_217.htm), 19.02.09, ebenfalls vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): Energy, Thematic Groups, 12.11.2008, unter: [http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral\\_cooperation/russia/thematic\\_groups\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/russia/thematic_groups_en.htm), 19.02.09.

<sup>493</sup> Vgl. Cleutin, Christian / Piper, Jeffery: The EU-Russia Energy Dialogue, in: Barysch, Katinka (Hrsg.), Pipelines, politics and power. The future of EU-Russia energy relations, Centre for European Reform, London 2008, S. 25-33.

<sup>494</sup> Vgl. Russia and EU agree on gas supply alert mechanism, EurActiv, 16.11.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/russia-eu-agree-gas-supply-alert-mechanism/article-187360?Ref=RSS>, 17.11.09.

ins Leben zu rufen. Diese Energiepartnerschaft oder -gemeinschaft sollte primär helfen, die Energiekooperation in Eurasien zu entwickeln.

Die dem Vertrag zugrunde liegende Energiecharta, die vorerst nur unverbindliche Geltung hatte, wurde im Dezember 1991 in Den Haag unterzeichnet. Drei Jahre später, 1994 in Lissabon, wurde von denselben Staaten, die bereits die Charta angenommen hatten (mit Ausnahme der USA und Kanada), der „*Vertrag über die Energiecharta und das Energiechartaprotokoll über Energieeffizienz und damit verbundene Umweltaspekte*“ unterzeichnet.<sup>495</sup> Dieser Vertrag und das hinzugefügte Protokoll traten 1998 in Kraft und regeln vier breitgefächerte Bereiche. Eine der wichtigsten Bereiche ist der Schutz von Auslandsinvestitionen. Konkret wird gefordert, dass ausländische Investitionen entweder mit nationale Investitionen gleichgestellt oder wie die Investitionen des meistbegünstigten ausländischen Investors behandelt werden – je nachdem welche Regelung vorteilhafter ist. Weiter werden im Handel mit Energieressourcen, -produkten und -equipment diskriminierungsfreie Rahmenbedingungen auf der Grundlage der WTO Regeln gefordert, um den zuverlässigen internationalen Energietransit mittels Pipelines, Stromnetze und anderen Transportmethoden sicherzustellen. Als drittes regelt der ECT die Konfliktlösung von Energiefragen zwischen den unterzeichnenden Staaten sowie, im Falle von Investitionen, zwischen den betroffenen Investoren und den Gastländern. Als letztes sieht der Vertrag, neben der Einschränkung von schädlichen Umwelteinflüssen bei der Förderung und dem Verbrauch von Energieressourcen, die Förderung der Energieeffizienz vor.<sup>496</sup>

Im Gegensatz zum Energiedialog zwischen der EU und Russland handelt es sich bei der Energiecharta um kein bilaterales, sondern um ein multilaterales Instrument, das Energieproduzenten und -verbraucher sowie Transitstaaten mit einbezieht. Die Energiecharta ist eine internationale Organisation mit eigenem Sekretariat und beschlussfassendem Organ, der Energiechartakonferenz. Letztere hat eine ganze Reihe ihr untergeordneter Themengruppen gebildet, wie z. B. eine Ad-hoc-Strategiegruppe, eine Gruppe, die sich mit Investitionen auseinandersetzt und eine weitere, die sich mit Themen des Energiehandels und Transits beschäftigt. Die Organisation verfügt zudem über eine Sonderarbeitsgruppe (Legal Advisory Task Force), die bei der Formulierung von ausgewogenen und rechtlich kohärenten Modellverträgen für internationale Öl- und Gaspipelines Unterstützung leistet. In 2004 wurde außerdem eine Beratungsgruppe (Industry Advisory Panel) gegründet, um den Dialog

---

<sup>495</sup> Vgl. Energy Charter (Internetauftritt), About the Energy Charter, unter: <http://www.encharter.org/index.php?id=7>, 18.02.09.

<sup>496</sup> Vgl. Ders., 1994 Treaty, unter: <http://www.encharter.org/index.php?id=28>, 18.02.09.

zwischen der Organisation und der Energiewirtschaft zu stärken, Investitionsrisiken zu mindern und das Investitionsklima zu verbessern.<sup>497</sup>

Das in Brüssel angesiedelte Sekretariat hat als Hauptaufgaben, die Umsetzung der in dem Energiechartavertrag sowie im Zusatzprotokoll enthaltenen Pflichten zu überwachen. Es soll außerdem die Konferenz und die untergeordneten Gruppen mit der Organisation der Sitzungen unterstützen sowie diesen in allen Aspekten des Energiechartaprozesses zur Seite stehen, die Konferenz bei den Beziehungen zu Drittländern repräsentieren und bei Verhandlungen über neue Instrumente helfen.<sup>498</sup> Momentan sind 50 Staaten (ohne Russland) an dem Energiechartaprozess beteiligt, von denen 34 den Vertrag mit dazugehörigen Ergänzungen ratifiziert haben. Insgesamt sind mindestens 35 Ratifizierungen notwendig, damit die Änderungen in Kraft treten können.<sup>499</sup>

Der ECT hat für die EU eine hohe Bedeutung, so dass Brüssel in der Vergangenheit große Anstrengungen unternommen hat, damit Moskau den ECT samt den dazugehörigen Protokollen ratifiziert. Entsprechend hoch war die Enttäuschung, als Moskau im Oktober 2009 endgültig aus der Organisation austrat. Bereits im April 2009 hatte der russische Präsident Medvedev einen neuen Rahmenvertrag zur Regelung der Energiebeziehung zwischen allen Akteuren vorgeschlagen (Produzenten, Konsumenten und Transitstaaten), der die Energiecharta ersetzen sollte. Der russische Vorschlag erstreckt sich, im Gegensatz zur Energiecharta, auf alle Energiearten, also z. B. auch auf die Kernkraft. Einen Schwerpunkt legt das Dokument auf die umstrittene Thematik des Energietransits. Es fordert gemeinsame und verbindliche Regeln zu diesem Bereich, u. a.:

- 1) die Einführung von transparenten Prinzipien für die Erhebung von Transitgebühren,
- 2) die Bildung von Gremien, die für die Einhaltung der Vereinbarungen verantwortlich sind und
- 3) das Verbot von Transitunterbrechungen oder der Reduzierung von vereinbarten Lieferungen. Außerdem sollen diejenigen Akteure, die für Unregelmäßigkeiten im Transit verantwortlich sind, haftbar gemacht werden und für alle Schäden aufkommen.

Betont wird zudem das Grundprinzip der „Energiesouveränität“ aller Staaten über ihre Energieressourcen. Der russische Vorschlag spricht auch über bessere Investitionschancen

---

<sup>497</sup> Vgl. Ders., Subsidiary Bodies, unter: <http://www.encharter.org/index.php?id=24>, und vgl. Legal Advisory Task Force, <http://www.encharter.org/index.php?id=282>, 19.02.09 und vgl. Industry Advisory Panel, unter: <http://www.encharter.org/index.php?id=23>, alle 19.02.09.

<sup>498</sup> Vgl. Ders., Sekretariat, unter: <http://www.encharter.org/index.php?id=45>, 19.02.09.

<sup>499</sup> Vgl. Energy Charter Secretariat: Status of the Ratification of the Amendment to the Energy Charter Treaty as of October 2009, Brüssel 2009, unter: [http://www.encharter.org/fileadmin/user\\_upload/document/Trade\\_Amendment\\_ratification\\_status.pdf](http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Trade_Amendment_ratification_status.pdf), 01.11.09.

und der Förderung gegenseitiger Investitionen und neuer Infrastrukturprojekte, v. a. spricht es über den undiskriminierten Zugang zu moderner Fördertechnologien.<sup>500</sup>

#### 6.5.1.2 Der Zustand der Beziehungen

Die Energiebeziehungen zwischen Russland und der EU sind, ebenso wie die Beziehungen beider Akteure insgesamt, seit Jahren festgefahren. Die Unterzeichnung eines neuen PKAs scheitert seit geraumer Zeit, meistens am Widerstand osteuropäischer EU-Mitglieder, die gewisse Bedingungen an Verhandlungen über ein neues PKA mit Russland knüpfen. So beharrte Polen auf die Aufhebung des russischen Embargos für polnisches Fleisch und Gemüse, bevor die Gespräche mit Moskau über ein Folgeabkommen wiederaufgenommen werden konnten. Warschau war fest davon überzeugt, dass die von Moskau angegebenen Gründe für das Embargo lediglich vorgeschoben und im Grunde politisch motiviert waren. Nach mehr als zwei Jahren Stillstand kam Moskau den Forderungen Polens Ende 2007 nach.<sup>501</sup> Kaum hatte Moskau durch die Aufhebung des Embargos den Weg für ein Folgeabkommen frei gemacht, meldete Litauen Einwände an. Vilnius verlangte die Wiedereröffnung der Ölpipeline Druzhba-1, die die einzige Raffinerie des Landes mit Rohöl versorgte. Moskau behauptete technische Probleme wären die Ursache für die Schließung der Röhre, Litauen dagegen sah die Einstellung der Lieferungen als politisches Manöver des Kremls.<sup>502</sup>

Auch russische Einwände haben oft die Verhandlungen ins Stocken gebracht. Besonders einige Regelungen im Dritten Paket zur Liberalisierung des Erdgasmarktes der EU sind in Moskau auf Unmut gestoßen. Konkret wehrte sich Russland u. a. gegen die Reziprozitätsklausel („Gazprom-Klausel“). Moskau fühlte sich durch die Klausel diskriminiert und befürchtete Gazproms europäische Aktivitäten entflechten zu müssen, wenn das Unternehmen weiter im europäischen Markt aktiv sein wollte.<sup>503</sup> Doch auch Versuche, die Energiebeziehungen der Union in ein neues PKA zu integrieren, stoßen auf Probleme. Denn

---

<sup>500</sup> Vgl. Präsident der Russischen Föderation (Internetauftritt): Conceptual Approach to the New Legal Framework for Energy Cooperation (Goals and Principles), 21.04.2009, unter: <http://www.kremlin.ru/eng/text/docs/2009/04/215305.shtml>, und Presidential Aide Arkady Dvorkovich's Responses to Questions from Reporters, 21.04.2009, unter: [http://www.kremlin.ru/eng/speeches/2009/04/21/1527\\_type82915\\_215359.shtml](http://www.kremlin.ru/eng/speeches/2009/04/21/1527_type82915_215359.shtml), 24.04.09.

<sup>501</sup> Vgl. Russland hebt Blockade gegen polnisches Fleisch auf, EurActiv, 21.12.2007, unter: <http://www.euractiv.com/en/trade/russia-lifts-embargo-polish-meat/article-169365>, 19.02.09.

<sup>502</sup> Vgl. Luxemburg-Rat diskutiert strategisches Abkommen zwischen EU und Russland, EurActiv, 28.04.2008, unter: <http://www.euractiv.com/de/assenpolitik/luxemburg-rat-diskutiert-strategisches-abkommen-zwischen-eu-russland/article-171984>, 19.02.09.

<sup>503</sup> Vgl. Bugge, Axel / Mason, Jeff: Putin scraps with EU over energy, Reuters, 26.10.2007, unter: <http://uk.reuters.com/article/oilRpt/idUKL2657368220071026?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>, 19.02.09.

das Fundament der Energiebeziehungen in einem neuen Abkommen soll nach dem Willen Brüssels die Energiecharta samt Zusatzprotokoll bilden, was jedoch nach dem endgültigen Ausscheiden Russlands aus dem Energiecharta-Prozess schwer sein dürfte.

Dabei gehörte Russland von Anbeginn zu den Unterzeichnern der Energiecharta 1991. Selbst 1994, als aus der unverbindlichen Charta ein verbindlicher Vertrag wurde, zog Moskau mit. Allerdings konnte sich Moskau nicht zu einer Ratifizierung des Vertrages durchringen, was in erster Linie an dem „*Energiechartaprotokoll über Energieeffizienz und damit verbundene Umweltaspekte*“, auch Transitprotokoll genannt (englisch: Energy Charter Protocol on Energy Efficiency and Related Environmental Aspects, PEEREA), lag. Denn als der ECT 1998 in Kraft trat, wurde das Energiechartaprotokoll gemäß den Richtlinien der Welthandelsorganisation (World Trade Organization, WTO) ergänzt, die die alten GATT Regelungen ersetzten, auf die die Energiecharta vorher beruhte.<sup>504</sup> Zu erwähnen ist, dass Russland kein Mitglied der WTO ist, jedoch seit geraumer Zeit versucht – mit sehr schwankendem Elan – der Organisation beizutreten.

Im Juni 2009 hat Ministerpräsident Putin faktisch den Abbruch der WTO Verhandlungen verkündet, als er erklärte, sich auf die Bildung einer Zollunion mit Belarus und Kasachstan konzentrieren zu wollen (die im Dezember 2009 zustande kam<sup>505</sup>), um dann zu dritt der WTO beizutreten. Man geht davon aus, dass sich ein möglicher WTO-Beitritt Moskaus unter diesen Umständen – wenn er denn überhaupt realisierbar wäre – um mindestens ein oder zwei Jahre verschieben würde, vorausgesetzt, die bisherigen Verhandlungsergebnisse könnten auf alle drei Staaten angewandt werden.<sup>506</sup> Wie sich jedoch im Rahmen des G8 Treffens im Juli 2009 zeigte, hatte Putin seine Aussage nicht mit Präsident Medvedev abgesprochen. Dieser erklärte nämlich, beide Optionen (Beitritt Russlands bzw. gemeinsamer Beitritt mit Belarus und Kasachstan) stünden offen, doch wären die russischen Beitrittschancen alleine besser.<sup>507</sup> Ende September 2009 trafen sich Handelsdelegationen Russlands und der USA. Bei dieser Gelegenheit brachte der russische Vize-Premierminister die Frage einer WTO Mitgliedschaft

---

<sup>504</sup> Vgl. Energy Charter (Internetauftritt), 1998 Trade Amendment, unter: <http://www.encharter.org/index.php?id=26>, 19.02.09.

<sup>505</sup> Vgl. Blagov, Sergei: Russia: Moscow embraces new initiative to forge post-soviet trade bloc, Eurasianet, 03.12.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav120309.shtml>, 05.12.09.

<sup>506</sup> Vgl. Russland bricht Verhandlungen über WTO-Beitritt ab, Russland Aktuell, 10.06.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1947.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1947.html), 04.07.09.

<sup>507</sup> Vgl. Emerson, Michael: Russian Games with the WTO, CEPS Commentary, 14.07.2009, unter: [http://shop.ceps.be/downfree.php?item\\_id=1873](http://shop.ceps.be/downfree.php?item_id=1873), 15.07.09.

Russlands erneut auf die Tagesordnung und zeigte sich zuversichtlich, Russland bald in die WTO führen zu können, wenn Washington bereit wäre, diesen Prozess zu unterstützen.<sup>508</sup>

In der Vergangenheit hielt sich Moskau provisorisch an die Regeln des ECT – sofern die Regelungen nicht im Widerspruch mit russischem Recht oder der russischen Verfassung standen. Bis zum Austritt Russlands bestanden die Hindernisse für eine Ratifizierung in der Klärung einiger Passagen des Vertrags, speziell von Artikel 7, in dem es um den Transit geht, aber vor allem in der endgültigen Festlegung des speziellen Transitprotokolls. Das Protokoll galt dabei als Schlüssel, um die festgefahrene Situation zu lösen. Allerdings können nur Staaten das Protokoll annehmen, die den ECT ratifiziert haben, da das Protokoll dem ECT angeschlossen ist. Russland aber wollte keine Ratifizierung des Vertrages zulassen, solange nicht Klarheit über das Transitprotokoll herrschte, da Moskau Schaden für seine wirtschaftlichen und energiepolitischen Interessen befürchtete.<sup>509</sup>

Auch bei dem Treffen im sibirischen Khabarovsk kam es zwischen der russischen Regierung und Vertretern der EU im Mai 2009 zu keiner Annäherung. Die Beziehungen zwischen Russland und der EU, die durch den Georgien-Krieg von 2008, den letzten Gasdisput zwischen Moskau und Kiew sowie durch die neue Östliche Partnerschaft Initiative der EU gespannt waren, sollten bei diesem Treffen entlastet werden. Doch während Russland eine Ratifizierung des ECT weiterhin ablehnte und stattdessen vorschlug, diesen durch den neuen russische Rahmenvertrag vom April zu ersetzen, lehnte Brüssel letzteres ab und bestand auf die Ratifizierung des ECT.<sup>510</sup> Nach dem Ausscheiden Russlands aus dem ECT und einem neuen Tiefpunkt in den russisch-europäischen Gasbeziehungen, deutet die Unterzeichnung des „Energie-Pakts“ im November 2009 auf eine mögliche Besserung der Beziehungen hin. Das Frühwarnsystem aber stellt keinen Ersatz für die Energiecharta dar.

Unklar sind noch die Auswirkungen eines Schiedsspruchs vom 30. November 2009. Das Urteil eines Ad-hoc-Schiedsgerichts unter dem Ständigen Schiedshof (Permanent Court of Arbitration) in Den Haag befand, Russland sei an den ECT gebunden, obwohl es nie zu einer Ratifizierung durch die Duma gekommen sei. Die bei dem Handelsgericht eingereichte Klage geht auf Schadensersatzforderungen von Aktionären des zerschlagenen Energiekonzerns

---

<sup>508</sup> Vgl. Russia 'can join WTO in three months with US help', EurActiv, 22.09.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/trade/russia-join-wto-months-us-help/article-185650>, 24.09.09.

<sup>509</sup> Vgl. Konoplyanik, Andrey: Regulating Energy Relations: Acquis or Energy Charter?, in: Barysch, Katinka (Hrsg.), Pipelines, politics and power. The future of EU-Russia energy relations, Centre for European Reform, London 2008, S. 107f.

<sup>510</sup> Vgl. Leblond, Doris: EU, Russia fail to reach agreement at summit, in: Oil & Gas Journal (Online), 27.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363402/7/ARTCL/none/none/EU,-Russia-fail-to-reach-agreement-at-summit/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363402/7/ARTCL/none/none/EU,-Russia-fail-to-reach-agreement-at-summit/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 30.05.09.



Yukos zurück, die von der Russischen Föderation bis zu 100 Mrd. US\$ fordern. Das Urteil hat jedoch auch Auswirkungen weit über den Yukos-Fall hinaus. Denn es besagt, dass sich die Energiecharta auf alle in Russland durch europäische Unternehmen getätigten Investitionen bis zum 19. Oktober 2009 erstreckt, als Moskau offiziell aus dem ECT ausschied. Demnach werden voraussichtlich alle Investitionen bis zum 19. Oktober 2029 von der Energiecharta geschützt. Moskau kann das Urteil allerdings noch anfechten.<sup>511</sup>

### 6.5.2 Die Beziehungen der EU zur kaspischen und zentralasiatischen Region

Die Beziehungen zur kaspischen und zentralasiatischen Region sind von der EU als besonders wichtig anerkannt worden. Im Energiebereich könnten die Staaten in diesen Regionen einen bedeutsamen Beitrag für die Diversifizierung der EU-Energieimporte sowie der Importrouten leisten. Die Bezeichnungen für die Regionen allerdings haben keine klar definierten Konturen und überschneiden sich teilweise mit anderen Regionen. Während Zentralasien relativ eindeutig auf die fünf ehemals sowjetischen Staaten eingegrenzt wird, umfasst die kaspische Region zusätzlich zu einigen zentralasiatischen Ländern auch Russland, Iran und kaukasische Länder, die wiederum auch zur Schwarzmeerregion gezählt werden können. Im Folgenden wird vertieft auf die Beziehungen der EU zu den energiepolitisch relevanteren Staaten Aserbaidschan und Georgien, sowie auf die ehemaligen sowjetischen zentralasiatischen Republiken eingegangen. Andere Staaten werden berücksichtigt, soweit sie am energiepolitisch relevanten Baku-Prozess beteiligen sind.

#### 6.5.2.1 Aserbaidschan und Georgien: Institutioneller Rahmen und Zustand der Beziehungen

Sowohl Aserbaidschan als auch Georgien sind mit der EU durch eigene seit 1999 gültige PKA verbunden. Zudem erstreckt sich die Europäische Nachbarschaftspolitik (European Neighbourhood Policy, ENP) auf beide Staaten, für die es seit 2006 eigene ENP-Aktionspläne gibt. Die Aktionspläne, ebenso wie die Strategiepapiere, die speziell für diese Staaten (für den Zeitraum 2007-2013) herausgegeben worden sind, betonen die strategischen Interessen, die die Union im Energiebereich bezüglich beider hat. Während sowohl Georgien als auch Aserbaidschan als bedeutsame Bestandteile des südlichen Gastransitkorridors für kaspisches und zentralasiatisches Öl und Gas gesehen werden, soll letzterer für die EU in Zukunft auch als Energieproduzent eine wichtige Rolle übernehmen.<sup>512</sup> Für beide Staaten sind ebenfalls

---

<sup>511</sup> Vgl. Court rules against Russia in Yukos case, EurActiv, 01.12.2009, unter:

<http://www.euractiv.com/en/energy/court-rules-russia-yukos-case/article-187869>, 03.12.09.

<sup>512</sup> Siehe jeweiligen ENP-Aktionsplan. Für Georgien vgl. Europäische Kommission: European Neighbourhood and Partnership Instrument, Georgia Country Strategy Paper 2007-2013, o.O. o.J., S. 7, unter:

Nationale Richtprogramme (National Indicative Programmes, NIP) herausgegeben worden, die im Detail auf ganz konkrete Projekte und deren EU-Budget in den Ländern eingehen.

Insbesondere zielt die EU bezüglich der Beziehungen zu Baku auf eine enge Partnerschaft im Energiebereich. Eine Priorität sieht man bei der Reform des aserbaidischen Energiemarktes, bei der diesbezüglichen Gesetzgebung und bei der Erhöhung der Energieeffizienz. Ziel der Maßnahmen sind die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit, der Effizienz und der Sicherheit des Energiesektors sowie der Ausbau und die Modernisierung der Energieinfrastruktur. Auf der Grundlage marktwirtschaftlicher Reformen soll eine Annäherung des aserbaidischen Energiemarktes an das europäische erreicht werden. Hiervon erhofft man sich eine erhöhte Transparenz des Marktes, bessere Investitionsmöglichkeiten und stabilere Energiepreise.<sup>513</sup> Einen wichtigen Schritt in Richtung einer europäisch-aserbaidischen Energiepartnerschaft ist am 7. November 2006 durch die Unterzeichnung eines MoUs gemacht worden, bei dem man sich auf eine sukzessive Annäherung der Energiemärkte, eine Verbesserung der Sicherheit des Transits von Energieressourcen in die EU, die Kooperation im technischen Bereich und auf die Verbesserung der Transparenz und Effizienz des aserbaidischen Energiesektors einigte.<sup>514</sup>

Energiepolitisch relevant und breiter gefächert als die auf die einzelnen Staaten beschränkten Programme, Initiativen und Abkommen ist der sogenannte Baku-Prozess (auch „*Baku Initiative*“). Dieser Prozess wurde in der Konferenz der Energieminister im November 2004 in der aserbaidischen Hauptstadt ins Leben gerufen. An der Konferenz nahmen neben der Kommission, Staaten aus der Schwarzmeer- und kaspischen Region teil, sowie einige Nachbarstaaten dieser Regionen (Aserbaidisch, Armenien, Bulgarien, Georgien, Kasachstan, Kirgistan, Moldau, Rumänien, Tadschikistan, Türkei, Ukraine und Usbekistan; Iran und die Russische Föderation nahmen als Beobachter teil). Die Teilnehmer dieser Konferenz einigten sich auf die allmähliche Entwicklung eines gemeinsamen, regionalen Energiemarktes, durch den man sich eine Erhöhung der Attraktivität desselben für Investitionen in neue Energieinfrastruktur versprach. Für die EU lag der besondere Nutzen

---

[http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/country/enpi\\_csp\\_georgia\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/country/enpi_csp_georgia_en.pdf), 20.02.09; für Aserbaidisch vgl. Ders., *European Neighbourhood and Partnership Instrument, Azerbaijan Country Strategy Paper 2007-2013*, o.O. o.J., S. 5, unter: [http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/country/enpi\\_csp\\_azerbaijan\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/country/enpi_csp_azerbaijan_en.pdf), 20.02.09.

<sup>513</sup> Vgl. Europäische Kommission: *European Neighbourhood and Partnership Instrument, Azerbaijan National Indicative Programme 2007-2010*, o.O. o.J., S. 16ff, unter:

[http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/country/enpi\\_nip\\_azerbaijan\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/country/enpi_nip_azerbaijan_en.pdf), 20.02.09.

<sup>514</sup> Vgl. Europäische Kommission: *Memorandum of Understanding on a Strategic Partnership between the European Union and the Republic of Azerbaijan in the Field of Energy*, 2006 Brüssel, unter:

[http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/international/regional/caucasus\\_central\\_asia/memorandum/doc/mou\\_azerbaijan\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/regional/caucasus_central_asia/memorandum/doc/mou_azerbaijan_en.pdf), 20.02.09.

dieses Prozesses in der fortschreitenden Übernahme von europäischen Regeln durch die einzelnen Energiemärkte, was den Transport von Energieressourcen aus dem kaspischen Becken in die Union erleichtern würde.

Da Russland und Iran, wenn auch nur als Beobachter, an dem Treffen teilnahmen, wird betont, dass die Transportrouten für Energieressourcen nach Europa auch über russisches oder iranisches Gebiet führen könnten. Wichtiger als die Route, sei den EU-Markt mit Energie zu wettbewerbsfähigen, internationalen Preisen zu versorgen. Dies käme v. a. der wirtschaftlichen, sozialen und politischen Entwicklung der teilnehmenden Staaten zu Gute. Die Kooperation zwischen der EU und den anderen Staaten des Baku-Prozesses wird durch Expertengruppen übernommen, die

- 1) die Bildung eines harmonisierten Marktes für Strom, Öl und Gas erleichtern,
- 2) die Sicherheit der Energieproduktion, des -transports und der -versorgung untersuchen,
- 3) Politikmaßnahmen zur nachhaltigen Entwicklung, insbesondere zur Erhöhung der Energieeffizienz und zu dem Einsatz erneuerbarer Energien prüfen und letztendlich
- 4) Investitionen in Energieinfrastrukturprojekte von gemeinsamem Interesse erleichtern sollen.

Die Energiekooperation im Rahmen des Baku-Prozesses wird durch ein in Kiew angesiedeltes Sekretariat unterstützt (INOGATE<sup>515</sup> Technical Secretariat).<sup>516</sup>

Eine neuere Initiative in der Region ist die sogenannte Schwarzmeersynergie. Sie soll die Staaten der Schwarzmeerregion näher zusammenbringen und ihre Kooperation in verschiedenen Politikfeldern, darunter im Energiebereich, stärken. Allerdings greift die Schwarzmeersynergie bei der Umsetzung ihrer energiepolitischen Ziele auf bereits vorhandene spezifische (z. B. Baku-Prozess) und allgemeine (u. a. ENP, Erweiterung der Energiegemeinschaft) Instrumente zurück, weswegen nicht weiter hierauf eingegangen wird.<sup>517</sup>

---

<sup>515</sup> Das INOGATE Programm („*Interstate Oil and Gas Transport to Europe*“) wurde bereits 1995 gegründet. Ursprünglich hat sich das INOGATE Programm nur mit den Erdöl- und Erdgaspipelines beschäftigt, die aus dem post-sowjetischen Raum nach Europa führten. Durch die Ministerkonferenzen in Baku 2004 und in Astana 2006 wurden die Reichweite und der Aufgabenkatalog von INOGATE erweitert. Für mehr Information über dieses Programm siehe <http://www.inogate.org>.

<sup>516</sup> Vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): Directorates-General, Energy & transport international relations, 22.05.2008, unter: [http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/international/regional/caucasus\\_central\\_asia/baku/energy\\_en.htm](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/regional/caucasus_central_asia/baku/energy_en.htm), 20.02.09.

<sup>517</sup> Vgl. Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Die Schwarzmeersynergie – Eine neue Initiative der regionalen Zusammenarbeit, KOM(2007) 160 endgültig,

Seit Mai 2009 gibt es zusätzlich auch die sogenannte Östliche Partnerschaft der EU. Die Östliche Partnerschaft gilt insgesamt für sechs ehemalige sowjetische Republiken. Neben Georgien und Aserbaidschan sind dies Armenien, Belarus, Ukraine und Moldau. Ziel dieser Partnerschaft ist u. a. die Förderung der Demokratie, die wirtschaftliche Integration und die Erhöhung der Energiesicherheit in den sechs Ländern. Bezüglich der Stärkung der Energiesicherheit heißt es: „*The Eastern Partnership aims to strengthen energy security through cooperation with regard to long-term stable and secure energy supply and transit, including through better regulation, energy efficiency and more use of renewable energy sources. Provisions on energy interdependence could be included in the new Association Agreements or other bilateral arrangements between the EU and the partner countries. Energy cooperation should take into account the EU's Second Strategic Energy Review and each partner country's energy policy.*”<sup>518</sup>

Dabei soll die Östliche Partnerschaft die bilateralen Beziehungen zwischen der EU und den einzelnen Ländern vertiefen, aber auch die Beziehungen zwischen den teilnehmenden Staaten untereinander fördern. Zudem soll die Partnerschaft den Fokus auf die multilaterale Kooperation verstärken, wofür ein jährliches hochrangiges Gipfeltreffen dienen soll (Treffen der Außenminister jährlich, Staatsoberhäupter alle zwei Jahre).

#### 6.5.2.2 Zentralasien: Institutioneller Rahmen und Zustand der Beziehungen

Die EU verfügt über verschiedene Instrumente, mit denen sie ihre Beziehung zu den zentralasiatischen Ländern gestaltet. Im Juni 2007 hat die EU ihre neue Strategie gegenüber den zentralasiatischen Staaten Kasachstan, Usbekistan, Turkmenistan, Kirgistan und Tadschikistan bekannt gegeben. Bei der Strategie, „*The EU and Central Asia: Strategy for a New Partnership*“, handelt es sich um einen neuen Rahmen für die gesamten Beziehungen der Union zu den Staaten der Region. Die Strategie basiert dabei auf den verschiedenen, bereits bestehenden Abkommen, Politikprogrammen und Initiativen der EU mit und für die Region. Sie wird gegenüber den zentralasiatischen Staaten zum einen durch seit 1999 bestehenden PKA implementiert (Kasachstan, Kirgistan, Usbekistan), teilweise jedoch auch nur durch Übergangsabkommen geregelt, da Tadschikistan auf die Ratifizierung des in 2004 unterzeichneten Abkommens durch die EU-Staaten wartet und Turkmenistan das im Mai

---

Brüssel 2007, S. 5f, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0160:FIN:DE:PDF>, 24.02.09.

<sup>518</sup> Rat der Europäischen Union: Joint Declaration of the Prague Eastern Partnership Summit Prague, 8435/09 (Presse 78), Brüssel 2009, S. 8, unter: [http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/en/er/107589.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/er/107589.pdf), 31.07.09.

1998 abgeschlossene PKA nicht ratifiziert hat.<sup>519</sup> Wichtig in diesem Zusammenhang sind noch die „*European Community Regional Strategy Paper for Assistance to Central Asia for the period 2007-2013*“, die Richtprogramme 2007-2010 und das Instrument für Entwicklungszusammenarbeit (Development Cooperation Instrument).<sup>520</sup>

Im Zentrum der EU-Strategie „*The EU and Central Asia: Strategy for a New Partnership*“, stehen die Festigung der Stabilität, des Friedens und der wirtschaftlichen Entwicklung der Region durch die Förderung von Rechtsstaatlichkeit, Demokratie, Menschenrechte und freier Marktwirtschaft. Es wird anerkannt, dass durch die EU-Osterweiterung, durch die Aufnahme kaukasischer Länder in die EU-Nachbarschaftspolitik und durch die Schwarzmeersynergie, Zentralasien und die Union näher zusammengedrückt sind. Die neue Strategie verfolgt eine duale Herangehensweise, die neben der Festigung der bilateralen Beziehungen zu den einzelnen Staaten auch regionale Ansätze vorsieht. Neben verschiedenen gemeinsamen Interessen, wie der Bekämpfung des Drogen- und Waffenhandels, des organisierten Verbrechens oder der illegalen Migration, beschäftigt sich die Strategie auch mit Energiethemen.

Brüssel erkennt an, dass die zentralasiatischen Länder einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung der EU-Energieimporte und der Transportrouten leisten können. Die EU will, der Strategie folgend, in die Energieinfrastruktur der Länder investieren, um auf diesem Weg die Energiesicherheit der Region und der EU zu erhöhen. Die Diversifizierung der zentralasiatischen Exportrouten und damit auch die Diversifizierung der EU-Importrouten, seien im Interesse beider Seiten. Eine besondere Bedeutung kommt dabei der zukünftigen Erhöhung der Erdgaslieferungen und dem Transportkorridor Zentralasien – Kaspisches Meer – Schwarzes Meer zu. In dieser Hinsicht spricht sich die EU für eine langfristige Partnerschaft mit den Ländern der Region aus, die Europa an der Exploration, Erschließung, Förderung und Transport des Erdgases beteiligt und der Region Zugang zu benötigten europäischen Investitionen eröffnet. Die Partnerschaft soll zudem auf transparente, marktwirtschaftliche Prinzipien basieren und sich innerhalb eines freien, nicht-diskriminierenden Regulierungsrahmens entfalten, was den Beteiligten die besten Chancen und Preise

---

<sup>519</sup> Vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): EU's relations with Central Asia - Partnership & Cooperation Agreements, 23.10.2008, unter: [http://ec.europa.eu/external\\_relations/central\\_asia/pca/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/external_relations/central_asia/pca/index_en.htm), 20.02.09.

<sup>520</sup> Vgl. Ders., EU's relations with Central Asia, unter: [http://ec.europa.eu/external\\_relations/central\\_asia/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/external_relations/central_asia/index_en.htm), 20.02.09.

ermöglichen würde. Für eine solche Partnerschaft sollen die Baku-Initiative und der ECT als Grundlage dienen.<sup>521</sup>

Der Fortschrittsbericht zur EU-Strategie für Zentralasien, der im Juni 2008 erschien, zeigt im Energiebereich einige positive Entwicklungen auf. So konnte man sich mit Kasachstan und mit Turkmenistan jeweils auf Vorverträge (Absichtserklärungen, MoUs) über zukünftige Energielieferungen einigen und technische Studien über einen trans-kaspischen Transportkorridor abschließen.<sup>522</sup>

### 6.5.3 Die Energiedialoge zu wichtigen Verbraucherländern

Die Europäische Union pflegt Beziehungen zu anderen Verbraucherländern durch eine Reihe bilateraler Partnerschaften, aber auch über verschiedene internationale Organisationen. Unter den wichtigsten bilateralen Kooperationen zu Verbraucherländern sind die zu Brasilien, China, Indien und den USA zu erwähnen. Zu den bedeutendsten internationalen Organisationen, in denen sich die EU mit anderen Verbraucher mit Energiethemen befasst, zählen die Internationale Energie Agentur (International Energy Agency, IEA) und die Energiecharta, aber auch im weitesten Sinne die G8 und die Weltbank.

#### 6.5.3.1 Bilaterale Energiedialoge

Mit Brasilien diskutiert Europa seit 1995 Energiethemen im Kontext eines Kooperationsrahmenabkommens. Die Beziehungen wurden im Energiebereich 2007 durch die Unterzeichnung eines neuen Dokuments zu einem regelmäßigen energiepolitischen Dialog ausgebaut. Schwerpunkte des Dialogs sollen neben einer allgemeinen intensiveren Energiezusammenarbeit, eine verstärkte Kooperation in den Bereichen Energiesicherheit, Klimawandel und Biokraftstoffe sein.<sup>523</sup>

Energiethemen werden zwischen der EU und dem energiepolitisch immer wichtiger werdenden China besonders im Rahmen der EU-China Energiekonferenz besprochen. Die Energiekonferenz findet alle zwei Jahre statt und bietet Vertretern aus Politik und Wirtschaft

---

<sup>521</sup> Vgl. Generalsekretariat des Rates der Europäischen Union: European Union and Central Asia: Strategy for a New Partnership, Brüssel 2007, S. 18ff, unter: [http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/librairie/PDF/EU\\_CtrlAsia\\_EN-RU.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/librairie/PDF/EU_CtrlAsia_EN-RU.pdf), 20.02.09.

<sup>522</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union / Europäische Kommission: Joint Progress Report by the Council and the European Commission to the European Council on the implementation of the EU Central Asia Strategy, Brüssel 2008, S. 9f, unter: [http://ec.europa.eu/external\\_relations/central\\_asia/docs/progress\\_report\\_0608\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/external_relations/central_asia/docs/progress_report_0608_en.pdf), 20.02.09.

<sup>523</sup> Vgl. Europäische Kommission: EC-Brazil Regular Energy Policy Dialogue. Terms of Reference, Brüssel 2007, unter: [http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral\\_cooperation/doc/brazil/ec\\_brazil\\_terms\\_of\\_reference\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/doc/brazil/ec_brazil_terms_of_reference_en.pdf), 23.02.09.

ein Forum, um aktuelle Energiefragen zu thematisieren. Ziel ist die Stärkung der Zusammenarbeit zwischen Europa und China im Energiebereich. Der Schwerpunkt der Gespräche bilden Themen rund um saubere Energiequellen, Energieeffizienz und die hierfür nötigen Technologien. Bei der siebten Konferenz, die am 6./7. November 2008 in Brüssel stattfand, standen die Themen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Wasserstoffenergie und Brennstoffzellen, Gashydrat, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -speicherung sowie Kernenergie auf der Tagesordnung.<sup>524</sup> Ebenfalls in diesem Zusammenhang zu erwähnen sind die für China bestehenden Aktionspläne zur sauberen Nutzung der Kohle und zur Kooperation in Industrie, Energieeffizienz und erneuerbaren Energien.

Ähnlich wie China spielt auch Indien eine wachsende Rolle im Energiebereich. Allerdings gibt es erst seit 2004 einen regelmäßigen Energiedialog zwischen beiden Akteuren, das sogenannte India-EU Energy Panel. Ebenso wie bei der Energiezusammenarbeit mit China liegen die Schwerpunkte bei den Beziehungen zu Indien auf der sauberen Nutzung der Kohle, der Steigerung der Energieeffizienz und der Förderung umweltfreundlicher Technologien.<sup>525</sup>

Die bilateralen Energiebeziehungen zwischen der EU und den USA sind sogar noch jünger als die zu Indien. Energiethemen sind in der Vergangenheit meistens auf multilateralem Weg (z. B. IEA oder die G8) oder im Rahmen der jährlichen EU-US Gipfeltreffen erörtert worden. Erst 2006 wurde von Kommissionspräsident Barroso die Schaffung eines strategischen Energiedialogs zwischen Brüssel und Washington als bilaterales Instrument speziell für Energiefragen gefordert. Bereits im Juni desselben Jahres, auf dem EU-US Gipfeltreffen in Wien, einigten sich beide Seiten auf die Einrichtung eines institutionalisierten strategischen Energiedialogs.<sup>526</sup>

Die Schwerpunkte der EU-US-Kooperation im Energiebereich unterscheiden sich dabei deutlich von jenen zwischen EU und aufstrebenden Schwellenländern. Als die zwei größten Energiekonsumenten und -märkte der Welt, sehen sich beide vor ähnlichen Herausforderungen gestellt. Hauptziele der strategischen Kooperation im Energiebereich sind die Diversifizierung der Energiequellen und der Transportrouten, die Sicherheit der Energieinfrastruktur und die Erhöhung der Energiesicherheit durch eine auf Marktwirtschaft,

---

<sup>524</sup> Vgl. Europäische Kommission: Siebte Energiekonferenz EU-China: Stärkung der Zusammenarbeit im Energiebereich, Press Release, IP/08/1652, 06.11.2008, unter: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/08/1652&format=PDF&aged=0&language=DE&guilanguage=en>, 23.02.09.

<sup>525</sup> Vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): International relations India, 19.11.2008, unter: [http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral\\_cooperation/india\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/india_en.htm), 23.02.09.

<sup>526</sup> Vgl. Delegation der Europäischen Kommission in den USA (Internetauftritt): Energy, unter: [http://eurunion.org/eu/index.php?option=com\\_content&task=view&id=45&Itemid=48](http://eurunion.org/eu/index.php?option=com_content&task=view&id=45&Itemid=48), 23.02.09.

Transparenz und Wettbewerb gründenden Politik. Außerdem beschäftigt sich die EU-US-Kooperation mit der Entwicklung sauberer Technologien und der Förderung von Investitionen in solche Technologien mit dem Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen.<sup>527</sup>

Im November 2009 wurde dann zwischen den USA und der EU das erste Treffen des transatlantischen Energierates abgehalten, der kurz zuvor eingerichtet worden war. Der Energierat soll sowohl die Kooperation bei der Energiepolitik als auch in der Forschung vorantreiben. Er soll einen neuen bilateralen Rahmen bieten, um Themen der globalen Energiesicherheit zu behandeln und Wege hin zu einer Versorgung mit neuen, kohlenstoffarmen Energieressourcen aufzuzeigen.<sup>528</sup>

#### 6.5.3.2 Multilaterale Energiekooperation

Die EU arbeitet mit zahlreichen Organisationen zusammen, durch die sie mit anderen Verbraucherländern in Kontakt tritt. Obwohl die EU kein Mitglied der IEA ist, kooperiert die Kommission eng mit der Agentur, in der 19 der 28 Mitglieder Teil der EU sind. Die IEA gilt als wichtigste intergouvernementale Organisation im Energiebereich, sie beschäftigt sich aber in der Regel mit Öl und nur am Rande mit Erdgas. Über Eurostat arbeitet die Kommission ebenfalls mit dem International Energy Forum zusammen, an dem neben Staaten (Produzenten- und Verbraucherstaaten) auch Stellvertreter der Energiewirtschaft beteiligt sind. Dagegen ist Europa (über die Europäische Gemeinschaft) Mitglied bei der Energiecharta, auf die bereits eingegangen worden ist.<sup>529</sup>

#### 6.5.4 Die Energiegemeinschaft

An der Energiegemeinschaft beteiligt sind in erster Linie die Staaten der Balkanhalbinsel (Albanien, Bosnien und Herzegowina, Kosovo, Kroatien, Ehemalige Jugoslawische Republik Mazedonien, Montenegro und Serbien) auf der einen und die EU auf der anderen Seite. Zudem gibt es sowohl eine Reihe von EU-Mitgliedern, die an der Energiegemeinschaft aktiv teilnehmen (u. a. Bulgarien, Rumänien, Griechenland, Zypern, Ungarn, Deutschland und Österreich) als auch fünf Beobachterstaaten: Norwegen, Türkei, Ukraine, Moldau und

---

<sup>527</sup> Vgl. Europäische Union / Regierung der USA: Vienna Summit Declaration 21 June 2006, Wien 2006, S. 7ff, unter: [http://ec.europa.eu/external\\_relations/us/sum06\\_06/docs/decl\\_final\\_210606\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/external_relations/us/sum06_06/docs/decl_final_210606_en.pdf), 23.02.09.

<sup>528</sup> Vgl. EU-US summit yields energy cooperation, EurActiv, 05.11.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/eu-us-summit-yields-energy-cooperation/article-187060>, 05.11.09.

<sup>529</sup> Vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): International relations, International Energy Agency (IEA), 12.11.2008, unter: [http://ec.europa.eu/energy/international/organisations/iea\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/international/organisations/iea_en.htm), 23.02.09; und vgl. Ders., International relations, Energy Charter Treaty and process, 12.11.2008, unter: [http://ec.europa.eu/energy/international/organisations/energy\\_charter\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/international/organisations/energy_charter_en.htm), 23.02.09.



Georgien, Ukraine und Moldau allerdings werden voraussichtlich der Gemeinschaft bald als Vollmitglieder beitreten können.<sup>530</sup>

Der Vertrag, durch den die Energiegemeinschaft gegründet wurde, ist im Oktober 2005 unterzeichnet worden und trat am 1. Juli 2006 in Kraft. Er ist bindend und erstreckt sich auf die Strom- und Erdgasmärkte. Die Energiegemeinschaft ist der Versuch, die Regeln des EU-Energiemarktes auf Südosteuropa auszudehnen, wodurch ein integrierter Energiebinnenmarkt geschaffen werden soll. Durch die Annäherung der einzelnen Märkte der Region soll das Investitionsumfeld verbessert, dadurch die Energiesicherheit erhöht und die Staaten an die EU gebunden werden. Die Energiegemeinschaft verfügt über verschiedene Organe, u. a. einem Ministerrat, einem Sekretariat mit Sitz in Wien und eine auf Dauer angelegte hochrangige Gruppe (Permanent High Level Group).<sup>531</sup>

Die Energiegemeinschaft beschränkt sich momentan noch zum größten Teil auf Südosteuropa. Die EU aber ist durchaus an der Entwicklung einer europaweiten Energiegemeinschaft interessiert, in der die Regeln bezüglich Handel, Transit und Umwelt vom Kaspischen Meer bis zum Maghreb harmonisiert sind. Die Energiegemeinschaft in Südosteuropa kann in diesem Zusammenhang als „Keimzelle“ eines Raums mit einem gemeinsamen Regelwerk um Europa herum betrachtet werden.<sup>532</sup> Dabei handelt es sich um das EU-Regelwerk, also um eine Übernahme des EU-Acquis durch die Produzenten- und Transitstaaten.

#### 6.5.5 Die Nachbarschaftspolitik

Die EU-Nachbarschaftspolitik ist seit 2004 das Hauptinstrument für die Regelung der Beziehungen zwischen der EU und ihren Nachbarn in der Region. Sie richtet sich an Länder für die es, zumindest in absehbarer Zukunft, keine Beitrittsperspektive gibt und soll ihnen trotzdem einen hohen Grad an Integration, inklusive einer Beteiligung am EU-Binnenmarkt, ermöglichen. Die ENP bietet einen Rahmen und Instrumente für die Stärkung bilateraler Beziehungen und für die Stärkung der Sicherheit und Stabilität beteiligter Staaten und Regionen. Momentan richtet sich die ENP an Ukraine, Moldau, Belarus, Israel, Jordanien,

---

<sup>530</sup> Hierzu müssen beide Länder noch bereits angekündigte Reformen im Gassektor umsetzen. Zudem muss ihre Mitgliedschaft anschließend noch ratifiziert werden. Vgl. Energy Community (Internetauftritt): Ukraine and Moldova to accede to the Energy Community upon amendments of their gas laws, Press Release, 18.12.2009, unter: [http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/NEWS/News\\_Details?p\\_new\\_id=3021](http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/NEWS/News_Details?p_new_id=3021), 22.01.10.

<sup>531</sup> Vgl. Ders., 23.02.09, [http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/ENERGY\\_COMMUNITY/Facts\\_and\\_Figures](http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/ENERGY_COMMUNITY/Facts_and_Figures), 23.02.09.

<sup>532</sup> Vgl. Europäische Kommission: Grünbuch, KOM(2006) 105 endgültig, S. 18f.

Marokko, Tunesien, die Palästinensische Autonomiebehörde, Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Algerien, Libyen, Ägypten, Libanon und Syrien.<sup>533</sup>

Die ENP befasst sich nicht speziell mit Energiethemen. Die ENP-Aktionspläne enthalten zwar Abschnitte, die sich mit Möglichkeiten der Kooperation im Energiebereich beschäftigen, diese bleiben jedoch in der Regel sehr allgemein. Seit 2008 gibt es Versuche, die ENP durch die Erweiterung um spezielle Themendimensionen zu stärken. Eines dieser Dimensionen soll sich mit Energiefragen beschäftigen, indem bestehende Energiedialoge und Energieinitiativen, bei denen ENP-Teilnehmer oder ihre Nachbarn aktiv sind, unter das Dach der ENP geholt werden könnten.<sup>534</sup>

#### 6.5.6 Die Maschrik- und Maghrebregion

Die Gruppe der Maschrik- und Maghrebstaaten umfasst eine Vielzahl von Ländern entlang der südlichen und östlichen Mittelmeerküste. Doch nicht nur direkte Mittelmeeranrainer zählen zu dieser Staatengruppe, denn auch Länder wie Jordanien oder Irak gehören traditionell zu dieser Region. Diese Länder sind wegen ihres Ressourcenreichtums, ihrer Rolle als Transitgebiet und wegen ihrer Nähe zur EU von großer Bedeutung. Die EU hat zwar keine speziell auf die Maschrik- und Maghrebregion ausgerichtete Politik, sie hat aber eine Reihe von Politikinitiativen, die sich mit verschiedenen Staaten und Staatengruppen in dieser Region auseinandersetzt.

Hauptinstrument für die multilateralen Beziehungen zwischen der EU und den Ländern des südlichen und östlichen Mittelmeers ist die euro-mediterrane Partnerschaft (EUROMED), die ebenfalls Barcelona-Prozess genannt wird, da sie in dieser Stadt im November 1995 beschlossen wurde (Unterzeichnung der Erklärung von Barcelona). Damals einigten sich die 15 EU-Staaten zusammen mit 12 Mittelmeerstaaten auf die Vertiefung ihrer Kooperation. Diese Kooperation war in drei Partnerschaften unterteilt: einer politischen und sicherheitspolitischen, einer Partnerschaft im Wirtschafts- und Finanzbereich und einer Partnerschaft im sozialen, kulturellen und menschlichen Bereich. Die 12 Mittelmeerstaaten, die an der Konferenz in Barcelona teilnahmen, waren (neben den heutigen EU-Mitgliedern Malta und Zypern) Ägypten, Algerien, Israel, Jordanien, Libanon, Marokko, Syrien,

---

<sup>533</sup> Vgl. Die Europäische Nachbarschaftspolitik, EurActiv, 03.08.2007, unter: <http://www.euractiv.com/de/erweiterung/europaische-nachbarschaftspolitik/article-130589>, 23.02.09.

<sup>534</sup> Vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): European Neighbourhood Policy - Strengthening the ENP, unter: [http://ec.europa.eu/world/enp/strengthening\\_en.htm](http://ec.europa.eu/world/enp/strengthening_en.htm), 23.02.09; und vgl. Ders., Non-Paper, Expanding on the Proposals contained in the Communication to the European Parliament and the Council on „Strengthening the ENP“ – COM (2006) 726 final, 4 Dezember 2006 ENP – Thematic Dimension, o.O. o.J., S.15ff, unter: [http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/non-paper\\_thematic-dimension\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/non-paper_thematic-dimension_en.pdf), 23.02.09.

Tunesien, Türkei und die Palästinensische Autonomiebehörde. Eingeladen waren zudem die Liga der Arabischen Staaten, die Union des Arabischen Maghreb und Mauretanien.

Der Barcelona-Prozess zielte auf die Verstärkung des politischen und sicherheitspolitischen Dialogs ab, wodurch man die Entwicklung der Region hin zu einer gemeinsamen Friedens- und Stabilitätszone fördern wollte. Der Energiepolitik kam lediglich eine untergeordnete Rolle innerhalb der Partnerschaft im Wirtschafts- und Finanzbereich zu, obwohl ihre Bedeutung durchaus Anerkennung fand. Angestrebt wurde in diesem Bereich die Förderung des Dialogs und der Zusammenarbeit in der Energiepolitik.<sup>535</sup>

Energiepolitisch von Bedeutung waren 1997 die Gründung des Europa-Mittelmeer Energieforums, die Festlegung der Leitlinien für eine Europa-Mittelmeer Zusammenarbeit im Energiebereich im Jahr 2001 sowie der Startschuss für eine neue Energiepartnerschaft mit den Ländern des Mittelmeeres in 2007.

Das Europa-Mittelmeer Energieforum wurde im Anschluss an die Erklärung von Barcelona gegründet und hat eine maßgebliche Rolle für den Ausbau der Energiebeziehungen zwischen Europa und den Mittelmeerländern und für die Entwicklung entsprechender Leitlinien gespielt. Am Forum nehmen Repräsentanten der EU-Mitglieder, der Mittelmeer Partnerländer und von EU-Institutionen wie der Kommission und der Europäischen Investitionsbank teil. Der 1998 genehmigte Aktionsplan legt die Initiativen der Europa-Mittelmeer Zusammenarbeit im Energiesektor fest und bildet den Bezugsrahmen für die Arbeit des Forums. Gleichzeitig lag die Umsetzung des Aktionsplans im Aufgabenbereich des dem Forum angegliederten Sekretariats. Im Jahr 2001 sind zusätzliche Leitlinien für die Europa-Mittelmeer Zusammenarbeit festgelegt worden. Dabei ging es hauptsächlich um Ziele, die eine vorrangige Bedeutung für die Sicherheit der Energieversorgung hatten, u. a. die Liberalisierung des Sektors, die Umstrukturierung der Energieindustrie und die Entwicklung erneuerbarer Energieträger, aber auch der Ausbau der Verbundnetze für die Erzeugung und den Transport von Energie.<sup>536</sup>

Ende 2007 hat der für die EU-Energiepolitik zuständige Kommissar, Andris Piebalgs, den Startschuss für eine neue Energiepartnerschaft für die Region Europa-Mittelmeer bekannt

---

<sup>535</sup> Vgl. Europäische Union: Erklärung von Barcelona und Partnerschaft Europa-Mittelmeer, Abschlusserklärung der Konferenz Europa-Mittelmeer vom 27./28. November 1995 in Barcelona und dazugehöriges Arbeitsprogramm, unter: <http://europa.eu/scadplus/leg/de/lvb/r15001.htm>, 24.02.2009.

<sup>536</sup> Vgl. Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament, Ausbau der Zusammenarbeit Europa Mittelmeer im Verkehrs- und Energiesektor, KOM(2001)126 endgültig, Brüssel 2001, S. 12ff, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2001:0126:FIN:DE:PDF>, 24.02.09; auch vgl. Europäische Union (Internetauftritt): Partnerschaft zwischen der Europäischen Union und den Mittelmeerländern, Tagung am 11.05.1998 in Brüssel, Bulletin EU 5-1998, unter: <http://europa.eu/bulletin/de/9805/p102116.htm>, 24.02.09

gegeben. Bei dieser Gelegenheit hat er ebenfalls einen Aktionsplan mit vorrangigen Maßnahmen für die Zusammenarbeit zwischen der EU und den Mittelmeerländern auf dem Gebiet der Energie für den Zeitraum 2008-2013 vorgestellt. Die Hauptziele des Plans sind die Harmonisierung der Energiemärkte und der einschlägigen Rechtsvorschriften sowie die Integration der Energiemärkte in der Region Europa-Mittelmeerraum, die Förderung einer nachhaltiger Entwicklung im Energiesektor und die Entwicklung von Initiativen von gemeinsamem Interesse in Kernbereichen wie Infrastrukturausbau, Investitionsfinanzierung und Forschung sowie Entwicklung. Der Aktionsplan sieht ebenfalls die Förderung bestimmter Gasinfrastrukturprojekte vor, unter anderem der Pipelines: ITGI, Arab Gas-Pipeline, Medgaz, Galsi, Nabucco und Maghreb-Europe-Pipeline.<sup>537</sup>

Im Jahr 2008 hat man versucht, der EUROMED durch die Gründung der Mittelmeerunion neue Impulse zu geben. Die Mittelmeerunion, die auf eine Idee des französischen Staatspräsidenten Nicolas Sarkozy zurück geht, sieht jedoch kaum eine stärkere Priorisierung von Energiethemen vor (zumindest nicht im Gasbereich). Konkrete Hauptprojekte der Mittelmeerunion sind die Bekämpfung der Verschmutzung des Mittelmeers sowie von Land- und Seewegen, Programme zum Zivilschutz, Förderung der Solarenergie in südlichen Ländern, Unterstützung der universitären Ausbildung und die Förderung kleiner und mittlerer Unternehmen. Heute sind insgesamt 44 Staaten am Barcelona-Prozess bzw. an der Mittelmeerunion beteiligt. Neben den 27 EU-Mitgliedern sind ebenfalls Algerien, Ägypten, Israel, Jordanien, Libanon, Mauretanien, Monaco, Marokko, die Palästinensische Autonomiebehörde, Syrien und Tunesien sowie die Beitrittskandidaten Kroatien und die Türkei aktiv. Als potentielle EU-Beitrittskandidaten gehören Albanien, Bosnien und Herzegowina sowie Montenegro ebenfalls zum Barcelona-Prozess bzw. der Mittelmeerunion an. Libyen beteiligt sich als Beobachter an dem Prozess.<sup>538</sup> Neben dem Barcelona-Prozess bestehen über die ENP ebenfalls bilaterale Beziehungen zu den Mitgliedsstaaten der Mittelmeerregion.

---

<sup>537</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Priority Action Plan Euro-Mediterranean Energy Cooperation 2008-2013. Annex 1 to the Ministerial Declaration of 17 December 2007, 16707/07, Brüssel 2007, S. 18, in: Dokumente zur 5. Europa-Mittelmeer Energieministerkonferenz in Limassol am 16./17.12.2007 unter: [http://ec.europa.eu/energy/international/international\\_cooperation/doc/2007\\_12\\_16\\_euromed\\_conference\\_005.zip](http://ec.europa.eu/energy/international/international_cooperation/doc/2007_12_16_euromed_conference_005.zip), 24.02.2009; auch vgl. Europäische Kommission: EU-Kommissar Piebalgs gibt Startschuss für neue Energiepartnerschaft in der Region Europa-Mittelmeer, Presseinformation, IP/07/1945, 17.12.2007, unter: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/07/1945&format=HTML&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>, 24.02.09.

<sup>538</sup> Vgl. Joint Declaration of the Paris Summit for the Mediterranean, Annex, Paris 2008, S. 13, 19f, unter: [http://www.ue2008.fr/webdav/site/PFUE/shared/import/07/0713\\_declaration\\_de\\_paris/Joint\\_declaration\\_of\\_the\\_Paris\\_summit\\_for\\_the\\_Mediterranean-EN.pdf](http://www.ue2008.fr/webdav/site/PFUE/shared/import/07/0713_declaration_de_paris/Joint_declaration_of_the_Paris_summit_for_the_Mediterranean-EN.pdf), 24.02.09.

Die Beziehungen der EU zum Irak werden außerhalb der Strukturen der EUROMED gestaltet. Obwohl Energiethemen in Bezug auf den Irak einen hohen Stellenwert haben, konzentriert sich die Politik der EU auf die finanzielle Unterstützung, Demokratisierung und den Aufbau von Handelsbeziehungen. Brüssel befindet sich mit Bagdad momentan noch in Verhandlungen über die Unterzeichnung eines Handels- und Kooperationsabkommens (Trade and Cooperation Agreement, TCA), der dann einen Rahmen für verschiedene Kooperationsfelder bieten soll.<sup>539</sup>

#### 6.5.7 Die Beziehung zu Afrika

Die Beziehungen der Europäischen Union zu Afrika wurden 2005 einer gründlichen Überarbeitung unterzogen. Allerdings spielen Energiethemen nur eine wichtige Rolle sofern es um die Verbesserung des Zugangs zu Energie für die afrikanische Bevölkerung geht.<sup>540</sup> Der qualitative Unterschied der Beziehungen der EU zu den meisten afrikanischen Ländern wird klar, wenn man bedenkt, dass während die nordafrikanischen Länder über die ENP und den Barcelona-Prozess / Mittelmeerunion an die EU gebunden sind, sich die Generaldirektion für Entwicklung um die Beziehungen zu den afrikanischen Staaten südlich der Sahara kümmert. Trotzdem gibt es einige Ausnahmen, allen voran die Beziehungen zu Südafrika und (bei Erdöl und -gas bedeutend) Nigeria.

Die Notwendigkeit einer Energiepartnerschaft mit Afrika wird bereits in der Mitteilung der Kommission vom 10.01.2007 anerkannt, so heißt es: „*[Die Energiepartnerschaft] sollte die Versorgungssicherheit, den Technologietransfer in erneuerbare Energie, die nachhaltige Nutzung von Ressourcen, die Transparenz der Energiemärkte und die Einhaltung einer guten Verwaltungspraxis beinhalten.*“<sup>541</sup> Allerdings werden in der Mitteilung keine konkreten Vorschläge gemacht. Im Verlauf von 2008 konkretisierte sich die Idee einer Energiepartnerschaft, jedoch ebenfalls mit dem Schwerpunkt auf die Verbesserung des Zugangs der afrikanischen Bevölkerung zur Energie. Unter anderem sollen die Elektrifizierung Afrikas vorangebracht, die Energieinfrastruktur erweitert, regenerative Energien und Energieeffizienz gefördert und die Transparenz der Energiemärkte erhöht werden, um so die Investitionsbedingungen zu verbessern. Außerdem sollen Energiethemen

---

<sup>539</sup> Vgl. Europäische Kommission (Internetauftritt): External Relations, Iraq, 03.10.2008, unter: [http://ec.europa.eu/external\\_relations/iraq/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/external_relations/iraq/index_en.htm), 24.02.09.

<sup>540</sup> Vgl. Europäische Kommission: Communication from the Commission to the Council, the European Parliament and the European Economic and Social Committee. EU Strategy for Africa: Towards a Euro-African pact to accelerate Africa's development, COM(2005) 489 final, Brüssel 2005, unter: [http://ec.europa.eu/development/icenter/repository/04\\_eu\\_strategy\\_for\\_africa\\_12\\_10\\_2005\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/development/icenter/repository/04_eu_strategy_for_africa_12_10_2005_en.pdf), 24.02.09.

<sup>541</sup> Europäische Kommission: Eine Energiepolitik für Europa, KOM(2007)1 endgültig, S. 23.

in Treffen auf der Ministerialebene alle zwei Jahre stattfinden und des Weiteren sowohl ein Forum zur Afrika-Europa Energiepartnerschaft (Africa-EU Energy Partnership Forum) als auch mehrere Arbeitsgruppen zu verschiedenen Energiethemen gegründet werden.<sup>542</sup>

#### 6.5.8 Die Förderung des Zugangs zu Energie

Die im Aktionsplan von 2007 vorgesehene Förderung des Zugangs zu Energie war eines der Ziele der EU bei den Verhandlungen über einen neuen Plan zur Förderung nachhaltiger Entwicklung im Rahmen der Kommission für Nachhaltige Entwicklung (Commission on Sustainable Development, CSD) der Vereinten Nationen. Die Verhandlungen scheiterten jedoch, besonders am Widerstand der OPEC, Russlands, aber auch der G77. Aufgrund der Tatsache, dass ca. 1,6 Milliarden Menschen keinen Zugang zu Elektrizität haben, dürfte das Thema aber auf der nächsten energiepolitischen Sitzung des CSD, frühestens im Jahr 2011, erneut auf der Tagesordnung stehen.<sup>543</sup>

#### 6.5.9 Weitere Beziehungen

Die EU pflegt über die bereits genannten Beziehungen weitere bi- und multilaterale Beziehungen, die jedoch nicht im Aktionsplan thematisiert werden. Diese Beziehungen, wie z. B. zwischen der EU und der Ukraine, werden in den folgenden Länderkapiteln thematisiert.

#### **Verdichtung 15 (6.5)**

Die Beziehungen zwischen der EU und den bedeutenden Gaslieferanten sind entlang einer Vielzahl von Verträgen, Organisationen, Aktionsplänen und Programmen organisiert. Viel Wert wird auf die Reform der Energiemärkte in den Lieferländern gelegt. Die Umsetzung der Energieinteressen wird oft auch mit politischen und sozialen Komponenten kombiniert. Je umfassender die Instrumente desto länger braucht man jedoch, um die Vorhaben umzusetzen. Es könnte die Gefahr bestehen, dass die angewandten Instrumente zu lange brauchen, um die erhofften Effekte für die EU-Energiesicherheit zu entfalten und Brüssel gegenüber andere Akteure im internationalen Wettbewerb an Terrain verliert.

### **6.6 Fazit zur Europäischen Union**

Auf den vergangenen Seiten wurde die interne Dimension der EU-Gasversorgungssicherheit untersucht. Trotz des steigenden Importbedarfs und der hohen Marktanteile einiger

---

<sup>542</sup> Vgl. Europäische Kommission: African Union Commission and European Commission launch an ambitious Africa-EU Energy Partnership, Presseinformation MEMO/08/555, Brüssel 2008, unter: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/08/555&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>, 24.02.09.

<sup>543</sup> Vgl. Förderung des Zugangs zu Energie im Rahmen der VN-Kommission für nachhaltige Entwicklung, Institut für Europäische Politik, unter: [http://energy.iep-berlin.de/php/3\\_politik\\_vorgaben\\_8.php](http://energy.iep-berlin.de/php/3_politik_vorgaben_8.php), 24.02.09.

Lieferanten konnte festgestellt werden, dass die Gasversorgung auf Unionsebene weitestgehend gut ist und dass neue Lieferanten in den EU-Markt eintreten können (Pipeline und LNG). Gleichzeitig jedoch wurden die Probleme der EU-Gasversorgung v. a. auf der Ebene der einzelnen Mitglieder deutlich. Als eines der wichtigsten Ergebnisse des Kapitels ist die weiterhin bestehende Fragmentierung des EU-Gasmarktes einerseits und die der EU als Akteur andererseits festzuhalten. Diese doppelte Fragmentierung kann sich negativ auf die EU-Energiesicherheit auswirken.

Im Hinblick auf die Fragmentierung des EU-Gasmarktes ist zu beobachten, dass viele der vorangetriebenen Pipelineprojekte die wichtigsten Lieferanten mit ihren wichtigsten Märkten in der EU verbinden sollen. Dies könnte dazu führen, dass bestimmte Lieferanten ihre ohnehin bedeutende Stellung in einigen Teilmärkten festigen. Durch den Bau direkter Pipelineverbindungen und durch die Einbindung einzelner EU-Mitglieder in solche Projekte, fördern die Lieferanten Sonderbeziehungen, die die EU-Gesamtposition schwächen. Außerdem verringern direkte Pipelineverbindungen die Bedeutung traditioneller Transitkorridore. Russland z. B. wäre in der Lage, auf Osteuropa als Transitgebiet weitestgehend zu verzichten, zumal die Kapazitäten der geplanten Projekte über den zukünftigen Bedarf liegen dürften. Dies würde theoretisch auch eine Umleitung der Gasströme ermöglichen, so dass diese um bestimmte Staaten geleitet werden könnten, ohne gleichzeitig die Gasversorgung anderer Staaten zu beeinträchtigen. Die Unterstützung Brüssels verschiedener, miteinander konkurrierender Pipelineprojekte, die von jeweils unterschiedlichen EU-Mitgliedern unterstützt werden, ist ebenfalls der europäischen Position abträglich. Darüber hinaus ist zu beobachten, dass die Lieferanten versuchen, in bestimmten Teilmärkten nur wenig miteinander zu konkurrieren.

Brüssel steht allerdings einem Versuch der Lieferländer, die Fragmentierung des EU-Gasmarkts zu zementieren, nicht hilflos gegenüber. Gerade in Fragen des Marktes hat die EU ihre Handlungsfähigkeit bereits unter Beweis gestellt. Neben dem infrastrukturellen Ausbau (europäische Interconnectoren sowie Gasspeicher) hat Brüssel mit der Abschaffung der Gebietsschutz- und Gewinnbeteiligungsklauseln (destination clauses) ein mächtiges Instrument durchgesetzt, um Erdgaslieferungen einzelner Lieferanten in verschiedenen Teilmärkten miteinander in Konkurrenz zu bringen. Insgesamt stärken die europäischen Marktreformen der vergangenen Jahre die Position der EU gegenüber den einzelnen Lieferanten. Dies gilt nicht zuletzt, weil die Reformen zu einem wichtigen Teil geopolitischen Realitäten Rechnung trugen (z. B. über die Beibehaltung langfristiger Lieferverträge, der Gegenseitigkeitsklausel oder Ausnahmeregelungen zum third-party access).

Die Überwindung der Marktfragmentierung ist auch wichtig, um die Fragmentierung der EU als Akteur abzumildern. Eine bessere Vernetzung der EU kann nämlich die Abhängigkeit einiger Länder von nur einem Lieferanten verringern. Vor allem die östlichen und südöstlichen EU-Mitglieder sind auf den ehemaligen sowjetischen Hegemon angewiesen, was auch über den Gasbereich hinaus als Gefahr perzipiert wird. Die Alternativlosigkeit russischer Lieferungen führt dazu, dass diese Staaten die Diversifizierung von Moskau weg als nationales Interesse betrachten, was sie in starker Opposition zu anderen EU-Staaten setzt. Dies wiederum erschwert die Findung gemeinsamer Positionen in der EU. Zumindest auf der Ebene der Mitgliedsstaaten könnte also die Integration des Marktes zu einer Verringerung der Interessensgegensätze führen.

Die Handlungsfähigkeit der EU auf Unionsebene ist jedoch ebenfalls durch die Verteilung der Kompetenzen auf verschiedene Institutionen eingeschränkt. Dies gilt innerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks besonders für das Ziel der Versorgungssicherheit. Denn die EU verfügt in diesem Bereich (im Gegensatz zu Wettbewerbsfragen) kaum über Kompetenzen und dafür notwendige Instrumente. Die Fragmentierung der EU als Akteur erschwert dadurch die Formulierung einer kohärenten Energieaußenpolitik und das „*Sprechen mit einer Stimme*“. Deshalb kann die Union gegenüber den Lieferländern nur selten geschlossen auftreten und ihr gesamtes Gewicht in die Beziehungen einbringen. Zudem werden die Energiebeziehungen durch eine Vielzahl von Organisationen, Initiativen und Partnerschaften geregelt, in denen Energiethemen oft nur am Rand berücksichtigt werden.

Die besonders wichtigen Energiebeziehungen zwischen der EU und der Russischen Föderation sind zwar langjährig und intensiv, werden aber nicht nur durch die schwierige Aushandlung eines neuen PKA, sondern ebenfalls von dem Ausscheiden Moskaus aus dem ECT belastet. Da Moskau kein Teil der WTO ist und aufgrund der neu gegründeten Zollunion auch in absehbarer Zeit der Organisation nicht beitreten wird, sollte sich die EU unbedingt dafür einsetzen, Russland in eine alternative Organisation zur grundsätzlichen Regelung der Energiebeziehungen zu integrieren. Ein ECT, der als Hauptziel eine eurasische Energiepartnerschaft hat, an dem sich jedoch Russland nicht beteiligt, erscheint wenig sinnvoll. Dass auch Russland ein grundsätzliches Interesse an der Regelung der Energiebeziehungen hat, zeigt der im April 2009 präsentierte Vorschlag. Die EU sollte diesen Vorschlag aufnehmen und als Startpunkt für eine Neuverhandlung mit Moskau nutzen.

Im Hinblick auf die Beziehungen der EU zu den Ländern Nordafrikas und der kaspischen und zentralasiatischen Region sollte sich Brüssel – nicht zuletzt angesichts des schleppenden



Fortschritts bei Nabucco und bei anderen Projekten – stärker auf die Instrumente konzentrieren, die sich speziell mit Energiethemen beschäftigen. Während konkrete Projekte wahrscheinlich am besten mit bilateralen Abkommen umgesetzt werden können, spricht wenig dagegen z. B. Energiemarktreformen im Rahmen multilateraler Prozesse wie dem Baku-Prozess voranzutreiben. Weitreichende politische und gesellschaftliche Reformen mit Energiefragen zu verbinden, dürfte dagegen die Umsetzung konkreter Energieprojekte erschweren und sich als langwieriger Prozess erweisen.

Priorität sollte entsprechend die Umsetzung konkreter Projekte haben, nicht zuletzt, weil der Export des EU-Acquis im Energiebereich oft auf Widerstand stößt. Besonders einige Lieferstaaten wehren sich gegen eine Übernahme von EU-Regeln. Ihrer Ansicht nach steht der EU-Acquis im Widerspruch zu ihren Interessen. Obwohl die Erweiterung der europäischen Marktregeln auf benachbarte Liefer- und Transitstaaten sinnvoll und erstrebenswert ist, besteht selbst innerhalb der Union kein Konsens über die genaue Ausgestaltung derselben.<sup>544</sup> Umso wichtiger ist es, dass die EU-Mitglieder untereinander, aber möglicherweise auch gemeinsam mit anderen Verbraucherländern, ihre Interessen und ihre konkrete Position besser abstimmen. Die Kombination von Uneinigkeit innerhalb der EU und von Widerstand bei der Übernahme europäischer Regeln bei einigen Lieferanten stärken die bilateralen Energiepartnerschaften zwischen Lieferanten und einzelnen EU-Mitgliedern. Dies wiederum führt zu einer weiteren Erodierung der gesamteuropäischen Position.<sup>545</sup>

---

<sup>544</sup> Vgl. Helm, Dieter: *The russian dimension and Europe's external energy policy*, Oxford 2007, S. 38ff, unter: [http://www.dieterhelm.co.uk/publications/Russian\\_dimension.pdf](http://www.dieterhelm.co.uk/publications/Russian_dimension.pdf), 27.02.09.

<sup>545</sup> Vgl. Youngs, Richard: *Europe's External Energy Policy*, S. 6ff, 15.

## **7. Die Erdgaslieferanten der EU: Erdgasproduzenten und -exporteure**

Im vergangenen Kapitel ist detailliert auf die Erdgasversorgung der EU, auf ihre Eigenschaften als energiepolitischer Akteur, auf ihre Ziele und Strategien sowie auf ihre Energiebeziehungen eingegangen worden. In den folgenden Seiten sollen nun ebenfalls ausführlich die für Europa bedeutenden Erdgaslieferanten betrachtet werden. Ähnlich wie in Kapitel 6 werden sowohl ökonomische als auch geopolitische Faktoren im Mittelpunkt der Untersuchung stehen.

Die ersten Schritte in jedem Länderkapitel setzen sich knapp mit der politischen und wirtschaftlichen Situation der einzelnen Länder auseinander. Ebenso wie im nachfolgenden Teil, der einen kurzen Abriss der vergangenen Entwicklungen im Gassektor beinhaltet, werden an dieser Stelle historische Aspekte berücksichtigt. Kernelement aller Kapitel ist die Analyse des Gassektors der einzelnen Akteure. Hier wird auf die jeweiligen Erdgasreserven, auf den Stand der Erdgasproduktion, des -verbrauchs und der -exporte eingegangen. Außerdem wird auf den Investitionsbedarf des Landes im Energie- und Gassektor hingewiesen. Von großer Bedeutung ist die Untersuchung der Energiestrategie der Erdgaslieferanten, die ebenfalls im Rahmen der einzelnen Kapitel durchgeführt wird. Die Organisation der einzelnen Gasmärkte wird untersucht, bevor im letzten Teil die Außenbeziehungen des einzelnen Akteurs aufgezeigt und eventuelle internationale Konflikte betrachtet werden.

Die Untersuchung der einzelnen Lieferstaaten soll ein detailliertes Bild der momentanen Lage dieser Akteure liefern. Im Mittelpunkt des Interesses liegen ihr Potential, ihre Ziele und ihre Strategien, besonders im Gassektor. Indem auch Trends und Zwänge berücksichtigt werden, denen diese Lieferländer unterliegen, sollen sowohl ihre Handlungsoptionen als auch mögliche Auswirkungen für die Europäische Union deutlich aufgezeigt werden.

### **7.1 Die Russische Föderation**

Wie bereits gezeigt, ist die Russische Föderation mit Abstand der wichtigste Erdgaslieferant der Europäischen Union. Es hat sich ebenfalls gezeigt, dass die Beziehungen zu Moskau nicht unproblematisch sind und besonders in den östlichen EU-Staaten Argwohn gegenüber Russland herrscht. Deswegen ist es wichtig, die Russische Föderation nicht nur in ihrer Eigenschaft als Erdgaslieferant zu untersuchen, sondern in ihrem Wesen als Akteur zu begreifen. Begonnen werden soll mit einem kurzen Überblick der politischen Situation der

Russischen Föderation, gefolgt von einem historischen Rückblick auf die Entwicklung des Erdgassektors in Russland. Da im weiteren Verlauf des Kapitels, wenn angebracht, auf politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen eingegangen werden soll, wird an dieser Stelle nur ein kurzer Überblick der inneren Situation Russlands gegeben. Weiter wird auf die Erdgasreserven sowie auf deren Konzentration im Gebiet der Russischen Föderation eingegangen. Betrachtet wird ebenfalls der russische Gassektor. Neben dem Investitionsbedarf wird detailliert auf die Entwicklung der Erdgasproduktion, des -verbrauchs und des -exports eingegangen. Bei der Untersuchung des russischen Erdgasmarktes und der wichtigsten Akteure muss ebenfalls immer wieder die politische und ökonomische Situation des Landes berücksichtigt werden. Unerlässlich ist eine Analyse der russischen Energiestrategie und der verschiedenen Interessen Moskaus gegenüber den Nachbarländern.

#### 7.1.1 Die politische Situation der Russischen Föderation

Kaum ein anderes Ereignis hat Russland so stark beeinflusst wie der Zerfall der UdSSR. Während dieses Ereignis eine Neuordnung der globalen internationalen Beziehungen bewirkte, führte es in Russland zusätzlich zu einer tiefen Identitätskrise, bei der offen über die zukünftige Rolle Russlands diskutiert wurde. *„Above all, we should acknowledge that the collapse of the Soviet Union was a major geopolitical disaster of the century.“*<sup>546</sup> Diese Worte Vladimir Putins geben bis heute das Gefühl vieler Russen wieder. Während die neunziger Jahre von inneren politischen Unruhen und dem Kollaps der russischen Wirtschaft geprägt waren, beruhigte sich die Lage ab 1999 sichtlich. Die Wirtschaft profitierte besonders von den ansteigenden Einnahmen aus dem Export von Energierohstoffen und konnte unter Präsident Vladimir Putin einen rasanten Aufschwung verzeichnen, der sich ebenfalls deutlich auf den Lebensstandard der russischen Bevölkerung auswirkte. Nach zehn aufeinander folgenden Jahren des Wirtschaftswachstums (durchschnittlich knapp 7% jährlich) wurde die russische Wirtschaft von der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise, v. a. von den stark gesunkenen Energiepreisen, schwer getroffen.

Im Jahr 2008 wurde der von Putin auserwählte Kandidat, Dmitri Medwedew, zum neuen russischen Präsidenten gewählt. Einen Tag nach der Amtseinführung des neuen Präsidenten wurde Putin als Premierminister bestätigt. Sowohl die Parlamentswahlen im Dezember 2007 als auch die Präsidentschaftswahlen im März 2008 sind von westlichen Beobachtern kritisiert worden. So betonten OSZE-Beobachter, dass die Parlamentswahlen 2007 besonders von

---

<sup>546</sup> Putin, Vladimir: Jährlichen Ansprache an beide Parlamentskammern am 25. April 2005, Moskau 2005, unter: [http://www.kremlin.ru/eng/speeches/2005/04/25/2031\\_type70029type82912\\_87086.shtml](http://www.kremlin.ru/eng/speeches/2005/04/25/2031_type70029type82912_87086.shtml), 22.03.2009.

einem unfairen Wahlkampf geprägt waren, der echten Mehrparteien-Wettbewerb verhindert hat. Bei der Präsidentschaftswahl 2008 verwunderte der Sieg Medwedews mit mehr als 70% der Stimmen weniger als sein Ergebnis von über 99% in mehreren Wahlkreisen des krisengeschüttelten Kaukasus.<sup>547</sup>

Ausgerechnet im Nord-Kaukasus, wo Vladimir Putin nach dem zweiten Tschetschenienkrieg die erfolgreiche Stabilisierung der Region verkünden ließ, ist es in den letzten Jahren immer wieder zu Anschlägen gekommen. Die letzten Monate haben eine weitere Verschlechterung der Lage gebracht. Besonders von Separatismus und islamistischem Terrorismus betroffen sind neben Tschetschenien auch Inguschetien, Dagestan und Nordossetien. So kam es z. B. nur eine Woche nach einem Anschlag vor einem Theater in Tschetschenien, bei dem sechs Menschen starben, zu einem Angriff auf eine Polizeistation, bei dem mindestens vier Beamte getötet wurden. Von Tschetschenien aus hat sich die Gewalt auch auf die benachbarten Gebiete ausgebreitet, v. a. nach Inguschetien, wo im Juli 2009 u. a. drei Menschen bei Anschlägen starben. Die Gewalt geht jedoch auch massiv von staatlicher Seite aus. Der vom Kreml unterstützte tschetschenische Führer Kadyrov soll für schlimmste Verbrechen gegen die heimische Bevölkerung verantwortlich sein, die er im Namen des Kampfes gegen den Terrorismus und Separatismus begeht. Es wird aber auch vermutet, dass er hinter der Ermordung kritischer Journalisten und Menschenrechtler steckt, wie z. B. im Fall von Natalya Estemirova, deren Leiche nahe der inguschetischen Hauptstadt gefunden wurde.<sup>548</sup>

Der russische Nord-Kaukasus – obwohl militärisch fest in russischer Hand – befindet sich in einer Situation, die man bestenfalls als eine der institutionalisierten Instabilität bezeichnen kann und entwickelt sich kulturell und sozial immer weiter von Moskau weg. Der Entfremdungsprozess dieser wirtschaftlich, sozial und ethnisch, durch konkurrierende Claninteressen, gebeutelten Region ist bereits so weit vorangeschritten, dass speziell der Terminus „*Internal Abroad*“ geschaffen wurde – in Anlehnung an die russische Unterteilung der Interessenssphären in „*Near*“ bzw. „*Far Abroad*“.<sup>549</sup> Die Lage im russischen Nordkaukasus ist durch den erbitterten und auf beiden Seiten brutal geführten Konflikt zwischen islamistischen Separatisten/Terroristen (wobei die Bezeichnung gerne auf jede Art von unliebsamer Opposition angewandt wird) und den Vertretern russischer Macht in der

---

<sup>547</sup> Vgl. OSCE Slams 'Unfair' Russian Election, Spiegel Online International, 03.12.2007, unter: <http://www.spiegel.de/international/world/0,1518,521063,00.html>; und vgl. Klussmann, Uwe: Moscow's New Leadership Duo Vows Harmony, Spiegel Online International, 03.03.2008, unter: <http://www.spiegel.de/international/world/0,1518,538922,00.html>, beide 31.07.09.

<sup>548</sup> Vgl. Schwirtz, Michael: „Gunmen Kill Five Police Officers in Chechnya“, New York Times (Online), 03.08.2009, unter: <http://www.nytimes.com/2009/08/04/world/europe/04chechnya.html?ref=world>, 03.08.09.

<sup>549</sup> Vgl. Malashenko, Alexey: Losing the Caucasus, Carnegie Endowment for International Peace, Briefing Vol. 11, Issue 3, Moskau 2009, S. 1ff.

Region geprägt. Dabei könnte sich die Situation sogar weiter zuspitzen. Unter einigen Experten gilt Moskaus Worst-Case-Szenario – nämlich ein Zusammenschluss kaukasischer und zentralasiatischer Extremisten – bereits nur noch als eine Frage der Zeit.<sup>550</sup>

Auch der russisch-georgische Krieg vom August 2008, der mit der Anerkennung der Unabhängigkeit Abchasiens und Südossetiens durch Russland endete, hat zur Destabilisierung der Lage in der Region beigetragen.<sup>551</sup> Die Situation ist dort bis heute ernst, so dass Experten vor einem erneuten Ausbruch der Gewalt warnen. Russland wird v. a. vorgeworfen, nichts gegen die von südossetischen Separatisten an der georgischen Bevölkerung begangenen ethnischen Säuberungen unternommen zu haben, obwohl russische Truppen nach eigenen Angaben für die Sicherheit in den Gebieten garantieren sollten. Des Weiteren hat Moskau, entgegen den Vereinbarungen des sogenannten Sechs-Punkte-Plans, weder die Besatzungsstärke in den Gebieten reduziert (sie ist sogar gestiegen), noch sich hinter die Vorkriegsgrenzen zurückgezogen.<sup>552</sup>

#### **Verdichtung 16 (7.1.1)**

Der Zerfall der UdSSR hat den russischen Staat und die russische Gesellschaft stark erschüttert und wirtschaftlich schwer getroffen. Erst steigende Erlöse aus dem Export von Energieressourcen führten zu einer wirtschaftlichen Erholung, die jedoch bisher nur zu einer unvollständigen Demokratisierung des Landes führte. Die Menschenrechtslage, unfreie Wahlen und bewaffnete Konflikte erzeugen immer wieder Spannungen mit Europa und dem Westen. Diese Spannungen könnten sich auch auf andere Bereiche wie den Energiesektor ausweiten. Durch die aktuelle Wirtschaftskrise und dadurch bedingte niedrige Energiepreise und -exporte drohen Russland zudem neue wirtschaftliche Turbulenzen.

#### 7.1.2 Historische Entwicklung der Erdgasversorgung in der Russischen Föderation

Die Nutzung von Erdgas in Russland hat eine sehr lange Geschichte. Bereits im frühen 19. Jh. begann man, Erdgas für die Straßenbeleuchtung zu verwenden. Der Einsatz von Erdgas blieb jedoch vergleichsweise gering und der russische bzw. sowjetische Erdgasverbrauch stieg insgesamt nur langsam an. Da es kaum Fernleitungen gab, erhöhte sich lediglich dort der Verbrauch merklich, wo die entsprechende Rohstoffbasis lokal vorhanden war. Als Geburtsstunde der modernen russischen Gaswirtschaft gilt das Jahr 1946. Damals wurde die

<sup>550</sup> Vgl. Quinn-Judge, Paul: Russia's Brutal Guerrilla War, in: Foreign Policy (Online), 31.08.2009, unter: [http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/08/31/Russias\\_brutal\\_guerrilla\\_war?page=full](http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/08/31/Russias_brutal_guerrilla_war?page=full), 05.09.09.

<sup>551</sup> Vgl. Nichol, Jim: Stability in Russia's Chechnya and Other Regions of the North Caucasus: Recent Developments, Congressional Research Service, Washington 2009, S. 3f, unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/row/RL34613.pdf>, 31.07.09.

<sup>552</sup> Vgl. International Crisis Group: Georgia-Russia: Still Insecure and Dangerous, Europe Briefing Nr. 53, Brüssel 2009, S. 4ff.

erste, 845 km lange Gasfernleitung zwischen Saratov und Moskau gebaut.<sup>553</sup> Unter der Herrschaft von Josef Stalin setzte die UdSSR bis 1953 bei der Energieversorgung des Staates in erster Linie auf Kohle. Bis dahin wurde Erdgas nur in geringen Mengen aus Quellen in Westrussland und in der Ukraine gefördert. Erst unter Chruschtschow begann man einen wirtschaftlichen Modernisierungsplan mit dem Ziel, zu den Vereinigten Staaten aufzuschließen. Dieser Plan sah im Energiebereich v. a. eine stärkere Nutzung von Öl, aber auch von Erdgas, gegenüber Kohle vor. Von 1956 bis 1965 wurde der Aufbau einer Erdgaswirtschaft offiziell Teil der sowjetischen Modernisierungspolitik, so dass ein Großteil der Pipelineinfrastruktur innerhalb der UdSSR, hauptsächlich zwischen Zentralasien, dem Kaukasus und Ukraine, in jener Zeit entstand.<sup>554</sup>

Bereits Mitte des 19. Jh. hatte man in der Sowjetunion erste große Erdgasfelder um Baku, Aserbaidschan, entdeckt. Im Laufe des 20. Jh. kam es zur Entdeckung mehrerer Felder westlich und östlich des Urals. Besonders bedeutsam waren die Entdeckungen der Jahre 1942 und 1967, die als „zweites Baku“ bzw. „drittes Baku“ bekannt wurden. In den 1960er Jahren sind einige der größten Erdgasfelder der Welt in Westsibirien entdeckt worden, hierzu gehören u. a. Tjumen Urengoy, Yamburg und Medvezshe. Außerhalb der Region Westsibirien ist besonders das im Gebiet Wolga-Ural ebenfalls in den 1960er entdeckte Orenburg-Erdgasfeld zu erwähnen, das das größte Erdgasfeld Russlands außerhalb Sibiriens ist. In den 70er und 80er Jahren wurden weitere große Erdgasfunde gemacht, v. a. die Vorkommen auf der Yamal-Halbinsel (auch Jamal) und das offshore gelegene Shtokman-Feld, deren Erschließung heute als besonders wichtig für Europa gilt. Während die Erdgaslager westlich des Urals weit verstreut auseinander lagen und die arktischen Offshore-Ressourcen oder auf der Yamal-Halbinsel nur unter sehr großem Aufwand erschlossen werden konnten, war die Förderung der westsibirischen Erdgasressourcen (ex. Yamal) – abgesehen von der reinen Distanz – unproblematischer.

Um das Erdgas aus Westsibirien zu den westlich gelegenen Verbrauchszentren zu transportieren, wurden eine Reihe von Gasfernleitungen gebaut, die schließlich an das bestehende russische und ukrainische Netz angebunden wurden. Besonders Ukraine profitierte von der bestehenden Infrastruktur, als Ende der 60er und in den 70er begonnen wurde, Erdgas weiter nach Europa zu exportieren. Zu der wichtigsten Transportroute für sowjetisches Erdgas in Richtung Zentral- und Westeuropa entwickelte sich die Strecke, die

---

<sup>553</sup> Vgl. Stern, Jonathan: *The Future of Russian Gas and Gazprom*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2005, S. 1.

<sup>554</sup> Vgl. Victor, Nadejda M. / Victor, David G.: *Bypassing Ukraine*, S. 126ff.

von Westsibirien nach Südwesten führte. Die Pipelines trafen anschließend mit den aus anderen Erdgasfeldern kommenden Leitungen zusammen und transportierten das sowjetische Gas weiter über Ukraine nach Westen. Während die Sowjetunion in den 1970er ihre Erdgasexporte nach Westen kontinuierlich erhöhte, blieb sie interessanterweise in der ersten Zeit weiterhin ein Nettoimporteur von Erdgas aus Iran (seit 1970) und Afghanistan.<sup>555</sup>

#### **Verdichtung 17 (7.1.2)**

Die Gaswirtschaft wurde in der UdSSR staatlich gelenkt und gefördert. Besonders in den 60er Jahren wurde ein Großteil der heute aktiven Erdgasfelder entdeckt und erschlossen. Auch die Erdgasinfrastruktur wurde als ein integriertes, sowjetisches System gebaut, das an bereits vorhandene Infrastruktur im westlichen Russland und in der Ukraine anschloss. Entsprechend wurde das integrierte System durch die Unabhängigkeit der einzelnen ex-sowjetischen Staaten auseinandergesprengt. Zudem warten die für Europa wichtigen Gebiete (z. B. Yamal und Shtokman-Feld) seit den 80er auf die Erschließung.

#### 7.1.3 Die russischen Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration

Wie bereits angesprochen (Kap. 4.6), ist es meistens nicht einfach, eine Aussage über die Höhe von Reserven und Ressourcen zu treffen. Auch in Bezug auf die Höhe der russischen Erdgaslager gibt es unterschiedliche Angaben. Unbestritten ist, dass sich innerhalb des Gebiets der Russischen Föderation umfangreiche Erdgasvorkommen befinden. Die Abweichungen in den Schätzungen sind aber teilweise groß.

Die Unterschiede bezüglich der Reserven und Ressourcen der Russischen Föderation lassen sich u. a. mit der in Russland üblichen Bewertungsmethode begründen, die sich von der weltweit üblichen Methode (SPE International Standards, siehe Kapitel 4.6.1) unterscheidet. Der wichtigste Unterschied zwischen der russischen und der international verwendeten Methode ist, dass die russische keine ökonomischen Faktoren bei der Bewertung der Reserven heranzieht. Im Gegensatz zur SPE-Methode werden die bewiesenen oder vermuteten Erdgasmengen angegeben, die technisch zu fördern sind, unabhängig davon, ob diese auch wirtschaftlich zu fördern sind. Obwohl die SPE und ihr russisches Gegenstück (Engl.: FGU State Commission on Mineral Reserves of Russia, GKZ) vor kurzem ein MoU unterzeichnet haben, um durch Kooperation die Transparenz bei der Bewertung globaler Rohstoffvorkommen zu erhöhen, ist nicht mit einer Änderung der unterschiedlichen Bewertungssysteme zu rechnen.<sup>556</sup>

<sup>555</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 15f.

<sup>556</sup> Vgl. SPE, Russia to align reserves classifications, in: Oil & Gas Journal (Online), 24.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8162474992/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/reserves/2009/11/spe\\_-russia\\_to\\_align/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember252009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8162474992/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/reserves/2009/11/spe_-russia_to_align/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember252009.html), 26.11.09.

Die russische Energiestrategie bis 2030 (ES-2030) spricht von Erdgaslager in einer Höhe von insgesamt ca. 212 Tcm, von denen 48 Tcm den Reservenkategorien A, B und C<sub>1</sub> zugerechnet werden<sup>557</sup> (was in etwa der Einteilung in proven, probable und possible reserves entspricht). Das Ministerium für Natürliche Ressourcen (Engl.: Ministry of Natural Resources) präzisierte noch in 2003 ähnliche Angaben von ca. 223 Tcm Reserven und Ressourcen, die sich sowohl onshore als auch offshore auf russischem Gebiet befänden. Unterschieden wurden vom Ministerium damals Reserven in Höhe von 46,8 Tcm (A, B und C<sub>1</sub>), weitere 14,2 Tcm mögliche Reserven der Kategorie C<sub>2</sub> und weitere Erdgaslagerstätte in Höhe von 162,3 Tcm (Kategorien C<sub>3</sub>, D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub>), von denen man zwar vermutet, dass es sie irgendwo innerhalb des russischen Staatesgebiets geben könnte, die aber noch nicht entdeckt worden sind.<sup>558</sup> Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe geht für Ende 2007 von russischen Reserven und Ressourcen in Höhe von ca. 153,7 Tcm aus (etwa 47,7 Tcm Reserven, 106 Tcm Ressourcen).<sup>559</sup>

Abb. 45: Russische Erdgasfördergebiete sowie wichtige russische Pipelines



Quelle: Petroleum Economist / IEA, in: World Energy Outlook 2009, S. 466.

<sup>557</sup> Vgl. Energiestrategie der Russischen Föderation bis 2030, Распоряжение от 13 ноября 2009 г. N 1715-р, ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ на период до 2030 года, Regierung der Russischen Föderation (Internetportal), S. 39, unter:

<http://www.government.ru/content/governmentactivity/rfgovernmentdecisions/archive/2009/11/13/9d192ddd72884e04998c29d1fc0a5bf5.doc>, 08.12.09.

<sup>558</sup> Vgl. Stern, Jonathan: The Future of Russian Gas and Gazprom, S. 1f.

<sup>559</sup> Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Tabellen, Hannover 2009, S. 45.



Die russischen Erdgaslagerstätten verteilen sich über das ganze Land (siehe Abb. 45). Zu den bedeutendsten Gebieten im Westen Russlands zählen die kaspischen und kaukasischen Fördergebiete mit dem Erdgaslager Astrakhanskoye (2,5 Tcm) sowie die Region Wolga-Ural mit dem wichtigen Erdgasfeld Orenburg (0,7 Tcm)<sup>560</sup>. Weitere Erdgaslagerstätten befinden sich im Norden in dem Gebiet Timan-Petschora oder offshore in der Barentssee, wo sich z. B. das Shtokman-Erdgasfeld (3,8 Tcm<sup>561</sup>) befindet. Bis auf die offshore gelegenen Lagerstätten handelt es sich bei den Erdgasfelder westlich des Ural um relativ alte Fördergebiete. Im Gebiet Timan-Pechora z. B. wurden die ersten Öl- und Gasfelder bereits 1930 entdeckt. Seitdem sind insgesamt mehr als 1,1 Tcm Erdgas entdeckt worden. Das verbleibende Potential der Region allerdings ist gering und wird auf nur noch 0,25 Tcm geschätzt.<sup>562</sup>

Östlich des Urals befinden sich die wichtigsten aktiven Fördergebiete der Russischen Föderation. Die Region Westsibirien, bei der es sich um das weltweit größte Erdöl- und Erdgasrevier handelt<sup>563</sup>, stellt aktuell das Rückgrat der russischen Erdgasproduktion dar und beherbergt rund 90% der russischen Gasreserven. Zu Westsibirien gehören neben den in den 1960er bereits entdeckten Riesenfelder (Kategorie „*Supergiant*“) Yamburg und Urengoy (3,7 Tcm bzw. 5,1 Tcm) ebenfalls die Felder Zapolyarnoye (3,1 Tcm), Yuzhno-Russkoye (0,8 Tcm) und Medvezhye (0,5 Tcm). Auch mehrere Gasfelder auf der Yamal-Halbinsel, wie z. B. Bovanenkovskoye (4,4 Tcm) oder Kharasaveiskoye (1,3 Tcm), gehören zum Gebiet Westsibirien, werden aber oft separat betrachtet.<sup>564</sup> Die Yamal-Halbinsel und die offshore gelegenen Erdgasfelder in der Karasee gelten als die strategisch wichtigsten bezüglich der zukünftige Erdgasproduktion Russlands für die Zeit nach 2010. Während die Erdgasreserven der alten Riesenfelder in Westsibirien schwinden, stehen in und um die Yamal-Halbinsel neben Reserven (nach den russischen Kategorien A, B, C<sub>1</sub> und C<sub>2</sub>) in Höhe von 16 Tcm auch 22 Tcm Ressourcen (russ. Kategorien C<sub>3</sub> und D<sub>3</sub>) zur Verfügung. Dank der relativen Nähe zu der vorhandenen Gastransportinfrastruktur kann das Erdgas nach der Erschließung der Felder vergleichsweise problemlos zu den westlichen Märkten transportiert werden.<sup>565</sup>

---

<sup>560</sup> Daten für die Größe der Erdgasfelder aus: OAO Gazprom: Gazprom in Figures 2003-2007, Moskau 2008, S. 18, unter: [http://www.gazprom.com/documents/Stat\\_Eng\\_2007.pdf](http://www.gazprom.com/documents/Stat_Eng_2007.pdf), 05.03.09.

<sup>561</sup> Vgl. OAO Gazprom: Annual Report 2007, Moskau 2008, S. 6f.

<sup>562</sup> Vgl. US Geological Survey: Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Timan-Pechora Basin Province, Russia, Fact-Sheet 2008-3051, Washington 2008, S. 1, unter: [http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3051/pdf/FS08-3051\\_508.pdf](http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3051/pdf/FS08-3051_508.pdf), 04.03.09.

<sup>563</sup> Vgl. US Geological Survey: Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the West Siberian Basin Province, Russia, Fact-Sheet 2008-3064, Washington 2008, S. 1, unter: [http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3064/pdf/FS08-3064\\_508.pdf](http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3064/pdf/FS08-3064_508.pdf), 04.03.09.

<sup>564</sup> Daten für die Größe der Erdgasfelder aus: OAO Gazprom, Gazprom in Figures 2003-2007, S. 18.

<sup>565</sup> Vgl. OAO Gazprom: Yamal Megaproject, o.O. o.J., S. 2ff, 10, unter: [http://www.gazprom.com/documents/Book\\_MY\\_Eng\\_1.pdf](http://www.gazprom.com/documents/Book_MY_Eng_1.pdf), 04.03.09.

Weitere Erdgaslager von Bedeutung werden in Süd-Turgay (South Turgay) und in der Turgay Vertiefung (Turgay Depression) an der Grenze zu Kasachstan vermutet, allerdings in unbekannter Höhe.<sup>566</sup> Weiter östlich befinden sich die bedeutsamen Erdgasgebiete von Ostsibirien, Lena-Tunguska (wird manchmal nicht als unabhängiges Gebiet differenziert, da es geographisch zu Ostsibirien gehört) und der Ostsibirischen See. Neben den Gasfeldern Soba und Srednebotuoba, ist im Gebiet Lena-Tunguska v. a. das Gasfeld Kovykta zu erwähnen, das in der Nähe des Baikalsees liegt, rund 450 km von Irkutsk entfernt. Die Reserven des 1987 entdeckten Kovykta-Erdgasfeldes sind ebenso wie die Schätzungen zu den Reserven der Gesamten Region kontinuierlich erhöht worden. Heute geht man davon aus, dass allein das Kovykta-Feld rund 2 Tcm Erdgas beherbergt.<sup>567</sup> Was die Region Ostsibirien betrifft (ohne Lena-Tunguska), schätzt man die Reserven und Ressourcen auf bis zu 14,6 Tcm. Weitere 5,6 Tcm werden in der Ostsibirischen See vermutet. Zusätzlich könnte die Barentssee über bis zu 2,7 Tcm verfügen.<sup>568</sup>

Schließlich verfügt Russland noch im Fernen Osten, in der Region Amur und auf der Insel Sachalin bedeutsame Erdgasreserven. Allein auf Sachalin besitzt Russland neben hohen Erdölreserven mindestens 2,3 Tcm Erdgas.<sup>569</sup> Die kombinierten Onshore-Reserven und Ressourcen (in place) Ostsibiriens und des Fernen Ostens werden von Gazprom auf insgesamt 52,4 Tcm geschätzt (Ostsibirien 37,9 Tcm, Ferner Osten 14,5 Tcm).<sup>570</sup>

### **Verdichtung 18 (7.1.3)**

In Russland befinden sich enorme Erdgasvorkommen. Allerdings gibt es große Diskrepanzen zwischen den Angaben aufgrund verschiedener Bewertungsmethoden. Zwar sind sehr große Erdgasfelder überall im Land verteilt, das Potential für große Entdeckungen ist in den westlichen Gebieten jedoch gering. Dagegen wächst das Potential in den weiter östlichen Regionen. Die größten Felder und die höchsten Reserven befinden sich in Westsibirien, sind aber meist ältere Felder. Dies könnte darauf hindeuten, dass sich die Reservenbasis langsam in östlichere Gebiete verschieben könnte.

<sup>566</sup> Vgl. US Geological Survey: Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the West Siberian Basin Province, S. 1.

<sup>567</sup> Vgl. TNK-BP (Internetauftritt): Kovykta Project, unter: <http://www.tnk-bp.com/operations/exploration-production/projects/kovykta/>, 04.03.09.

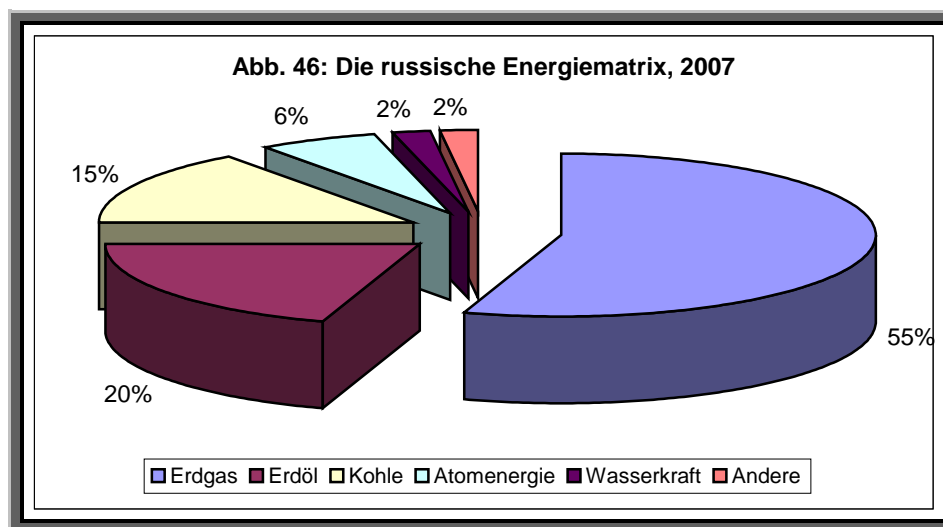
<sup>568</sup> Vgl. OAO Gazprom: Japan-Russia Energy and Environment Dialogue in Niigata. The beginning of the Eastern Gas Program realization, 17-18 November 2008, Präsentation von A. M. Mastepanov, Niigata 2008, S. 2, unter: <http://www.erina.or.jp/en/Research/dlp/2008/pdf/J-R/S2-2%20MASTEPANOV.pdf>, 04.03.09.

<sup>569</sup> Vgl. EIA: Sakhalin Island. Country Analysis Briefs, o.O. 2008, S. 1, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Sakhalin/pdf.pdf>, 04.03.09.

<sup>570</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Questions and Answers, Year 2008 Highlights, o.O. 2009, S. 11, unter: [http://eng.gazpromquestions.ru/fileadmin/files/2008/gazprom\\_QA\\_2009\\_eng.pdf](http://eng.gazpromquestions.ru/fileadmin/files/2008/gazprom_QA_2009_eng.pdf), 04.12.09.

#### 7.1.4 Erdgas in Russland: Produktion, Verbrauch, Export und Investitionsbedarf

Erdgas wird in Russland schon seit vielen Jahren als Energiequelle genutzt. Bis in die 1970er Jahre wurde Erdgas überwiegend zum Heizen in privaten Haushalten eingesetzt. Heute wird gut 59% des Erdgases in Russland zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet (Strom, CHP-Plants, Heat). Im gesamten Endverbrauch (final consumption) stellen die privaten Haushalte mit 30% immer noch den größten Anteil, doch werden 20,5% des Erdgases für den Industrie- und 26,6% für den Transportsektor benötigt.<sup>571</sup> Erdgas ist zudem mit weitem Abstand der wichtigste Energieträger in der Russischen Föderation. So stellte Erdgas im Jahr 2007 einen Anteil von 55% in der russischen Energiematrix. Weit abgeschlagen an zweiter und dritter Stelle folgten Öl (20%) und Kohle (15%).<sup>572</sup> Es verwundert also wenig, dass der russische Erdgasmarkt einer der größten weltweit ist.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: IEA.

##### 7.1.4.1 Die russische Erdgasproduktion

Kein Staat hat im Jahr 2008 so viel Erdgas gefördert wie Russland. Obwohl sie gegenüber dem Vorjahr leicht zurück ging, erreichte die russische Gasförderung in dem Jahr laut BP 601,7 Bcm.<sup>573</sup> Zu beachten ist, dass bei Angaben zum Volumen von Erdgas in Russland (und in der GUS insgesamt) anders gemessen wird als in den meisten erdgasfördernden Staaten, nämlich bei 20°C anstatt bei 15°C. Dadurch fallen Angaben, z. B. über das Fördervolumen, ca. 7% höher aus. So gibt die IEA, die bei ihren Veröffentlichungen die in Russland verwendeten Werte angibt, eine Erdgasproduktion von gut 657 Bcm für 2008 an.<sup>574</sup>

<sup>571</sup> Vgl. IEA: Energy Statistics of Non-OECD Countries, Paris 2009, S. II.366.

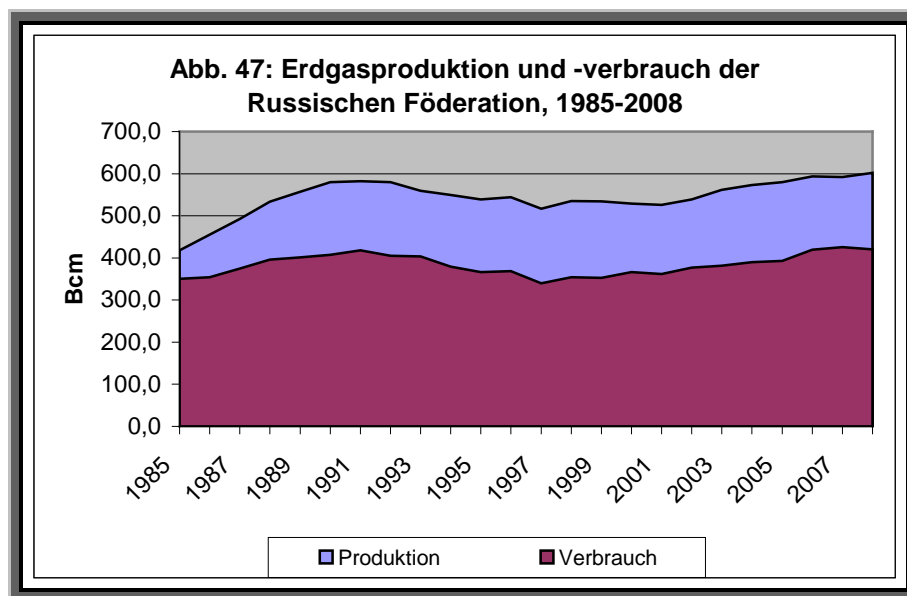
<sup>572</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 642.

<sup>573</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24.

<sup>574</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Information 2009, Paris 2009, S. II.5.

Nach Jahren des Produktionsanstiegs während der UdSSR sackte die russische Erdgasförderung in den 1990er Jahren ab und erreichte 1997 einen vorläufigen Tiefstand. Seitdem steigt die Produktion erneut an. Sie befindet sich heute ungefähr auf dem Stand von 1991 und damit 14% höher als zum Tiefpunkt 1997.<sup>575</sup> Die Produktionserhöhungen der letzten Jahre sind fast vollständig auf sogenannte „unabhängige Erdgasunternehmen“ (siehe Kapitel 7.1.6.2) zurückzuführen, da die Produktion des wichtigsten Erdgasförderers Gazprom seit Jahren auf ähnlichem Niveau verharrt.

Laut Medienberichten ist die russische Gasförderung im Krisenjahr 2009 drastisch um 12,4% auf 582,4 Bcm gesunken, womit Russland wahrscheinlich als größter Gasproduzent der Welt von den USA überholt wurde. Die in den Medien veröffentlichten ersten Zahlen des russischen Energieministeriums deuten darauf hin, dass die Gasproduktion Gazproms noch härter getroffen wurde. Diese soll sogar um mehr als 16% gesunken sein.<sup>576</sup>



Es erscheint in diesem Zusammenhang unverständlich, dass in der Russischen Föderation bis 25% des Erdgases, das als Nebenprodukt der Ölförderung entsteht, abgepackelt wird. Obwohl es keine verlässlichen Daten gibt, schätzt man, dass in Russland bis zu 70 Bcm dieses sogenannten Begleitgases (Engl.: associated gas oder associated petroleum gas) pro Jahr gefördert werden, was 17,5 – 20 Bcm an abgepackeltem Erdgas jährlich bedeuten würde. Um das Erdgasaufkommen zu erhöhen, hat die russische Regierung bereits des Öfteren Maßnahmen angekündigt, die zu einer Eingrenzung dieser Praxis führen sollen, konkrete

<sup>575</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy, Workbook 2009.

<sup>576</sup> Vgl. Bidder, Benjamin: USA entthronen Erdgaskönig Russland, Spiegel Online, 23.01.2010, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,671747,00.html#ref=nldt>, 26.01.10.

Schritte aber immer wieder verschoben. Im November 2009 setzte sich die russische Regierung das Ziel, bis 2012 das Abfackeln von Begleitgas auf 5% der Produktion zu begrenzen.<sup>577</sup>

Die wichtigste Erdgasförderregion Russlands ist Westsibirien, bzw. der Autonome Kreis Yamal-Nenzen, wo sich nicht nur gut 90% der Reserven befinden, sondern auch 95% des Erdgases produziert wird. Viele aktiv produzierenden Erdgasfelder in dieser Region sind bereits in den 60er entdeckt und im Laufe der 70er und 80er Jahren erschlossen worden (Medvezhe, 1971; Urengoy, 1977; Yamburg, 1985). Entsprechend haben einige der wichtigsten Felder ihren Förderzenit bereits überschritten, so dass Russland auf die Erschließung neuer Felder, besonders auf der Yamal-Halbinsel und in der Barentssee, angewiesen ist. Auch in Fördergebieten westlich des Urals (am Kaspischen Meer und in der Region Wolga-Ural) wird in den wichtigsten Felder seit mehr als zwei Jahrzehnten Erdgas gefördert (Astrakhanskoye, 1987; Orenburg, 1970), so dass die Erdgasproduktion hier ebenfalls kontinuierlich nachlassen wird und durch neue Förderung ersetzt werden muss.<sup>578</sup>

Die Förderung im Erdgasfeld Astrakhanskoye allerdings könnte theoretisch von 12 Bcm im Jahr auf bis zu 60 Bcm gesteigert werden, da sie momentan aus Gründen des Umweltschutzes und den damit verbundenen hohen Förderkosten (technologischer Aufwand) niedrig gehalten wird.<sup>579</sup> Von hoher zukünftiger Bedeutung für die russische Erdgasförderung werden ebenfalls Gebiete in Ostsibirien und im Fernen Osten sein, allen voran Erdgas aus dem Kovykta-Feld und aus Sachalin.

Bezüglich des zukünftigen Produktionspotentials Russlands gibt es verschiedene Prognosen, die sich zum größten Teil dadurch unterscheiden, dass sie ihren Berechnungen unterschiedliche Erdgasreserven zugrunde legen. Je nach der Russland unterstellten Rohstoffbasis variiert der Zeitpunkt, an dem das Fördermaximum erreicht wird, zwischen 2015 (Laherrere, 45 Tcm<sup>580</sup>) und 2030 (Grizenko, 100 Tcm). Der größte Unterschied zwischen beiden Szenarien sind weniger die 15 Jahre Unterschied zwischen dem Erreichen des Förderzenits, sondern vielmehr der anschließende Rückgang der Förderung. Während im pessimistischeren Szenario die Förderkurve sehr stark abfällt, flacht die Kurve bei der Annahme einer höheren Rohstoffbasis über einen längeren Zeitraum langsam ab. Da neuere

---

<sup>577</sup> Vgl. EIA: Russia. Country Analysis Briefs, o.O. 2008, S. 10; ebenfalls vgl. Russia takes steps to reduce gas flaring, EurActiv, 17.11.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy-efficiency/russia-takes-steps-reduce-gas-flaring/article-187377>, 17.11.09.

<sup>578</sup> Vgl. Stern, Jonathan: The Future of Russian Gas and Gazprom, S. 7.

<sup>579</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Figures 2004-2008 Factbook, Moskau 2009, S. 31.

<sup>580</sup> Laherrere nimmt als Basis ca. 64 Tcm, hält jedoch einen Abschlag von 30% für gerechtfertigt. Vgl. Laherrere, Jean: Uncertainty of oil & gas supply and demand?, Vortrag in Potsdam 18-19 Januar 2007, S. 19, unter: <http://www.hubberrere.com/laheerere/GPPI200701.pdf>, 07.03.09.

Schätzungen, wie die von der BGR, von einer noch höheren Rohstoffbasis ausgehen als die oben erwähnten Szenarien, tendiert man eher zu den optimistischeren Annahmen.<sup>581</sup> Unabhängig von diesem Faktor wird der Umfang der Erdgasproduktion Russlands in den kommenden Jahren maßgeblich von dem Tempo der Erschließung neuer Erdgasfelder abhängen und weniger von dem Produktionspotential.

Die Erschließung neuer Gasvorkommen (Yamal/Shtokman) aber benötigt Investitionen in Milliardenhöhe. Allein für die Erschließung der Erdgasfelder auf Yamal geht man in neuen Schätzungen von einem Investitionsvolumen von 60 Mrd. € bis 2020 aus.<sup>582</sup> Die neue Energiestrategie der Russischen Föderation für den Zeitraum bis 2030 (ES-2030) spricht sogar von einem benötigten Investitionsvolumen in Höhe von 166-198 Mrd. US\$ in den kommenden 25 Jahren.<sup>583</sup>

Gazprom hatte bereits mit den ersten Vorkehrungen zur Erschließung des größten Erdgasfeldes auf der Yamal-Halbinsel, Bovanenkovskoye, begonnen. Ebenfalls waren die Bauarbeiten zur Bovanenkovo-Ukhta-Pipeline eingeleitet, die das Feld mit dem russischen Pipelinennetz verbinden sollte.<sup>584</sup> Der ursprüngliche Plan sah vor, 2011 das erste Gas auf der Yamal-Halbinsel zu fördern. Danach sollte die Förderung parallel zur Erschließung weiterer Felder voranschreiten und nach 7,9 Bcm im Jahr 2011 schrittweise 125-175 Bcm bis 2020 erreichen. Mit der Erschließung der ersten Offshore-Felder in 2025 sollte die Produktion in den Jahren bis 2030 sogar auf 310-360 Bcm steigen.<sup>585</sup> Dieser Zeitplan wurde bereits bei der Bekanntgabe als sehr ambitioniert betrachtet – einige Experten hielten ihn, nicht zuletzt aufgrund der schweren Umweltbedingungen und des hohen Investitionsbedarfs, für viel zu optimistisch. Sie rechneten mit einer Erschließung der ersten Erdgasfelder auf der Yamal-Halbinsel nicht vor dem Jahr 2015.<sup>586</sup>

Bereits zu Beginn des Jahres 2009 wurde befürchtet, Gazprom müsste aufgrund der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise, dem damit verbundenen niedrigen Gasbedarf und den niedrigen Gaspreisen Investitionskürzungen von 24% bis 26% gegenüber dem Vorjahr hinnehmen, die zu Verzögerungen bei der Erschließung neuer Felder führen würden. Angesichts der Tatsache, dass die Investitionen auf der Yamal-Halbinsel rund ein Viertel der

---

<sup>581</sup> Vgl. Götz, Roland: Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit, SWP-Studie 21, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin 2007, S. 13.

<sup>582</sup> Vgl. StatoilHydro joins punter line for Yamal, Upstream Online, 05.02.2009, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article171346.ece>, 06.03.2009.

<sup>583</sup> Vgl. Energiestrategie der Russischen Föderation bis 2030.

<sup>584</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom launches Yamal megaproject, News Release, 3.12.2008, unter: <http://www.gazprom.com/eng/news/2008/12/32740.shtml>, 06.03.09.

<sup>585</sup> Vgl. OAO Gazprom: Yamal Megaproject, S. 2.

<sup>586</sup> Vgl. Noël, Pierre: Beyond Dependence, S. 5.

Gesamtinvestitionen Gazproms ausmachen, war nicht anzunehmen, dass das Projekt von den Kürzungen unberührt bleiben würde.<sup>587</sup> Im Lauf des Jahres 2009 haben sich die Befürchtungen teils bestätigt, als Gazprom Kürzungen von vorerst 16% gegenüber dem ursprünglichen Investitionsplan bekannt gab, wobei weitere Kürzungen aber möglich wären. Betroffen ist u. a. das Bovanenkovskoye-Feld, dessen Erschließung vorerst angehalten und auf Ende 2012 verschoben wurde.<sup>588</sup>

Die 2009 vorgestellte ES-2030 geht bezüglich der Erdgasproduktion auf der Yamal-Halbinsel zudem nur noch von einer Produktion in Höhe von maximal 220 Bcm p. a. in 2030 aus. Gazprom sieht sich aufgrund der weltweiten Krise außerdem gezwungen, die Investitionen im Shtokman-Feld zu reduzieren, was eine spätere Erschließung des Feldes bedeuten könnte. Wenn sich die Erschließung des Shtokman-Feldes tatsächlich verzögern sollte, könnte dies auch Auswirkungen auf die Nord Stream-Pipeline haben, die zu einem großen Teil mit Gas aus Shtokman gefüllt werden soll. Die Investitionen in die Nord Stream-Pipeline selbst jedoch sind nicht gekürzt, sondern sogar um gut 10% angehoben worden.<sup>589</sup>

Projektverzögerungen und Investitionskürzungen könnten die Diskussion über die Entstehung eines möglichen russischen Gasdefizits erneut anheizen, über das in der Vergangenheit öfter kontrovers diskutiert worden ist. Immer wieder ist befürchtet worden, Russland könnte den heimischen Konsum und die russischen Exportverpflichtungen nicht gleichzeitig voll bedienen, sollte es nicht gelingen, rechtzeitig die zurückgehende Förderung der reiferen Erdgasfelder durch neu erschlossene Felder auszugleichen.

#### 7.1.4.2 Der russische Erdgasverbrauch

Wie gesehen, dominiert Erdgas die russische Energiematrix. Es verwundert also kaum, dass der größte Teil der russischen Erdgasförderung zur Deckung des eigenen Inlandsbedarfs verwendet wird. Im Jahr 2008 betrug der russische Erdgaskonsum 420,2 Bcm.<sup>590</sup> Wie die Produktion, war der russische Erdgasverbrauch in den 1990er Jahren zurückgegangen, hat sich aber in den letzten Jahren wieder erholt. Dabei ist der russische Erdgasverbrauch sogar

---

<sup>587</sup> Vgl. Gazprom may slash capital spending, Upstream Online, 25.02.2009, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article172826.ece>, 06.03.2009.

<sup>588</sup> Vgl. Miller, Alexey: Statement by the Chairman of the Management Committee of OAO Gazprom at the annual General Shareholders Meeting in Moscow, 26.06.2009, unter: <http://www.gazprom.com/press/miller/speeches/26.06.09/>, 03.08.09.

<sup>589</sup> Vgl. Blagov, Sergei: Gazprom's Investment Strategy Runs out of Steam, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 143, 27.07.2009, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35319&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=0f6498a0de](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35319&tx_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=0f6498a0de); und vgl. Gazprom überlegt Einfrieren des Stockmann-Projekts, Russland-Aktuell, 22.07.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1970.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1970.html), beide 03.08.09.

<sup>590</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 27.

mit über 1,95% p. a. (1997-2008) deutlich schneller angestiegen als die Produktion (1,39% p. a.).<sup>591</sup> Zum einen hat dies mit der wirtschaftlichen Erholung nach den turbulenten 90er Jahren zu tun, zum anderen jedoch auch mit einer Politik, die Energieverschwendung geradezu fördert. Neben künstlich niedrigen Erdgaspreisen, die ungefähr bei einem Zehntel der europäischen liegen, werden besonders private Haushalte nicht zum Energiesparen motiviert. Oft wird diesen sogar, aus Mangel an Gaszählern, nicht der tatsächliche Verbrauch in Rechnung gestellt, sondern lediglich eine Pauschale (die sich nach Wohnfläche und Personen im Haushalt richtet).

Russland hat dieses Problem zum Teil erkannt und hat seit einigen Jahren die heimischen Gaspreise schrittweise erhöht, was seit 2007 zu einer Drosselung des Konsumwachstums geführt hat.<sup>592</sup> Für Industriekunden ist sogar eine Liberalisierung der Erdgaspreise ab 2011 geplant. Nicht vom Staat reguliert werden lediglich die Gaspreise der unabhängigen Produzenten. Da sie jedoch über kein eigenes Pipelinenetz verfügen, sehen sie sich gezwungen, ihr Erdgas bis zu 20% günstiger anzubieten, um überhaupt Zugang zu den Gazprom-Pipelines und damit zu den Märkten zu bekommen.<sup>593</sup>

Ursprünglich sollten die Gaspreise 2009 bei Gazprom um 19,5% bis 25% steigen (für die Industrie bzw. für private Haushalte). Zur gleichen Zeit sollten die Transportgebühren um 19,5% erhöht werden, die unabhängige Gasunternehmen für die Nutzung der Pipelines an Gazprom zahlen müssen.<sup>594</sup> Auch für die Jahre 2010 und 2011 waren weitere Preiserhöhungen von 30% bzw. 40% vorgesehen<sup>595</sup>, doch wurden die Erhöhungen wegen der Wirtschaftskrise angepasst. So dürften die Preise 2009 insgesamt höchstens 15,9% gestiegen sein. In 2010 sollen sich die Erhöhungen pro Halbjahr auf jeweils maximal 13% beschränken. Ab 2011 dürfen die Preise aber weiterhin bis 40% steigen.<sup>596</sup>

Es gilt an dieser Stelle zu betonen, dass es bei den Preiserhöhungen für die russischen Inlandspreise nicht um eine Angleichung dieser an die in der EU gezahlten Preise geht, sondern um die Übernahme der in Europa üblichen Preisformel. Hierdurch würde sich der

---

<sup>591</sup> Vgl. Ders., BP Statistical Review of World Energy, Workbook 2009.

<sup>592</sup> Vgl. Noël, Pierre: Beyond Dependence, S. 5.

<sup>593</sup> Vgl. Pleines, Heiko: Mehr Staat und mehr Markt? Die Quadratur des Kreises in der russischen Öl- und Gasindustrie, in: Russland-Analysen Nr. 170, Bremen 2008, S. 14, unter: <http://www.laenderanalysen.de/russland/pdf/Russlandanalysen170.pdf>, 06.03.09.

<sup>594</sup> Vgl. FTS Approves Higher Gas Prices, in: NERA Global Energy Regulation, Issue 114, o.O. 2008, S. 7, unter: [http://www.nera.com/NewsletterIssue/NL\\_GERN\\_EN217\\_Issue114-Final.pdf](http://www.nera.com/NewsletterIssue/NL_GERN_EN217_Issue114-Final.pdf), 16.01.09

<sup>595</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Questions and Answers 2007, o.O. 2008, S. 40, unter: [http://eng.gazpromquestions.ru/fileadmin/template/docs/ALL\\_Eng\\_72.pdf](http://eng.gazpromquestions.ru/fileadmin/template/docs/ALL_Eng_72.pdf), 16.03.09.

<sup>596</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Questions and Answers, Year 2008 Highlights, S. 45.



russische Erdgaspreis an den Preisen für alternative Brennstoffe richten, bliebe aber immer noch deutlich günstiger als in der EU.<sup>597</sup>

Seit 2002 existiert in Russland neben dem regulierten Erdgaspreis im Inland ein wachsender nicht-regulierter Markt, an dem sich seit 2006 zunehmend auch Gazprom beteiligen darf. Über das elektronische Handelssystem „*Mezhregiongaz*“, das von dem gleichnamigen Unternehmen betrieben wird (und eine 100%ige Tochtergesellschaft Gazproms ist), werden zurzeit noch geringe Mengen Erdgas für das russische Inland gehandelt. Im Jahr 2008 betrug die Menge an gehandeltem Erdgas 15 Bcm, wobei Gazprom 7,5 Bcm stellte. Interessant ist der Gashandel über die elektronische Plattform, weil die erzielten Preise durchschnittlich 37% über den staatlich regulierten liegen.<sup>598</sup>

Dagegen wird die von der russischen Regierung bisher betriebene und von Gazprom unterstützte „Gasifizierung“ Russlands den Erdgasverbrauch deutlich ansteigen lassen. Ziel ist es, besonders ländliche Gebiete an das heimische Pipelinenetz anzuschließen, um die Wirtschaft dieser Regionen zu stärken, die Energieversorgung sicherer zu machen und den Lebensstandard zu heben. Schwerpunkt der Bemühungen sind momentan Gebiete im Fernen Osten Russlands, v. a. Projekte in Yakutien und Sachalin. Die Anzahl privater Haushalte mit Zugang zu Erdgas ist im Rahmen dieser Initiative – allein im Zeitraum 2005 bis 2007 – insgesamt um 15% erhöht worden, wodurch zusätzliche 13 Millionen Bürger Zugang zu Erdgas erhielten. In 2008 investierte Gazprom 24,18 Mrd. Rubel (ca. 725 Mio. €) in das Gasifizierungsprogramm, das 64 russische Regionen umfasst. Sechs dieser russischen Regionen nahmen 2008 zum ersten Mal an dem Programm teil. Momentan beträgt der „Gasifizierungsgrad“ der Russischen Föderation 62%, 67% in urbanen und 44% in ländlichen Gebieten. In 2004 betrug der Wert landesweit nur 41%.<sup>599</sup>

Sollte diese Politik in den kommenden Jahren weiter betrieben werden, ist mit einer erheblichen Erhöhung des russischen Erdgasverbrauchs zu rechnen. Bis 2030 könnte sich dann der Verbrauch im Extremfall sogar auf bis zu 558 Bcm im Jahr erhöhen, wobei sich der

---

<sup>597</sup> Vgl. Götz, Roland: Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit, S. 18.

<sup>598</sup> Vgl. Smith, Adam: Electronic Gas Trading in Russia – Next Steps Towards Deregulation?, White&Case LLC, Moskau 2008, unter: <http://www.whitecase.ru/articles/gastrading2008.pdf>, 17.03.09 und vgl. Gazprom's Not the Only Player in Russian Fields, in: Oil & Gas Eurasia, Nr. 8, August 2008, unter: <http://www.oilandgaseurasia.com/articles/p/80/article/684/>, 17.03.09.

<sup>599</sup> Vgl. OAO Gazprom: Annual Report 2008, S. 5; vgl. Ders., Gazprom in Questions and Answers, Year 2008 Highlights, S. 43ff; ebenfalls vgl. Ders., Distribution / Russia, unter: <http://www.gazprom.com/eng/articles/article26343.shtml>, 07.03.09.

Anstieg nach 2010 durch die von Russland betriebenen Preiserhöhungen und der sukzessiven Substitution von Gas durch Kohle abschwächen könnte.<sup>600</sup>

Ein weiterer Faktor, der nur selten angesprochen wird, ist der Verbrauch, der durch den Transport von Erdgas entsteht. Der Druck in den Pipelines wird durch eine Reihe von Kompressoren entlang der Route erzeugt. Diese Kompressoren benötigen sogenanntes „technisches Gas“, durch das sie angetrieben werden. In westlichen Staaten stellt dieser Verbrauch einen dermaßen geringen Anteil, dass er nur sehr selten überhaupt erwähnt wird. Das zum größten Teil aus sowjetischer Zeit stammende Pipelinennetz der Russischen Föderation (und der GUS insgesamt) aber verbraucht relativ große Mengen an diesem „technischen Gas“. Zum Thema wurde dieses für die Kompressoren benötigte Erdgas bei der letzten russisch-ukrainischen Gaskrise im Januar 2009, als Ukraine bis zu 21 Mio. Kubikmeter pro Tag von Gazprom verlangte, um die Pipelines am Laufen zu halten.<sup>601</sup> Dies bedeutete allein für das ukrainische Pipelinennetz bis zu 7,7 Bcm jährlich nur für den Erdgastransport und entspricht in etwa der Erdgasmenge, die Gazprom insgesamt 2008 an Polen geliefert hat. Bezüglich des für den Betrieb ehemaliger sowjetischer Pipelines benötigte Gas gehen Schätzungen von 8%-15% des transportierten Erdgases aus. In 2007 betrug laut IEA der Anteil von „technischem Gas“ zum Pipelinetransport 9,4% (1.597.000 TJ) des russischen Erdgasbedarfs<sup>602</sup>.

#### 7.1.4.3 Die russischen Erdgasexporte und wichtige Exportinfrastrukturprojekte

Trotz des erheblichen Eigenverbrauchs ist die Russische Föderation der größte Erdgasexporteur der Welt. Die Exporte, die in der Hand des staatlichen Monopolisten Gazprom liegen, gehen traditionell zum überwiegenden Teil in verschiedene Länder der EU und in die westlichen Mitglieder der GUS. Wichtigste europäische Märkte (siehe Kapitel 6.2.1) waren für Gazprom in 2008 Deutschland (38 Bcm) und Italien (22,4 Bcm). Die Türkei, die wie Europa in Russland zum Fernen Ausland (Far Abroad) zählt, befand sich mit insgesamt 23,8 Bcm ebenfalls unter den wichtigsten Märkten. In der GUS bzw. dem sogenannten Nahen Ausland liegt die Ukraine, mit insgesamt 56,2 Bcm in 2008, bei weitem an erster Stelle (über 58%). Insgesamt verkaufte Gazprom 184,4 Bcm in das Ferne Ausland

---

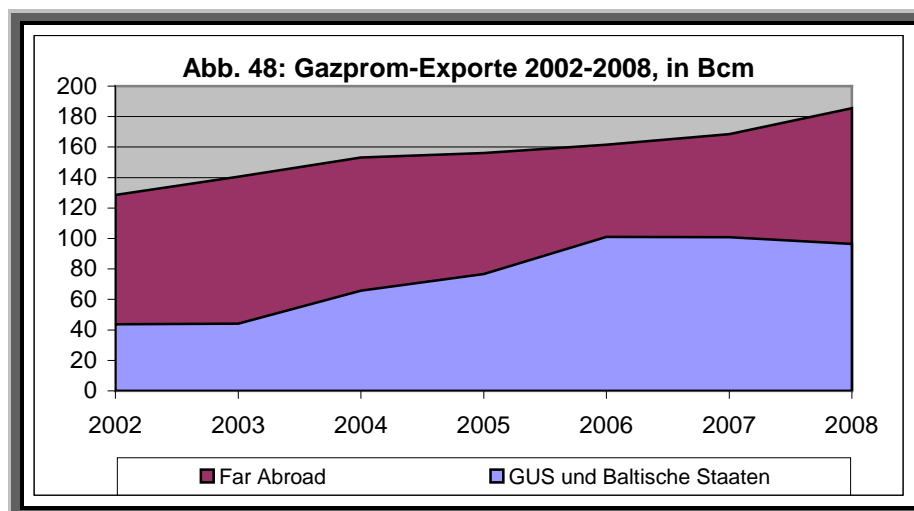
<sup>600</sup> Vgl. Götz, Roland: Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit, S. 18; Folgt man der russischen Energiestrategie ES-2030, könnte der Erdgasbedarf bis 2030 sogar auf 558-596 Bcm steigen. Den Werten sind bereits 7% abgezogen worden, um sie mit den Werten von BP vergleichen zu können.

<sup>601</sup> Vgl. Russia accuses Ukraine of stealing gas, Upstream Online, 02.02.2009, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article168955.ece>, 09.03.09.

<sup>602</sup> Vgl. IEA: Energy Statistics of non-OECD Countries, S. II.366.

und 96,5 Bcm in das Nahe Ausland<sup>603</sup>, was seit 2002 einen Anstieg der Exporte von 6,2% p. a. bzw. 14,6% p. a. entspricht.<sup>604</sup>

Hierbei zu beachten ist, dass es sich bei dem durch Gazprom verkauften Erdgas nicht unbedingt um russisches Erdgas handelt. Denn obwohl Russland selbstverständlich Nettogasexporteur ist, importiert Moskau jährlich große Mengen Erdgas (in 2007 waren es 67,5 Bcm). Der Ursprung dieser Importe ist zum überwiegenden Teil Zentralasien, v. a. Turkmenistan, aber ebenfalls Usbekistan und Kasachstan (in 2007 ca. 56 Bcm<sup>605</sup>). Das meiste Erdgas, das in Zentralasien aufgekauft wird, ist für den Re-Export in die westlichen GUS-Staaten Ukraine, Belarus und Moldau bestimmt. Zusätzlich zu diesen Importen war Gazprom ebenfalls in liberalisierten Märkten wie dem VK tätig. Bei den hier verkauften Erdgasvolumina handelte es sich zum größten Teil um auf den kontinentalen Erdgasmärkten aufgekauftes Gas aus Norwegen und Dänemark und um Zukäufe im Spotmarkt.<sup>606</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Gazprom.

Die Exporte russischen Erdgases betragen laut Russischer Zentralbank in 2008 insgesamt 195,4 Bcm. Davon gingen 81% oder 158,4 Bcm ins Far Abroad, meist an Mitglieder der EU, und 19% bzw. 37 Bcm an GUS-Staaten.<sup>607</sup>

<sup>603</sup> Vgl. OAO Gazprom: Annual Report 2008, S. 47ff.

<sup>604</sup> Vgl. Ders., Gazprom in Figures 2002-2006, Moskau 2007, S. 52; und vgl. Ders., Gazprom in Figures 2004-2008, S. 46.

<sup>605</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Russia surging farther ahead in race for central asian gas, Eurasia Daily Monitor, Vol. 4, Issue 96, 16.05.2007, unter:

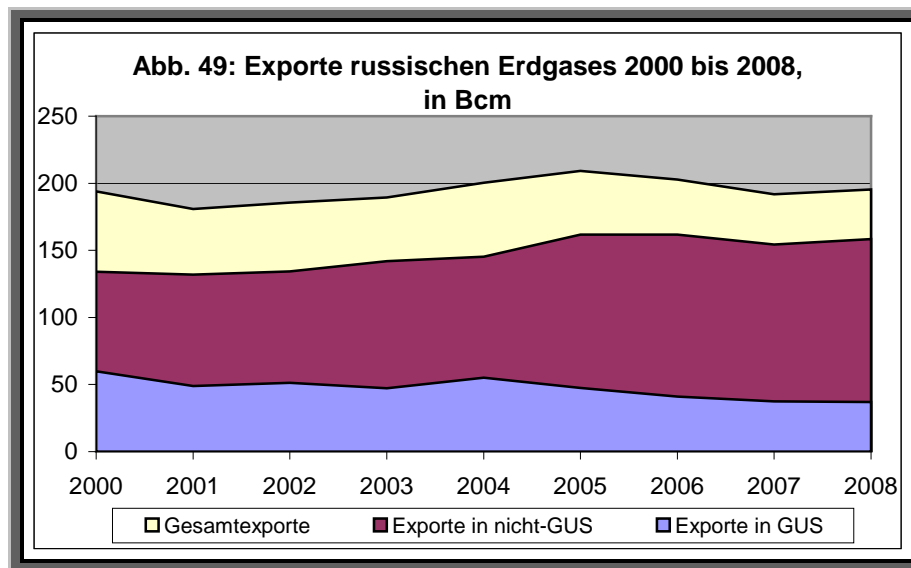
[http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=32747](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32747), 16.03.09.

<sup>606</sup> Vgl. OOO Gazprom Export: Report 2008, Moskau 2009, S. 37, unter:

[http://www.gazpromexport.com/pdf/GazPromExport\\_english.pdf](http://www.gazpromexport.com/pdf/GazPromExport_english.pdf), 08.03.09.

<sup>607</sup> Bei den Zahlen ist zu bedenken, dass wahrscheinlich 7% aufgrund der Messunterschiede in Russland abgezogen werden müssen. Nach Abzug der 7% betragen die russischen Gesamtexporte dann rund 182 Bcm, von denen 34,4 Bcm ins Near- und 147 Bcm ins Far-Abroad exportiert wurden. Vgl. The Central Bank of the Russian Federation: Russian Federation: Natural Gas Exports, 2000-09, unter:

[http://www.cbr.ru/eng/statistics/credit\\_statistics/print.asp?file=gas\\_e.htm](http://www.cbr.ru/eng/statistics/credit_statistics/print.asp?file=gas_e.htm), 04.12.09.



Aufgrund der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise hat sich 2009 die Nachfrage nach Erdgas in den für Russland wichtigsten Märkten stark rückläufig entwickelt. Gleichzeitig sind die Gaspreise stark gesunken (auf den Spotmärkten aufgrund der geringeren Nachfrage, bei den langfristigen Verträgen aufgrund des Preisrückgangs bei Rohöl und Ölprodukten), so dass Gazprom für 2009 mit einem Umsatzeinbruch von knapp 40% rechnet. Die Gazprom-Exporte nach Europa werden voraussichtlich auf ca. 142 Bcm in 2009 fallen.<sup>608</sup>

Insgesamt flossen bis Januar 2009 sämtliche russische Gazprom-Exporte per Pipeline<sup>609</sup> in Richtung Westen (EU, GUS, Türkei). Die hohe Bedeutung der EU (knapp 60%) liegt v. a. an dem bereits seit sowjetischer Zeit auf diese Region ausgerichteten Pipelineexportnetz. Zudem kann Russland im europäischen Markt deutlich höhere Preise für Erdgas erzielen, die Ende 2008 über 400 US\$ pro 1000 Kubikmeter (Mcm) erreichten. Die wichtigsten russischen Infrastrukturprojekte für den europäischen Markt sind die Nord Stream- und South Stream-Pipelines, die in Zukunft kombiniert bis zu 118 Bcm jährlich zusätzlich nach Europa transportieren könnten (voll ausgebaut: Nord Stream 55 Bcm, South Stream bis 63 Bcm p. a., mehr als 2008 durch die ukrainische Transportroute geflossen ist<sup>610</sup>).

Da bereits sowohl auf die nach Westen gerichtete russische Pipelineinfrastruktur als auch auf neue Pipelineprojekte nach Europa eingegangen worden ist (Kapitel 6.2.1.), wird an dieser

<sup>608</sup> Vgl. Gazprom forecasts 40% drop in sales to Europe, EurActiv, 25.06.2009, unter:

<http://www.euractiv.com/en/energy/gazprom-forecasts-40-drop-sales-europe/article-183498>, 26.06.09.

<sup>609</sup> Obwohl russisches Erdgas nur über Pipeline exportiert wurde, gibt es seit 2005 von Gazprom getätigte LNG Geschäfte in geringem Umfang. Gazprom Marketing and Trading hat LNG Geschäfte in USA, VK, Südkorea, Japan, Indien und Mexiko getätigt. Zwischen 2005 und Ende 2008 betrug die LNG Lieferungen (kumuliert) bescheidene 1,2 Millionen Tonnen (ca. 1,7 Bcm). Vgl. OAO Gazprom: Gazprom Annual Report 2008, S. 50.

<sup>610</sup> Vgl. Putin und Berlusconi unterzeichnen Abkommen über South Stream Pipeline, EurActiv, 18.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/putin-berlusconi-unterzeichnen-abkommen-south-stream-pipeline/article-182443>, 19.05.09.

Stelle nur auf Projekte in anderen Regionen eingegangen. Eines dieser Projekte ist die bereits kurz angesprochene Blue Stream II-Pipeline. Bei diesem Projekt standen zwei Möglichkeiten zur Debatte: unter dem Schwarzen Meer über die Türkei nach Europa oder über die Türkei weiter nach Süden (Samsun-Ceyhan-Ashkelon-Pipeline).<sup>611</sup> Momentan scheint sich letztere Option durchzusetzen, da Moskau für den europäischen Markt South Stream zu bevorzugen scheint und Staaten entlang der südlichen Trasse, allen voran die israelische Regierung unter Netanjahu, starkes Interesse an dem Projekt gezeigt haben.<sup>612</sup>

Mit der voranschreitenden Erschließung neuer Erdgasfelder in Ostsibirien und dem Fernen Osten setzen nun auch Exporte in neue Märkte ein, wodurch sich die Anteile westlicher Märkte verringern werden. Russland und Gazprom erhoffen sich durch den Eintritt in asiatische Märkte den Aufbau eines zweiten neuen Exportkorridors neben dem europäischen Korridor.<sup>613</sup> Von besonderer Bedeutung werden die Märkte in China und Japan sein, aber auch in Indien, Südkorea und den USA. Die Erschließung dieser für Russland neuen Märkte wird zu einem großen Teil von der Erdgasförderung auf Sachalin und aus dem Kovykta-Feld abhängen.

Die Bedeutung dieser Lager spiegelt sich in dem Streben der russischen Regierung und Gazproms wider, die Kontrolle (oder zumindest mehr Einfluss) über solche Projekte zu übernehmen. Beispielsweise wurde von russischer Seite über Jahre versucht, die Rechte über das Kovykta-Feld von TNK-BP zu übernehmen. Nach monatelangen Auseinandersetzungen (u. a. ständigen Steuerprüfungen aufgrund von Vorwürfen der Steuerhinterziehung, Anschuldigungen der Betriebsspionage, Ausweisung der britischen TNK-BP Führung aus Russland aufgrund angeblicher Visumsverstöße) zwischen den Eigentümern BP und einer Gruppe russischer Oligarchen um die Macht in TNK-BP musste BP die meisten Forderungen aufgeben. Allerdings konnte BP zumindest die Anteile am JV bei 50% unverändert halten, was bereits als Erfolg gewertet wurde. Die Schlüsselstellen im JV, und damit der Einfluss innerhalb des Unternehmens, wurden allerdings zu Gunsten der russischen Anteilseigner neu vergeben.<sup>614</sup>

---

<sup>611</sup> Vgl. Daly, John C.K.: Analysis: Russian-Turkish energy ties to deepen with proposed Blue Stream 2 project, United Press International (Online), 02.04.2009, unter: [http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2009/04/02/Analysis-Russian-Turkish-energy-ties-to-deepen-with-proposed-Blue-Stream-2-project/UPI-51841238712340/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2009/04/02/Analysis-Russian-Turkish-energy-ties-to-deepen-with-proposed-Blue-Stream-2-project/UPI-51841238712340/), 07.04.09.

<sup>612</sup> Vgl. Gazprom: Türkei stimmt Pipeline nach Israel zu, Russland-Aktuell, 03.04.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1913.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1913.html), 05.04.09.

<sup>613</sup> Vgl. OOO Gazprom Export: Report 2008, S. 38.

<sup>614</sup> Vgl. Blagov, Sergei: Gazprom expands state grip on energy assets, Eurasia Daily Monitor, Vol. 5, Issue 65, 07.04.2008, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=33526](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=33526); und vgl.

Seit dem 18. Februar 2009 verfügt Russland auf Sachalin über die erste eigene LNG-Verflüssigungsanlage. An dem Sachalin-II-Projekt ist, neben Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%) und Shell (27,5%), seit April 2007 auch Gazprom (50% +1 Aktie) beteiligt. Der russische Gasmonopolist ersetzte in dem Jahr den britisch-niederländischen Shell Konzern als größten Anteilseigner der Betreibergesellschaft Sakhalin Energy. Die Art und Weise, in der Gazprom eine Beteiligung am Sachalin-II-Projekt durchsetzte, hat international kontroverse Diskussionen ausgelöst.

Ausgangspunkt waren als politisch motiviert empfundene Anschuldigungen, Shell habe massiv gegen Umweltauflagen verstoßen. Als die russische Regierung drohte, Shell die Betreiberlizenz für Sachalin-II zu entziehen, stimmte der britisch-niederländische Konzern einer Mehrheitsbeteiligung Gazproms zu. Der russische Gasmonopolist zahlte insgesamt 7,45 Mrd. US-Dollar, um die Kontrolle des Projekts von Shell zu übernehmen, was laut Analysten deutlich unter dem Marktwert lag. Trotzdem wird im Allgemeinen von einem „Erfolg“ für Shell gesprochen, da das Unternehmen eine Beteiligung von über 25% behaupten konnte und die von Gazprom bezahlte Summe die Erwartungen übertroffen hatte. Die anderen beteiligten Unternehmen sahen sich ebenfalls gezwungen, ihre Anteile zu reduzieren und an Gazprom zu verkaufen. Nach dem Einstieg des russischen Gasunternehmens wurden die Bedenken bezüglich möglicher Umweltverstöße fallengelassen.<sup>615</sup> Die LNG-Anlage, die knapp 5% des weltweiten LNGs zur Verfügung stellen soll, hat eine Kapazität von ca. 14 Bcm (9,6 mmt) pro Jahr. Hauptabsatzmarkt soll Japan mit ca. 8,4 Bcm (mehr als 60% der LNG-Produktion) jährlich sein, die im Rahmen langfristiger Verträge (15-20 Jahre) geliefert werden.<sup>616</sup> Jeweils 1 mmtpa aus Sachalin werden bis 2028 an Shell Eastern Trading LTD und Gazprom Global LNG gehen.<sup>617</sup>

Langfristig strebt Gazprom einen Anteil von 20-25% des weltweiten LNG-Marktes an.<sup>618</sup> Dabei soll auch die Erschließung des in der Barentssee gelegenen Shtokman-Feldes helfen, an dem Gazprom (51%) gemeinsam mit der norwegischen Statoil (24%) und der französischen Total (25%) zusammenarbeitet (nach 25 Jahren übernimmt Gazprom aber 100% des

---

Russian tycoon Fridman appointed interim TNK-BP CEO, RIA Novosti, 27.05.2009, unter: <http://en.rian.ru/business/20090527/155105070.html>, beide 04.08.09.

<sup>615</sup> Vgl. „Shell cedes control of Sakhalin-2 to Gazprom“, in: International Herald Tribune (Online), 21.12.2006, unter: <http://www.iht.com/articles/2006/12/21/business/shell.php>, 09.03.09

<sup>616</sup> Vgl. Sakhalin Energy (Onlineportal), Russia's first LNG plant opened by President Medvedev, Februar 2009, unter: <http://www.sakhalinenergy.com/en/default.asp?p=channel&c=1&n=328>, 09.03.09.

<sup>617</sup> Vgl. Shell p.l.c. (Internetauftritt): Gazprom and Royal Dutch Shell announce the signing of LNG and natural gas contracts, News and Media Releases, 08.04.2009, unter: [http://www.shell.com/home/content/media/news\\_and\\_library/press\\_releases/2009/gazprom\\_shell\\_signing\\_contract\\_08042009.html](http://www.shell.com/home/content/media/news_and_library/press_releases/2009/gazprom_shell_signing_contract_08042009.html), 20.04.09.

<sup>618</sup> Vgl. OOO Gazprom Export: Report 2007, Moskau 2008, S. 44.

Projekts<sup>619</sup>). Obwohl in einer erste Phase 24 Bcm jährlich per Pipeline (frühestens ab 2013) nach Europa exportiert werden sollen, sieht eine zweite Phase (Beginn frühestens 2014) den Export von LNG für den atlantischen Markt vor (v. a. USA). Insgesamt sollen aus dem Shtokman-Feld, bei voller Erschließung der Vorkommen, bis zu 70 Bcm Erdgas jährlich exportiert werden können.<sup>620</sup>

Die Investitionen für die Erschließung des Feldes werden von Gazprom auf ca. 12 Mrd. US\$ geschätzt. Andere Experten gehen jedoch mittlerweile von bis zu 30 Mrd. US\$ aus. Ebenfalls gehen manche davon aus, dass es nicht gelingen wird, bereits 2013 das erste Erdgas zu exportieren. Spezialisten, die unter ähnlichen Bedingungen an der Offshore-Erdgasförderung des norwegischen Snøhvit-Feldes beteiligt sind, gehen nicht davon aus, dass vor 2015 mit der kommerziellen Förderung begonnen werden kann.<sup>621</sup> Ein Teil des in Shtokman geförderten Erdgases soll über Nord Stream nach Europa transportiert werden. Ob es jedoch in den nächsten Jahren zur Erschließung des Shtokman-Feldes kommt, wird von der endgültigen Investitionsentscheidung (final investment decision) in 2010 abhängen.<sup>622</sup>

Die Altai-Pipeline, deren Baukosten auf 10 Mrd. US-Dollar geschätzt werden, könnte in Zukunft Erdgas für die asiatischen Märkte liefern. Bereits im März 2006, während eines Besuchs des damaligen russischen Präsidenten Putin in China, wurden Gespräche über mögliche Lieferungen russischen Erdgases in Höhe von bis zu 40 Bcm pro Jahr geführt. Die Gespräche sind im Februar 2009 von russischer Seite her erneut vorangetrieben worden, nachdem sich beide Seiten 2006 nicht über den Erdgaspreis hatten einigen können. Gazprom hat sich nun bereit erklärt, China bei den Preismodalitäten entgegenzukommen, wenn die staatliche CNPC bereit wäre, mit Gazprom ein JV einzugehen, durch das der russische Gaskonzern Zugang zum chinesischen Endverbraucher erhalten würde. China sträubt sich noch, die von Russland aktuell angebotene Gaspreise anzunehmen, die sich an dem japanischen Ölpreis richten sollen.<sup>623</sup> Das Erdgas, das über die Altai-Pipeline für den Export nach China vorgesehen ist, soll auch aus westsibirischen Erdgasfeldern stammen. Aus diesem

---

<sup>619</sup> Vgl. Moritis, Guntis: OTC: Shtokman Phase 1 development tenders set for release, in: Oil & Gas Journal (Online), 07.05.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/361484/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-otc-shtokman-phase-1-development-tenders-set-for-release.html>, 09.06.09.

<sup>620</sup> Vgl. OAO Gazprom (Internetauftritt): Shtokman project, unter: <http://www.gazprom.com/eng/articles/article21712.shtml>, 10.03.09.

<sup>621</sup> Vgl. EIA: Russia, S. 10.

<sup>622</sup> Vgl. StatoilHydro ASA (Internetauftritt): Russia, unter: <http://www.statoilhydro.com/en/AboutStatoilHydro/Worldwide/Russia/Pages/default.aspx>, 02.04.09.

<sup>623</sup> Vgl. Blagov, Sergei: Russia's New Energy Doctrine, Eurasia Daily Monitor Volume 6, Issue 36, 24.02.2009, unter: [http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34546&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=407&no\\_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34546&tx_ttnews%5BbackPid%5D=407&no_cache=1), 09.03.09.

Grund hatte Moskau ursprünglich darauf bestanden, dass sich die Erdgaspreise an den europäischen Preisen orientieren müssten. Während Russland Mitte 2008 noch einen Preis über dem europäischen anstrebte (der damals bei etwa 400 US\$ lag)<sup>624</sup>, war China nicht bereit, mehr als 100 US-Dollar/Mcm zu zahlen.

Ein Grund für das neue russische Entgegenkommen könnte der Abschluss eines Vertrages zum Bau einer 6,7 Mrd. US\$ teuren Erdgaspipeline zwischen Turkmenistan, Usbekistan und China gewesen sein, durch die Peking bis zu 80 Bcm pro Jahr zu einem günstigeren Preis beziehen wird.<sup>625</sup> Der Besuch des mittlerweile russischen Premierministers Putin in China scheint in 2009 erneut Bewegung in die Gespräche um Erdgasexporte ins Reich der Mitte gebracht zu haben. Zwar einigten sich beide Seiten im Oktober auf die Rahmenbedingungen für ein Gasgeschäft mit einem Volumen von bis zu 3,5 Mrd. US\$, doch bleibt weiterhin noch die Preisfrage offen, auf die man sich trotz intensiver Bemühungen nicht endgültig einigen konnte. Ebenfalls ist unklar, aus welchen Erdgasfeldern das für China bestimmte Gas stammen soll. Wenn das Geschäft besiegelt werden kann, könnten ab 2014 bis zu 70 Bcm p. a. nach China exportiert werden.<sup>626</sup> Von den 70 Bcm sollen 30 Bcm aus westsibirischen Lagerstätten stammen, bis zu 40 Bcm aus noch weitestgehend unerschlossenen ostsibirischen. Wie das westsibirische Erdgas China erreichen soll, bleibt aber – wie die Preisfrage – weiterhin offen.<sup>627</sup> Die Altai-Pipeline hätte ursprünglich, wenn es bereits 2006 zu einer Einigung zwischen Russland und China gekommen wäre, laut Gazprom ab 2011 betriebsbereit sein und westsibirisches Erdgas 2800 km bis zur russisch-chinesischen Grenze (Altai) transportieren können. Von dort aus wäre das Gas weiter ins chinesische Xinjian gelangt und hätte über die West-Ost-Pipeline die Region um Shanghai erreicht.

Neben Erdgas aus Westsibirien soll ebenfalls Erdgas aus Ostsibirien und aus Sachalin nach China exportiert werden. Diese „östliche Exportroute“ soll eine Kapazität von bis zu 38 Bcm

---

<sup>624</sup> Vgl. „China to Pay More for Gas than Europe“, in: Kommersant (Online), 03.07.2008, unter: [http://www.kommersant.com/p-12761/Gas\\_price\\_China/](http://www.kommersant.com/p-12761/Gas_price_China/), 09.03.09.

<sup>625</sup> Vgl. Gazprom im Hintertreffen: Usbekistan und China bauen Pipeline -,Gaseta“, RIA Novosti, 15.04.2008, unter: <http://de.rian.ru/business/20080415/105129321.html>, 09.03.09.

<sup>626</sup> Vgl. Ramzy, Austin: Russia and China: An Old Alliance Hinges on Energy, in: TIME (Online), 15.10.2009, unter: <http://www.time.com/time/world/article/0,8599,1930344,00.html?xid=newsletter-europe-weekly>, 19.10.09.

<sup>627</sup> Vgl. Gazprom liefert Gas an China nicht um jeden Preis, Russland-Aktuell, 14.10.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2010.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2010.html), 03.11.09. Aufgrund der vielen offenen Punkte spricht man bei der russisch-chinesischen Gesprächen vom Oktober 2009 oft nur von einer allgemeinen Einigung über die Rahmenbedingungen für zukünftige Vertragsverhandlungen und nicht von einer Einigung über konkrete Gaslieferungen nach China. Konkrete Lieferverträge könnten aber bereits im Juni 2010 unterzeichnet werden. Vgl. Watkins, Eric: Putin: Turkmen gas line won't disrupt Russian-Chinese cooperation, in: Oil & Gas Journal (Online), 07.12.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8473986760/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/12/putin\\_-turkmen\\_gas/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyDecember72009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8473986760/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/12/putin_-turkmen_gas/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyDecember72009.html), 08.12.09.



erreichen, genießt jedoch für Gazprom angeblich keine Priorität.<sup>628</sup> Ein Grund für das Desinteresse des russischen Gaskonzerns könnte sein, dass das Gas für die „östliche Exportroute“ zu einem großen Teil durch das Sachalin-1-Projekt zur Verfügung gestellt werden soll, an dem Gazprom keine Beteiligung hat. Sachalin-1 wird von einem Tochterunternehmen von ExxonMobil geleitet und stellt aufgrund des Production Sharing Agreement (PSA) von 1996 die einzige noch bestehende Ausnahme zum Erdgasexportmonopol von Gazprom dar. Sakhalin-1 gehört zu 30% ExxonMobil, zu 30% dem japanischen SODECO-Konsortium und zu 20% einem Tochterunternehmen der Indian National Oil Company ONGC. Rosneft ist über zwei Tochterunternehmen an dem Projekt beteiligt (11,5% über Sakhalinmorneftegas-Shelfund und 8,5% über RN-Astra).<sup>629</sup>

Neben Plänen für eine Pipeline nach China hatte es auch ein Vorhaben gegeben, Japan über eine Pipeline mit Erdgas aus Sachalin-1 zu versorgen, doch wurde dieses Vorhaben von dem Konsortium in jüngster Vergangenheit nicht ernsthaft weiter verfolgt. Seit Jahren torpediert Gazprom die Exportpläne des Sachalin-1-Projektes und macht Druck auf die russischen Behörden, um die Vertragsbedingungen des PSA nachträglich zu ändern. Momentan besteht Gazprom gegenüber dem Sachalin-1-Konsortium auf den Verkauf des gesamten Erdgases an Gazprom, zu Preisen unter dem russischen Binnenpreis. Als Begründung hierfür wird eine Unterversorgung der russischen Bevölkerung im Fernen Osten angeführt, die es zu decken gelte, bevor ins Ausland exportiert werden könne. Des Weiteren verweigerten die russischen Behörden dem Sachalin-1-Konsortium lange Zeit die Zustimmung für das Budget 2009, wodurch die Entwicklung des Projekts zeitweise zum Erliegen kam.<sup>630</sup> Erst mit Verzögerung und zahlreichen Änderungen bekam das Budget die nötigen Genehmigungen. In den Medien wurde spekuliert, dass neben der Drohung Exxons, das Projekt so lange anzuhalten bis das Budget genehmigt würde, v. a. die Finanz- und Wirtschaftskrise ein Umdenken bei den russischen Behörden hervorgerufen hat.<sup>631</sup>

Bezüglich der Pipelineexporte nach Südkorea und Japan scheint von einer unerwarteten Seite her Bewegung zu kommen. So haben nämlich der Gazprom Konzern (der Exxon noch wenige

---

<sup>628</sup> Vgl. OAO Gazprom (Internetauftritt): Altai Project, unter: <http://www.gazprom.com/eng/articles/article22202.shtml>, 09.03.09.

<sup>629</sup> Vgl. Sakhalin-1 Project Web Site: unter: <http://www.sakhalin1.com/en/>, 09.03.09.

<sup>630</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Russia Enters Global LNG Market Thanks to Foreign-Built Plant, Eurasia Daily Monitor, Volume 6, Issue: 34, 20.02.2009, unter: [http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34535&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=407&no\\_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34535&tx_ttnews%5BbackPid%5D=407&no_cache=1), 09.03.09 und Sato, Shigeru: Russia Refuses to Approve Exxon's Sakhalin Project, Sankei Sais, Bloomberg, 08.03.2009, unter: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=ak13pNb.Sjvk>, 09.03.09.

<sup>631</sup> Vgl. Soldatkin, Vladimir: Russia's Sakhalin-1 2009 budget totals \$2 bln, Reuters, 16.04.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/idUSLG30866720090416>, 04.12.09.

Monate vorher die Unterversorgung des russischen Ostens als Hindernis für Exporte nach Ostasien genannt hatte) und die koreanische Kogas im Juni 2009 ein MoU unterzeichnet, durch das die Möglichkeiten untersucht werden sollen, Erdgas aus Sachalin nach Südkorea über eine Verlängerung der Sakhalin-Khabarovsk-Vladivostok-Gaspipeline (SKV) zu transportieren. Zuvor hatte sich Gazprom auch mit japanischen Vertretern getroffen. Das Gas der SKV-Pipelineverlängerung würde zum größten Teil aus Sachalin-2 und, sollte das nicht reichen, aus Sachalin-3 stammen. Die 1.830 km lange SKV-Pipeline soll bis 2011 fertig gebaut werden und anfänglich eine Kapazität von 7 Bcm p. a. haben, jedoch auf 47 Bcm jährlich erweitert werden können. Offen bleibt, über welche Route Südkorea versorgt werden sollte. Die deutlich günstigere Landstrecke müsste über nordkoreanisches Territorium verlaufen, die direkte Unterwasseroute ist um ein Vielfaches teurer und technisch sehr anspruchsvoll, ist aber nicht mit den politischen Risiken der ersten Option verbunden.<sup>632</sup>

Nachdem im Oktober 2009 russische Lieferungen aus dem Fernen Osten nach China wahrscheinlicher geworden sind, hat Gazprom entschieden, die Erschließung des Kirinsky-Feldes (Teil von Sachalin-3) um 2 bis 3 Jahre auf frühestens 2011 vorzuziehen. Das Feld verfügt über Offshore-Gasreserven von über 75 Bcm und soll helfen, die russischen Gaslieferungen nach China im nächsten Jahrzehnt zu gewährleisten.<sup>633</sup>

#### 7.1.4.4 Der russische Investitionsbedarf

Im Verlauf des Kapitels ist bereits bezüglich einzelner Projekte auf benötigte Investitionen eingegangen worden. Diese betragen zum Teil mehrere Milliarden Euro und deuten auf den immensen Investitionsbedarf in Russland hin. Im Folgenden wird kurz auf den gesamten Investitionsbedarf im russischen Gassektor eingegangen.

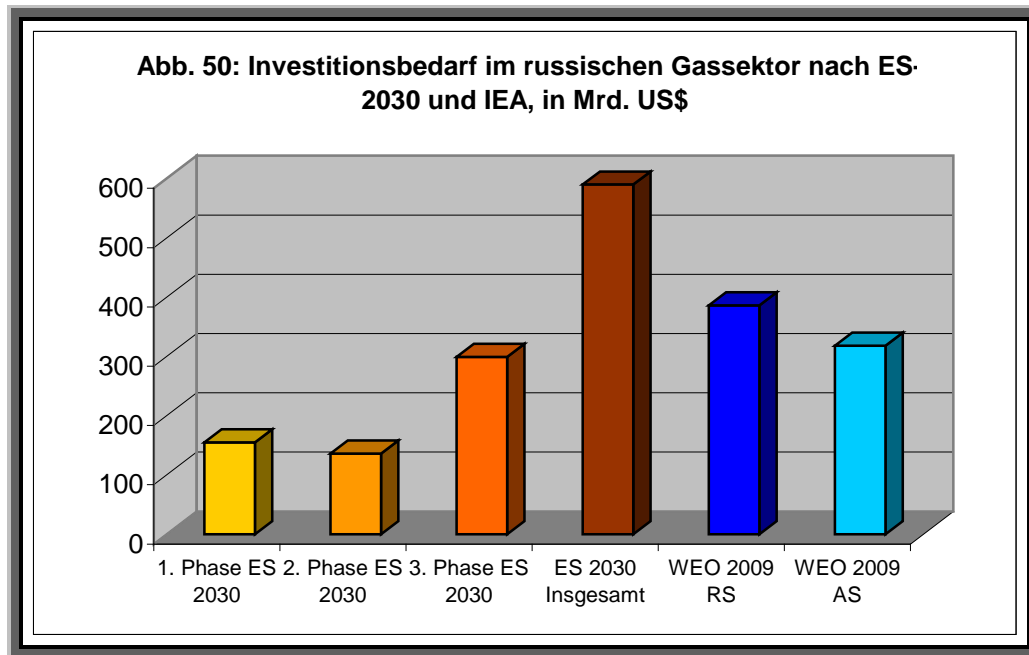
Die russische Energiestrategie bis 2030 geht für den Gassektor bis zum Ende des Strategiezeitraums insgesamt von einem Investitionsbedarf von bis 565 bis 590 Mrd. US\$ aus. Hiervon machen allein Investitionen in den Gastransport (inkl. Pipelineprojekte) 277 bis 289 Mrd. US\$ aus. Für den Upstream dagegen wird im gleichen Zeitraum mit einem Bedarf von 194 Mrd. US\$ gerechnet. Die Investitionen im Gassektor dürften ca. ein Viertel der gesamten

---

<sup>632</sup> Vgl. Watkins, Eric: Gazprom, Kogas sign MOU for Sakhalin-2 pipeline project, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0889754181/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-construction/s-articles/s-gazprom\\_-kogas\\_sign.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0889754181/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-construction/s-articles/s-gazprom_-kogas_sign.html), 26.06.09.

<sup>633</sup> Vgl. Watkins, Eric: Gazprom eyeing earlier start at Sakhalin-3, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5725668046/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/2009/10/gazprom-eyeing\\_earlier.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5725668046/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/2009/10/gazprom-eyeing_earlier.html), 22.10.09.

Investitionen im russischen Energiesektor bis 2030 ausmachen. Für den gesamten Energiesektor werden laut der Energiestrategie über 2 Billionen US\$ gebraucht.<sup>634</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Russische Regierung, IEA.

Die IEA sieht im russischen Gassektor einen geringeren Investitionsbedarf. Im Referenzszenario des WEO 2009 geht die Agentur von benötigten Investitionen in Höhe von 386 Mrd. US\$ für den Zeitraum zwischen 2008 und 2030 aus. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die IEA die russische Gasproduktion deutlich unter die Ziele der russischen ES-2030 setzt und die Investitionen nur für den Up- und Midstream gelten, was die Unterschiede zum Teil erklärt (zur Energiestrategie der Russischen Föderation siehe Unterkapitel 7.1.5). Das Alternativszenario der IEA (450 Szenario) geht von einem verminderten Investitionsbedarf von 318 Mrd. US\$ im Gassektor aus.<sup>635</sup>

Den Löwenanteil der Investitionen im russischen Gassektor wird voraussichtlich Gazprom übernehmen müssen. Wie bereits erwähnt, hat der russische Gaskonzern erheblich unter der aktuellen Finanz- und Wirtschaftskrise gelitten, so dass im Laufe von 2009 bereits Kürzungen im Investitionsplan bekannt gegeben wurden. Obwohl die neue Energiestrategie Moskaus für den Zeitraum bis 2030 in der ersten Phase staatliche Hilfen für den Energiesektor vorsieht, wird Gazprom auf diese Hilfen nur begrenzt zurückgreifen können. Die niedrigen Energiepreise (auch wenn sie nur ein kurzfristiges Phänomen bleiben) und die globale Krise haben auch den russischen Staat hart getroffen. Die Regierung hat mittlerweile nicht nur mit

<sup>634</sup> Vgl. Energiestrategie der Russischen Föderation bis 2030, S. 87ff; vgl. Gromov, Alexey: Energy Strategy of Russia for the Year 2030: Approaches, Priorities and Reference Points, Präsentation vom 23.10.2009, S. 21.

<sup>635</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 469.

fallenden Umfragewerten bezüglich der Handhabung der Krise (die Unzufriedenheit mit der Regierung wuchs in 2009 in einigen Industriegebieten bis auf 56% an; mit der Wirtschaftspolitik waren nur 15% der Russen zufrieden<sup>636</sup>), sondern ebenfalls mit einer schrumpfenden Wirtschaftsleistung und dahin schmelzenden Reserven zu kämpfen.

Die Wirtschaft Russlands ist allein im Januar 2009 gegenüber dem Vorjahreszeitraum um mehr als 8% geschrumpft. Ging man für das gesamte Jahr Anfang März 2009 noch von einem negativen Wachstum von 0,2% und einem Haushaltsdefizit von ca. 10% aus, bestätigten sich inoffizielle „*Worst Case*“-Szenarien, die für 2009 sogar von einem Schrumpfen des BIPs um 10% ausgingen. Mitte 2009 sprach das russische Wirtschaftsministerium von einem negativen Wachstum von mindestens 8,5% und von einer möglichen Stagnation der Wirtschaft in 2010 (0,1% Wachstum).<sup>637</sup> Verschärfend wirkt sich die hohe Arbeitslosigkeit aus. Mit knapp sieben Millionen Arbeitslosen erreichte die Anzahl der Russen ohne Beschäftigung ihren bisherigen Höhepunkt. Die Arbeitslosenzahlen sanken zwar Ende 2009 auf 5,8 Millionen, doch erwarten Wirtschaftsforscher für 2010 eine erneute Erhöhung. Wahrscheinlich wird die Zahl der Arbeitslosen dann ca. 8 Millionen betragen. Schlimmstenfalls könnte die Zahl arbeitsuchender Russen aber auf bis zu 16 Millionen steigen.<sup>638</sup>

Dazu hat die Zentralbank bereits ein Großteil ihrer Reserven zur Abdämpfung der Krise und Stabilisierung des Rubels ausgeben müssen. Über 214 Mrd. US\$ wurden zu diesem Zweck bereits ausgegeben. Betrug im August 2008 die Reserven noch fast 600 Mrd. US\$, standen diese Ende Februar 2009 bei kaum noch 384 US\$ (sie stiegen bis Ende 2009 aber auf 442 Mrd. US\$<sup>639</sup>). Die Ausgaben überstiegen bereits im März 2009 die Rücklagen des durch Energieressourcen gespeisten Stabilisierungsfonds um 50%.<sup>640</sup> In Moskau geht man aufgrund der schrumpfenden Wirtschaftsleistung, den niedrigen Energiepreisen und den gestiegenen Sozialausgaben davon aus, dass die russischen Rücklagen aus den Öl- und Gaseinnahmen

---

<sup>636</sup> Vgl. Krise: Innenministerium befürchtet soziale Unruhen, Russland-Aktuell, 05.02.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/panorama/artikel\\_2661.html](http://www.aktuell.ru/russland/panorama/artikel_2661.html) und vgl. Hohe Ratings für Putin und Medwedew schmelzen, Russland-Aktuell, 17.02.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/politik/artikel\\_3729.html](http://www.aktuell.ru/russland/politik/artikel_3729.html), beide 17.03.09.

<sup>637</sup> Vgl. Ausgebremst: Wachstum noch schlechter als erwartet, Russland-Aktuell, 03.02.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1877.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1877.html) und vgl. Russland droht Haushaltsdefizit von zehn Prozent, Russland-Aktuell, 11.02.09, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1882.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1882.html), beide 16.03.09.

<sup>638</sup> Vgl. Arbeitslosigkeit in Russland steigt sprunghaft an, Russland Aktuell, 04.12.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2029.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2029.html), 02.01.10.

<sup>639</sup> Vgl. Bank of Finland: BOFIT Weekly, Nr. 10, 06. März, Helsinki 2009, unter: <http://www.bof.fi/NR/rdonlyres/BD189077-F444-4006-9F09-B41DB5D61C0D/0/w200910.pdf>, 16.03.2009; und vgl. Ders., BOFIT Weekly, Nr. 48, 27. November, Helsinki 2009, unter: <http://www.bof.fi/NR/rdonlyres/E375881A-4225-475B-BEDE-2511FC3E1A82/0/w200948.pdf>, 09.12.09.

<sup>640</sup> Vgl. Lukyanov, Fyodor: Russia and world recession, in: The Strategic Consequences of the Global Financial and Economic Crisis, Working Paper Nr. 31, European Security Forum, März 2009, S. 20, unter: <http://www.ceps.be/files/book/1817.pdf>, 18.03.09.

bereits Mitte 2010 aufgebraucht sein könnten und nicht erst in 2011, wie zuvor berechnet. Um den Reservenschwund zu verlangsamen, plant Moskau, Schulden aufzunehmen, z. B. bei der Weltbank, der Europäischen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung oder der Europäischen Investitionsbank.<sup>641</sup>

#### **Verdichtung 19 (7.1.4)**

Erdgas ist für Russland der wichtigste Energieträger. Traditionell ist das Land auch der größte Erdgasproduzent. Allerdings stagniert die Förderung bereits seit Jahren. Die Finanz- und Wirtschaftskrise könnte zudem zu einem massiven Einbruch der Erdgasproduktion in 2009 geführt haben. Besonders Gazprom wurde von der Krise schwer getroffen. Außerdem sind dessen Erdgasfelder – wie in Russland insgesamt – auf Gebiete in Westsibirien konzentriert und haben bereits ihren Förderzenit überschritten, so dass die Förderung sinkt. Gleichzeitig steigt der russische Eigenbedarf schnell. Die dringende Erschließung neuer Felder benötigt jedoch sehr hohe Investitionen, die sich durch die Krise verzögern könnten. Die Erfüllung aller Lieferverpflichtungen wird deswegen oft in Frage gestellt. Als größter Kunde wäre die EU wahrscheinlich betroffen. Dabei wuchsen die Exporte Gazproms, im Gegensatz zur Förderung, v. a. wegen des Re-Exportes von Gas aus anderen Regionen. Die Exporte russischen Gases dagegen sind in die GUS deutlich gesunken, nach Europa aber gestiegen. Russland versucht, die Bedeutung Europas durch die Erschließung neuer Märkte in Asien zu verringern (Pipeline & LNG). Allerdings dürfte Europa bei weitem lukrativster Markt bleiben. Um den Markteintritt in Asien zu forcieren, versuchen Moskau und Gazprom, ihren Einfluss auf Schlüsselprojekte zu verbessern. Die kontroversen Methoden dürften jedoch Investitionen in Russland unattraktiver machen.

#### 7.1.5 Die Russische Energiestrategie

Energieressourcen sind für die Russische Föderation von enormer Bedeutung. Der Wert des exportierten Öls und Erdgases (Rohöl, Ölprodukte, Erdgas) erreichte 2008 insgesamt ca. 230,2 Mrd. US\$, was gut zwei Drittel der gesamten Exporterlöse darstellt. Die Besteuerung der Energieressourcen sowie die Zolleinnahmen machten über die Hälfte des Staatshaushaltes aus. Allein der Wert der Erdgasexporte ist im Zeitraum 2000-2008 von 16,6 Mrd. US\$ auf über 69,1 Mrd. US\$ gestiegen – bei praktisch identischem Exportvolumen. Diese Entwicklung hängt mit dem stark gestiegenen Gaspreis zusammen, der von knapp 86 US\$/Mcm im Jahr 2000 auf durchschnittliche 353,7 US\$/Mcm in 2008 gestiegen ist.<sup>642</sup>

<sup>641</sup> Vgl. Russlands Wirtschaft schrumpft, Schulden wachsen, Russland Aktuell, 01.07.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1960.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1960.html), 04.07.09.

<sup>642</sup> Vgl. Ministry of Finance of the Russian Federation: Main Results and Trends of Budget Policy 2008-2010, o.O. o.J., S. 6, unter: [http://www1.minfin.ru/common/img/uploaded/library/no\\_date/2007/budpolres08-10.doc](http://www1.minfin.ru/common/img/uploaded/library/no_date/2007/budpolres08-10.doc), 13.03.09; ebenfalls vgl. The Central Bank of the Russian Federation: Russian Federation: Natural Gas Exports, 2000-09, vgl. Ders., Russian Federation: Crude Oil Exports, 2000-09 und vgl. Ders., Russian Federation: Oil Products Exports, 2000-09, unter: [http://www.cbr.ru/eng/statistics/credit\\_statistics/print.asp?file=oil\\_products\\_e.htm](http://www.cbr.ru/eng/statistics/credit_statistics/print.asp?file=oil_products_e.htm), 13.03.09; außerdem vgl. Bank of Finland: BOFIT Forecast for Russia 2008-2010, Helsinki 2008, S. 3, unter: <http://www.bof.fi/NR/rdonlyres/258ED784-5359-4D4D-9566-B8187F8D99A5/0/brf108.pdf>, 16.03.09.

Entsprechend hoch ist die Wichtigkeit der ausgewählten Energiepolitik und -strategie. Im Jahr 2003 gab sich Russland eine umfassende Energiestrategie für den Zeitraum bis 2020 (ES-2020). Ende 2008 wurde allerdings bereits der Entwurf für eine neue Energiestrategie bis 2030 (ES-2030) vorgestellt, die im November 2009 offiziell von der Russischen Föderation angenommen wurde und im Lauf von 2010 in Kraft treten wird. Die neue Strategie war in erster Linie aufgrund der aktuellen Wirtschaftskrise nötig geworden. Sie hat den Anspruch, keine bloße Verlängerung der ES-2020 zu sein, sondern eine neue strategische Ausrichtung des russischen Energiesektors einzuleiten. Allerdings basiert die ES-2030 größtenteils auf den Erfahrungen und Trends der ES-2020 und setzt ähnliche Ziele, wenn auch z. T. mit unterschiedlichen Schwerpunkten.

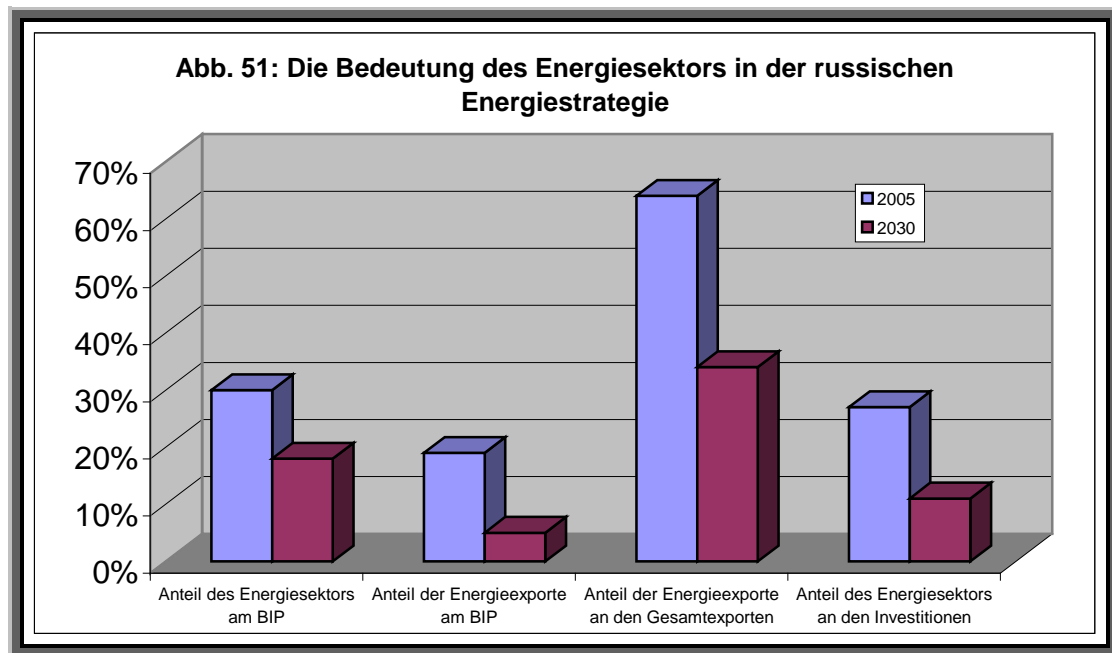
Die neue ES-2030, deren Grundlage der Beschluss der russischen Regierung vom 13. November 2009 (N 1715-p) bildet, unterteilt sich in drei Etappen oder Phasen (siehe Abschnitt V. des Dokuments zur Nationalen Energiepolitik, Russ.: Государственная энергетическая политика). Die erste Phase soll zwischen den Jahren 2009 und 2013 (spätestens aber 2015) implementiert werden. Sie ist gekennzeichnet durch die Überwindung der Folgen der Finanz- und Wirtschaftskrise. Hierbei soll der Staat falls nötig helfen, wichtige Infrastrukturprojekte zu finanzieren. Denn die größte Gefahr in dieser Phase sieht die ES-2030 in einer wirtschaftlichen Stagnation bzw. einer sehr langen und nur langsamen Erholung. Die erste Phase soll den Grundstein für die folgende zweite Phase legen. Diese wird voraussichtlich von 2013-2022 dauern und soll den russischen Energiesektor grundlegend modernisieren und effizienter machen. Ein effizienterer und modernerer Energiesektor soll sich positiv auf die Attraktivität der gesamten russischen Wirtschaft auswirken. In diese Phase fällt auch die Erschließung bedeutender Energiereserven auf der Yamal-Halbinsel, dem russischen Kontinentalsockel, in Ostsibirien und im Fernen Osten. Diese Phase sieht den allmählichen Rückzug des Staates und eine Stärkung der Privatwirtschaft im Energiesektor vor. Die dritte und letzte Phase bis zum Jahr 2030 soll die russische Wirtschaft weg von der Nutzung fossiler Energieträger und hin zur Verwendung alternativer Energien wie Kernkraft und regenerativer Energien führen (allen voran Wasserkraft und Wind- und Solarenergie).<sup>643</sup>

Die ES-2030 geht, wie die Vorgängerin, ebenfalls konkret auf den Gassektor ein (Abschnitt VI.5, Gasindustrie, Russ.: Газовая промышленность). Wie bereits in der ES-2020, haben u. a. die Diversifizierung der Erdgasexporte, die Erhöhung der Energieeffizienz und die Sicherung der eigenen Gasversorgung oberste Priorität. Bezüglich letzterer heißt es in der ES-

---

<sup>643</sup> Vgl. Energiestrategie der Russischen Föderation bis 2030, S. 10ff.

2030 konkret, die russische Gasindustrie solle eine zuverlässige und kostengünstige Deckung des eigenen Gasbedarfs und der Exportverpflichtungen ermöglichen. Außerdem soll ein einheitliches landesweites Gasversorgungssystem aufgebaut werden, v. a. im Osten Russlands. Darüber hinaus sollen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen durch die Liberalisierung des Gassektors verbessert werden.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Russische Regierung.

Zu den strategischen Zielen im Gassektor gehört es auch, dass die Gasindustrie in Zukunft weiterhin einen stabilen Beitrag zu den russischen Haushaltseinnahmen leistet. Insgesamt aber soll der Anteil des Energiesektors an der russischen Wirtschaft bis 2030 sinken (siehe Abb. 51). Der Anteil des Energiesektors am BIP soll von 30% (2005) auf 18% sinken und auch der Anteil der Energieexporte am BIP soll deutlich von 19% (2005) auf lediglich 5% fallen. Reduziert werden soll auch die Dominanz der Energierohstoffe am russischen Export von 64% (2005) auf 34%. Momentan machen Investitionen im Energiesektor einen wesentlichen Anteil an den Gesamtinvestitionen in Russland aus. Ziel ist es auch hier bis zum Jahr 2030 den Wert von 27% (2005) auf 11% zu senken.<sup>644</sup>

Die ES-2030 berücksichtigt wichtige Trends im Gassektor, wie z. B. den Rückgang der Erdgasproduktion aus alten Feldern und die damit verbundene Notwendigkeit der Erschließung neuer Erdgaslager, die steigenden Kosten für Gasförderung und -transport oder die höhere Bedeutung von LNG im internationalen Gashandel. Es werden auch eine Reihe von Herausforderungen identifiziert, die es zu überwinden gilt. Hierzu gehören infrastrukturelle Einschränkungen beim Gastransport, hohe Risiken beim Gastransit (v. a.

<sup>644</sup> Vgl. Ebd., S. 87ff; ebenfalls vgl. Gromov, Alexey: Energy Strategy of Russia for the Year 2030, S. 4.

nach Europa), ungenügende Kapazitäten zur Gasaufbereitung und niedrige regulierte Gaspreise in Russland.

Aus den oben genannten Trends und Herausforderungen formuliert die ES-2030 eine Reihe von Hauptaufgaben, die es umzusetzen gilt. Angeführt werden beispielsweise:

- a) der Ausgleich des Rückgangs der Gasproduktion bei älteren Feldern durch die Erschließung neuer Felder in abgelegenen Gebieten unter komplexen klimatischen und geologischen Bedingungen;
- b) die Modernisierung und der Ausbau des bestehenden Gastransportsystems (Transmission und Distribution) zur Schaffung einer geeigneten Pipelineinfrastruktur für die Versorgung Russlands und zur Diversifizierung der Gasexporte;
- c) der Ausbau der Produktion und des Exports von LNG;
- d) die Entwicklung weiterer Kapazitäten bei der Gasaufbereitung und die verstärkte Nutzung von Erdgas in der chemischen Industrie (insgesamt soll der Beitrag von Erdgas in der russischen Energiematrix aber zugunsten anderer Energien abnehmen);
- e) die Schaffung eines wettbewerbsorientierten Gasmarktes und eines diskriminierungsfreien Zugangs zur Infrastruktur für alle Marktteilnehmer.

Unter der neuen Energiestrategie soll die Erdgasproduktion deutlich steigen. Es wird jedoch eine Veränderung der regionalen Struktur der russischen Gasförderung zu beobachten sein, die sich besonders durch eine Verlagerung der Produktionsschwerpunkte in östliche Richtung kennzeichnen wird. Bis 2030 könnte der europäische Teil von Russland durch die Entwicklung der Provinz Timan-Petschora und den dazugehörigen Offshore-Gebieten (v. a. Shtokman) einen Beitrag von 131-137 Bcm zur russischen Gasproduktion beitragen, was einer substantiellen Erhöhung entsprechen würde (2005 waren es nur 46 Bcm). Westsibirien wird voraussichtlich dank der Erschließung der Yamal-Halbinsel weiterhin Zentrum der Erdgasförderung bleiben und voraussichtlich 608-637 Bcm beitragen. In Ostsibirien und im Fernen Osten aber ist mit einer Vervielfachung der Gasproduktion zu rechnen, die im Jahr 2030 insgesamt 132-152 Bcm betragen könnte. Russland hält eine maximale Erdgasförderung von 885-940 Bcm zum Ende der dritten Phase für möglich. Bis dahin sollen auch die technologischen Voraussetzungen für die Produktion und die industrielle Nutzung von Gashydraten bestehen. Mehr als ein Viertel der Gasproduktion im Land soll durch unabhängige Gasproduzenten gestellt werden, der Rest durch Gazprom.

Im Bereich des Gastransportes soll ein einheitliches, landesweites Gasversorgungssystem entstehen. Das bestehende Netz soll nicht nur gewartet und modernisiert, sondern bis 2030



um 40.000 Kilometer erweitert werden (inklusive Exportpipelines). Vorrang genießen hierbei Projekte wie die Nord Stream-Pipeline, das South Stream-Projekt, der Bau einer Pipelineverbindung aus der nördlichen Region Murmansk nach Wolchow zur Erschließung des Shtokman-Feldes und der Bau einer Pipeline, um aus der Yamal-Halbinsel Gas zur Verdichterstation Uchta und weiter zur Stadt Torschok zu transportieren. Außerdem soll das Pipelinetz in Ostsibirien und im Fernen Osten auf- und ausgebaut werden, auch um Gaslieferungen in die Region Asien-Pazifik, v. a. in die Republik Korea und nach China, tätigen zu können. Neben dem Export über Pipelines sollen die LNG-Kapazitäten ausgebaut werden. Dies soll helfen, die Exporte weiter zu diversifizieren, auch in andere Länder der Region Asien-Pazifik und in die USA.

Der Export von Erdgas soll in erster Linie weiterhin durch langfristige Verträge geregelt werden. Dies gilt sowohl für Exporte nach Europa als auch für die wachsenden Exporte in östliche Märkte (China, Japan, Südkorea). Russische Gasunternehmen werden zudem ermuntert, sich aktiv bei der Entwicklung von Gasfeldern in anderen Ländern (z. B. Algerien, Iran und Zentralasien) und am Bau neuer internationaler Gaspipelines zu engagieren. Die Exportpolitik soll mit diesen Ländern koordiniert werden. Die russischen Gasexporte sollen auf insgesamt 349-368 Bcm jährlich in 2030 steigen. Dann könnte der Anteil von asiatischen Abnehmern ca. 20% der russischen Gasexporte betragen. Der Anteil von LNG an den Exporten soll ca. 15% der Gesamtexporte stellen. Interessanterweise sollen die Exporte der Russischen Föderation nach Europa in der neuen Strategie – trotz des krisenbedingten Rückgangs – bis 2030 um bis zu 38% höher ausfallen, als noch in der ES-2020 vorgesehen. Pipelineexporte nach China über die westliche Route werden in der ES-2030 als im Moment uninteressant betrachtet, da russisches Gas nicht mit dem günstigeren zentralasiatischen Erdgas konkurrieren könne. Die Altai-Pipeline, die bis zu 30 Bcm p. a. aus Westsibiriens Erdgasfeldern nach China transportieren soll, wird in dem Dokument für den Zeitraum bis 2030 nicht berücksichtigt. Andere Infrastrukturprojekte dagegen (z. B. die Nord Stream oder Projekte in Ostsibirien) werden ausdrücklich erwähnt.

Die russische Energiestrategie sieht jedoch nicht nur eine Erhöhung der Gasproduktion und des Exports vor, sondern auch eine Erhöhung des Inlandsverbrauchs. Dabei wird der Bedarf auch durch die weiterhin betriebene Gasifizierung Russlands vorangetrieben. Laut ES-2030 könnte der Erdgaskonsum in Russland bis 2030 zwischen 137-145% des Verbrauchs von

2005 betragen. Dann würde die Russische Föderation zwischen 605-641 Bcm jährlich benötigen, allein für den Eigenbedarf.<sup>645</sup>

Gasimporte aus Zentralasien werden auch in Zukunft wichtig sein. Deren Höhe wird aber von der Entwicklung der russischen Gaswirtschaft und des internationalen Gasbedarfs abhängen. Russland möchte auch zunehmend als sicheres Transitgebiet für zentralasiatisches Gas dienen. Der Ausbau Russlands zu einer Energiebrücke zwischen den eurasischen Gasmärkten durch Bau der nötigen Pipelineverbindungen (v. a. in Zentralasien und Iran), ist für die zweite Phase der ES-2030 vorgesehen. Am Ende soll ein eurasisches Fernleitungsnetz für den Export und den Transit zwischen Europa und Asien entstehen. Russlands Pipelineinfrastruktur wird dabei ein integraler Bestandteil dieser Energiebrücke zwischen Europa und Asien sein. Russland soll als Mittelpunkt der Energiebrücke die Verwaltung derselben übernehmen.

Auch die Reformierung und die Öffnung des russischen Erdgasmarktes spielt in der ES-2030 eine wichtige Rolle. Ab 2011 soll schrittweise ein Übergang zu einem auf marktwirtschaftlichen Grundsätzen basierenden Gasmarkt gewagt werden. Neben des diskriminierungsfreien Zugangs auf die Gasinfrastruktur für alle Marktteilnehmer beinhaltet die Marktreform auch die Ausweitung des unregulierten Marktsegments und die Bildung von Gaspreisen in einem offenen Markt nach Prinzipien von Angebot und Nachfrage. Die Preise sollen die Kosten für Produktion und Transport sowie für die notwendigen Investitionen berücksichtigen. Die Gasifizierung Russlands soll dabei aber weiterhin vorangetrieben werden und bis zum Ende der dritten Phase beendet sein. Die Bevölkerung muss also vor zu hohen Gaspreisen geschützt werden, so dass hier weiterhin regulierte Preise gelten sollen.

Besonders in der Zeit nach 2020 legt die neue Energiestrategie gegenüber der ES-2020 einen höheren Wert auf ökologische Aspekte, auf die Steigerung der Energieeffizienz und auf Energieeinsparungen, auch in der Gasindustrie. So sieht die dritte Phase der ES-2030 allgemein eine deutliche Zunahme nicht-fossiler Energien an der russischen Energiematrix vor. Alternative Energien sollen 2030 mindestens einen Anteil von 13-14% an der russischen Energiematrix halten. Speziell der Beitrag von Erdgas soll aber trotz eines bis zu 40% höheren Verbrauchs sinken. Die Energieintensität der russischen Wirtschaft soll bis zum Ende des Strategiehorizonts nicht mehr als 44% des Werts von 2005 betragen.<sup>646</sup>

---

<sup>645</sup> Vgl. Energiestrategie der Russischen Föderation bis 2030, S. 95.

<sup>646</sup> Vgl. Ebd., S. 48-54, 87, 98ff.

### **Verdichtung 20 (7.1.5)**

Die russische ES-2030 berücksichtigt die wichtigsten Entwicklungen im Energie- und Gassektor. Russland erkennt die zu hohe Bedeutung von Energie im Land an und plant, diese zu senken. Auch in Bezug auf Europa sieht Russland eine zu große Abhängigkeit. Entsprechend wird eine Diversifizierung der Exporte angestrebt. Als neue Märkte gelten v. a. asiatische Länder. Die Diversifizierung in östliche Richtung deckt sich mit einer Verlagerung der Produktion nach Osten. Trotz Krise und niedriger Nachfrage sollen die EU-Exporte erhöht werden. Zudem soll ein drastischer Produktionsanstieg auch einen höheren Inlandsbedarf decken. Die notwendigen Investitionen sollen durch die Liberalisierung des Marktes und Stärkung unabhängiger Produzenten erreicht werden. Auf zentralasiatisches Gas wird Moskau nicht verzichten können. Russland soll sogar zu einer „Energiebrücke“ für Gas werden. Außerdem will Moskau an der Praxis der langfristigen Verträge festhalten, sich stärker bei internationalen Projekten in Drittstaaten engagieren und die Exportpolitik mit anderen Exporteuren koordinieren.

### 7.1.6 Die Organisation des russischen Erdgasmarktes: Gazprom und die „Unabhängigen“

Nach dem Zerfall der Sowjetunion wurden die Erdgas- und Erdölwirtschaft organisatorisch voneinander getrennt. Während die Erdölwirtschaft in dreizehn vertikal integrierte Unternehmen aufgeteilt wurde, blieb die gesamte russische Erdgaswirtschaft weitestgehend im Gazprom Konzern zusammengefasst.<sup>647</sup> Der russische Gasmarkt ist heute zweigeteilt zwischen Gazprom als dominierendem Akteur und sogenannten „unabhängige Gasgesellschaften“.

#### 7.1.6.1 Gazprom

Der größte Erdgasproduzent Russlands ist Gazprom. Das vom Staat kontrollierte Unternehmen hält das Monopol auf alle russischen Erdgasexporte und ist im Besitz des gesamten Gaspipelinetzes (Engl.: Unified Gas Supply System, UGSS). Zudem versorgt Gazprom ebenfalls den größten Teil des inner-russischen Erdgasmarktes. Die Kontrolle des Unternehmens übt der Staat durch direkte und indirekte Beteiligungen aus. Etwas über 38% der Gazprom-Anteile hält Moskau über die russische Staatseigentumsbehörde Rosimushchestvoan direkt. Durch Beteiligungen an anderen Unternehmen kommt der Staat schließlich auf indirektem Wege in den Besitz von etwas mehr als der Hälfte der Gazprom-Anteile. Die Stellung Gazproms im russischen Markt und die Bedeutung des Unternehmens für den russischen Staat werden deutlich, wenn man sich seine Dominanz vor Augen führt. Das Unternehmen hat eine Marktkapitalisierung von 241 Mrd. US\$ (2008), besitzt 69% der

---

<sup>647</sup> Vgl. Dokumentation. Die Struktur der russischen Erdöl- und Erdgaswirtschaft im Wandel, in: Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.), Russland Analysen Nr. 97, Bremen 2006, S. 9, unter: <http://www.laender-analysen.de/russland/pdf/Russlandanalysen097.pdf>, 05.03.2009.

russischen Erdgasreserven (und einen steigenden 9%igen Anteil der Erdölreserven), stellt 83% der Erdgasproduktion, ist als Monopolist für die gesamten Exporte zuständig, verantwortet allein fast 10% des BIPs der Russischen Föderation<sup>648</sup> und sorgt für 25% des föderalen Steueraufkommens.<sup>649</sup> Insgesamt leistete Gazprom (2008) Steuerzahlungen auf regionaler und föderaler Ebene in Höhe von 685,8 Mrd. RR (etwa 22 Mrd. US\$).<sup>650</sup> War Gazprom seit langem schon de facto Monopolist, hält das Unternehmen seit Juni 2006 sogar gesetzlich das Exportmonopol für russisches Erdgas.

#### 7.1.6.1.1 Die Bedeutung Gazproms in Russland

Gazprom hält in Russland eine überragende Stellung, besonders bei der Förderung von Erdgas. Dies liegt in der Zeit unmittelbar nach dem Zerfall der UdSSR begründet, als alle produzierenden Erdgasfelder auf Gazprom übertragen wurden. Nach eigenen Angaben förderte Gazprom 2008 insgesamt 549,7 Bcm Erdgas (inkl. Förderung von Begleitgas, entspricht ca. 511 Bcm bei 15°) und vermarktete sogar 567,9 Bcm (528 Bcm bei 15°, alle anschließenden Volumenangaben wie von Gazprom bei 20° angegeben). Hiervon wurden 287 Bcm innerhalb der Russischen Föderation, 96,5 Bcm in den GUS-Staaten (inkl. baltische EU-Mitglieder) und 184,4 Bcm in Drittstaaten (in erster Linie die EU und Türkei) abgesetzt. Der größte Teil der Gazprom-Produktion wird also innerhalb von Russland vermarktet.

Im Jahr 2008 erlöste das Unternehmen mit dem Gasverkauf innerhalb Russlands 474,3 Mrd. RR (ca. 16,4 Mrd. US\$). Dies bedeutete trotz Rückgang des vermarkteten Volumens ein Plus von 18,7%, das durch die Erhöhung der russischen Inlandspreise zustande kam. Im Durchschnitt erhielt Gazprom pro tausend Kubikmeter Erdgas im russischen Markt 1.652,8 RR (57 US\$), rund 27% mehr als im Vorjahr. Im gleichen Jahr verkaufte das Unternehmen Erdgas im Wert von 1.430,5 Mrd. RR (ca. 49,5 Mrd. US\$) an Staaten im Far Abroad, ein Plus von 68%. Der durchschnittliche Preis lag bei 7.757 RR/Mcm (268 US\$). Die Erlöse der Erdgasgeschäfte im Near Abroad (inklusive den drei baltischen Staaten) betragen 356,5

---

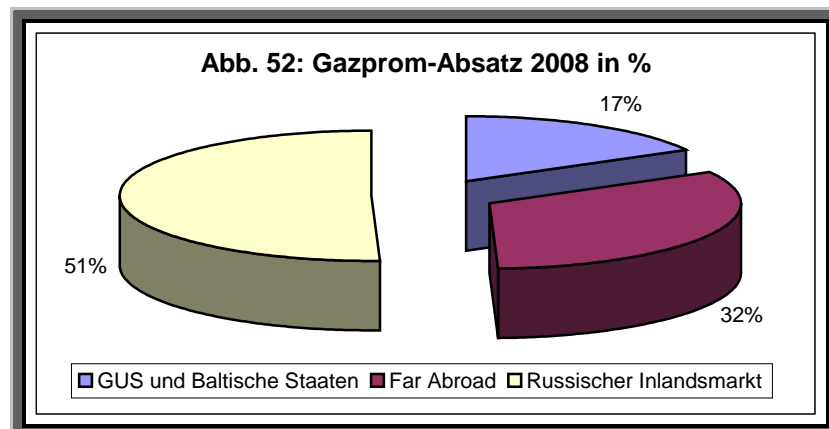
<sup>648</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Figures 2004-2008 Factbook, S. 5, 49.

<sup>649</sup> Vgl. EIA: Russia, S. 10.

<sup>650</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Questions and Answers, Year 2008 Highlights, S. 67. Bei den in Klammern angegebenen Werte in US-Dollar handelt es sich um eigene Berechnungen bei einem für 2007 angenommenen Durchschnittskurs von 28,9 RR pro 1 US\$. Der durchschnittliche Wechselkurs RR/US\$ 2007 wurde aus Daten der Bank of Russia errechnet; Daten unter:

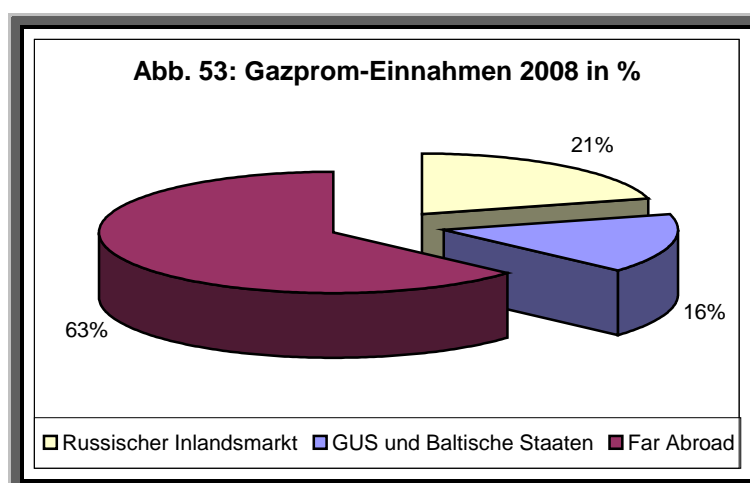
[http://www.cbr.ru/eng/analytics/macro/print.asp?file=macro\\_08\\_e.htm](http://www.cbr.ru/eng/analytics/macro/print.asp?file=macro_08_e.htm), 09.12.09.

Milliarden RR (12,3 Mrd. US\$, plus 32,2%) oder 3.693,9 RR/Mcm (ca. 128 US\$), womit die Preise 38,2% höher als in 2007 lagen.<sup>651</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Gazprom.

Zieht man die EU-Mitglieder Estland, Lettland und Litauen aus den Daten für den Near Abroad heraus, sinkt der Durchschnittspreis, da die baltischen Republiken höhere Gaspreise zahlen als der Rest der ehemaligen Sowjetstaaten (2008 zahlten die Baltischen Staaten laut EIA durchschnittlich ca. 60% mehr). Während über 50,5% des Erdgases in Russland vermarktet worden ist, machten diese Geschäfte nur knapp 21% der durch die Vermarktung von Erdgas generierten Erträge aus. Dagegen erzielte Gazprom im Far Abroad mit etwas mehr als 32% des vermarkteten Erdgases über 63% der Einnahmen. Diese Zahlen belegen die Bedeutung des europäischen Marktes für die geschäftlichen Aktivitäten Gazproms. Der Anteil des Far Abroad fällt mit 81% für russisches Erdgas sogar höher aus, da russisches Erdgas immer seltener in die Staaten der GUS (19% in 2008) exportiert wird (siehe Kapitel 7.1.4.3).



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Gazprom.

<sup>651</sup> Vgl. OAO Gazprom, Gazprom Annual Report 2008, o.O., 2009, S. 32, 47. Bei den in Klammern angegebenen Werte in US-Dollar handelt es sich um eigene Berechnungen bei einem für 2007 angenommenen Durchschnittskurs von 28,9 RR pro 1 US\$. Der durchschnittliche Wechselkurs RR/US\$ 2007 wurde aus Daten der Bank of Russia errechnet; Daten unter: [http://www.cbr.ru/eng/analytics/macro/print.asp?file=macro\\_08\\_e.htm](http://www.cbr.ru/eng/analytics/macro/print.asp?file=macro_08_e.htm), 09.12.09.

Die starke Präsenz Gazproms im Inland erklärt sich teilweise durch Vorgaben der russischen Regierung, die das Unternehmen nicht nur verpflichten, den innerrussischen Markt zu bedienen, sondern sogar eine Erweiterung der Aktivitäten in Russland verlangen (s. o. „Gasifizierung“, Kapitel 7.1.4.2). Die Einspannung des Gazprom-Konzerns durch den russischen Staat zu sozialen Zwecken ist nicht selten. Besonders stark ist das soziale Engagement Gazproms traditionell in seinem Hauptfördergebiet, im Autonomen Bezirk Yamal-Nenzen. Allerdings hat das Unternehmen in den letzten Jahren versucht, die teuren sozialen Aktivitäten zu reduzieren.<sup>652</sup>

Höhere Preise im russischen Binnenmarkt sind zwar zum größten Teil für Gazprom von Vorteil, doch hat sich das Unternehmen – zumindest öffentlich – kaum für dieses Thema stark gemacht. Einerseits gehört dies seit jeher zur Unternehmensstrategie<sup>653</sup>, andererseits macht sich Gazprom durch die Versorgung Russlands mit günstigem Erdgas auch unverzichtbar für den russischen Staat. Darüber hinaus ist die günstige Versorgung des Inlands Voraussetzung für das Exportmonopol des Unternehmens.

#### 7.1.6.1.2 Gazproms Strategie

Gazprom verfolgt mit der offiziellen Unternehmensstrategie verschiedene Ziele. Die langfristige Strategie des Konzerns bleibt laut eigenen Angaben von der Wirtschafts- und Finanzkrise unberührt. Ob es nach der Verabschiedung der neuen russischen Energiestrategie bis 2030 zu Anpassungen der Gazprom-Strategie kommen wird, bleibt abzuwarten. In den Rechenschaftsberichten des Unternehmens für die Geschäftsjahre 2007 und 2008 wird noch die ES-2020 als Grundlage genannt.

Selbst sieht sich der Konzern als eine Art Energiebrücke zwischen Europa und Asien, als Erdgaslieferant einerseits und als Transitgebiet für zentralasiatisches Gas andererseits. Bezüglich der zukünftigen Erdgasproduktion hat sich Gazprom eine deutliche Erhöhung vorgenommen, die durch die Erschließung neuer Felder vorangetrieben werden soll (wie z. B. in 2007 Yuzhno-Russkoye oder in Zukunft die Felder auf der Yamal-Halbinsel). Das Unternehmen sah sich bis jetzt an die ES-2020 gebunden, die für Gazprom eine Fördererhöhung auf ein Niveau von 580-590 Bcm bis 2020 vorsah. Im jüngsten Bericht für das Geschäftsjahr 2008 hat das Unternehmen diese Vorgaben jedoch auf ein Niveau von 650-

---

<sup>652</sup> Vgl. Kuszniir, Julia: Gazprom in seiner Förderregion, in: Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.), Russlandanalysen Nr.97, S. 11-13; vgl. ebenfalls Streit, Matthias: Die Stadt, in der niemand alt wird, Spiegel Online, 17.10.2005, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,360492,00.html>, 10.03.09.

<sup>653</sup> Vgl. Victor, Nadejda M. / Victor, David G.: Bypassing Ukraine, S. 139.

670 Bcm p. a. erhöht. Bis 2010 sollen dabei sowohl die Inlands- als auch die Exportverpflichtungen durch bereits erschlossene Erdgasfelder gedeckt werden.

Ab 2010 soll Erdgas aus neuen Fördergebieten auf der Yamal-Halbinsel, in der Barentssee, in Ostsibirien und dem Fernen Osten für das anvisierte Produktionsniveau sorgen. Bisher fördert Gazprom Erdgas nur innerhalb der Russischen Föderation, doch hat das Unternehmen begonnen, sich an zahlreichen Projekten weltweit zu engagieren. In den letzten Jahren hat der Konzern zahlreiche Explorations- und Produktionsabkommen abgeschlossen, u. a. mit den fünf zentralasiatischen Staaten, Algerien, Libyen, Nigeria, Venezuela, Bolivien, Indien, China und Vietnam. Ebenfalls zur Erhöhung der Erdgasförderung soll das verstärkte Ausbeuten nicht-konventioneller Erdgase beitragen. Insbesondere steht die Förderung von Kohleflözgasen (CBM) im Mittelpunkt, deren Reserven und Ressourcen von Gazprom auf 50 Tcm geschätzt werden. Ebenfalls ausbauen möchte Gazprom die eigene Rohölförderung. Bis 2020 soll Gazprom, über das Tochterunternehmen Gazprom Neft, eine Rohölproduktion von 100 Mio. Tonnen pro Jahr erreichen. Zusätzlich soll das bei der Erdölförderung entstehende Begleitgas besser genutzt werden. Im Jahr 2007 wurde noch die Hälfte des Begleitgases abgepackelt, bis 2011 sollen aber 95% des Gases genutzt werden.

Der Ausbau der Exportinfrastruktur nimmt ebenfalls einen wichtigen Platz in der Unternehmensstrategie ein. Neben der Erschließung der asiatischen Märkte durch den Bau neuer Pipelines sieht Gazprom in der Ausweitung der eigenen LNG-Kapazitäten den Schlüssel für den zukünftigen Erfolg des Unternehmens. Durch LNG erhofft man sich nicht nur die weitere Erschließung der asiatischen Märkte, sondern ebenfalls die der nordamerikanischen, v. a. in den USA. Der Bau neuer Pipelines und der Eintritt in das LNG-Geschäft dienen nicht nur der Diversifizierung der Gazprom-Märkte. Sie sollen ebenfalls zu einer Diversifizierung der nach Europa verwendeten Transportrouten führen. Aus diesem Grund haben, neben der Erweiterung des Transmissionsnetzes, v. a. Pipelineprojekte wie Nord Stream und South Stream eine strategische Bedeutung für den russischen Gasmonopolisten.

Des Weiteren will Gazprom die Präsenz auf dem europäischen Markt stärken. Das Unternehmen hat nicht nur geplant, den aktuellen Marktanteil abzusichern und schrittweise auszubauen, sondern hat vor, verstärkt den Zugang zum Endkunden zu suchen. Ebenfalls zeigt sich der russische Monopolist an einem Einstieg in die europäische Stromerzeugung interessiert. Für Gazprom würde sich in diesem Zusammenhang die Möglichkeit ergeben, die gesamte Lieferkette zu kontrollieren (von der Erdgasförderung, dem -transport und der -

speicherung bis zur Nutzung des Gases bei der Stromerzeugung und evtl. dem Verkauf des Stroms an den Endkunden).<sup>654</sup>

Die offizielle Strategie ist von einer massiven Ausweitung der Konzernaktivitäten und der entscheidenden Stärkung der Position in den traditionellen Märkten gekennzeichnet. Diese Strategie, die offiziell ökonomisch-nüchtern artikuliert wird, kann jedoch auch unter der Devise „*Marktbeherrschung und Expansion*“ subsumiert werden. Der Ausbau der Exportkapazitäten geht über den wahrscheinlichen Nachfrageanstieg in Europa weit hinaus, weswegen vermutet wird, dass das Unternehmen eine Schwächung der traditionellen Transitstaaten verfolgt – in erster Linie von Ukraine und Belarus. Ziel der Unternehmenspolitik gegenüber diesen Staaten ist die Erhöhung der Preise auf westeuropäisches Niveau. Darüber hinaus ist die Ausweitung der Aktivitäten Gazproms auf die Stromerzeugung und auf den Endkunden nicht mit der EU-Wettbewerbspolitik vereinbar, die eine Entflechtung integrierter Energieunternehmen vorsieht.

Doch Gazprom verhindert v. a. auf eine andere Art und Weise Wettbewerb im Erdgasmarkt: durch Versuche, die zentralasiatischen Republiken von den europäischen Märkten abzuschotten. Der Konzern ist bemüht, besonders einen Eintritt Turkmenistans in den europäischen Erdgasmarkt zu verhindern. Angesichts der Tatsache, dass es keine direkte Pipelineverbindung aus Zentralasien nach Westen gibt, sind diese Bemühungen bis jetzt von Erfolg gekrönt gewesen. Die einzige Möglichkeit, Erdgas von Zentralasien nach Europa zu transportieren, ist über das russische, von Gazprom kontrollierte Pipelinennetz. Das 2007 unterzeichnete Abkommen, durch das turkmenisches Erdgas nach Russland geliefert und die Hauptpipeline Mittelasien-Zentrum ausgebaut werden soll, kann als Versuch interpretiert werden, die derzeitige Situation und die Dominanz Gazproms für die kommenden Jahre zu zementieren. Allerdings geht es für das Unternehmen nicht nur darum, zentralasiatische Konkurrenz zu verhindern. Gazprom könnte selbst auf diese Lieferungen angewiesen sein, sollte die Erschließung neuer Erdgasförderregionen nicht planmäßig voranschreiten und die eigene Erdgasproduktion nicht so erhöht werden können, dass sie zur Befriedigung aller Verpflichtungen im In- und Ausland ausreicht.<sup>655</sup>

Es zeigt sich, dass die Strategie des russischen Gasmonopolisten besonders gegenüber den GUS-Staaten im Near Abroad nicht unproblematisch ist. Während Gazprom in den westlichen Erdgasmärkten weitestgehend marktkonform auftritt, strebt das Unternehmen in den GUS-

---

<sup>654</sup> Vgl. OAO Gazprom: Annual Report 2008, S. 30ff, 34f, 42, 50; und ebenfalls vgl. Ders., Annual Report 2007, Moskau 2008, S. 4ff, 14, 21, 40, 42, 48, 54, 60.

<sup>655</sup> Vgl. Götz, Roland: Gasproms Zukunftsstrategie: Marktbeherrschung und Expansion, SWP-Aktuell Nr. 39, Berlin 2007.



Märkten unverhohlen die energiepolitische Dominanz an. Hauptziel ist die Einverleibung der Energieinfrastruktur. Vor dem Zerfall des sowjetischen Reiches gehörten Pipelines und Fördergebiete in der UdSSR dem sowjetischen Erdgasministerium. Als Nachfolger des Ministeriums sieht Gazprom in der Übernahme dieser Vermögenswerte und in der Wiedereinrichtung eines einheitlichen Energiesektors im GUS-Raum ein strategisches Ziel. Um dieses zu erreichen, greift das Unternehmen gezielt auf kontroverse Geschäftspraktiken zurück, wobei es vom russischen Staat gelegentlich unterstützt wird. So wurden beispielsweise in der Vergangenheit staatlich ausgehandelte Erdgaslieferungen gerne durch russische Kredite finanziert, die jedoch nicht zurückgezahlt werden konnten. Es wird vermutet, dass durch diese Art der Finanzierung zum Teil gezielt die Verschuldung der Staaten betrieben wurde. Waren die Staaten nicht in der Lage, die Schulden zu begleichen, bot Gazprom als Alternative an, Anteile an der Energieinfrastruktur zu übernehmen.<sup>656</sup>

#### 7.1.6.1.3 Die Beziehung zwischen Gazprom und dem russischen Staat

Besonders diese Art des Zusammenspiels zwischen Kreml und Gazprom hat oft dazu beigetragen, den Gasmonopolisten als verlängerten Arm des russischen Staates zu betrachten. Allerdings handelt es sich bei dem russischen Staat und bei Gazprom um zwei Akteure mit nicht immer deckungsgleichen Interessen. Am ehesten konvergieren die Ziele beider im sogenannten Nahen Ausland, auch wenn es nicht immer zu einer Zusammenarbeit kommt und sich beide Akteure sogar gegenseitig behindern können.

Ein Beispiel für letzteres ist das jüngste Verhalten Moskaus und Gazproms gegenüber Turkmenistan. Der Kreml wollte die Beziehungen zu Aschgabat verbessern und die Gaslieferungen aus Turkmenistan wiederaufnehmen, die nach einer Pipelineexplosion und einem darauffolgenden Preisdisput seit April 2009 unterbrochen waren. Hierfür unternahm Präsident Medwedew persönlich sogar mehrere Reisen nach Turkmenistan. Doch obwohl auf politischer Ebene die Probleme als gelöst bezeichnet wurden, konnten die Lieferungen nicht wieder aufgenommen werden, weil sich Gazprom und die turkmenische Seite nicht auf einen

---

<sup>656</sup> Vgl. Heinrich, Andreas: Gazprom – ein verlässlicher Partner für die europäische Energieversorgung?, in: Forschungsstelle Osteuropa /Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.), Russlandanalysen Nr. 97, S. 2ff.

Preis einigen konnten.<sup>657</sup> Erst Gespräche Ende Dezember 2009 führten offenbar zu einer Lösung und zur Wiederaufnahme der turkmenischen Lieferungen im Januar 2010.<sup>658</sup>

Während sowohl der Kreml als auch Gazprom ein gemeinsames Interesse an der Abschottung zentralasiatischer Gasvorkommen haben und den Wettbewerb auf dem GUS-Markt massiv einschränken, wich in der Vergangenheit ihr Verhalten gegenüber den westlichen Transitländern Ukraine und Belarus voneinander ab. Bemerkbar gemacht hat sich der Unterschied zwischen russischem Staat und Gazprom in den Gaskrisen der letzten Jahre. Während Gazprom z. B. bereit war, 2004 einen konfrontativen Kurs gegenüber Belarus einzuschlagen, bewirkte Moskau die Wiederaufnahme der unterbrochenen Gaslieferungen und mischte sich tatkräftig in die Preisverhandlungen ein. Suchte Gazprom die Übernahme der Yamal-Europa-Pipeline (die erst zu einem anderen Zeitpunkt gelang) und die deutliche Erhöhung der Preise für die weißrussischen Abnehmer, war Russland nicht bereit, die (damals noch geförderte) Union mit Belarus zu gefährden. Der Konflikt mit der Ukraine 2006 gilt ebenfalls als Beispiel für unterschiedliche Interessen des russischen Monopolisten und der Regierung. So galt die Einspannung russischer Behörden bei dem Gasstreit als äußerst abträglich für das Image der Regierung im Allgemeinen und von Präsident Putin insbesondere. Außerhalb des Near Abroad ist eine Zusammenarbeit beider Akteure kaum bemerkbar und im Grunde von beiden Seiten nicht gewollt.<sup>659</sup>

Zum Teil stellt sich sogar die Frage, ob nicht die russische Regierung von Gazprom stärker beeinflusst wird als Gazprom von der russischen Regierung. Mitte der 1990er Jahre war der russische Staat verpflichtet, seinen Anteil an dem russischen Unternehmen auf unter 40% zu senken. Als es einige Jahre später zu einer Renationalisierung zahlreicher „strategischer“ Unternehmen kam, wurde auch der staatliche Anteil an Gazprom auf knapp über 50% aufgestockt. Besonders viele Vertraute des damaligen Präsidenten Putin, des sogenannten „*St. Petersburger Kreises*“, übernahmen wichtige Posten bei Gazprom. So war z. B. German Gref in Personalunion Minister für wirtschaftliche Entwicklung und Handel (2000-2007) und Mitglied des Aufsichtsrates (Board of Directors). Auch der heutige russische Staatspräsident, Dmitry Anatolievich Medvedev, war zur gleichen Zeit stellvertretender Regierungschef der Russischen Föderation und bei Gazprom als Vorsitzender des Aufsichtsrats (Chairman of the

---

<sup>657</sup> Vgl. Gente, Regis: Turkmenistan: More Empty Talk About the Resumption of Gas Exports to Russia?, Eurasia Insight, Eurasia.net, 09.10.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav100909d.shtml>, 13.10.09.

<sup>658</sup> Vgl. Watkins, Eric: Russia, Turkmenistan revise gas contract, in: Oil & Gas Journal (Online), 23.12.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4866304906/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/2009/12/russia\\_-turkmenistan/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary52010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4866304906/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/2009/12/russia_-turkmenistan/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary52010.html), 06.01.10.

<sup>659</sup> Vgl. Heinrich, Andreas: Gazprom – ein verlässlicher Partner für die europäische Energieversorgung?, S. 2ff.

Board of Directors) aktiv. Seit 2001 ist ein anderer Vertrauter Putins, Alexei Miller, Vorsitzender des Vorstands und Vize-Vorsitzender des Aufsichtsrats. Für eine kurze Zeit bekleidete auch er ein Amt in der Regierung als stellvertretender Energieminister (2000/01).

Aktuell sind verschiedene amtierende und ehemalige Amtsträger bei Gazprom. Unter anderem sind der erste stellvertretende Regierungschef (Viktor Zubkov), der Minister für Industrie und Handel (Viktor Khristenko), die Ministerin für wirtschaftliche Entwicklung und Handel (Elvira Nabiullina) und der Sondergesandte Russlands für internationale Energiezusammenarbeit (Igor Yusufov) in den Aufsichts- und Führungsgremien von Gazprom aktiv. Die steigende Präsenz von Regierungsbeamten in den Leitungsgremien des Gaskonzerns wurde als klares Indiz für die Machtübernahme des Staates bei Gazprom gewertet. Da politische Vertreter aber sowohl Vorschläge zur Unternehmensentwicklung bei Gazprom einbringen und gleichzeitig an damit verbundenen Gesetzesvorlagen arbeiten können, ist eine Beeinflussung der Politik durch Konzerninteressen möglich. Zudem entfallen meistens langwierige Interessensdiskussionen, so dass Gesetzesbeschlüsse „schnell und reibungslos“ gefasst werden können.<sup>660</sup>

Eine Reihe von Entscheidungen, die auf den ersten Blick nicht unmittelbar dem russischen Interesse entsprachen oder dem Ansehen des russischen Staates und seiner Institutionen wenig zuträglich waren, könnte deswegen auch auf eine Beeinflussung in verkehrte Richtung hindeuten. Als Beispiele für den Einfluss oder gar die Instrumentalisierung russischer Behörden durch Gazprom gelten das vom Parlament 2006 verabschiedete exklusive Exportrecht für den Konzern, die langjährige Weigerung die Energiecharta zu ratifizieren, die Einspannung des russischen Staates bei den verschiedenen Energiekrisen und das Vorgehen von Behörden gegen internationale Energiekonzerne, z. B. in Ostsibirien und auf Sachalin, durch die Gazprom die Mehrheit bei strategischen Projekten übernehmen konnte.<sup>661</sup> Welche Seite wen stärker beeinflusst, ist nur schwer zu sagen. Offensichtlich aber ist die starke Verzahnung struktureller Interessen, zu der es zwischen russischer Regierung und den Führungsgremien des Gasmonopolisten gekommen ist.<sup>662</sup>

---

<sup>660</sup> Vgl. Bollinger-Kanne, Josephine: Gazproms Ambitionen und europäische Mission, in: Meier-Walser, Reinhard (Hrsg.), Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung, München 2007, S. 140f; zudem vgl. OAO Gazprom (Internetauftritt): unter: <http://www.gazprom.com/management/>, 09.12.09.

<sup>661</sup> Vgl. Götz, Roland: Gasproms Zukunftsstrategie, S.4.

<sup>662</sup> Vgl. Bollinger-Kanne, Josephine: Gazproms Ambitionen und europäische Mission, S. 140.

### 7.1.6.2 Die unabhängigen Erdgasunternehmen

Neben Gazprom fördern weitere Unternehmen, sogenannte „Unabhängige“, Erdgas in Russland. Der Anteil dieser Unternehmen an der russischen Erdgasförderung steigt seit einigen Jahren kontinuierlich an. Gazproms Anteil hat sich entsprechend verringert – 1998 betrug er noch 94%, 2008 nur noch 83%. Dies liegt v. a. daran, dass Gazprom in der Vergangenheit nicht immer in der Lage gewesen ist, die Verpflichtungen durch eigene Förderung zu decken und deswegen auf Fremdgas angewiesen war.<sup>663</sup> Doch davon abgesehen, ist eine steigende Bedeutung dieser unabhängigen Erdgasunternehmen sowohl unter der Energiestrategie von 2003 (ES-2020) als auch unter der neuen Strategie (ES-2030) beabsichtigt.

Die Bezeichnung „unabhängige“ Gasunternehmen ist allerdings etwas irreführend, wird sie doch auf alle Unternehmen (ex-Gazprom) angewandt, an denen die staatliche Beteiligung unter 100% liegt. Im Allgemeinen können drei verschiedene Arten „unabhängiger“ Gasunternehmen unterschieden werden. An erster Stelle sind es solche Unternehmen, deren Kerngeschäft nicht die Erdgasbranche ist, die jedoch substantielle Erdgasreserven in ihrem Portfolio haben. Unter diese Kategorie fallen beispielsweise große Ölgesellschaften wie Lukoil, Surgutneftegaz und TNK-BP. Zu einer zweiten Kategorie von unabhängigen Erdgasunternehmen gehören solche Firmen, deren Kerngeschäft mit Erdgas zu tun hat und deren Rohstoffreserven einen überwiegenden Erdgasanteil vorweisen können. Zu dieser Kategorie gehört z. B. das Unternehmen Novatek, das momentan als zweitgrößter russischer Erdgasproduzent gilt. Bis zur Übernahme durch Gazprom 2006 gehörte das Unternehmen Itera auch zu der zweiten Gruppe unabhängiger Erdgasunternehmen (Gazprom übernahm die für die Erdgasproduktion zuständige Tochtergesellschaft Sibneftegaz). Ebenfalls in diese Kategorie gehören solche Gesellschaften, die über keine eigenen Reserven verfügen und nur mit Erdgas handeln. Die dritte und letzte Kategorie bilden solche Unternehmen, an denen Gazprom maßgeblich beteiligt ist, wie Sibur (Petrochemie, Gazprom besitzt 70% +1 Aktie über die eigene Gazprombank Gruppe) und Purgaz (im Upstream tätig).<sup>664</sup> Insgesamt verfügten alle unabhängigen Gesellschaften 2006 über ca. 21% der russischen Erdgasreserven. Damals galten 16,3% der Reserven als noch nicht verteilt (undistributed), Gazprom verfügte über 62,4% (2008 waren es aber schon 69%).<sup>665</sup>

---

<sup>663</sup> Vgl. Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.): Russland Analysen Nr. 97, S. 9.

<sup>664</sup> Vgl. Stern, Jonathan: The Future of Russian Gas and Gazprom, S. 19f.

<sup>665</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Figures 2002-2006, S. 12; vgl. Ders., Gazprom in Figures 2004-2008, S. 4

Die Produktion der Unabhängigen hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Im Jahr 2008 erreichte die gemeinsame Erdgasförderung dieser Unternehmen ca. 112 Bcm, womit sie 17% der russischen Erdgasförderung stellten. Zudem ist ihre Förderung, mit durchschnittlich über 11% p. a., in den letzten Jahren um ein Vielfaches schneller gewachsen als die des Gasmonopolisten (ca. 0,75% p. a.).<sup>666</sup> Damit befinden sich die unabhängigen Fördergesellschaften auf gutem Weg, die ihnen noch bei der ES-2020 vorgesehenen 105-115 Bcm p. a. in 2010 und 140-150 Bcm in 2020 zu erfüllen.

Allein der größte unabhängige Gasförderer in Russland, Novatek, produzierte 2008 insgesamt 30,9 Bcm, was im Fünfjahreszeitraum (2004-2008) einem Anstieg von gut 10% p. a. entsprach.<sup>667</sup> An zweiter Stelle steht die staatliche Rosneft. Das Unternehmen, dessen Schwerpunkt die Erdölförderung ist, sieht im Ausbau der Erdgasförderung ein strategisches Ziel. Im Jahr 2008 betrug die Gasförderung des Staatsunternehmens 12,4 Bcm (ausschließlich in Russland).<sup>668</sup> Lange Jahre war Lukoil zweitgrößter Erdgasproduzent in Russland. Mit einer Erdgasproduktion von insgesamt 19,4 Bcm (inkl. Begleitgas) wäre es das Unternehmen dies auch noch heute. Allerdings förderte Lukoil einen Teil des Erdgases außerhalb Russlands. Nur 12,8 Bcm (inkl. Begleitgas) der Lukoil-Erdgasproduktion fand innerhalb der Russischen Föderation statt. Trotzdem bedeutet dies ein jährliches Produktionswachstum von über 30% p. a. (2004-2008 innerhalb Russlands).<sup>669</sup> Berücksichtigt man nur das in Russland geförderte Erdgas, liegt Lukoil sogar nur an vierter Stelle, da Surgutneftegas 2008 insgesamt 14,1 Bcm in Russland förderte. Die Erdgasproduktion von Surgutneftegas liegt, im Gegensatz zu der Entwicklung bei der Konkurrenz, seit Jahren auf dem gleichen Niveau.<sup>670</sup>

Anders als die Preise des Gasmonopolisten Gazprom, sind die Preise der unabhängigen Gasproduzenten nicht reguliert. Das Problem, mit dem sich unabhängige Erdgasproduzenten konfrontiert sehen, ist, dass Gazprom das Pipelinennetz in Russland besitzt. Damit sind die Unabhängigen auf den Monopolisten angewiesen, um Zugang zu den Märkten zu erlangen. Die Gebühr, die Gazprom für den Transport von Erdgas erheben darf, ist zwar staatlich reguliert, Gazprom kann aber aus verschiedenen Gründen den Transport von Erdgas anderer

---

<sup>666</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2009, S. 49ff; vgl. auch OAO Gazprom: Gazprom in Figures 2004-2008, S. 5, 28; ebenfalls vgl. Ders., Gazprom Annual Report 2008, S. 9 und vgl. Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.): Russland Analysen Nr. 97, S. 9.

<sup>667</sup> Vgl. JSC Novatek: Novatek Annual Review 2008, Moskau 2009, S. 4f, unter: [http://www.novatek.ru/netcat\\_files/308/252/h\\_26628205b45571bceecc6551ef60e632](http://www.novatek.ru/netcat_files/308/252/h_26628205b45571bceecc6551ef60e632), 09.12.09.

<sup>668</sup> Vgl. OJSC Rosneft: Annual Report 2008, Moskau 2009, S. 50, unter: [http://www.rosneft.com/attach/0/58/80/a\\_report\\_2008\\_eng.pdf](http://www.rosneft.com/attach/0/58/80/a_report_2008_eng.pdf), 09.12.09.

<sup>669</sup> Vgl. OAO Lukoil: Analyst Databook 2009, Moskau 2009, S. 21, unter: <http://www.lukoil.com/materials/doc/DataBook/DBP/2009/db2009eng.pdf>, 09.12.09.

<sup>670</sup> Vgl. OJSC Surgutneftegas: Annual Report 2008, Surgut 2009, S. 3, 24, unter: [http://www.surgutneftegas.ru/uploaded/year\\_2008en.pdf](http://www.surgutneftegas.ru/uploaded/year_2008en.pdf), 09.12.09.

Produzenten verweigern. Dieses Recht steht Gazprom u. a. zu, wenn die Kapazität des Systems ausgelastet ist, das Erdgas nicht den geforderten Qualitätsstandards entspricht oder der unabhängige Gasproduzent nicht über die nötige Infrastruktur verfügt, um Erdgas in das Gazprom-Netz zu speisen und um dieses Gas aus dem Gazprom-Netz weiter an den Endverbraucher zu transportieren. Gazprom hat stets abgestritten, anderen Unternehmen den Zugang zum UGSS aus anderen als technischen Gründen verweigert zu haben.<sup>671</sup>

Allerdings hat es des Öfteren Beschwerden von Marktteilnehmern über diskriminierendes Verhalten seitens Gazproms gegeben. Erst 2009 hat die Russische Antimonopol-Behörde (Engl. Federal Antimonopoly Service, FAS) Gazprom zu einer Geldstrafe von gut 4,5 Mio. US\$ verurteilt. Hintergrund hierfür war die Weigerung Gazproms, dem Unternehmen Trans Nafta Zugang zu seinem Pipelinenetz zu gewähren.<sup>672</sup> Der Gasmonopolist seinerseits beschwert sich, die Transportgebühren würden die Kosten für Transport und Instandhaltung des Systems nicht decken. Dabei seien kontinuierlich Investitionen in das UGSS notwendig, das bereits nahe der Maximalauslastung operiere.<sup>673</sup>

Novatek ist einen weniger konfrontativen Weg als Trans Nafta gegangen. Nach mehreren Anläufen in 2004 und 2005, von russischen Behörden eine Genehmigungen für eine Kooperation mit Total S.A. zu erhalten, ist Novatek eine strategische Partnerschaft (Strategic Cooperation Agreement) mit Gazprom eingegangen. Ebenfalls vertieft hat Novatek die Zusammenarbeit mit Gazprom-Tochtergesellschaften, wie z. B. Sibur, einem Konzern aus der Petrochemie, an dem Gazprom 100% hält.<sup>674</sup> Erst in 2009 und in einem viel bescheideneren Umfang scheint es zu einer Kooperation zwischen Novatek und Total gekommen zu sein. Die Parteien einigten sich (Heads of Agreement) auf die Übernahme von 49% der Anteile an Terneftegas, einer Tochtergesellschaft von Novatek, durch Total. Zum 900-Mio.-US\$-Geschäft gehört die Erschließung des 47,3 Bcm großen Termokarstovoye-Erdgasfeldes, das 2011 beginnen könnte, und die weitere Exploration der Region. Die Einigung zwischen Total und Novatek gilt Premierminister Putin als Beweis, dass auch sogenannte strategische

---

<sup>671</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Questions and Answers, Year 2008 Highlights, S. 36f.

<sup>672</sup> Vgl. Federal Antimonopoly Service: Press-release of 26.01.2009 «Gazprom» OJSC», 26.01.2009, unter: [http://www.fas.gov.ru/english/news/n\\_21832.shtml](http://www.fas.gov.ru/english/news/n_21832.shtml), 17.03.09 und Press-release of 16.04.2008 «Case on restricted access to a gas transportation system», 16.04.2008, unter: [http://www.fas.gov.ru/english/news/n\\_18369.shtml](http://www.fas.gov.ru/english/news/n_18369.shtml), 17.03.09.

<sup>673</sup> Vgl. OAO Gazprom: Gazprom in Questions and Answers, Year 2008 Highlights, S. 36f.

<sup>674</sup> Vgl. Blagov, Sergei: Independent russian gas producer increases cooperation with Gazprom, Eurasia Daily Monitor, Vol. 4, Issue 76, 18.04.2007, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=32686](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32686), 17.03.09.

Erdgasfelder in Russland offen für internationale Investitionen sind.<sup>675</sup> Diese Aussage Putins verwundert jedoch angesichts der geringen Größe des Erdgasfeldes sehr.

#### **Verdichtung 21 (7.1.6)**

Russlands Gasmarkt wird von Gazprom dominiert. Russland ist vom Volumen her größter Absatzmarkt, trotzdem macht das Ferne Ausland 60% der Konzerneinnahmen aus. Gazproms Strategie folgt überwiegend der russischen Energiestrategie. Es wird vermutet, dass diese Strategie zur Schwächung traditioneller Transitstaaten und zur Abschottung konkurrierender Exporteure dienen soll. Gegenüber der EU verhält sich Gazprom weitestgehend marktkonform. Gegenüber den Staaten der GUS steht v. a. die Rückerlangung des ehemals integrierten sowjetischen Gassektors im Mittelpunkt. Obwohl der Kreml und Gazprom eng miteinander verflochten sind, verfolgen sie nicht immer die gleichen Ziele. Es ist aber schwer zu sagen, ob die manifestierten Differenzen echt sind oder lediglich inszeniert, um die Verantwortlichkeiten abzuwälzen. Neben Gazprom wächst die Rolle und die Produktion unabhängiger Unternehmen zunehmend. Die Gaspreise dieser Produzenten sind nicht reguliert. Die Produzenten sind aber abhängig vom Gazprom-Netz.

#### 7.1.7 Zwischenfazit

Die Bedeutung der russischen Erdgasvorkommen ist enorm, unabhängig davon, nach welcher Methode sie genau bemessen werden. Die reiferen Erdgasfelder, die momentan noch den größten Anteil an der russischen Erdgasproduktion halten, werden in Zukunft mit einer weiter fallenden Förderung zu kämpfen haben. Aus diesem Grund ist es dringend notwendig, dass neue Vorkommen möglichst bald erschlossen werden. Außerdem sollten die Explorationsbemühungen ausgeweitet werden, da in den letzten Jahren kaum neue Reserven hinzugekommen sind (die meisten Lager, die erschlossen werden sollen, wurden noch zu sowjetischen Zeiten entdeckt). Gazprom hat bereits erste Schritte zur Erschließung der Yamal-Halbinsel eingeleitet. Erschien der Zeitplan bereits vor einigen Monaten nur schwer einzuhalten, hat die Krise nun endgültig für eine verzögerte Erschließung gesorgt. Des Weiteren werden Milliardeninvestitionen benötigt, die der Gasmonopolist aufgrund sinkender Einnahmen wahrscheinlich nicht allein tragen können, erst recht nicht nach der deutlichen Reduzierung des Investitionsplans.

Für die EU von Bedeutung ist die Verlagerung der Fördergebiete weiter Richtung Osten. Zwar bleibt Westsibirien auf absehbare Zeit wichtigstes Fördergebiet, doch werden zunehmend Erdgaslager erschlossen, die wegen ihrer Lage nicht für den europäischen Markt in Frage kommen. Zudem könnte die Altai-Pipeline russisches Erdgas aus diesem für die EU wichtigen Gebiet Europa in direkte Konkurrenz zu asiatischen Länder bringen, v. a. China.

---

<sup>675</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Total, Novatek to develop Termokarstovoye gas field, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2849580412/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-total\\_novatek\\_to.html](http://www.ogj.com/index/article-display/2849580412/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-total_novatek_to.html), 27.06.09.

Noch ist Peking nicht bereit, europäische Preise für Russlands Erdgas zu zahlen, wodurch die Attraktivität der EU als lukrativster Kunde noch bestehen bleibt. Neben konkurrierenden Exportmärkten könnte der steigende russische Erdgaskonsum ebenfalls ein Problem für die EU darstellen, nicht nur weil der innerrussische Konsum einen größeren Teil der Produktion bindet. Die russische Regierung hat begonnen, die Erdgaspreise anzuheben bzw. Gas über eine elektronische Plattform frei zum Handel anzubieten. Die höheren Preise werden zwar wahrscheinlich zu einem langsameren Anstieg des Verbrauchs führen, gleichzeitig aber die Attraktivität des russischen Marktes gegenüber dem EU-Markt erhöhen.

Die russische Energiestrategie (ES-2020), deren erste Phase bis 2010 gehen sollte, hat in Bezug auf Erdgas nur geringe Früchte getragen. Ob die neue ES-2030 erfolgreicher sein wird, bleibt abzuwarten. Zwar liegt die Erhöhung der russischen Gasproduktion innerhalb der Planungen, v. a. dank der Fördererhöhungen unabhängiger Erdgasproduzenten, doch sind die Fortschritte bei der Öffnung und Liberalisierung des Marktes und bei dem undiskriminierten Zugang zum russischen Pipelinenetz nicht wie erhofft vorangeschritten. Gründlich fehlgeschlagen sind insbesondere Bemühungen, den russischen Staat weniger abhängig von den Einnahmen aus dem Export von Energierohstoffen zu machen.<sup>676</sup>

Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass der russische Staat und der Erdgasmonopolist Gazprom, trotz der engen Beziehung, zwei voneinander zu unterscheidende Akteure sind, deren Interessen (im Inland und im Near Abroad) nicht deckungsgleich und nicht immer optimal aufeinander abgestimmt sind. Die Strategie des Gasunternehmens ist nur teilweise kompatibel zur russischen Energiestrategie. Vor allem die Erhöhung der Erdgasproduktion durch unabhängige Erdgasproduzenten könnte für Gazprom ein Problem darstellen. Da der Gasmonopolist im Moment als einziger Akteur berechtigt ist, Erdgas aus Russland zu exportieren, die eigene Erdgasförderung aber kaum erhöhen kann, übernehmen die Unabhängigen de facto<sup>677</sup> einen immer größeren Teil der russischen Versorgung. Gazproms Privileg, alleiniger Exporteur russischen Erdgases zu sein, gründet jedoch auf der sozialen Aufgabe, das russische Volk mit günstigem Erdgas zu versorgen. Wenn Gazprom nicht durch diese Aufgabe „belastet“ wird, gibt es theoretisch keine Rechtfertigung für das Exportmonopol, das dazu dienen sollte, das Verlustgeschäft im Inland auszugleichen. Erste Widerstände gegen das Exportmonopol Gazproms werden seit Mitte 2008 immer lauter. Im Juli 2008 schlug die FAS vor, Gazprom solle alle freien Pipelinekapazitäten einer staatlichen

---

<sup>676</sup> Vgl. Lukyanov, Fyodor: Russia and world recession, S. 18.

<sup>677</sup> Denn Gazprom kann das Gas der Unabhängigen, die über kein eigenes Pipelinenetz verfügen, aufkaufen (zu Inlandspreisen) und an russische Verbraucher weiterverkaufen oder diesen eigenes Erdgas verkaufen und Fremdgas als eigenes Gas exportieren.



Behörde abtreten, die wiederum diese Kapazitäten an Dritte weiterversteigern würde. Dieser Vorschlag würde Gazproms Monopol, wenn auch auf Umwegen, aushöhlen.<sup>678</sup>

Ebenso wie der russische Staat, hat Gazprom mit der weltweiten Wirtschaftskrise zu kämpfen. Laut Firmenberichten brach der Gewinn im ersten Halbjahr 2009 um 48% ein. Hauptverantwortlich für diese Entwicklung waren ein geringerer Gasbedarf in Europa, niedrige Gaspreise, dafür aber gestiegene Bezugspreise für zentralasiatisches Erdgas und Transitprobleme (Ukraine). Außerdem sah sich Gazprom gezwungen, die Verschuldung des Konzerns zu erhöhen. Diese stieg allein im ersten Halbjahr 2009 von etwa 1,018 Billionen Rubel (23 Mrd. €) Ende 2008 auf 1,334 Billionen Rubel (gut 30 Mrd. €). Hinzu kommen Schulden im zweiten Halbjahr, die sich bis November 2009 auf ca. 1,65 Mrd. € beliefen.<sup>679</sup>

#### 7.1.8 Die Beziehungen mit Verbraucher-, Transit- und anderen Produzentenstaaten

Sowohl ein Großteil der russischen Elite als auch der Bevölkerung sehen in der Russischen Föderation den legitimen Nachfolgestaat der Sowjetunion. Als solcher, meinten viele, sollte die Russische Föderation die gleiche geopolitische Rolle spielen wie das Sowjetimperium. Sie mussten jedoch erkennen, dass 50% der sowjetischen Bevölkerung, 60% der industriellen Kapazität und 70% des Territoriums der UdSSR nicht ausreichten, um auf der globalen Bühne wie diese aufzutreten.<sup>680</sup> Nach der Auflösung der Sowjetunion entstanden verschiedene geopolitische Strömungen. Eine der einflussreichsten ist bis heute die sogenannte Eurasische Schule, die die Grenzen der ehemaligen UdSSR als die „natürlichen“ Grenzen Russlands betrachtet. Verschiedene Konzepte von ausschließlichen russischen Einflussphären, wie die des „Nahen Auslands“ (Near Abroad) oder des „Russischen Geopolitischen Raums“ (Russian Geopolitical Space, RGS), sollen genau diesem Gedanken Rechnung tragen und bedienen einen in Russland seit jeher tiefsitzenden „Einkreisungskomplex“. Entsprechend ist die Politik der Russischen Föderation gegenüber den Staaten der ehemaligen UdSSR in Zentralasien,

---

<sup>678</sup> Vgl. Henderson, Creelea: Cracks in the monolith: Gazprom exports to be de-monopolized, The ISCIPI Analyst. An Analytical Review, Vol. 14, Nr. 15, 18.08.2008, unter: <http://www.bu.edu/phpbin/news-cms/news/?dept=732&id=50308>, 17.03.09, ebenfalls vgl. Russian Independent Gas Producers Can Participate in Natural Gas Exports, in: Oil & Gas Eurasia, 19.03.2008, unter: <http://www.oilandgaseurasia.com/news/p/0/news/2010>, 18.03.09.

<sup>679</sup> Vgl. OAO Gazprom (Internetauftritt): Gazprom reports its consolidated interim condensed financial results under International Financial Reporting Standards (IFRS) for the six months ended 30 June 2009, Press Release, 09.11.2009, unter: <http://www.gazprom.com/press/news/2009/november/article70678/>, 20.12.2009.

<sup>680</sup> Vgl. Trenin, Dmitri: The End of Eurasia. Russia on the Border between Geopolitics and Globalization, Washington D.C. 2001, S. 11f.

dem Kaukasus und in Osteuropa eine andere als gegenüber den Staaten des Far Abroad – auch was die Energiebeziehungen angeht.<sup>681</sup>

Die Auflösung der Sowjetunion zersplitterte den ehemals integrierten Erdgassektor der UdSSR. Betrachtet man Gazprom als Nachfolger des sowjetischen Erdgasministeriums, so „verlor“ das russische Unternehmen mit dem Ende der UdSSR seine gesamten zentralasiatischen Erdgasreserven, einen Großteil des Pipelinesystems sowie erhebliche Gasspeicherkapazitäten. Die wichtigste Veränderung aber vollzog sich beim Erdgasexport: Von einem Tag auf den anderen entstanden Transitstaaten zwischen den wichtigsten Abnehmern russischen Erdgases und der Russischen Föderation. Hatte es in der Vergangenheit für Moskau keine Rolle gespielt, an welcher Stelle Erdgaspipelines die sowjetische Grenze nach Westen überquerten, änderte sich dies schnell. Als sich das sowjetische Imperium auflöste, liefen die gesamten Erdgasexporte nach Westeuropa plötzlich über eine unabhängige Ukraine. Sehr früh wurde klar, dass diese Situation weder für Russland noch für Gazprom (damals noch komplett im Staatsbesitz) hinnehmbar war. Schon bald gehörte die Diversifizierung der Transportrouten für Russland, aber auch für die westlichen Abnehmer, zu den obersten Interessen und ist es bis heute geblieben.

Ebenso bemühte sich Moskau, die Gasvorkommen der kaspischen Region, angesichts des entfachten „New Great Game“, im eigenen Einflussbereich zu halten. Ähnlich wie Russland versuchte, die Vormachtstellung in der eigenen Interessenssphäre zu sichern, unterstützte Moskau Gazprom bei der Wiedererlangung der strategisch wichtigen Exportinfrastruktur in den Staaten des Near Abroad. Besonders das Verhalten Moskaus gegenüber diesen Staaten wird oft als Beleg für die Instrumentalisierung der Erdgaslieferungen zu politischen Zwecken angebracht. In den folgenden Seiten wird daher auf die Energiebeziehungen (im Erdgasbereich) der Russischen Föderation mit den verschiedenen relevanten Staaten in der ehemaligen UdSSR und mit ausgewählten Staaten des Far Abroad eingegangen.

#### 7.1.8.1 Die Staaten des Near Abroad und die russischen Interessen

Die Staaten des sogenannten „Neuen Osteuropa“, Belarus, Ukraine und Moldau, sind für Russland in vielerlei Hinsicht von Bedeutung. Russland, Ukraine und Belarus bildeten den „slawischen Kern“ der UdSSR. Erst der positive Ausgang der Unabhängigkeitsreferenden in

---

<sup>681</sup> Obwohl selbst Gazprom heute in offiziellen Berichten und Publikationen die Terminologie „Near Abroad“ und „Far Abroad“ als zwei verschiedene „Kundenklassen“ verwendet, lässt sich heute das „Near Abroad“ in Bezug auf die russische Außenpolitik eher als russische Interessenssphäre denn als exklusive russische Einflussosphäre verstehen. Vgl. Trenin, Dmitri: Russia's Spheres of Interest, not Influence, in: The Washington Quarterly, Vol. 32, Nr. 4, Washington 2009, S. 15f.

diesen drei Ländern besiegelte faktisch das Ende der Sowjetunion. Die Idee einer „*Slawischen Union*“ galt in einigen Teilen der Bevölkerung, aber auch in russischen Regierungskreisen, lange Zeit als Ideal einer politischen Integrationsgemeinschaft im postsowjetischen Raum.<sup>682</sup> Energiepolitisch von Bedeutung sind die westlichen Mitglieder der GUS v. a. aus zwei Gründen. Einerseits handelt es sich bei diesen Ländern (vom Volumen her) um wichtige Erdgasabnehmer, andererseits um wichtige Transitstaaten. Gazprom lieferte 2008 große Mengen Gas an Ukraine (59,2 Bcm), Belarus (21,1 Bcm) und Moldau (2,7 Bcm). Wie jedoch bereits gesehen, erzielte das Unternehmen durchschnittlich nur 128 US\$/Mcm. In sowjetischer Zeit profitierten diese Staaten selbstverständlich von den niedrigen Erdgaspreisen innerhalb der UdSSR.

Nach der Erlangung der Unabhängigkeit behielt Russland für lange Zeit künstlich niedrige „Bruderpreise“ bei. Trotzdem häuften die neuen Staaten hohe Gasschulden gegenüber Russland an. Bereits in den 90er kam es zu zahlreichen Disputen über die Rückzahlung dieser Schulden sowie um die russischen Gassubventionen gegenüber den Staaten der ehemaligen Sowjetunion. Alleine zwischen Russland und Ukraine kam es in den 90er Jahre zu mehreren Gasdisputen (z. B. 1992, 1993, 1994), bei denen es u. a. zu Reduzierungen der russischen Lieferungen, unerlaubten Gasentnahmen seitens der Ukraine sowie Streitigkeiten um Gaspreise und -schulden kam. Besonders in der ersten Hälfte der 90er Jahre wurden die Themen im Gasbereich mit anderen für Russland und Ukraine wichtige Themen verknüpft (z. B. Schuldenerlass bei für Moskau günstigem Ausgang der Frage bezüglich der Schwarzmeerflotte oder des ukrainischen Kernwaffenarsenals). Nachdem 1994/95 ein erster Rahmenvertrag unterzeichnet werden konnte, kam es 1998 zum Abschluss eines weiteren Abkommens, das zwar einige Fragen beantwortete (u. a. Bezahlung der Transitgebühren mit Erdgas), jedoch immer noch die Angelegenheiten der Gasschulden und der niedrigeren Erdgaspreise unbeantwortet ließ. Es war zudem das erste wichtige Abkommen, bei dem Gazprom als privatisiertes Unternehmen eine exponiertere Rolle einnahm. Trotzdem wurden bis Januar 2006 alle Gasverträge zwischen Moskau und Kiew im Rahmen intergouvernementaler Abkommen abgeschlossen, weswegen die Gasfrage meistens mit Zugeständnissen in anderen Politikbereichen verknüpft werden konnte. Erst nach 2006 wurden die Verträge zwischen den jeweiligen Gasunternehmen ausgehandelt, ohne Fragen außerhalb des Gasbereichs zu berühren.<sup>683</sup>

---

<sup>682</sup> Vgl. Morosow, Sergej: Geopolitische Betrachtungen zu den Wahlen in der Ukraine, in: Eurasisches Magazin, Dezember 2004, unter: <http://www.eurasischesmagazin.de/artikel/?artikelID=20041209>, 01.03.2009.

<sup>683</sup> Vgl. Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2007, S. 17ff, unter: <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG21.pdf>, 24.03.09.

Im Jahr 2005 beschwerte sich Gazprom über die mangelnde Kooperationsbereitschaft in der Ukraine, über Gasthemen wie die Rückzahlung der Schulden, die Erhöhung der Gaspreise und die Thematisierung von Gasdiebstählen zu verhandeln. Als zum Ende des Jahres keine Lösung erreicht werden konnte, setzte Gazprom die Erdgaslieferungen vom 1. bis zum 3. Januar aus. Dieser als „Gaskrieg“ bekannt gewordene Konflikt wurde vor dem Hintergrund der „Orangen Revolution“ besonders in der westlichen Welt als Einsatz der „Gaswaffe“ durch Russland interpretiert. Die Erdgaslieferungen wurden zwar bald wieder aufgenommen, die Probleme indes wurden nicht gelöst. Zum Jahreswechsel 2007/2008 kam es erneut zu Streitigkeiten zwischen beiden Seiten. Der sogenannte „Zweite Gaskrieg“ 2008/2009 führte sogar zu einer mehrwöchigen Reduzierung bzw. sogar zu einem vollständigen Stopp der Erdgaslieferungen durch das ukrainische Pipelinesystem. Diese bisher schwerste Krise hatte Auswirkungen auf die Gasversorgung von 18 EU-Mitgliedern, vor allem in Ost- und Südosteuropa.<sup>684</sup>

Seit Ende der 90er Jahre ist auch Belarus, durch die Yamal-Europe-Pipeline, Transitstaat für Erdgas auf dem Weg nach Europa (zusätzlich führt noch die aus sowjetischer Zeit existierende Northern Lights-Gaspipeline durch Belarus nach Ukraine). Doch auch zwischen Belarus und Russland ist es zu Spannungen bezüglich der Transitmodalitäten, der Gasschulden und -preise gekommen. Das von Alexander Lukaschenko, dem „letzten Diktator Europas“, regierte Weißrussland unterhielt lange Zeit mit Russland besondere Beziehungen (Russisch-Weißrussische Union), was sich auch in den niedrigen Energiepreisen widerspiegelte, die Minsk für russische Öl- und Gaslieferungen zahlen musste. Die letzte größere Auseinandersetzung im Gasbereich fand 2006/07 statt. Doch im Gegensatz zu Ukraine, einigte man sich in Weißrussland auf eine schrittweise Übernahme des staatlichen weißrussischen Erdgasunternehmens Beltransgas durch Gazprom (Erhöhung des Gazprom-Anteils auf über 50% bis 2011), wodurch eine stärkere Preiserhöhung vermieden und ein längerer Disput abgewendet werden konnte. Außerdem einigte man sich auf die Einführung neuer Preismechanismen, die zwar weitere Preiserhöhungen für Belarus auf ein mit Europa vergleichbares Niveau vorsahen, jedoch ebenfalls eine deutliche Erhöhung der Transitgebühren berücksichtigten.<sup>685</sup>

---

<sup>684</sup> Vgl. Europa will aus Gaskrise lernen, EurActiv, 22.01.2009, unter:

<http://www.euractiv.com/de/energie/europa-will-gaskrise-lernen/article-178718>, 24.03.09.

<sup>685</sup> Vgl. Bochkarev, Danila: 'European' Gas Prices: Implications of Gazprom's Strategic Engagement with Central Asia, in: Pipeline & Gas Journal, Vol.236, Nr. 6, Juni 2009, unter:

<http://pipelineandgasjournal.com/“european”-gas-prices-implications-gazprom’s-strategic-engagement-central-asia?page=show>, 24.07.09.

In den letzten Monaten ist es zu stärkeren Spannungen zwischen beiden Staaten gekommen, als Russland die Einfuhren weißrussischer Milch- und Fleischprodukte unter Verweis auf die unzureichende Erfüllung hygienischer Standards stoppte. Die Spannungen, die sogar als Handelskrieg bezeichnet wurden, haben zum Boykott Belarus des Treffens der OVKS (Organisation des Vertrags über kollektive Sicherheit) und der damit verbundenen Unterzeichnung des Sicherheitsabkommens geführt.<sup>686</sup> Besonders negativ wird in Moskau die Weigerung Minsk empfunden, die Unabhängigkeit Abchasiens und Südossetiens<sup>687</sup> anzuerkennen. Mit Unverständnis reagierte Moskau Ende Juli 2009, als Belarus de facto die Bemühungen um die Bildung eines Unionsstaates mit Russland einstellte.<sup>688</sup> Ende 2009 scheiterten zudem Verhandlungen zwischen Moskau und Minsk, die die auslaufenden Vereinbarungen zum Öltransit durch Belarus neu regeln sollten. Zwar sind die Öllieferungen nicht nach dem Jahreswechsel gestoppt worden und betreffen eigentlich nicht den Erdgassektor, doch hat Belarus bereits wenig subtile Drohungen für den Fall von Preiserhöhungen ausgesprochen, die in Bereiche außerhalb des Erdölsektors übergreifen würden (z. B. Stopp der Stromexporte zur russischen Exklave Kaliningrad).<sup>689</sup>

Auch die Republik Moldau hat in der Vergangenheit Preiserhöhungen hinnehmen müssen. Als eines der ärmsten Länder Europas und seit der Unabhängigkeit um den Erhalt seiner territorialen Integrität kämpfend (Transnistrienkonflikt), hatte Chisinau 2006 Gazprom die Kontrolle über die eigene Pipelineinfrastruktur und über 60% des Gasunternehmens MoldovaGaz überlassen.<sup>690</sup> Gleichzeitig hat Moldau kaum eine Möglichkeit, dem Druck Gazproms etwas entgegenzusetzen, obwohl eine wichtige Pipeline über Moldau Richtung Balkan führt.<sup>691</sup>

---

<sup>686</sup> Neben Belarus, unterzeichnete auch Usbekistan das Abkommen nicht. Lukaschenko unterzeichnete nachträglich jedoch im Oktober 2009 den Vertrag; vgl. Handelskrieg vergiftet Beziehungen zwischen Russland und Weißrussland, EurActiv, 15.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/erweiterung/handelskrieg-vergiftet-beziehungen-zwischen-russland-weissrussland/article-183180>, 16.06.09.

<sup>687</sup> Bis Ende 2009 hatten neben Russland nur Nicaragua, Venezuela und Nauru die Unabhängigkeit der beiden Gebiete anerkannt.

<sup>688</sup> Vgl. Belarus dictator makes eyes at West, EurActiv, 24.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/belarus-dictator-eyes-west/article-184369>, 27.07.09.

<sup>689</sup> Prinzipiell geht es bei dem Streit ähnlich wie schon 2007 um höhere Transitgebühren und höhere Energiepreise. Dabei hat die russische Seite dieses Mal versucht einen Konflikt zu verhindern und auf Preiserhöhungen für Weißrussland weitestgehend verzichtet. Steigen sollten nur die Erdölpreise für Erdöl, das Belarus als weiterverarbeitete Ölprodukte reexportiert, jedoch eine wichtige Einnahmequelle Minsk ist. Vgl. Belarus warns Russia of power cut, BBCNews (Online), 04.01.2010, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/8439745.stm>, 05.01.10.

<sup>690</sup> Vgl. Woehrel, Steven: Russian Energy Policy Toward Neighboring Countries, CRS Report for Congress, Washington D.C. 2008, S. 11f, unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/row/RL34261.pdf>, 24.03.09.

<sup>691</sup> Vgl. Socor, Vladimir: European Union Responds as Moldova Gas Predicament Deepens, Eurasia Daily Monitor, Vol. 3, Issue 7, 11.01.2006, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=31266](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=31266), 24.03.09.

Im Kaukasus befinden sich die ehemaligen Sowjetrepubliken Georgien, Aserbaidschan und Armenien, die auch zur Region des Near Abroad gehören. Von den drei Staaten nimmt Aserbaidschan eine Sonderposition ein, da Baku selbst über substantielle Energievorkommen verfügt und als Brücke zu den kaspischen und zentralasiatischen Energielagern gilt. Durch den Bau von Pipelines unter dem Kaspischen Meer könnte Erdgas von Zentralasien nach Aserbaidschan und von dort aus weiter nach Westen transportiert werden. Der Bau solcher Pipelines jedoch benötigt nicht nur hohe Investitionen und ist technisch anspruchsvoll, sondern hat mit einem ungelösten rechtlichen Status des Kaspischen Meeres zu kämpfen, auf den sich die Anrainer seit dem Zerfall der UdSSR nicht haben endgültig einigen können (mehr hierzu siehe Kapitel 7.4.7.3).

Armenien hat mit Moskau traditionell eine historisch gewachsene, enge Beziehung, befindet sich aber seit der Unabhängigkeit mit Aserbaidschan im Konflikt um das Gebiet Nagorno-Karabakh (Berg-Karabach, siehe Kapitel 7.4.7.1). Trotzdem blieben 2006 Armenien Erhöhungen des Gaspreises durch Gazprom nicht erspart. Um die Erhöhungen in Grenzen zu halten, stimmte Armenien nicht nur der Übernahme seiner Energieinfrastruktur zu, sondern überließ Gazprom ebenfalls die operative Verantwortung über die Gasversorgung. Zudem übernahm das russische Unternehmen die Leitung der Iran-Armenien-Gaspipeline, was als Versuch gedeutet wird, Armenien als Riegel gegen einen von Russland unabhängigen Ost-West-Transportkorridor zu instrumentalisieren.<sup>692</sup>

Obwohl die Beziehungen zwischen Russland und Armenien historisch gewachsen sind und mit Sicherheit kulturelle und religiöse Faktoren zur Festigung dieser Beziehung beigetragen haben, ist einer der Gründe für die Partnerschaft die schlechte Beziehung zwischen der Türkei und Armenien, die eine Nähe Eriwans zu Moskau als alternativlos erscheinen lässt. Dies könnte sich ändern, sollte es zwischen Eriwan und Ankara zu einer Entspannung kommen, wie es sich in den letzten Monaten angedeutet hat. Kurioserweise aber könnte eine Verbesserung der Beziehungen zwischen Armenien und der Türkei auch zu einer Verbesserung der Beziehungen zwischen Aserbaidschan und Russland führen, da sich Baku von der Türkei „verraten“ fühlen könnte, sollten aserbaidschanische Interessen (bezüglich Nagorno-Karabakh) nicht genügend berücksichtigt werden. Für diesen Fall könnte sich Baku

---

<sup>692</sup> Vgl. Woehrel, Steven: Russian Energy Policy Toward Neighboring Countries, S. 15.

um Unterstützung an Moskau wenden und als Gegenleistung sein Erdgas zukünftig über Russland und nicht über die Türkei exportieren.<sup>693</sup>

Baku hat mit dieser Möglichkeit bereits längere Zeit gespielt, bevor dann Ende Juni 2009 tatsächlich ein Abkommen mit Moskau unterzeichnet wurde. Das Erdgasvolumen, das ab 2010 über Russland nach Europa transportiert werden soll, hält sich mit 500 Millionen Kubikmeter<sup>694</sup> jährlich in Grenzen, könnte sich später jedoch laut Vereinbarung noch bis 2011 auf 2 Bcm<sup>695</sup> erhöhen. Zudem möchte sich Russland an dem Shah Deniz-Projekt direkt beteiligen. Interessanterweise ist es Moskau gelungen, sich bezüglich der zweiten Phase des Shah Deniz-Feldes im Moment als einziger potentieller Käufer zu positionieren.<sup>696</sup>

Wie die der Ukraine, hat auch Georgiens Politik seit der „Rosen Revolution“ im Jahr 2003 einen Westkurs eingeschlagen. Auch Tiflis sah sich 2005/06 von Gazprom vor die Wahl gestellt, entweder eine gut 100%ige Preiserhöhung für das gelieferte Erdgas hinzunehmen oder die Erhöhung niedrig zu halten, indem Gazprom gestattet wurde, die wichtigste Erdgaspipeline des Landes zu übernehmen. Die geographische Situation des kleinen kaukasischen Staates gestatte eine härtere Haltung gegenüber Gazproms Forderungen. Über die gemeinsame Grenze zu Aserbaidshjan war es Tiflis möglich, Öl und später Erdgas zu beziehen.<sup>697</sup> Gleichzeitig ist Georgien Transitstaat für aserbaidshjanisches Rohöl und Erdgas. Die BTC-Ölpipeline (Baku-Tiflis-Ceyhan) ist seit 2005 in Betrieb, die BTE-Gaspipeline (Baku-Tbilisi-Erzurum-Pipeline, auch South Caucasus-Pipeline, SCP), die parallel verläuft, seit 2006. Während der kriegerischen Auseinandersetzung mit Russland wurde keine Röhre direkt angegriffen. Die Verlagerung der Kämpfe in die Nähe dieser wichtigen Infrastruktur wurde von vielen jedoch als Drohgebärde Moskaus verstanden, die die Unsicherheit dieser

---

<sup>693</sup> Vgl. Abbasov, Shahin: Azerbaijan: is Baku offering a natural gas carrot to Moscow for help with Karabakg?, Eurasia Insight, Eurasianet, 20.04.2009, unter:

<http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav042009a.shtml>, 01.05.09.

<sup>694</sup> Vgl. Watkins, Eric: Gazprom seeks to rattle EU with Azerbaijan gas agreement, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7060306110/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-gazprom-seeks\\_to\\_rattle.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7060306110/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-gazprom-seeks_to_rattle.html), 04.07.09.

<sup>695</sup> Vgl. Azerbaijan: Baku set to quadruple gas exports to Russia by 2011, Eurasianet, 22.01.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav012210.shtml>, 24.01.10.

<sup>696</sup> Vgl. Abbasov, Shahin: Russia Scores Double Match Point with Azerbaijani Gas Deal, Eurasia Insight, Eurasianet, 30.06.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav063009a.shtml>, 08.07.09.

<sup>697</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Georgia Extricate from Gazprom's Bear Hug, Eurasia Daily Monitor, Vol. 3, Issue 57, 23.03.2006, unter:

[http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=31506&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=177&no\\_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=31506&tx_ttnews%5BbackPid%5D=177&no_cache=1), 24.03.09.

Transportroute für den Westen unterstreichen sollte. Die nahen Kampfhandlungen führten zeitweise zur Unterbrechung der Lieferungen Richtung Westen.<sup>698</sup>

Die zentralasiatischen Republiken wiederum haben für Gazprom besonders wegen der Erdgasvorkommen eine hohe Bedeutung (Kasachstan, Turkmenistan, Usbekistan). Die Anbindung Zentralasiens durch das alte sowjetische Pipelinesystem bescherte Gazprom ein Monopol auf Erdgasexporte aus dieser Region, da alle Exportpipelines über russisches Territorium führten. Entsprechend versucht das russische Unternehmen, alternative Exportrouten zu unterbinden und die Pipelines, die über eigenes Gebiet führen, zu erweitern (beispielsweise die Erweiterung der Central Asia-Center-Pipeline, CAC). Vor allem ersteres gelang Gazprom nur mit mäßigem Erfolg. Zwar ist es bisher kaum möglich, Erdgas aus Zentralasien nach Europa zu transportieren, ohne das russische Pipelinesystem zu verwenden. Richtung Osten aber können die zentralasiatischen Republiken seit kurzem Erdgas in kleineren Mengen nach China über die China-Central Asia-Pipeline liefern. Damit treten diese Länder in Konkurrenz zur Russischen Föderation, dessen Altai-Pipeline (im Gegensatz zu zentralasiatischen Pipelineprojekt) sich noch nicht einmal im Bau befindet. Die China-Central Asia-Pipeline soll in Zukunft schrittweise die maximale Kapazitätsauslastung von 30-40 Bcm erreichen (mehr zum Gasexport aus Zentralasien in Kapitel 7.4.4.3). Für Gazprom und Russland ist es jedoch wichtig, die zentralasiatischen Ressourcen in ihrem Einflussgebiet zu behalten, vor allem im Hinblick auf die nur langsam steigende Erdgasproduktion des Gasmonopolisten. In diesem Zusammenhang muss auch die Entscheidung Gazproms verstanden werden, in Zukunft „Westpreise“ für Erdgas aus Zentralasien zu zahlen.<sup>699</sup>

Insgesamt ist seit einigen Jahren ein Wandel der russischen bzw. der Gazprom-Politik gegenüber den kaspischen und zentralasiatischen Erdgasproduzenten zu bemerken. Hatte man sich in der Zeit unmittelbar nach dem Ende der UdSSR, als Russland am Kaspischen Meer quasi konkurrenzlos war, auf die Renteneinnahmen durch Erdgas aus der Region konzentriert, liegt der Fokus heute auf der wirtschaftlichen Kontrolle der Region und auf der Abschottung dieser vor dem Engagement anderer Akteure. Diese Strategie ist für Moskau deutlich teurer als die alte. Die Tatsache, dass Russland diesen Weg trotzdem weiterverfolgt, weist einerseits auf eine Verbesserung der relativen Position der kaspischen Staaten gegenüber Moskau hin,

---

<sup>698</sup> Vgl. BP shuts in Georgia links, Upstream Online, 12.08.2008, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article160951.ece>, 24.03.09.

<sup>699</sup> Vgl. Bochkarev, Danila: 'European' Gas Prices: Implications of Gazprom's Strategic Engagement with Central Asia.



andererseits auf die Befürchtungen Russlands, v. a. gegenüber China, in eine schwächere Position zu geraten.<sup>700</sup>

Nicht zuletzt sind es solche Befürchtungen, die eine Vertiefung der Kooperation zwischen Russland und China in Zentralasien, z. B. im Rahmen der Shanghai Cooperation Organization (SCO), unwahrscheinlich machen.<sup>701</sup> Russland ist ebenso stark bemüht, den Einfluss auf die erdgasproduzierenden Staaten der kaspischen Region zu erhalten wie diese es sind, Moskaus Einfluss zu verringern. Auf lange Sicht wird es Moskau schwer fallen hierbei erfolgreich zu sein, sollten diese Länder ihre Politik weiter verfolgen. Kurz- und sogar mittelfristig profitiert die Russische Föderation davon, dass sie als einziger Akteur über sichere, bewährte, voll funktionsfähige und komplett amortisierte Transportinfrastruktur verfügt.<sup>702</sup>

#### 7.1.8.2 Das Far Abroad und die russischen Energiebeziehungen

Die Politik der Russischen Föderation und des Gazprom-Konzerns gegenüber Ländern des Far Abroad unterscheidet sich sehr von der Politik gegenüber den Staaten der ehemaligen Sowjetunion. Das Verhalten des Gasmonopolisten in den westlichen Märkten hebt sich kaum von demjenigen anderer großer Energiekonzerne ab. Allerdings wird Gazprom in einigen östlichen EU-Staaten als Instrument russischer Interessen und daher mit Misstrauen betrachtet. Besondere Energiebeziehungen unterhalten Russland und Gazprom zu Deutschland und Italien. Während Russland auch in anderen Politikbereichen bilaterale Beziehungen vorzieht (was zur Schwächung der europäischen Ebene beiträgt), unterhält Gazprom auch „strategische Partnerschaften“ mit großen Konzernen aus diesen Ländern. Sowohl für Russland als auch für Gazprom ist die Stärkung der eigenen Position im Far Abroad eine Priorität. Für Gazprom bedeutet dies konkret (wo immer möglich) eine Vergrößerung des eigenen Marktanteils und die Erweiterung der Aktivitäten im Downstream.

Strategischer Partner Gazproms in Italien ist seit 2006 Eni (Ente Nazionale Idrocarburi). Gemeinsam mit der ehemals staatlichen Eni, die größere Erdgasvolumina aus Russland bis 2035 unter Vertrag hat, setzt Gazprom verschiedene Pipelineprojekte um. Am prominentesten ist das South Stream-Projekt, das Erdgas unter dem Schwarzen Meer von Russland nach

---

<sup>700</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, International Energy Agency Working Paper Series, Paris 2008, S. 19.

<sup>701</sup> Vgl. Flikke, Geir / Wilhelmsen, Julie: Central Asia: A Testing Ground for New Great-Power Relations, Norwegian Institute of International Affairs, NUPI Report, Oslo 2008, S. 40ff.

<sup>702</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 20.

Bulgarien und weiter nach Italien transportieren soll.<sup>703</sup> Dubioser war die Zusammenarbeit zwischen Eni und Gazprom bei der Ersteigerung von Teilen des zerschlagenen Yukos Konzerns. Wohl in der Hoffnung, Zugang zu russischen Energieressourcen zu bekommen, kaufte Eni für ca. 8 Mrd. US\$ einige Gesellschaften des Yukos Konzerns auf, räumte aber Gazprom eine Option zur anschließenden Übernahme von 51% dieser Werte ein. Gazprom zog diese Option, wodurch die ehemalige Sibneft, heute unter dem Namen Gazprom Neft, als Teil des russischen Monopolisten endete.<sup>704</sup> In 2009 verkaufte Eni auch den übrigen Gazprom Neft-Anteil von 20% an Gazprom für einen Preis von ca. 4,2 Mrd. US\$. Dies sorgte bei den Italienern jedoch für Unmut, da sie den Preis für zu niedrig hielten.<sup>705</sup> Über den Verkauf einer anderen Yukos Produktionseinheit einigten sich Eni (und Enel) mit Gazprom im April 2009. Der Preis betrug 1,5 Mrd. US\$ für 51% der Anteile. Die restlichen 49% verbleiben bei den italienischen Firmen (60% Eni, 40% Enel).<sup>706</sup> Doch auch außerhalb Russlands bemüht sich Eni um Kooperationen mit Gazprom. Im Jahr 2008 führten beide Unternehmen Gespräche über den Austausch von Reserven in Libyen. So sollte Eni Gazprom an den libyschen Feldern beteiligen und gleichzeitig Zugang zu russischen Lager im hohen Norden erhalten.<sup>707</sup>

In Deutschland unterhält Gazprom besonders enge und lange Beziehungen zur E.ON AG, die auf die jahrzehntelangen Geschäfte zwischen dem sowjetischen Erdgasministerium und der deutschen Ruhrgas zurückgehen. Zusätzlich zu langfristigen Erdgaslieferverträgen in Höhe von gut 20 Bcm pro Jahr bis 2035 sind die Konzerne gemeinsam mit der niederländischen Gasunie und BASF Wintershall am Nord Stream-Pipelineprojekt beteiligt (GdF Suez dürfte dem Konsortium bald beitreten). Nahe Greifswald, wo die Ostseepipeline enden soll, bemüht sich Gazprom um den Bau eines Gaskraftwerks. Zudem erhielt E.ON Ruhrgas in 2007 direkten Zugang zum russischen Erdgasfeld Yuzhno-Russkoye. Im Gespräch sind zudem Asset Swaps zwischen E.ON und Gazprom. So soll das russische Unternehmen Interesse an

---

<sup>703</sup> Vgl. OAO Gazprom (Internetauftritt): Reference to the press conference: "Gas Export. Export Routes and Supplied Products Diversification", 25.06.2007, unter: <http://www.gazprom.com/eng/articles/article24179.shtml>, 24.03.09.

<sup>704</sup> Vgl. Eni S.p.A. (Internetauftritt): Eni announces \$5.83 bn acquisition of Yukos assets. Major first step into Russian upstream market, 04.04.2007, unter: [http://www.eni.it/en\\_IT/media/press-releases/2007/04/Eni\\_announces\\_\\_5\\_83\\_bn\\_acquisi\\_04.04.2007.shtml](http://www.eni.it/en_IT/media/press-releases/2007/04/Eni_announces__5_83_bn_acquisi_04.04.2007.shtml), 24.03.09.

<sup>705</sup> Vgl. Ders., Eni completes the sale of stake in Gazprom Neft, unter: [http://www.eni.com/en\\_IT/media/press-releases/2009/04/24-04-2009-gazprom.shtml](http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2009/04/24-04-2009-gazprom.shtml), 09.12.09; auch vgl. Izundu, Uchenna: Gazprom purchases 20% stake in Gazprom Neft, in: Oil & Gas Journal (Online), 11.04.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/359000/7/ONART/none/GenIn/1/Gazprom-purchases-20-stake-in-Gazprom-Neft/](http://www.ogj.com/display_article/359000/7/ONART/none/GenIn/1/Gazprom-purchases-20-stake-in-Gazprom-Neft/), 15.04.09.

<sup>706</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Gazprom to pay \$1.5 billion for SeverEnergiya stake, in: Oil & Gas Journal (Online), 21.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/362984/7/ARTCL/none/none/Gazprom-to-pay-\\$15-billion-for-SeverEnergiya-stake/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/362984/7/ARTCL/none/none/Gazprom-to-pay-$15-billion-for-SeverEnergiya-stake/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 23.05.09.

<sup>707</sup> Vgl. Cala, Andres: Eni-Gazprom Partnership: Is Russia Warming Up To European Firms?, in: Energy Tribune (Online), 27.05.2008, unter: <http://www.energytribune.com/articles.cfm?aid=902>, 24.03.09.

einer Beteiligung am E.ON-Geschäft im VK haben, wofür das Düsseldorfer Unternehmen weitere Beteiligungen in Russland erhalten könnte. E.ON ist mit 3,5%<sup>708</sup> größter Einzelaktionär der OAO Gazprom.

Ebenfalls enge Beziehungen pflegt Gazprom zur BASF und der Tochtergesellschaft Wintershall, die auch am Erdgasfeld Yuzhno-Russkoye beteiligt ist. Außerdem führen beide Gesellschaften seit 1990 das JV WINGAS, das seit dem Fall des Eisernen Vorhangs als zusätzlicher Partner Russlands in Deutschland bei der Versorgung der neuen Bundesländer agiert.<sup>709</sup> Seit einiger Zeit hält Gazprom (über die Tochter Gazprom Germania) ca. 5% der Anteile an der VNG, einem ostdeutschen Energieversorger und Erdgasimporteurer, an dem auch Wintershall mit 16% beteiligt ist. Ende 2009 wurde bekannt, dass GdF Suez beschlossen hat, eigene VNG-Anteile an Gazprom zu verkaufen. Der VNG-Anteil des russischen Gasgiganten dürfte sich damit mehr als verdoppeln. Über die VNG erhält Gazprom weiteren Zugang zum europäischen Endverbraucher.<sup>710</sup>

Selbstverständlich arbeitet Gazprom noch mit zahlreichen anderen Partnern in Europa zusammen, besonders wenn es um die Umsetzung konkreter Projekte in den jeweiligen Staaten geht. Als Beispiel für diese Art der Zusammenarbeit kann das South Stream-Projekt dienen. Hierbei kooperiert Gazprom mit den Gesellschaften der zukünftigen Transitstaaten, jedoch ist die Kooperation projektspezifisch und meist auf die jeweiligen Staaten beschränkt (z. B. Bulgarien, Rumänien, Serbien oder Ungarn). Gazprom hat in diesen Ländern zahlreiche Investitionen in den letzten Jahren getätigt. Neben Anteilen an verschiedenen Energieversorgern (z. B. die Übernahme des serbischen Unternehmens NIS) sorgte die 50%ige Beteiligung an der Gashandelsplattform für den Gasverteiler in Baumgarten für Aufsehen. Grund hierfür dürfte die Tatsache sein, dass Baumgarten – bis dahin zu 100% im Besitz der österreichischen OMV – als Endpunkt für die geplante europäische Nabucco-Pipeline vorgesehen war, deren Konkurrenz South Stream ist. Im Klartext heißt dies: Egal, ob South Stream oder Nabucco, das Erdgas kommt am Ende an einem von Gazprom kontrollierten Verteilerpunkt an.<sup>711</sup>

---

<sup>708</sup> E.ON hielt früher ca. 6,4% direkt und indirekt an Gazprom. Im Rahmen der Beteiligung an Yuzhno-Russkoye gingen ca. 2,9% zurück an den russischen Konzern.

<sup>709</sup> Vgl. WINGAS GmbH & Co. KG (Internetauftritt), Unternehmens-Profil, 2009, unter: [http://www.wingas.de/daten\\_fakten.html](http://www.wingas.de/daten_fakten.html), 24.03.09.

<sup>710</sup> Vgl. Dinkloh, Peter: Gazprom set for rare victory in European expansion, Reuters, 27.11.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/idUSTRE5AQ27M20091127>, 10.12.09.

<sup>711</sup> Vgl. Handelsblatt (Internetauftritt): Gazprom steigt bei OMV-Gashandelsplattform ein, 25.01.2008, unter: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/gazprom-steigt-bei-omv-gashandelsplattform-ein;1382566>, 24.03.09.

Gazprom unterhält zudem Beziehungen zu zahlreichen anderen Erdgasproduzenten. Wie erwähnt, gehört Libyen zu den Produzentenstaaten, in denen Gazprom aktiv ist. Große Aufmerksamkeit erregte das Angebot des Gazprom-Chefs Alexei B. Miller, die gesamte für den Export vorgesehene zukünftige Öl-, Gas- und LNG-Produktion Libyens aufzukaufen – und zwar zu Marktpreisen.<sup>712</sup> Neben dem Interesse für libysche Erdgaslager sucht Gazprom auch die Kooperation mit der algerischen Sonatrach und der nigerianischen NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation). Dabei steht der Zugang zur Rohstoffbasis dieser Länder im Vordergrund, doch interessiert Gazprom auch die Beteiligung an Infrastrukturprojekten. So vereinbarten z. B. Gazprom und NNPC ein MoU, das nicht nur die Produktion und den Transport von Erdgas vorsieht, sondern ebenfalls den Bau von Elektrizitätskraftwerken.<sup>713</sup> Zudem bekundete das russische Unternehmen Interesse, sich am Bau der TSGP zu beteiligen, die Erdgas aus Nigeria über Algerien nach Europa bringen könnte.<sup>714</sup> Mit der norwegischen Statoil ist Gazprom durch eine strategische Partnerschaft verbunden. Hauptkooperationsbereich ist die Erschließung der unter der Barentssee gelegenen Energievorkommen. In diesem Zusammenhang ist auch der Einstieg des norwegischen Unternehmens bei der Erschließung des Shtokman-Feldes zu verstehen. Hier hofft Gazprom, besonders von der Expertise der Norweger zu profitieren.<sup>715</sup>

Obwohl Russland traditionell einer der größten Ölproduzenten der Welt ist, gehört das Land nicht dem Erdölkartell OPEC an. Dagegen hat Moskau seit der Gründung des Gas Exporting Countries Forum (GECF) im Jahr 2001 an der Organisation mitgewirkt. Besonders intensiv hat sich Moskau in den letzten Jahren in dem GECF engagiert. Bei einem Treffen der Gruppe im Dezember 2008 hat sich die bis dahin eher informelle Gruppierung in der russischen Hauptstadt feste Institutionen gegeben und ihre Zusammenarbeit ausgebaut. Gemeinsam mit Katar und Iran sucht Russland zudem im Rahmen der „Gas-Troika“ nach weiteren Kooperationsformen zwischen gasexportierenden Staaten (mehr zum Thema in Kapitel 10.).

---

<sup>712</sup> Vgl. „Gazprom Offers to Buy All of Libya’s Gas“, in: New York Times (Online), 10.07.2008, unter: [http://www.nytimes.com/2008/07/10/business/worldbusiness/10gazprom.html?\\_r=1&scp=1&sq=Gazprom%20offers%20to%20buy%20all%20of%20Libya's%20gas%20and%20oil&st=cse](http://www.nytimes.com/2008/07/10/business/worldbusiness/10gazprom.html?_r=1&scp=1&sq=Gazprom%20offers%20to%20buy%20all%20of%20Libya's%20gas%20and%20oil&st=cse), 03.04.09.

<sup>713</sup> Vgl. Gazprom, Nigeria plan joint venture, RIA Novosti, 03.09.2008, unter: <http://en.rian.ru/business/20080903/116513758.html>, 25.03.09.

<sup>714</sup> Vgl. Ebosele, Yetunde: „Total, Gazprom express interest in Trans-Sahara gas project“, in: The Guardian, Nigeria (Internetauftritt), 04.03.2009, unter: [http://www.ngrguardiannews.com/energy/article01/indexn2\\_html?pdate=040309&ptitle=Total,%20Gazprom%20express%20interest%20in%20Trans-Sahara%20gas%20project](http://www.ngrguardiannews.com/energy/article01/indexn2_html?pdate=040309&ptitle=Total,%20Gazprom%20express%20interest%20in%20Trans-Sahara%20gas%20project), 25.03.09.

<sup>715</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 60.

### **Verdichtung 22 (7.1.8)**

Die Politik Russlands und Gazproms gegenüber dem Far Abroad und dem Near Abroad unterscheidet sich voneinander. Ziel Russlands ist die Anbindung ex-sowjetischer Staaten in die eigene Einflussosphäre. Ziel Gazproms ist die Kontrolle über den ehemaligen integrierten Gassektor der UdSSR. Mit den wichtigen Transitstaaten im Westen gab es mehrere Gasdispute, die bereits zu Versorgungsstörungen in der EU geführt haben. Zentralasiens Gas soll vom Westen abgeschottet werden. Russland und Gazprom versuchen, die Region über Infrastruktur und zunehmend bessere Konditionen an sich zu binden. Der Kaukasus soll zudem als Sperrriegel dienen, besonders Aserbaidschan. Europa soll nur über Russland Gas aus der ehemaligen UdSSR importieren können. Nach Osten ist besonders China als Konkurrent in Zentralasien auf den Plan getreten. Im Far Abroad agiert Gazprom weitestgehend als normaler Energiekonzern und kooperiert mit mehreren Unternehmen. Strategische Partnerschaften mit zentralen Akteuren sind jedoch oft kontrovers. Die Zusammenarbeit mit anderen Erdgasexporteuren soll verstärkt werden, darunter vielen, die als Alternativen zu Russland gelten. Ziel ist der Zugang zu weiteren Vorkommen, das Engagement in Infrastrukturprojekten und Investitionen im Mid- und Downstream.

### 7.1.9 Fazit zur Beziehungsebene

Es ist deutlich geworden, dass Russland und Gazprom gegenüber Ländern der ehemaligen UdSSR andere Interessen und v. a. ein anderes Vorgehen verfolgen als gegenüber den Ländern der EU. Allerdings muss auch auf der Beziehungsebene zwischen Russlands und Gazproms Interessen unterschieden werden. Gegenüber dem Near Abroad können prinzipiell als Ziele zusammengefasst werden:

1. Preiserhöhungen,
2. Übernahme wichtiger Infrastruktur,
3. Diversifizierung der Transportrouten von Osteuropa weg,
4. Sicherung der zentralasiatischen Ressourcen im eigenen Einflussbereich,
5. Abwehren von Konkurrenz bei der Ausbeutung der Erdgaslager Zentralasiens,
6. Einschränkung Zentralasiens als Konkurrent auf für Russland wichtigen Märkten.

Diese Ziele sind in erster Linie für Gazprom von Bedeutung und spielen für Russland nur insofern eine Rolle, als dass sie helfen können, über Gazprom höhere Steuereinnahmen zu erlangen und die eigene Einflussosphäre zu sichern. Die Art und Weise, in der die Ziele jedoch verfolgt werden, hat Russland den Vorwurf eingebracht, Gazprom zu politischen Zwecken einzusetzen und ehemalige Sowjetrepubliken bei unbotmäßigem Verhalten mit der „Gaswaffe“ zu bestrafen. Dies läuft den russischen Interessen zuwider, da sich die betroffenen Länder eher von Russland weg orientieren. Es kann also nicht pauschal davon ausgegangen werden, dass Gazprom unmittelbar die Interessen Russlands vertritt.

Zudem werden Erdgasverträge immer seltener durch intergouvernementale Verträge geregelt. Dies verringert eigentlich den staatlichen Einfluss auf Vertragsverhandlungen, obwohl natürlich durch staatliche Konzerne ein Einfluss der einzelnen Länder immer erhalten bleibt. Allerdings führt das Aushandeln von Gasverträgen zwischen den einzelnen Konzernen zu einer deutlichen Verbesserung der russischen Position. Besonders Staaten, die durch die Infrastruktur alternativlos an Moskau gebunden sind, können ihre Schwächen im Gasbereich nicht mehr durch andere Punkte ausgleichen.

Sicher ist, dass Gazprom als profitorientiertes Unternehmen ein unbestrittenes Interesse an höheren Preisen in den Staaten der ehemaligen UdSSR hat. Auch, weil die Preise in Russland reguliert und immer noch vergleichsweise niedrig sind, was das aggressive Vorgehen zum Teil erklärbar macht. Der Übergang zu marktorientierten Preisen, sowohl für die Abnehmer russischen Erdgases als auch für Lieferanten Gazproms in Zentralasien, kann durchaus ökonomisch Sinn machen. Politisch dürfte außerdem in Russland nur schwer vermittelbar sein, warum innerhalb Russlands die Preise angehoben, während die Preise für andere Staaten künstlich niedrig gehalten werden. Der Zukauf wichtiger Infrastruktur oder die Begleichung von Gasschulden durch die Übernahme dieser Vermögenswerte machen für Gazprom ebenfalls wirtschaftlich Sinn. Dass die Schulden bestehen, zweifelt kaum jemand an (wenn auch über die Höhe derselben gestritten wird). Das Problem besteht in der Begleichung der Schulden. Das Verrechnen der Schulden mit Infrastruktur, die Gazprom ohnehin strategisch interessant findet, kann – zumindest für die russische Seite – eine Lösung des Problems bieten. Eine Diversifizierung der Transportrouten, die die Bedeutung der Ukraine verringert, ist für Gazprom ebenfalls sinnvoll, wird von Verbraucherstaaten unterstützt und kann als reine Geschäftsentscheidung interpretiert werden. Und obwohl die Abschottung der zentralasiatischen Gasvorkommen dem Grundgedanken des Wettbewerbs nicht entspricht, braucht es für dieses Ziel ebenfalls keines weiteren politisch begründeten Motivs, um für Gazprom sinnvoll zu erscheinen. Wenn aber Gazprom die eigenen Interessen vertritt, warum werden die Aktionen des Gasriesen als Anweisungen vom Kreml empfunden?

Auf der einen Seite steht mit Sicherheit die hohe Abhängigkeit der Staaten von russischen bzw. von durch Russland transportierten Gaslieferungen. Auf der anderen Seite tragen die parallel zu den „Gas-Konflikten“ ausgetragenen Streitigkeiten zu der negativen Perzeption bei. So werden Handelsembargos Russlands gegenüber Moldau oder Georgien (Wein und Agrarprodukte) als nicht zufällig während der Auseinandersetzungen um Gaslieferungen und -preise gesehen. Ebenso fallen die Westorientierung der Ukraine nach der „Orangen Revolution“ und die anschließenden Preiserhöhungen durch Gazprom ins Auge. Dabei wird

also davon ausgegangen, dass der Kreml die Gasfrage mit anderen Interessen verknüpft. Im konkreten Fall der russisch-ukrainischen Gaskrise von 2006 z. B. gehen viele Experten davon aus, dass die kurzfristige Motivation durchaus politischer Natur gewesen sein könnte und zumindest teilweise der Westausrichtung der neuen Regierung geschuldet war. Langfristig jedoch ist das Interesse nach steigenden Profiten aus dem Gasverkauf höher einzustufen. Ein Hinweis hierfür bietet der Regierungswechsel in der Ukraine gegen Ende 2006, als der als pro-russisch eingestufte Janukowitsch an die Macht kam. Denn auch während seiner Regierungszeit als Premierminister stiegen die Preise für Erdgas weiter an, wenn auch in einem gemäßigeren Tempo.<sup>716</sup>

Russland kann jedoch keinerlei Interesse haben, Lieferunterbrechungen oder Gaspreiserhöhungen als politische „Strafe“ gegenüber den Staaten der ehemaligen UdSSR einzusetzen. Zielt Moskau nämlich darauf ab, diese Länder in seinem Einflussgebiet zu erhalten und gegenüber der EU als verlässlicher Erdgaslieferant zu gelten, verursachen solche Bestrafungen genau das Gegenteil. Sogar Belarus, traditionell engster Verbündeter Moskaus in der Region, hat in der Vergangenheit nach Hilfe aus dem Westen ersucht, statt sich an Russland zu wenden.<sup>717</sup>

In Zentralasien droht Russland aufgrund des starken Wettbewerbs ins Hintertreffen zu geraten. Nicht nur europäische und US-amerikanische Akteure engagieren sich in der Region, sondern auch z. B. iranische, indische, koreanische und chinesische Akteure. Der Bau neuer Pipelines, die das russische Monopol über zentralasiatische Gasexporte brechen, untergraben den Einfluss Moskaus in der Region zunehmend. Ob Kasachstan, Turkmenistan oder Usbekistan: Besonders China tritt durch Milliarden-Investitionen als härtester Konkurrent Russlands und Gazproms in Zentralasien auf. Sah es noch vor einem Jahr, als Moskau sich durch langjährige und großvolumige Verträge Erdgas aus der Region sicherte, so aus, als könnte Russland den Einfluss in Zentralasien festigen, scheint heute besonders Peking die Oberhand zu gewinnen.

Die in Aschgabat im April 2009 gehaltene Energie-Konferenz hat die schwindende Macht Moskaus in der Region deutlich gezeigt. Obwohl es verfrüht wäre, Russland abzuschreiben, entwickelte sich die Konferenz für Moskau zu einem GAU, als Turkmenistan seine energetische Unabhängigkeit von Russland deklarierte und die Diversifizierung seiner

---

<sup>716</sup> Vgl. Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, S. 24.

<sup>717</sup> Vgl. Woehrel, Steven: Russian Energy Policy Toward Neighboring Countries, S. 14f.

Exportrouten zum Ziel der eigenen Energiepolitik erhob.<sup>718</sup> Der Konflikt zwischen Gazprom und Turkmenistan, bei dem die turkmenischen Erdgasexporte aufgrund einer Pipelineexplosion monatelang unterbrochen waren, trieb Aschgabat dazu, verstärkt nach alternativen Exportrouten zu suchen. Kurzfristig haben manche spekuliert, Gazprom hätte nicht viel daran gelegen, die Pipeline schnell zu reparieren, um durch Druckausübung Turkmenistan zu neuen Vertragsverhandlungen zu zwingen. Langfristig aber waren weder Gazprom und noch weniger Russland daran interessiert, eine Neuausrichtung Turkmenistans zu riskieren.

Bezüglich der verschiedenen zwischenstaatlichen Konflikte im post-sowjetischen Raum ist anzumerken, dass sie für die EU-Versorgung kaum unmittelbar von Bedeutung sind. Dies könnte sich ändern, wenn tatsächlich die Möglichkeit bestünde, Erdgas aus Zentralasien in größeren Mengen durch den Kaukasus nach Europa zu transportieren oder die Konflikte sich verschärfen und in andere Regionen ausdehnen würden. Eine Lieferunterbrechung durch diese Konflikte (Transnistrien, Abchasien, Südossetien, Karabach, Ferghana) erscheint momentan nur sehr unwahrscheinlich, auch wenn Russland bei dem Einmarsch in Georgien den nach Westen verlaufenden Pipelines gefährlich nahe gekommen ist. Ein gezielter Angriff auf diese Pipelines hätte nicht nur zu einer Militarisierung der Energiebeziehungen zum Westen führen können. Ein solcher Angriff hätte darüber hinaus die Versorgung westlicher Staaten und besonders der für Russland energiepolitisch äußerst bedeutsamen Türkei schwer getroffen. Dies wäre auf keinem Fall im Interesse Moskaus gewesen.

Das Land am Bosphorus ist nämlich einerseits drittichtigster Kunde Gazproms, andererseits aber auch strategischer Transitstaat für mehrere Pipelines und ein bedeutender Handelspartner. Die Türkei energiepolitisch eng an sich zu binden, ist aus mehreren Gründen wichtig. Einerseits, weil verschiedene russische Pipelines über türkisches Territorium oder Gewässer führen oder in Zukunft führen könnten. Andererseits, weil Ankara für Europa fast zwangsläufig zu einem der bedeutendsten Transitstaaten für Erdgas avancieren dürfte, wenn die EU ihre Gasimporte durch kaspisches Gas oder Gas aus dem arabischen Raum diversifizieren möchte.

Die verstärkte Zusammenarbeit von Gazprom mit einzelnen Unternehmen in Deutschland und Italien ist einerseits verständlich, handelt es sich bei den beiden Staaten doch um Gazproms

---

<sup>718</sup> Vgl. Russia: Trying to remain standing on Central Asia's slippery energy slope, Business & Economics, Eurasianet, 21.04.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav042109a.shtml>, und vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: The bell tolls for Gazprom's dominance of caspian energy market, Eurasia Insight, Eurasianet, 24.04.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav042409.shtml>, 01.05.09.



wichtigste Märkte in Europa. Die Diversifizierung der Pipelinerrouten durch den Bau von Leitungen, die Transitstaaten zum Teil oder sogar gänzlich umgehen und Gazprom mit den Hauptmärkten verbinden, erscheint nicht unlogisch. Allerdings schürt der Bau solcher Pipelines Misstrauen bei den Staaten, die umgangen werden, da sich der wirtschaftliche Sinn dieser Röhren gegenüber alternativer terrestrischer Routen, nicht immer erschließt. Die Kooperation Gazproms mit anderen Erdgasproduzenten wiederum weckt auf breiter Front Besorgnis bei den meisten Staaten vor der Bildung eines Gaskartells unter russischer Führung. Der großangelegte Aufkauf von Reserven und zukünftigen Produktionsvolumina außerhalb Russlands, die in der EU als potentielle Alternativen zu russischem Erdgas betrachtet werden, schürt zudem eine Einkreisungsangst bei vielen europäischen Staaten und Konsumenten. Dies ist verständlich und nicht so weit her geholt, wie Moskau und Gazprom behaupten. Die Strategie beider Akteure gegenüber möglichen Alternativlieferanten für den europäischen Markt betrifft die EU direkt, weil sie Europas Optionen einschränkt.

## **7.2 Norwegen**

Norwegen kommt für die europäische Gasversorgung eine Schlüsselrolle zu. Unter anderem sind hierfür die geographischen Nähe zum europäischen Markt und die besonders enge Beziehung zur EU von Bedeutung. Im folgenden Kapitel soll detailliert Norwegen als Akteur für die Sicherheit der EU-Gasversorgung untersucht werden. Hierzu wird kurz auf die politische Situation des Landes und auf die Entwicklung des Gassektors eingegangen. Im Anschluss wird die rohstoffseitige Verfügbarkeit in Norwegen untersucht. Detailliert werden Entwicklungen im norwegischen Gassektor durchleuchtet. Zentrale Punkte in diesem Teil sind die norwegische Erdgasproduktion, der -verbrauch und -export sowie der Investitionsbedarf. Anschließend werden die norwegische Energiestrategie und die Organisation des norwegischen Erdgassektors betrachtet. Abschließend werden die Energiebeziehungen Norwegens zu wichtigen Erdgasabnehmern, aber auch zu anderen Produzenten, untersucht.

### **7.2.1 Die politische Situation**

Norwegen ist eine konstitutionelle, parlamentarische Demokratie. Das Land gehört mit einem Pro-Kopf-Einkommen von etwas weniger als 52.000 US\$ (PPP) zu den reichsten und entwickeltsten Staaten der Welt. Die knapp 5 Mio. Menschen zählende Bevölkerung hat einen

der höchsten Lebensstandards überhaupt (HDI Rang kontinuierlich zwischen 1. und 2. in den letzten Jahren, aktuell im Jahr 2008 Rang 2.).<sup>719</sup>

Zur Entwicklung des Landes hat besonders seit dem Ende der 1960er Jahre die Erdöl- und Erdgasindustrie beigetragen, die zu einem erheblichen Teil die traditionellen Wirtschaftszweige, wie den Fischfang, die Schifffahrt sowie die Land- und Forstwirtschaft, abgelöst hat. Von hoher Bedeutung sind auch die Tourismus- und Softwareindustrie, denn obwohl die Einnahmen aus dem Energiesektor bei weitem die höchsten sind (26% des BIP), werden in dem Bereich nur wenige Menschen beschäftigt. Im Jahr 1990 gründete Norwegen einen Staatsfonds, in dem ein Teil der Einnahmen aus dem Öl- und Gasgeschäft gespart und angelegt werden. Dies sollte sicherstellen, dass die Einnahmen aus dem Geschäft mit den endlichen Energievorkommen auch zukünftigen Generationen zugute kommen. Ende 2008 betrug der Wert des Fonds 2.275 Mrd. Norwegischer Kronen, in etwa 255 Mrd. € (Wechselkurs von Mitte 2009).<sup>720</sup> Internationale Anerkennung genießt Oslo für das Engagement im Bereich des Völker- und Menschenrechts sowie in der Entwicklungspolitik. Das Königreich Norwegen ist Gründungsmitglied der NATO und hat über die Teilnahme am Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) und als Mitglied des Schengen-Abkommens sehr enge Beziehung zur Europäischen Union (siehe Kapitel 7.2.7).

### 7.2.2 Die historische Entwicklung der norwegischen Gasindustrie

Wie in Kapitel 5 gesehen, hat der Gasmarkt aufgrund seiner geschichtlichen Entwicklung einen eher regional geprägten Charakter. Üblicherweise entwickelten sich die ersten Gasmärkte auf lokaler Ebene, nahe den Erdgasquellen. Im Laufe der Zeit entwickelten sich diese lokalen Märkte, dank Verbesserungen bei dem Transport von Erdgas, zu internationalen und sogar inter-regionalen Märkten. Selbst wenn Erdgasmärkte zu einem frühen Zeitpunkt international verbunden waren (wie zwischen den USA und Kanada), blieben sie zu einem großen Teil auf die jeweiligen nationalen Bedürfnisse ausgerichtet. Die Entwicklung des norwegischen Marktes verlief interessanterweise quasi „umgekehrt“: Zuerst wurde das Erdgas von internationalen Akteuren für Märkte außerhalb Norwegens produziert und zu einem späteren Zeitpunkt für einen (wenn auch kleinen) norwegischen Markt bereitgestellt. Dadurch, dass die Fördergebiete Norwegens alle offshore liegen, verlief die gesamte Öl- und Gasproduktion zu Beginn an Norwegen vorbei und direkt in den Export. In den 70er Jahren

---

<sup>719</sup> Vgl. United Nations Development Programme (Internetauftritt), Norway. The Human Development Index - going beyond income, 2008 Statistical Update, unter: [http://hdrstats.undp.org/en/2008/countries/country\\_fact\\_sheets/cty\\_fs\\_NOR.html](http://hdrstats.undp.org/en/2008/countries/country_fact_sheets/cty_fs_NOR.html), 21.07.09.

<sup>720</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 14.

stieg in Norwegen die Befürchtung, in eine Ressourcenfalle (negative Effekte der Abhängigkeit von Rohstoffexporten) zu geraten. Im Zusammenspiel mit anderen Sorgen während der Energiekrisen führte dies dazu, dass Erdgas (und Erdöl) zunehmend erst auf das norwegische Festland transportiert wurde, um dort vor dem Export verarbeitet zu werden. Von den hierfür benötigten Infrastrukturinvestitionen erhoffte man sich v. a. Synergien bei den technologischen Innovationen und bei der Entstehung von Arbeitsplätzen.<sup>721</sup>

Noch zu Beginn der 1950er Jahre glaubten nur wenige, dass in norwegischen Gewässern überhaupt substantielle Kohlenwasserstoffvorräte zu finden seien. Erst die Entdeckung des niederländischen Groningen-Erdgasfelds (1959) führte zu einem Umdenken bezüglich des Potentials der gesamten Nordsee, und damit auch Norwegens, als erdöl- und erdgasproduzierende Region. Die Entdeckung des Ekofisk-Feldes 1969 und seine Erschließung 1971 läuteten den Anfang Norwegens als Erdgasförderer ein. Dabei verfügte Norwegen damals weder über eigene staatliche oder private Erdöl- und Erdgasgesellschaften noch über entsprechende Kompetenzen, so dass alle Aktivitäten (von der Exploration bis zur Förderung und dem Transport) ausländischen Unternehmen überlassen wurden.

Im Laufe der Zeit intensivierte die Regierung ihre Beteiligung durch das Engagement der norwegischen Norsk Hydro und später durch die 1972 gegründete und ganzheitlich staatliche Statoil. Norsk Hydro, dessen Geschichte auf das Jahr 1905 zurückgeht, erweiterte die Unternehmensaktivitäten auf den Erdöl- und Erdgasbereich in den 1960er Jahren mit der Beteiligung am Ekofisk-Feld. Statoil übernahm als erstes norwegisches Unternehmen überhaupt, allerdings erst 1981, die operativen Aufgaben als Betreiber bei der Produktion von Energieressourcen auf dem norwegischen Kontinentalschelf (Norwegian Continental Shelf, NCS). Auch nach der Fusion der Energiesparte der Norsk Hydro mit Statoil zu StatoilHydro (seit dem 1. November 2009 heißt das fusionierte Unternehmen nur noch Statoil), bleibt die Partnerschaft zwischen staatlichen Akteuren und verschiedenen privaten und internationalen Unternehmen Kern der norwegischen Politik im Energiesektor. Heute ist Norwegen der sechstgrößte Erdgasproduzent und der drittgrößte Erdgasexporteur der Welt.<sup>722</sup>

---

<sup>721</sup> Vgl. Underthun, Anders: The “Scalar Struggle” for Norwegian Gas, in: Willy Østreng (Hrsg.), Confluence. Interdisciplinary Communications 2007/2008, Centre for Advanced Study, Oslo 2009, S. 80-84, unter: <http://www.cas.uio.no/Publications/Seminar/Confluence.pdf>, 27.03.09.

<sup>722</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 13ff; ebenfalls vgl. StatoilHydro ASA (Internetauftritt), Our history, unter: <http://www.statoilhydro.com/en/aboutstatoilhydro/history/pages/default3.aspx>, 01.04.09.

### 7.2.3 Norwegische Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration

Norwegen besitzt mit Reserven von ca. 2,3 Tcm die größten Erdgaslager Europas (BP 2009 geht von 2,91 Tcm aus). Zudem vermutet die BGR in norwegischen Gewässern weitere Erdgasressourcen von 4,85 Tcm. Das Norwegische Öldirektorat (Norwegian Petroleum Directorate, NPD) geht von mindestens 1,9 Tcm und maximal 3,6 Tcm unentdeckten Erdgasressourcen auf dem NCS aus. Die meisten Ressourcen (bis zu 1,5 Tcm) sollen sich im Europäischen Nordmeer befinden (Nordsee ca. 0,75 Tcm, Barentssee ca. 1,4 Tcm).<sup>723</sup>

Alle bekannten Kohlewasserstoffreserven des Landes befinden sich offshore in drei großen Förderregionen: der Nordsee, dem Europäischen Nordmeer (Engl.: Norwegian Sea) und der Barentssee. Die norwegische Nordsee wird üblicherweise in eine nördliche und eine südliche Region unterteilt, wobei die südliche früher erschlossen wurde als die nördliche. Die Ausbeutung von Energieressourcen in der südlichen Nordsee begann 1971 mit der Inbetriebnahme des Ekofisk-Feldes (heute nur noch 20,4 Bcm von vormals 156,1 Bcm). In dieser Subregion befinden sich heute 28 Erdöl- und Gasfelder, von denen 20 momentan produzieren.

Obwohl einige Felder nicht mehr aktiv fördern, kann die Infrastruktur für den Transport des Erdgases aus anderen Lagerstätten verwendet werden. Ekofisk z. B. wird als Hub in der Region verwendet, um Öl und Gas aus anderen Feldern zu transportieren. Trotz der Produktionsreife der südlichen Nordsee rechnet man in den kommenden drei Jahrzehnten mit einer anhaltenden Förderung. In der nördlichen Region der Nordsee befinden sich 31 Felder in der Produktionsphase, weitere Felder sollen in den kommenden Jahren erschlossen werden. Dominiert wird die nördliche Region von dem Feld Troll, das alleine über Reserven von knapp 1 Tcm verfügt (von ehemals mehr als 1,3 Tcm). Insgesamt beherbergt die Nordsee dabei die meisten norwegischen Erdgasreserven und -ressourcen, die auf 1,4 Tcm bzw. ca. 0,8 Tcm geschätzt werden.

Das Potential der Nordsee für die Zukunft ist damit geringer, als für das Europäische Nordmeer, wo sich zwar lediglich Reserven in Höhe von knapp 0,65 Tcm befinden, jedoch über 1,1 Tcm an Erdgasressourcen vermutet werden. Diese Region ist deutlich jünger als die Nordsee. Erst mit der Inbetriebnahme von Draugen 1993 wurde hier mit der Ausbeutung der Kohlenwasserstoffreserven begonnen. Im Moment befinden sich 10 aktive Felder im Nordmeer. Für die Gasförderung spielen v. a. die Felder Åsgard (111 Bcm), Kristin (15,5 Bcm) und Mikkel (13 Bcm) eine Schlüsselrolle.

---

<sup>723</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 28ff.

Die Reserven in der Barentssee gelten als besonders wichtig für die zukünftige Erdgasproduktion in Norwegen. Deren Erschließung aber ist aufgrund des rauen Klimas technisch anspruchsvoll und teuer. Russland und Norwegen teilen sich die Barentssee, wobei vermutet wird, dass sich 80% der Kohlenwasserstofflager auf der russischen und lediglich 20% auf der norwegischen Seite befinden. Die norwegischen Reserven in dieser Region belaufen sich auf ca. 0,16 Tcm. Weitere Ressourcen von bis zu 0,674 Tcm werden in der norwegischen Barentssee vermutet. Als einziges Gasfeld wurde bis jetzt Snøhvit erschlossen, ein Plan zur Erschließung des Goliat-Feldes ist aber bereits im Februar 2009 bei den norwegischen Behörden eingereicht worden.<sup>724</sup> Die norwegischen Ressourcen in der Barentssee könnten deutlich höher liegen als bisher vermutet, geht man nach Studien des USGS. Die US-Agentur geht von ca. 10,8 Tcm möglicher, noch unentdeckter konventioneller Erdgasressourcen in der gesamten Barentssee aus. Behält man die Aufteilung von 80% zu 20% zugunsten Russlands, bedeutete dies für Norwegen trotzdem noch 2,15 Tcm.<sup>725</sup>

Obwohl die norwegischen Erdgasvorkommen substantiell sind, ist es gerade in erfolgsversprechenden Regionen, denen eine hohe Bedeutung für die zukünftige Erdgasproduktion zugesprochen wird, noch zu keinen entsprechenden Funden gekommen. Statoil erklärte Anfang 2009, die Explorationsaktivitäten in der norwegischen Barentssee hätten zwar Erdgasreserven bestätigt, jedoch seien diese Reserven nur geringer oder mittlerer Größe und ihre Erschließung ökonomisch nicht sinnvoll.<sup>726</sup>

In anderen Regionen, wie z. B. vor der Inselgruppe der Lofoten (Nordmeer), sind momentan jegliche Aktivitäten des Öl- und Gassektors zum Schutz der Umwelt und des Fischbestands verboten, obwohl substantielle Kohlenwasserstofflager vermutet werden. Allein in den Gebieten Nordland VI und VII vor den Lofoten werden bis zu 3 Mrd. boe im Wert von 269,6 Mrd. US\$ vermutet. Die amtierende norwegische Regierung hat erklärt, bis zum Ende ihrer Legislaturperiode im Jahr 2013 keine Aktivitäten des Energiesektors vor den Lofoten

---

<sup>724</sup> Vgl. Ebd., S. 82, 84ff.

<sup>725</sup> Vgl. Snow, Nick: USGS assessment lists 76 billion boe on Barents Sea shelf, in: Oil & Gas Journal (Online), 02.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7619232407/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-reserves/s-articles/s-usgs-assessment\\_lists.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7619232407/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-reserves/s-articles/s-usgs-assessment_lists.html), 07.07.09.

<sup>726</sup> Vgl. StatoilHydro ASA (Internetauftritt), Non-commercial gas discovery in the Barents Sea, 12.01.2009, unter: <http://www.statoilhydro.com/en/NewsAndMedia/News/2009/Pages/12JanObesum.aspx>, 26.03.09; und vgl. StatoilHydro reconsidering Barents Sea, BarentsObserver.com, 20.03.2009, unter: <http://www.barentsobserver.com/statoilhydro-reconsidering-barents-sea.4568903-16178.html>, 26.03.09.

zuzulassen. In diesem Jahr soll jedoch entschieden werden, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung für die Region veranlasst wird oder nicht.<sup>727</sup>

### **Verdichtung 23 (7.2.1-7.2.3)**

Norwegen ist sowohl kulturell, wirtschaftlich als auch politisch eng mit der EU verbunden und verfügt über die größten Erdgasvorräte in Europa. Der Energiesektor hat für Norwegen einen überragenden Stellenwert. Aufgrund seiner Besonderheiten ist der Gassektor, trotz des hohen staatlichen Engagements, von vielen internationalen Konzernen geprägt. Der Erdgasexport in die EU kommt ohne Transitstaaten aus, allerdings befinden sich alle Erdgaslager offshore auf dem NCS verteilt und sind oft nur mittlerer Größe. Zudem muss die Gasförderung unter teilweise rauen klimatischen Bedingungen erfolgen. Zusammen mit der Verlagerung der Exploration und Produktion nach Norden könnten die Kosten für Exploration und Produktion weiter steigen.

## 7.2.4 Erdgas in Norwegen: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen

### 7.2.4.1 Die Erdgasproduktion

Im Gegensatz zur Rohölproduktion, die bereits 2001 ihren vorläufigen Höhepunkt erreichte und seit dem um durchschnittlich ca. 4% p. a. abnimmt, steigt die Erdgasproduktion in Norwegen weiter an. Im Jahr 2008 belief sich die Erdgasproduktion Norwegens auf 99,2 Bcm, was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 10,4% entsprach.<sup>728</sup>

Noch vor einem Jahr sollte bis 2011 die jährliche Förderung 116 Bcm erreichen, bis 2020 sogar 140 Bcm leicht übersteigen, was gleichzeitig den vorläufigen Höhepunkt der Erdgasförderung bedeutet hätte. Bedingt durch die globale Finanz- und Wirtschaftskrise soll nun erst in den kommenden 5 Jahren ein Produktionsniveau von 112 Bcm erreicht werden. Langfristig sollen die Ziele bei der Erdgasproduktion aber unverändert bleiben. Voraussichtlich wird Norwegen das Niveau nach 2020 über einige Jahre halten können, bevor die Förderung langsam zurückgeht. Die Erdgasexporte sollen sich bereits in den kommenden zehn Jahren in einer Bandbreite von zwischen 115-140 Bcm bewegen.<sup>729</sup> Größter Erdgasförderer in Norwegen ist die staatliche Statoil (37,1 Bcm in 2008<sup>730</sup>), die ebenfalls die

<sup>727</sup> Vgl. Watkins, Eric: Poll finds Norwegians want oil exploration assessment, in: Oil & Gas Journal (Online), 18.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6872240086/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/many-norwegians\\_favorable/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary182010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/6872240086/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/many-norwegians_favorable/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary182010.html), 19.01.10.

<sup>728</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 8, 24.

<sup>729</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2008. The Norwegian Petroleum Sector, Oslo / Stavanger 2008, S. 8, 47ff, 211; ebenfalls vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 8, 15, 45ff.

<sup>730</sup> Vgl. StatoilHydro ASA: Annual Report on Form 20-F 2008, Washington D.C. 2009, S. 30f, unter: [http://www.statoilhydro.com/AnnualReport2008/en/Download%20Center%20Files/0%20Key%20Downloads/Annual%20report%20on%20Form%2020F/Annual\\_Report\\_on\\_Form\\_20-F.pdf](http://www.statoilhydro.com/AnnualReport2008/en/Download%20Center%20Files/0%20Key%20Downloads/Annual%20report%20on%20Form%2020F/Annual_Report_on_Form_20-F.pdf), 27.03.09.

meisten Förderanlagen betreibt. Momentan stellen vier Erdgasfelder den Großteil (ca. 61%) der Erdgasförderung: Troll (I), Sleipner (Vest und Øst), Åsgard und Ormen Lange.

Das wichtigste Erdgasfeld ist Troll (I). Es liegt im nördlichen Teil der Nordsee und wurde 1983 entdeckt. Das von Statoil betriebene Feld hat 2009 geschätzte 28,7 Bcm produziert, womit es den wichtigsten Beitrag zur norwegischen Erdgasförderung geleistet hat. Neben Statoil sind an Troll (I) Tochterunternehmen von Shell, Total und ConocoPhillips beteiligt. Größter Teilhaber ist mit 56% Petoro AS, die staatliche Verwaltungsgesellschaft für Öl und Gas. Bereits 1974 wurde Sleipner (Vest) entdeckt. Das Feld fördert heute ca. 6,6 Bcm jährlich und wird ebenso wie das 7 Jahre später entdeckte Sleiper (Øst), das 2,1 Bcm produziert, von Statoil betrieben. An beiden in der südlichen Nordsee gelegenen Feldern sind neben dem norwegischen Staatsunternehmen auch ExxonMobil (jeweils ca. 30%) und Total (jeweils um die 10%) beteiligt. Das Åsgard-Feld liegt im Nordmeer und wird ebenfalls von Statoil betrieben. Auch an diesem Feld hält Petoro AS mit 35,7% den höchsten Anteil, doch sind auch Tochterunternehmen der italienischen Eni (14,8%) und der französischen Total (7,7%) dort aktiv. In Åsgard wurden 2009 um die 11 Bcm gefördert. Dies wäre etwas weniger als im 1997 entdeckten und erst seit 2007 aktiven Feld Ormen Lange, wo im selben Jahr knapp 17 Bcm Erdgas produziert wurden.

Die Erdgasförderung aus Ormen Lange soll in den kommenden Jahren noch deutlich ansteigen. Spätestens ab 2010 sollen mehr als 25 Bcm jährlich gefördert werden, womit das Feld einen bedeutenden Beitrag zur Erhöhung der norwegischen Erdgasproduktion leisten wird. Eine Besonderheit des im südlichen Teil des Nordmeeres gelegenen Feldes ist die besondere Technik, mit der das Gas gefördert wird. Im Gegensatz zu konventioneller Offshore-Fördertechnik kommt die Erdgasproduktion aus diesem Feld ohne jegliche Förderplattform aus. Dies bedeutet, dass über dem Meeresspiegel keinerlei Förderanlagen zu sehen sind, da die gesamte Produktion 800 bis 1100 Meter unsichtbar unter Wasser stattfindet. Ormen Lange wird im Gegensatz zu Åsgard von A/S Norske Shell betrieben.

Neben den vier Erdgasfeldern mit der höchsten Förderung ist noch das Feld Snøhvit zu erwähnen. Mit einer Erdgasproduktion von etwa 3,6 Bcm in 2009 (über 5 Bcm in 2008) zählt es ebenfalls zu den wichtigen norwegischen Feldern und ist im Moment das wichtigste aktive Feld in der Barentssee. Das Feld wird von Statoil (ca. 33,5%) betrieben. Neben Petoro AS (30%) sind auch Total (18,4%) und Gaz de France (12%) an dem Snøhvit-Feld beteiligt, das

voraussichtlich eine Gesamtinvestition von 77,3 Mrd. NOK (8,65 Mrd. €) erfordern wird (inklusive der Onshore-Infrastruktur).<sup>731</sup>

#### 7.2.4.2 Der Erdgasverbrauch

Der norwegische Erdgasverbrauch ist sehr gering. Im Jahr 2007 betrug das in Norwegen verbrauchte Erdgas lediglich 4,4 Bcm<sup>732</sup>, größter Verbraucher war dabei die Energieindustrie selbst. Der Strom in Norwegen, normalerweise ein Sektor, in dem Erdgas eine wichtige Rolle spielt, wurde zu über 98% durch Wasserkraft erzeugt.<sup>733</sup>

Es gibt jedoch Bestrebungen, den heimischen Erdgasverbrauch in Zukunft zu steigern. Besonders aktiv in diesem Gebiet ist die sogenannte „Gas Allianz“, die sich für eine stärkere Rolle des Staates bei der Erweiterung der Erdgasnutzung im Land einsetzt. Auf eine Initiative der „Gas Allianz“ zurückgehend, stimmte das norwegische Parlament für einen staatlich finanzierten Ausbau der Gasinfrastruktur. Außerdem wurden 1,1 Mrd. NOK (ca. 125 Mio. €) für ein Forschungsprogramm („*Gassmaks*“) über die industrielle Nutzung von Erdgas in Norwegen zur Verfügung gestellt. Die Fusion von Statoil und Norsk Hydro, bei der beide Unternehmen einen Großteil ihrer erdgaskonsumierenden Aktiva im Downstreamsektor verkauften, hat jedoch ein Teil der Anreize, Gas nach Norwegen zu transportieren, gemindert.<sup>734</sup>

Ob Erdgas in Zukunft eine wichtigere Rolle in der norwegischen Energiematrix einnehmen wird, bleibt jedoch sehr fraglich. Vor allem umweltpolitische Überlegungen dürften einer intensiveren Nutzung von Erdgas im Wege stehen. Die Entscheidung über den deutlichen Ausbau der Windenergiekapazitäten spricht eher dagegen.<sup>735</sup>

---

<sup>731</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 124, 133ff, 138f, 150, 167f; siehe ebenfalls StatoilHydro (Internetauftritt), Ormen Lange, unter: <http://www.statoilhydro.com/en/OurOperations/ExplorationProd/partneroperatedfields/OrmenLange/Pages/default.aspx>, 27.03.09.

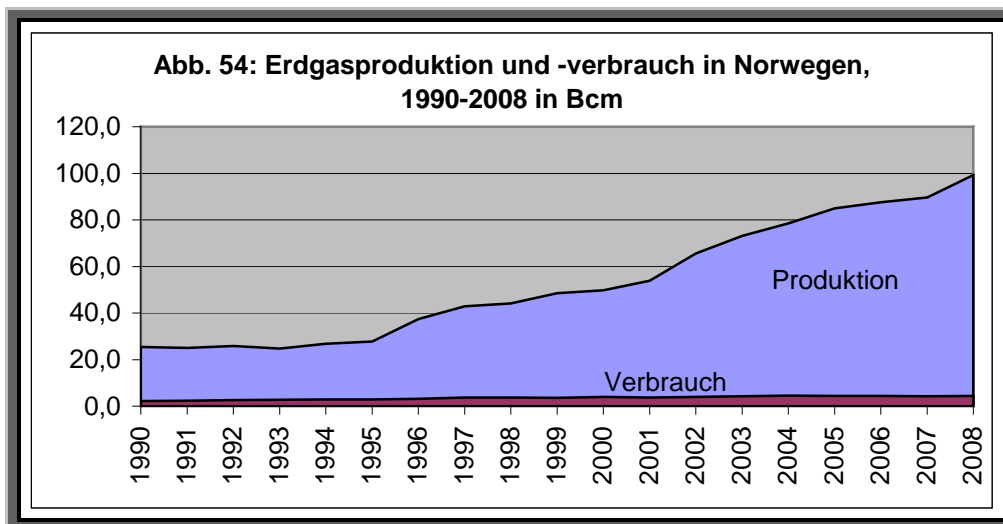
<sup>732</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 27.

<sup>733</sup> Vgl. Eurostat: Energy. Yearly statistics 2007, S. 446.

<sup>734</sup> Vgl. Underthun, Anders: The “Scalar Struggle” for Norwegian Gas, S. 80ff.

<sup>735</sup> Vgl. Minister: Norway's renewable goals 'driven by wind', EurActiv, 03.02.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/minister-norway-renewable-goals-driven-wind/article-179098>, 27.03.09.

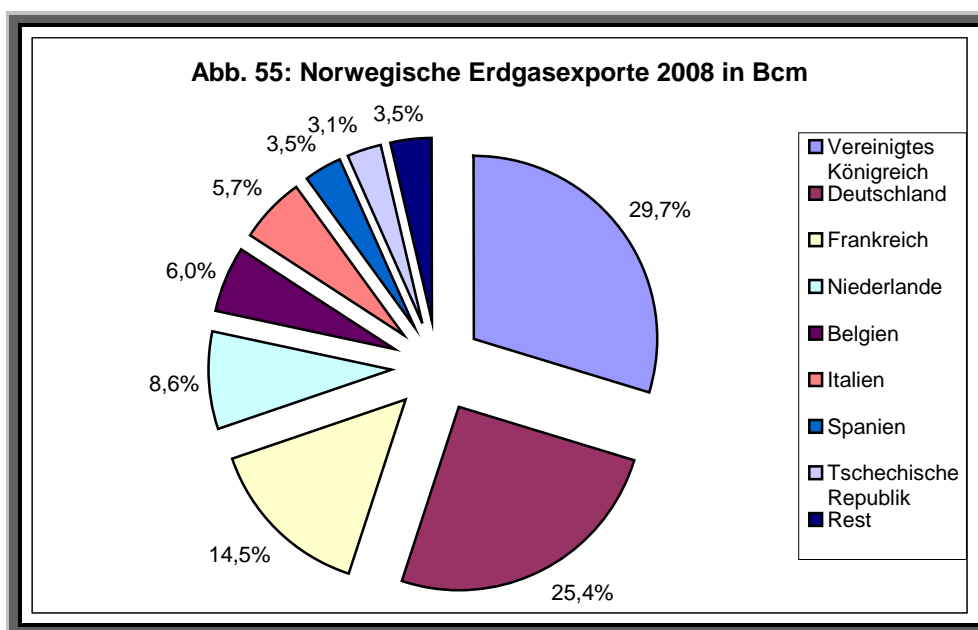




Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

### 7.2.4.3 Der Erdgasexport

Durch den sehr geringen Eigenverbrauch steht Norwegen fast die komplette Jahresförderung zum Export frei. Somit ist in den letzten Jahren der Erdgasexport in dem Maße angestiegen, wie die Erdgasproduktion ausgeweitet wurde. Im Jahr 2008 betragen die Erdgasexporte insgesamt 96,1 Bcm. Größter Abnehmer norwegischen Erdgases waren das VK, Deutschland und Frankreich, wohin entsprechend 29,7%, 25,4% und 14,5% der Lieferungen abgesetzt wurden. Das Erdgas wird fast ausschließlich per Pipeline unter der Nordsee in die Zielmärkte transportiert und erreicht das europäische Festland an vier verschiedenen Einrichtungen in Emden, Dornum, Zeebrügge und Dünkirchen. Das VK wurde über zwei Terminals in Easington und St. Fergus mit Erdgas aus norwegischen Feldern versorgt.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Norwegian Petroleum Directorate.

Die zur Versorgung der europäischen Märkte notwendige Infrastruktur ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich ausgebaut worden, was im Gegensatz zum Ausbau des russischen Pipelinenetzes kaum in den Medien erwähnt wurde. Allein in den 1990er Jahren nahmen vier verschiedene Pipelines ihren Betrieb auf, die gemeinsam eine Kapazität von ca. 64 Bcm haben. Zwischen Oktober 2006 und Oktober 2007 sind drei weitere Pipelines eingeweiht worden, die gemeinsam 49 Bcm transportieren können (Langed Nord und Süd sowie der Tampen Link). Insgesamt hat das norwegische Pipelinenetz eine Exportkapazität von mindestens 120 Bcm pro Jahr und verfügt somit über eine mehr als ausreichende Kapazität für die kommenden Jahre. Zusätzlich verfügt Norwegen seit der Inbetriebnahme des Snøhvit-Feldes im August 2007 über Erdgasverflüssigungskapazitäten.<sup>736</sup>

Der LNG-Export soll neben europäische Märkte v. a. die USA mit Erdgas beliefern. Ganze 70 Tankerladungen im Jahr sollen für den Export von 4,1 Mio. Tonnen LNG (ca. 5,7 Bcm) sorgen. Wann Snøhvit diese Produktion tatsächlich erreicht (2009 wurden nur 3,6 Bcm produziert), ist nicht sicher. In der Vergangenheit ist es öfter zu technischen Problemen gekommen, so dass die Verflüssigungsanlage nur bei einer reduzierten Kapazität arbeiten konnte. Zuletzt wurde die LNG-Verflüssigungsanlage auf der Insel Melkøya im August 2009 für Überarbeitungen geschlossen und sollte erst im November<sup>737</sup> den Betrieb wiederaufnehmen. Bis zum Jahr 2020 ist geplant, dass die Erdgasexporte auf 115 bis 140 Bcm pro Jahr steigen. Auf welches Niveau die Erdgasexporte in Zukunft genau erhöht bzw. wie lange sich die Erdgasproduktion auf hohem Niveau wird halten können, hängt hauptsächlich von dem Erfolg der Explorationsbemühungen und der damit verbundenen Substitution reifender Erdgasfelder durch neue ab. Der Staat engagiert sich nicht direkt in Explorationsbemühungen, sondern steuert den Prozess durch Anreize, die das Suchen nach neuen Reserven im NCS für Unternehmen wirtschaftlich attraktiv macht.<sup>738</sup>

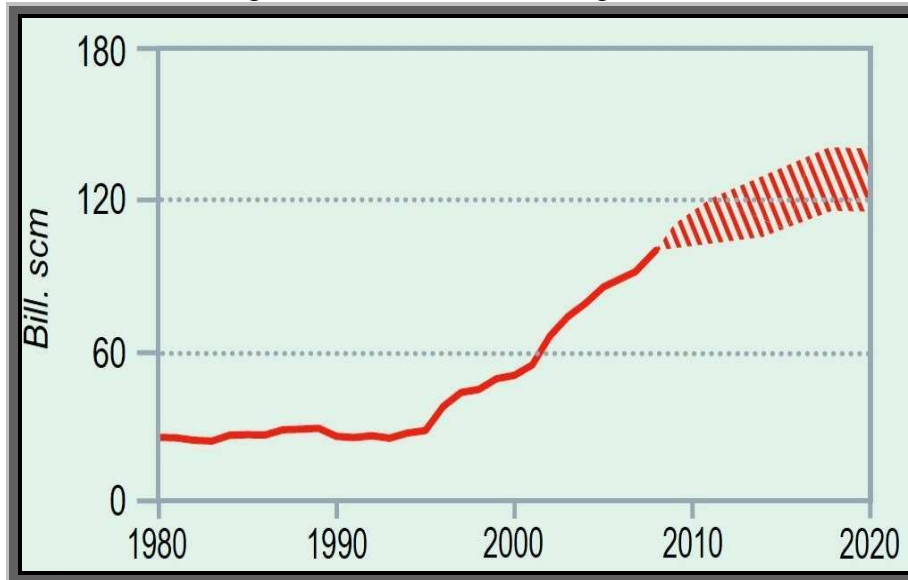
---

<sup>736</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 46ff.

<sup>737</sup> Vgl. StatoilHydro shutting down Hammerfest LNG for 3 months, in: Oil & Gas Journal (Online), 14.08.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/1321172033/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-articles/s-statoilhydro-shutting.html>, 18.08.09.

<sup>738</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 15, 29, 45ff, 138f; ebenfalls vgl. StatoilHydro ASA (Internetauftritt): First LNG shipment from Snøhvit, 20.10.2007, <http://www.statoilhydro.com/en/NewsAndMedia/News/2007/Pages/LngShipSnohvit.aspx>, 27.03.09; und vgl. Statoil ASA (Internetauftritt), Snøhvit Facts, unter: <http://www.statoil.com/STATOILCOM/snohvit/svg02699.nsf?OpenDatabase&lang=en>, 27.03.09.

Abb. 56: Norwegischer Gasabsatz inkl. Prognose bis 2020 in Bcm



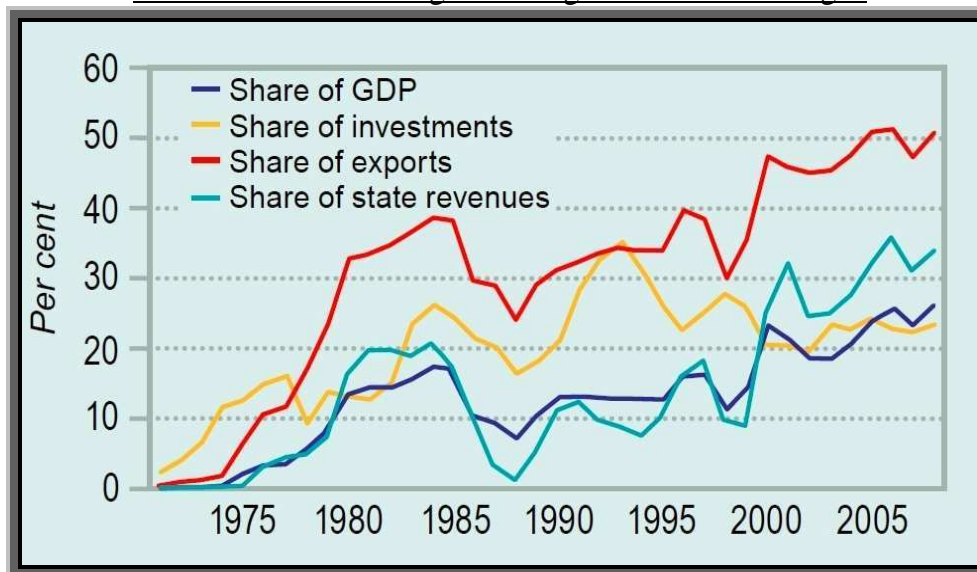
Quelle: Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 48.

Der gesamte norwegische Energiesektor ist für 26% des BIP verantwortlich, sorgt für 34% des Staatseinkommens, 23% der Investitionen, über 50% der Exporteinnahmen und ist damit bei weitem wichtigster Industriesektor des skandinavischen Staates (2008). Norwegen profitiert durch direkte und indirekte Steuern sowie durch das Eigentum an den Reserven von den in der Industrie generierten Profiten (nach mehr als 35 Jahren stehen Netto-Staatseinnahmen von über 3750 Mrd. NOK, ca. 420 Mrd. €, zu Buche). In 2008 betrug die Einnahmen des norwegischen Staates insgesamt 415,8 Mrd. NOK (ca. 46,6 Mrd. €). Diese setzten sich im Einzelnen zusammen aus 239,6 Mrd. NOK (knapp 27 Mrd. €) direkten Steuereinnahmen, 5,5 Mrd. NOK (gut 600 Mio. €) Umwelt- und Grundsteuern, SDFI-Einnahmen in Höhe von 153,8 Mrd. NOK (State's Direct Financial Interest, ca. 17,2 Mrd. €) und der Statoil-Dividende von 16,9 Mrd. NOK (etwas weniger als 1,9 Mrd. €). Im Gegensatz zum Vorjahr wagte Norwegen bis Ende 2009 für das Gesamtjahr – wegen der globalen Krise – noch keine Schätzungen bezüglich der endgültigen Einnahmen aus dem Sektor.

Die norwegische Regierung geht davon aus, dass bis jetzt lediglich 38% der Kohlenwasserstoffvorkommen des Landes gefördert worden sind und entsprechend die verbleibenden Reserven noch für mehrere Jahrzehnte ausreichen. Im Gegensatz zu Öl aber werden die Erdgasproduktion und der Erdgasexport – und damit das Gewicht von Erdgas innerhalb des Energiesektors – steigen. In 2008 machte Erdgas noch 40% der Erlöse aus dem Energiesektors aus. Der Rückgang der Rohölproduktion und eine Erhöhung der Gasförderung von möglicherweise 55% bis 2020 werden den Anteil von Erdgas deutlich ansteigen lassen. Bereits 2012 könnten die Erdgaserlöse einen Anteil von 48% an den Gesamterlösen halten.

Die Bedeutung der Erdgasexporte für den norwegischen Staat kann also kaum überschätzt werden.<sup>739</sup>

Abb. 57: Die Bedeutung des Energiesektors in Norwegen



Quelle: Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 211.

#### 7.2.4.4 Die Investitionen

Allein für das Jahr 2008 – und ohne die Investitionen in die Exploration neuer Reserven – werden die Investitionen auf 106 Mrd. NOK (über 11 Mrd. €) geschätzt. Inclusive Explorationskosten erreichten die Investitionen über 130 Mrd. NOK<sup>740</sup>, knapp 15 Mrd. €. Hinzu kommen noch die jährlichen Ausgaben für die Instandhaltung der Infrastruktur, die sich jährlich auf ca. 50 Mrd. NOK (Wert für 2007, ca. 5,6 Mrd. €) belaufen, in Zukunft jedoch steigen dürften. Denn die Verlagerung der Kohlenwasserstoffproduktion hin zu immer mehr Erdgas ist im Allgemeinen mit höheren Investitionen verbunden. Besonders bei dem Leitungssystem fallen für Erdgas höhere Kosten an als für den Öltransport. Auch bei einer Verlagerung der Produktion in nördlichere Gebiete könnten die Kosten aufgrund der klimatischen Bedingungen und des damit verbundenen technischen Aufwands steigen. Allein für die wichtigsten Erdgasfelder Norwegens, Troll (I), Sleipner (Vest und Øst), Åsgard, Ormen Lange und Snøhvit, werden schätzungsweise noch 90 Mrd. NOK (über 10 Mrd. €) an Investitionen gebraucht (bis zur voraussichtlichen, jeweils unterschiedlichen Stilllegung der Felder und ohne die benötigten Investitionen für Onshore-Infrastruktur zu berücksichtigen).

<sup>739</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 14ff, 24, 29, 38.

<sup>740</sup> Vgl. Vgl. Ders., The shelf in 2008, Press release 1/2009, 08.01.2009, unter:

[http://www.npd.no/English/Aktuelt/Pressemeldinger/2009/2009\\_1\\_8\\_pressem\\_1.htm](http://www.npd.no/English/Aktuelt/Pressemeldinger/2009/2009_1_8_pressem_1.htm), 02.04.09.

Seit Beginn der Aktivitäten betragen die kumulierten Investitionen im NCS ca. 2100 Mrd. NOK oder 236 Mrd. € (für Öl und Gas bis 2008).<sup>741</sup>

#### **Verdichtung 24 (7.2.4)**

Die Erdgasförderung in Norwegen steigt – im Gegensatz zur Erdölförderung – stetig an. Zwar werden die kurzfristigen Produktionsziele wegen der Wirtschaftskrise angepasst, langfristig bleiben diese aber bestehen. Die Erdgasproduktion ist zu 61% auf vier Felder konzentriert, die restlichen Felder sind vergleichsweise klein und deren Produktion niedrig. Da der Gasverbrauch sehr gering ist und wahrscheinlich nicht steigen wird, kann praktisch die gesamte Produktion exportiert werden. Die Gasexporte erreichen die EU über direkte Pipelines. Zwar kann Norwegen einen Teil der Produktion außerhalb der Region als LNG exportieren, doch dürfte dieser Anteil sehr gering bleiben. Die Bedeutung der Gasexporte indes dürfte für Norwegen in Zukunft gegenüber den fallenden Ölexporten steigen. Die geplanten Produktionserhöhungen werden hohe Investitionen erfordern. Diese dürften für die Erschließung, den Betrieb und die Instandhaltung immer nördlicherer Erdgaslager in Zukunft tendenziell steigen.

#### 7.2.5 Die norwegische Energiestrategie

Seit der Entdeckung der großen Kohlenwasserstoffreserven und dem Beginn ihrer Ausbeutung in den 1970er Jahren sind die Produktion sowie der Export von Energierohstoffen und -produkten für Norwegen von hoher Bedeutung. Entsprechend wichtig ist die gewählte Energiestrategie, nicht nur für Oslo, sondern auch für die EU und ihre Mitglieder, die einen Großteil ihrer Importe aus Norwegen beziehen.

Der norwegische Staat hat im Energiesektor eine starke Präsenz, dennoch greift er in die Förderung und den Export von Energieressourcen nicht direkt ein, sondern überlässt es Unternehmen, innerhalb der vom Staat aufgestellten Rahmenbedingungen nach wirtschaftlichen Kriterien zu entscheiden.<sup>742</sup> Über die staatlichen Beteiligungen an Erdgasfeldern (über Petoro AS bzw. SDFI) und an Statoil, jedoch v. a. durch die Vergabe von Explorations- und Förderlizenzen, ist Norwegen in der Lage, das Produktionsniveau und die Produktionsentwicklung mitzubestimmen. Obwohl langfristig die Erdgasproduktion erhöht werden soll (s. o.), verfolgt Norwegen insgesamt eine Förderstrategie, die auf einen möglichst langen Förderzeitraum abzielt. Oslo ist sich bewusst, dass die wichtigsten Förderregionen (in der Nordsee) bereits ihren Zenit überschritten haben und dass es noch dauern könnte, bis die Produktion aus neuen Regionen die fallende Produktion ersetzt. Die Verlängerung der Lebensdauer reifender Erdgasfelder hat also gegenüber einer raschen Produktionserhöhung Vorrang. Zu diesem Zweck setzt Norwegen auf neue Fördermethoden und -techniken, die die

<sup>741</sup> Vgl. Ders., Facts 2009, S. 15, 46ff, 124, 133f, 138, 150f, 167.

<sup>742</sup> Vgl. Harbo, Florentina: The European Gas and Oil Market: The Role of Norway, Institut Français des Relations Internationales, Paris/Brüssel 2008, S. 16.

Nutzung der reifenden Erdgasfelder verbessern oder in Zukunft die Produktion in stillgelegten Feldern profitabel machen können.<sup>743</sup>

Norwegen steckt dabei in einem Interessensdilemma: Einerseits profitiert Oslo zu einem erheblichen Teil von den Einnahmen aus dem Export von Öl und Gas, andererseits gehört der Umweltschutz zu den nationalen Prioritäten. Aus diesem Grund hat Norwegen einen Prozess mit dem Namen „*Oil and Gas in the 21<sup>st</sup> Century*“ (OG21) in Gang gebracht. Ziel von OG21 ist es, Wege und Möglichkeiten für eine nachhaltige Erdöl- und Erdgasindustrie in den kommenden 100 Jahren zu beurteilen. Hierbei wird anerkannt, dass fossile Brennstoffe auch in Zukunft eine zentrale Rolle bei der globalen Energieversorgung spielen werden, gleichzeitig aber in sauberere und umweltschonendere Technologien dringend investiert werden muss. Acht wichtige Herausforderungen werden von OG21 identifiziert: eine nachhaltige Entwicklung sowie eine Politik, die „null Schaden“ gegenüber Mensch und Umwelt verursacht; die Erhöhung der Reservensubstitution durch Verstärkung der Explorationsbemühungen; Erhöhung der Reservennutzung (hydrocarbon recovery); ökonomisch einsetzbare Technologie für die arktische Region; Erschließung von kleinen und mittleren Feldern; Erhöhung der Wertschöpfung im Gassektor; Entwicklung von Zukunftskompetenzen und Einstellung von qualifiziertem Personal, die über diese Kompetenzen verfügen; Erhöhung der Technologieexporte.

Um diese Herausforderungen zu meistern, sollen die im Energiesektor aktiven Unternehmen (sowohl norwegische als auch internationale) eine Partnerschaft mit dem norwegischen Staat eingehen, so dass die Bemühungen besser koordiniert und konzentriert werden können. Ziel ist es, Technologie und Wissen zu erlangen, durch die die norwegischen Energieressourcen nachhaltig und profitabel erschlossen werden können. Zudem soll durch die Erzeugung neuer, attraktiver Technologien, Lösungsansätze und Kompetenzen auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit der norwegischen Industrie erhöht werden.<sup>744</sup>

Von Bedeutung für den norwegischen Energiesektor dürfte auch „*Energi21*“ sein, eine Initiative des Erdöl- und Energieministeriums. Wie bei OG21 handelt es sich im Grunde genommen um eine Technologiestrategie für den Energiesektor. Im Mittelpunkt von Energi21 jedoch stehen die vollständige Ausnutzung des Wertschöpfungspotentials, Umweltfaktoren, Fragen der Versorgungssicherheit und die effizientere Nutzung von Energieressourcen. Die Strategie entwirft ein Bild Norwegens als „*Europe’s energy and environment-conscious*

---

<sup>743</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 42f.

<sup>744</sup> Vgl. OG21 – Oil and Gas in the 21st Century: Norway’s technology strategy for value creation on the NCS and enhanced competitiveness in the oil and gas industry, Strategy Document, o.O. 2006, unter: [http://www.og21.org/en/filestore/Strategy\\_reports/OG21\\_strategy\\_eng\\_A\\_\\_Davies.pdf](http://www.og21.org/en/filestore/Strategy_reports/OG21_strategy_eng_A__Davies.pdf), 30.03.09.

nation“, eines Staates, der im Besitz der nötigen Ressourcen, des Expertenwissens und der sozialen Rahmenbedingungen ist, um aus Norwegen eine Gesellschaft mit niedrigen Treibhausgasemissionen und hoher Energieeffizienz zu machen. Darüber hinaus soll sich Norwegen aber durch Energi21 auch zu einem Land entwickeln, das als wichtiger Lieferant umweltfreundlicher Energie und durch Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung die führenden Energie- und Technologieunternehmen anzieht. Dabei ist das übergeordnete Ziel der Strategie, an der sich nicht nur der Staat, sondern praktisch alle wichtigen Akteure der norwegischen Energieindustrie beteiligten, „[...] to provide a secure platform for the growth of sustainable economic activity and supply-side security in the energy sector by promoting and coordinating a commitment to research, development, demonstration and commercialisation of new technology.“<sup>745</sup>

Energi21 sieht fünf Prioritätsbereiche vor: stärkere Bemühungen bei der Forschung und Entwicklung der Energieeffizienz, Förderung umweltfreundlicher Energien (v. a. Wasserkraft, Wind, Solar), Forschung in CO<sub>2</sub>-neutralen Heiztechnologien, Entwicklung eines zukunftssicheren Energiesystems (Technologie, Markt und politische Rahmenbedingungen) und die Untersuchung der Auswirkungen von sich verändernden (europäischen) Rahmenbedingungen auf die Organisation der norwegischen Forschungs- und Entwicklungsinitiativen.<sup>746</sup>

Ähnlich wie vor gut 40 Jahren sieht sich das Land an einem Wendepunkt. Damals vollzog Norwegen einen Wandel von einem Staat, dessen Wirtschaft auf der Fischerei gründete, zu einem modernen high-tech, öl- und erdgasproduzierenden Staat. Die Förderung und der Export von Öl und Gas sorgten maßgeblich dafür, dass das BIP Norwegens per capita heute um 75% höher ist als das von Schweden, vor der Entwicklung dieses Industriesektors aber kaum 75% des schwedischen Wertes erreichte. Nun soll Norwegen – selbst nach dem Willen großer Teile des Energiesektors – den Übergang von einer „Erdöl- und Erdgasnation“ zu einer saubereren „Energienation“ meistern.<sup>747</sup>

---

<sup>745</sup> Aus dem Internetauftritt von Energi21, About Energi21, unter: [http://www.energi21.no/index.php?page\\_id=17](http://www.energi21.no/index.php?page_id=17), 30.03.09.

<sup>746</sup> Vgl. Energi21: A collective R&D strategy for the energy sector. Final report, o.O. 05.02.2007, S. 5ff, unter: [http://www.energi21.no/wp-content/uploads/2008/06/energi21\\_final\\_report\\_english.pdf](http://www.energi21.no/wp-content/uploads/2008/06/energi21_final_report_english.pdf), 30.03.09.

<sup>747</sup> Vgl. OLF - The Norwegian Oil Industry Association (Internetauftritt): Strong petroleum industry produces environmental benefits, unter: <http://www.olf.no/konkraft/strong-petroleum-industry-produces-environmental-benefits-article2975-303.html>, 28.03.09.

### 7.2.6 Die Organisation des norwegischen Erdgasmarktes

Der norwegische Staat hat im Energiesektor eine starke Präsenz. Da der Staat selbst jedoch nicht an Aktivitäten im Energiesektor direkt beteiligt ist, sondern auf profitorientierte Unternehmen setzt, legt Norwegen besonderen Wert auf die Transparenz und Berechenbarkeit der Rahmenbedingungen. Der Staat sieht seine Kernaufgabe in der Berücksichtigung der sozialen Aspekte und darin, dass die Einnahmen aus dem Sektor der gesamten norwegischen Gesellschaft zugute kommen. Trotzdem gehört eine hohe Beteiligung nationaler und internationaler, privater sowie staatlicher Unternehmen zu dem norwegischen Konzept. Diese übernehmen unter der aktuellen Struktur des Sektors die Förderung und den Verkauf der Energieträger. Der Staat greift in das System in erster Linie durch das Erteilen oder Verweigern von Genehmigungen ein, welche die Unternehmen für jeden neuen Schritt – von der Exploration über die Förderung bis hin zur Stilllegung von Feldern – benötigen. Dem Staat ist daran gelegen, sowohl die eigenen Ziele sicherzustellen als auch den Unternehmen die Maximierung ihrer Profite zu ermöglichen. Der norwegische Staat kann nur so lange Steuern auf diese Aktivitäten erheben, wie die Unternehmen Gewinne einfahren.

Über die Beteiligung des SDFI, das ist der norwegischen Staatsfonds mit den direkten Beteiligungen an Erdöl- und Erdgasfeldern, übernimmt der Staat zudem die Rolle als stiller Teilhaber einer Förderlizenz und ist direkt an den Gewinnen der Produktion beteiligt. Die Umsetzung der EG-Richtlinie 98/30/EG (EG-Gasrichtlinie) hat im Jahr 2001 zu einer Reform geführt, die die Landschaft des norwegischen Erdgassektors verändert hat. Um die in der Richtlinie enthaltenen Vorgaben bezüglich des Netzzugangs für Dritte zu implementieren, gründete Norwegen das Unternehmen Gassco AS, das ab 2002 alleiniger Betreiber des gesamten (upstream) Pipelinenetzes (also v. a. der Exportpipelines) im NCS wurde. Vor der Gründung Gasscos wurden die einzelnen Pipelines von verschiedenen Unternehmen (bzw. Unternehmensgruppen) betrieben, denen die Leitungen gehörten. Hierbei hatten Statoil und Norsk Hydro eine dominierende Position. Nach 2001 sind weitere Änderungen aufgrund der EG-Richtlinie 2003/55/EG gemacht worden, die die 98/30/EG Richtlinie ersetzte. Die wichtigsten staatlichen und halbstaatlichen Akteure sind das Erdöl- und Energieministerium, das Öldirektorat und die staatlichen bzw. halb-staatlichen Unternehmen Petoro AS, Gassco AS, Gassnova SF und Statoil ASA.<sup>748</sup>

---

<sup>748</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 18f.



### 7.2.6.1 Die staatlichen norwegischen Akteure

Das Erdöl- und Energieministerium trägt die Verantwortung für das gesamte Management der Erdöl- und Erdgasvorkommen auf dem norwegischen Kontinentalschelf und kontrolliert, dass die Aktivitäten nach den Vorgaben des Parlaments und der Regierung umgesetzt werden. Zudem überwacht das Ministerium die staatlichen Interessen bei den staatlichen und halbstaatlichen Gesellschaften. Das Öldirektorat (NPD) ist dem Ministerium administrativ untergegliedert. Es übernimmt wichtige Aufgaben bei der Leitung des Ressourcenmanagements und hat gegenüber dem Ministerium eine beratende Funktion. Dem NPD obliegt die Autorität im Bereich der Exploration und der Förderung von Kohlenwasserstoffvorkommen auf dem norwegischen Kontinentalschelf.<sup>749</sup>

Bei Petoro AS handelt es sich um ein 100%iges Staatsunternehmen, das als Aufgabe die wirtschaftliche Verwaltung des SDFI hat. Hiernach besteht Petoros Hauptziel in der Wertmaximierung des staatlichen Öl- und Gasportfolios. Die Unternehmensstrategie sieht v. a. eine Erweiterung der Rohstoffreserven durch Exploration, eine bessere Ausbeute aus reiferen Lagern sowie die Förderung des Einsatzes neuer Technologien im Sektor vor. Petoro obliegt aber auch die Kontrolle der Rohstoffverkäufe von Statoil aus Feldern des SDFI sowie die gesamte Finanzverwaltung (inklusive der Buchhaltung) des SDFI.<sup>750</sup>

Wie bereits oben erwähnt, handelt es sich bei Gassco AS um den Betreiber des Upstream-Pipelinenetzes im NCS und ist der neuen EU-Rechtslage im Gasmarkt geschuldet. Die staatliche Gassco hat die Aufgabe das Pipelinenetz im Sinne der Eigentümer der Pipelines zu betreiben und macht bei der Erfüllung dieser Aufgabe weder Gewinne noch Verluste. Eigentümer der Pipelines ist Gassled, ein 2003 gegründetes Joint Venture mehrerer auf dem NCS aktiver Unternehmen. Gut ein Dutzend Unternehmen sind an Gassled beteiligt, u. a. Petoro (37,9%), Statoil ASA (20,5%), Statoil Petroleum AS (11,6%), Total (8%), ExxonMobil Expl. & Prod. Norway AS (5,4%), Mobil Development Norway AS (4,2%) und Norske Shell pipelines AS (4,1%).<sup>751</sup> Das Unternehmen Gassnova SF wurde 2007 zum Zweck

---

<sup>749</sup> Vgl. Ebd., S. 21.

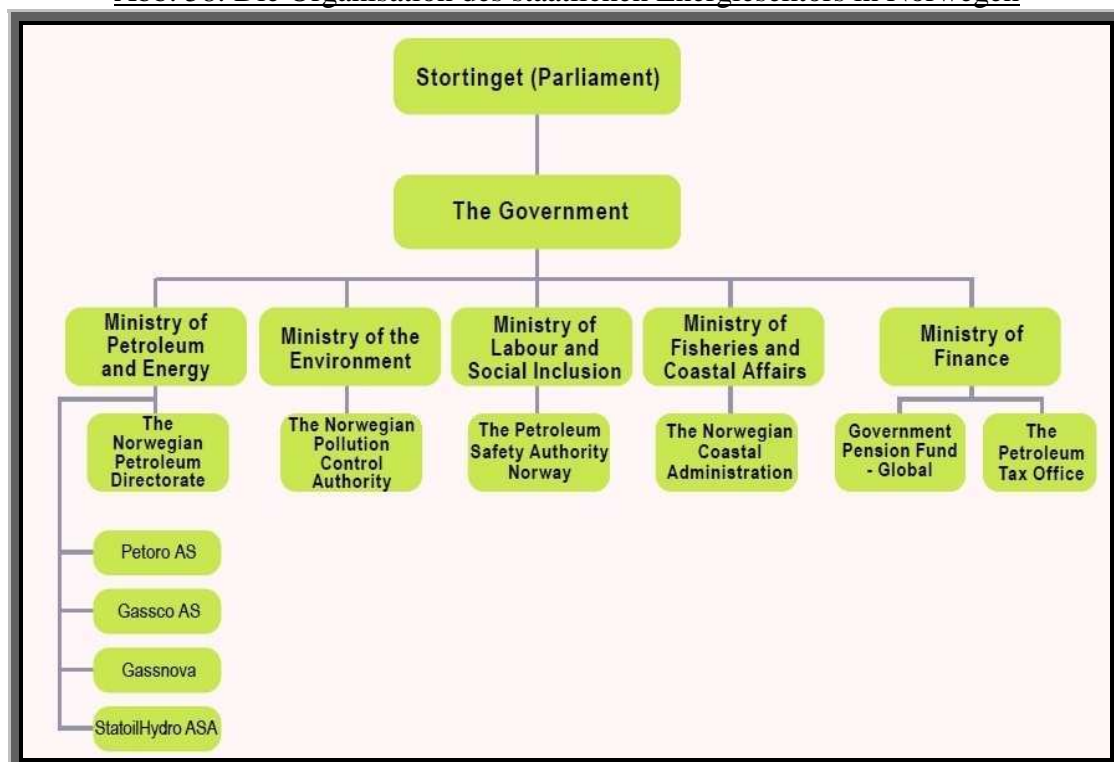
<sup>750</sup> Vgl. Petoro AS (Internetauftritt): About Petoro, unter: <http://www.petoro.no/eng/>, 01.04.09.

<sup>751</sup> Vgl. Gassco AS (Internetauftritt): Operator duties, unter: <http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/gassco-en/Gassco/Home/om-gassco/operatorrollen/>; History, unter: <http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/gassco-en/Gassco/Home/om-gassco/historie/>; Gassled, unter: <http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/gassco-en/Gassco/Home/om-gassco/gassled/>, alle 01.04.09.

der Beratung der Regierung und des Ministeriums bezüglich neuer und umweltfreundlicher Technologien im Energiesektor gegründet, allen voran der CCS-Technologie.<sup>752</sup>

Unbestritten ist Statoil ASA das Schwergewicht im NCS. Das neue Unternehmen entstand 2007 durch den Kauf des Erdöl- und Erdgaszweigs der Norsk Hydro (an dem der norwegische Staat auch beteiligt war) durch den staatlichen Konkurrenten Statoil. Heute ist der Staat mit 62,5% auch größter Teilhaber der neuen Gesellschaft, die rund 30 000 Mitarbeiter in 40 Ländern beschäftigt. Der staatliche Anteil soll in den kommenden Jahren auf 67% erhöht werden. Im Jahr 2008 verfügte das Unternehmen über Erdgasreserven in Höhe von gut 0,5 Tcm und förderte insgesamt ca. 37 Bcm Erdgas im NCS. Unter anderem ist Statoil Betreiber des größten norwegischen Erdgasfeldes Troll sowie des Gashubs Sleipner und des Snøhvit-Erdgasfeldes.<sup>753</sup> Zudem ist das Unternehmen international in Ländern wie Marokko, Algerien, Libyen, Ägypten, Aserbaidshan, Iran, Katar und Russland tätig.

Abb. 58: Die Organisation des staatlichen Energiesektors in Norwegen



Quelle: Norwegian Fiscal Budget, in: Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 18.

<sup>752</sup> Vgl. Gassnova SF (Internetauftritt): unter:

[http://www.gassnova.no/wsp/gassnova2/frontend.cgi?func=publish.show&table=PUBLISH&func\\_id=1343&publish\\_id=1338&active=1338](http://www.gassnova.no/wsp/gassnova2/frontend.cgi?func=publish.show&table=PUBLISH&func_id=1343&publish_id=1338&active=1338), 31.03.09.

<sup>753</sup> Vgl. StatoilHydro ASA (Internetauftritt): Our history, unter:

<http://www.statoilhydro.com/en/aboutstatoilhydro/history/pages/default3.aspx>; StatoilHydro in brief, unter:

<http://www.statoilhydro.com/en/aboutstatoilhydro/statoilhydroinbrief/pages/default.aspx>; Sleipner area, unter:

<http://www.statoilhydro.com/en/ouoperations/explorationprod/ncs/sleipner/pages/default.aspx>, alle 01.04.09; sowie vgl. StatoilHydro, Annual Report on Form 20-F 2008, S. 30f.

### 7.2.6.2 Andere Akteure im norwegischen Erdgassektor

Die Einbindung und die Beteiligung internationaler Unternehmen haben zu einem Kompetenztransfer hin zur norwegischen Seite beigetragen. Dieser Umstand trägt heute maßgeblich zu der Sicherung des hohen Produktionsniveaus im NCS und der hierfür benötigten Investitionen sowie Explorationsaktivitäten bei. Eine Schlüsselrolle haben große internationale Konzerne v. a. zu Beginn der Erschließung des NCS gespielt. Dies hängt damit zusammen, dass am Anfang die vielversprechendsten Regionen exploriert wurden, was zu großen Funden führte. Diese benötigten entsprechend hohe Investitionen, die nur von großen Konzernen getätigt werden konnten. Über Tochterunternehmen sind Konzerne wie Shell, ExxonMobil, Eni und Total vertreten. Letzterer z. B. gehört zu den wichtigsten Unternehmen in Norwegen und produziert über Total E&P Norge AS etwas über 7,5 Bcm Erdgas (2008).<sup>754</sup> Bedeutend ist auch die norwegische Tochter von ExxonMobil, die jährlich ca. 7,0 Bcm Erdgas fördert (2007). Auch sie gehört zu den ersten Unternehmen, die NCS aktiv wurden.<sup>755</sup>

Neben den großen Unternehmen bewegen sich mittlerweile viele kleine und mittelgroße Akteure im NCS, was mit dem Reifen der Region als Fördergebiet und den damit verbundenen gewandelten Herausforderungen zusammenhängt (früher wenige große und teure Projekte, heute immer mehr mittlere und kleine, jedoch technisch anspruchsvolle Projekte). Norwegen hat großen Wert darauf gelegt, dass eine große Anzahl neuer Akteure Zugang zum NCS erhält, um das gesamte Potential des NCS ausschöpfen zu können. Seit 2000 haben 55 neue Unternehmen Aktivitäten in Norwegen aufgenommen.<sup>756</sup>

#### **Verdichtung 25 (7.2.5-7.2.6)**

Norwegen verfolgt eine Energiestrategie, die einen möglichst langen Förderzeitraum vorsieht. Dabei entscheidet der Staat über das Tempo der Förderung und ist an dieser mitbeteiligt, doch übernehmen profitorientierte Unternehmen diese Aufgabe nach wirtschaftlichen Kriterien. Angestrebt werden Partnerschaften zwischen Unternehmen und Staat, bei denen sowohl Rentabilität als auch politische und soziale Ziele berücksichtigt werden. Großer Wert wird auf Transparenz und Berechenbarkeit der Rahmenbedingungen gelegt. Dies alles schafft die Bedingungen, um die notwendigen Investitionen zu sichern. Darüber hinaus übernimmt Oslo die EU-Gasreformen. Die EU-Energiesicherheit gehört explizit zu den vorrangigen Zielen Norwegens. Als „*Europe’s energy and environment-conscious nation*“ sieht sich Oslo auch in Zukunft eng an Europa gebunden.

<sup>754</sup> Vgl. Total S.A.: Form 20-F 2008, Washington D.C. 2009, S. 12, unter:

[http://www.total.com/static/en/medias/topic3546/Total\\_2008\\_en\\_Form-20F.pdf](http://www.total.com/static/en/medias/topic3546/Total_2008_en_Form-20F.pdf), 10.12.09.

<sup>755</sup> Vgl. ExxonMobil Corp. (Internetauftritt): unter: <http://www.exxonmobil.no/Norway-English/PA/default.aspx> und vgl. ExxonMobil Corp.: 2008 Financial & Operating Review 2008, Irving 2009, S. 51, unter:

[http://www.exxonmobil.com/Corporate/Files/news\\_pub\\_fo\\_2008.pdf](http://www.exxonmobil.com/Corporate/Files/news_pub_fo_2008.pdf), beide 10.12.09.

<sup>756</sup> Vgl. Nyland, Bente: The shelf in 2008, Press conference 8 January 2009, Director General of the Norwegian Petroleum Directorate, Presentation, S. 27, unter: <http://www.npd.no/NR/rdonlyres/29D5705E-2BF7-48D9-A9D6-7FCE5C29237F/18547/TheShelfin2008.pdf>, 02.04.09.

### 7.2.7 Beziehungsebene

Norwegen pflegt enge Energiebeziehungen sowohl zu den Hauptabnehmern norwegischen Erdgases als auch zu verschiedenen anderen erdgasproduzierenden Ländern. Transitstaaten für norwegisches Erdgas gibt es keine, weil das Erdgas praktisch direkt von der Quelle zu den Märkten gelangt. Da fast die gesamten Erdgasexporte Norwegens in die EU gehen, kommt den Beziehungen zwischen Oslo und Brüssel eine besonders hohe Bedeutung zu.

Die Beziehungen zwischen Norwegen und der EU sind sehr eng, obwohl die Norweger bei zwei Gelegenheiten gegen eine Mitgliedschaft in der EU (bzw. EG) gestimmt haben (nämlich im den Jahren 1972 und 1994). Wichtigster Vertrag zwischen Norwegen und der EU ist das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum (EWR). Durch diesen Vertrag ist es Norwegen möglich, am europäischen Markt teilzunehmen; gleichzeitig verpflichtet sich Oslo aber auch, alle europäischen Gesetze, die zum Funktionieren des Marktes notwendig sind, zu übernehmen (was relevant ist, entscheidet ein gemeinsames Gremium von EU-Kommission und EFTA, bevor das nationale Parlament entscheidet).<sup>757</sup>

Unter diesen Umständen und in Anbetracht der Tatsache, dass Norwegen praktisch seine gesamte Erdgasproduktion in die EU exportiert, verfolgt Oslo die Entwicklungen auf dem europäischen Energiemarkt besonders genau und überprüft die europäischen Entwicklungen sowie ihre Auswirkungen auf die eigenen Interessen. Als Mitglied des EWR ist Norwegen integraler Bestandteil des Energiebinnenmarktes der EU und hat als solches sowohl die EG-Gas- als auch die Stromrichtlinien umgesetzt. Aus diesem Grund erscheint es der EU nicht so problematisch, dass Oslo die Energiecharta bis heute ablehnt. Die Gasrichtlinie hat den norwegischen Gasmarkt durch die Vorgaben neuer Regeln bezüglich des Transports, der Gasdistribution, Lieferung und Speicherung von Erdgas grundlegend verändert (s. o.). Brüssel und Oslo führen einen intensiven Energiedialog in dem neben Fragen der Energieeffizienz, des Umweltschutzes und der Energiesicherheit besonders die Exploration und Erschließung der in der Arktis vermuteten Energiereserven eine zentrale Rolle spielen.<sup>758</sup>

Bezüglich der Beziehungen zwischen Norwegen und anderen erdgasproduzierenden Staaten ist diejenige zwischen Moskau und Oslo wegen der geographischen Nähe und den gemeinsamen Zielmärkten hervorzuheben. Zu Russland unterhält Norwegen gute, zumindest

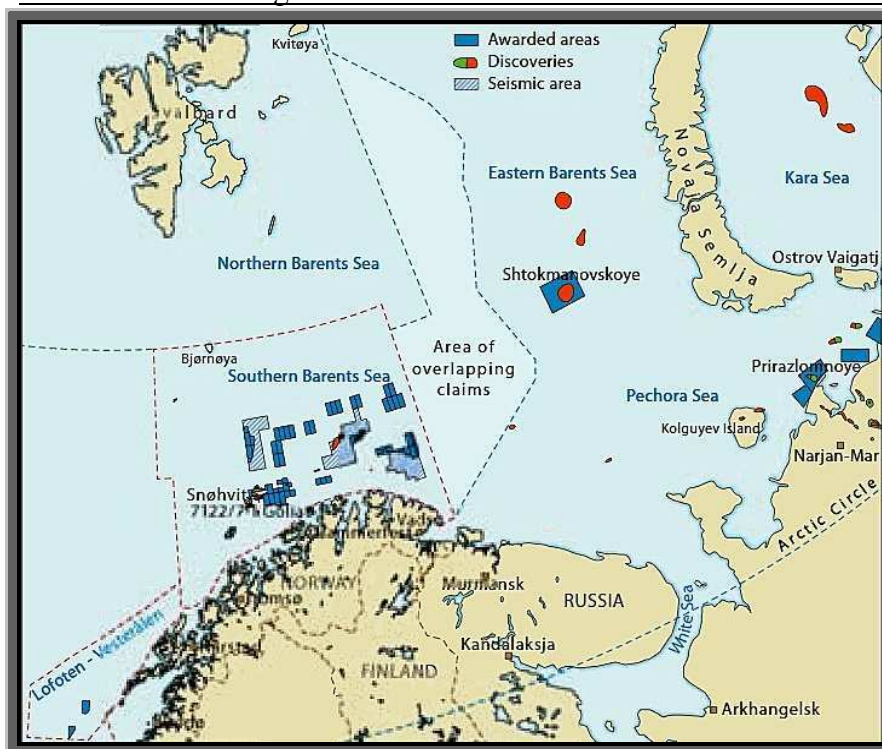
---

<sup>757</sup> Vgl. Mission of Norway to the European Union (Internetauftritt): Norway and the European Union, unter: <http://www.eu-norway.org/eu/norway+and+the+eu.htm>, 26.03.09.

<sup>758</sup> Vgl. Europäische Kommission: Gemeinsame Erklärung zum Treffen des für Energie zuständigen Kommissionsmitglieds Andris Piebalgs und der norwegischen Erdöl- und Energieministerin Thorhild Widvey, Press Release, IP/05/856, Oslo 2005, unter: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/05/856&format=PDF&aged=1&language=DE&guiLanguage=en>, 26.03.09.

aber stabile Beziehungen, obwohl seit mehreren Jahrzehnten zwischen beiden Staaten ungelöste Grenzfragen bestehen. Hauptsächlich geht es um die Demarkation der norwegischen AWZ sowie des Festlandsockels in der Barentssee. Die unterschiedlichen Methoden zwischen beiden Ländern, die Grenze zu ziehen, haben eine rund 175 000 km<sup>2</sup> große Grauzone entstehen lassen („Loop Hole“ genannt). Russland hat für diese Grauzone eine gemeinsame Ausbeutung der Ressourcen vorgeschlagen. Obwohl Norwegen einer Kooperation positiv gegenüber steht, besteht Oslo auf eine vorherige Festlegung der Grenze.<sup>759</sup> Die Problematik rund um das „Loop Hole“ ist durch die 2009 gefällte Entscheidung der Festlandsockel-Kommission der Vereinten Nationen über die Zugehörigkeit von Seegebieten im Nordpolarmeer, dem Europäischen Nordmeer und der Barentssee zugunsten Norwegens nicht gelöst. Denn im Falle des umstrittenen Gebiets entschied die Kommission, dass es sich bei dem „Loop Hole“ um eine Verlängerung des Festlandsockels beider Staaten handelte, sie gleichermaßen Anspruch auf Teile des Gebietes hätten und die Grenzziehung zwischen Norwegen und Russland einvernehmlich zu lösen sei.<sup>760</sup>

Abb. 59: Die norwegischen und russischen Sektoren der Barentssee



Quelle: Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 34

<sup>759</sup> Vgl. Austvik, Ole Gunnar: The Geopolitics of Barents Sea Oil and Gas: the Mouse and the Bear, in: IAAE Newsletter, Vol. 16, Nr. 3, International Association for Energy Economics, Cleveland 2007, S. 21.

<sup>760</sup> Vgl. United Nations Convention on the Law of the Sea, Commission on the Limits of the Continental Shelf: Summary of the Recommendations of the Commission on the Limits of the Continental Shelf in Regard to the Submission Made by Norway in Respect of Areas in the Arctic Ocean, the Barents Sea, and the Norwegian Sea on 27 November 2006, 27.03.2009, S. 9, unter: [http://www.un.org/Depts/los/clcs\\_new/submissions\\_files/nor06/nor\\_rec\\_summ.pdf](http://www.un.org/Depts/los/clcs_new/submissions_files/nor06/nor_rec_summ.pdf), 17.04.09.

Neben Grenzproblematiken bestehen auf norwegischer Seite Befürchtungen über negative Auswirkungen der Energieindustrie auf das empfindliche Ökosystem der Barentssee. Außer möglichen Umweltschäden durch die Förderung von Kohlenwasserstoffen, befürchtet Norwegen besonders ein Anwachsen des russischen Tankerverkehrs an der nördlichen norwegischen Küste. In Zukunft könnte der Tankerverkehr vom russischen Murmansk weiter zunehmen<sup>761</sup>, evtl. könnten ebenfalls LNG-Tanker für eine weitere Intensivierung des Verkehrs sorgen. Eine Lösung der Grenzproblematik in der Barentssee könnte auch zu Fortschritten bei der hiermit verknüpften Spitzbergen-Frage führen.

Die Verwaltung der Spitzbergen Inselgruppe (Svalbard) wird im Spitzbergen Vertrag (1920) geregelt, der aus der Inselgruppe zwar einen Teil Norwegens machte, jedoch allen Vertragsunterzeichnern eine gleichberechtigte Ausbeutung der Ressourcen gestattet (v. a. Kohle und Fischerei).<sup>762</sup> Russland ist der einzige Unterzeichner des Vertrages (außer Norwegen), der sich aktiv an dem Ressourcenabbau beteiligt, besonders dem Abbau der Kohlevorkommen. Im Jahr 1977 entschied Norwegen, die Fischerei in der 200-Meilen Zone um das Archipel zu regulieren, was Russland nicht akzeptiert. Norwegen argumentiert, dass die gemeinschaftliche Ausbeutung der Ressourcen zwar für die Territorialgewässer zutreffe, nicht jedoch auf die 200-Meilen Zone (AWZ), da diese nicht vom Spitzbergen-Vertrag gedeckt würde. Zudem handelte es sich bei dem Kontinentalsockel um die Verlängerung des norwegischen Festlandssockels und sollte entsprechend von dem UN-Abkommen von 1958 (Continental Shelf Convention) geregelt werden. Russland bestreitet die Gültigkeit dieser Argumentationskette, beansprucht aber auf ähnlicher Grundlage die Zugehörigkeit des Nordpols zur Russischen Föderation. Medienwirksam führte dies Russland 2007 mit der Aufstellung einer Fahne am geographischen Nordpol in mehr als 4000 Metern tiefe vor. Bei dieser Gelegenheit erklärte der Expeditionsleiter (und Vizepräsident des russischen Parlaments), Artur Tschilingarow, der Lomonossow Rücken (eine sich bis zum Pol erstreckende Unterwasser-Bergkette) sei eine Verlängerung des russischen Kontinentalsockels. Wie auch in der Barentssee geht es Russland um die in der Arktis vermuteten Kohlenwasserstoffressourcen.<sup>763</sup>

---

<sup>761</sup> Vgl. Austvik, Ole Gunnar: *The Geopolitics of Barents Sea Oil and Gas*, S. 20f.

<sup>762</sup> siehe hierzu besonders Artikel 2 und 7, vgl. Spitzbergen Vertrag: Treaty between Norway, The United States of America, Denmark, France, Italy, Japan, the Netherlands, Great Britain and Ireland and the British overseas Dominions and Sweden concerning Spitsbergen signed in Paris 9th February 1920, unter: [http://www.sysselmannen.no/The\\_Svalbard\\_Treaty\\_9ssFy.pdf.file](http://www.sysselmannen.no/The_Svalbard_Treaty_9ssFy.pdf.file), 31.03.09.

<sup>763</sup> Vgl. Russen setzen Fahne am Nordpol, Spiegel Online, 02.08.2007, unter: <http://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/0,1518,497827,00.html>, 31.03.09.

Obwohl es keine gesicherten Daten über die Menge an Kohlenwasserstoffen in der Arktis gibt und viele jegliche Aussage über die Höhe der Vorkommen als reine Spekulation abtun, geht das USGS von bis zu 22% der weltweiten Erdöl- und Erdgasvorkommen aus. Diese Werte gelten jedoch für alle Gebiete nördlich des Polarkreises, also nicht nur für umstrittene Offshore-Gebiete. Tatsächlich geht das USGS davon aus, dass der größte Anteil der Vorkommen in Küstennähe lagern und sich entsprechend klar dem einen oder anderen Land zuordnen lassen.<sup>764</sup> Natürlich handelt es sich bei dem Versuch, die arktischen Lagerstätten für sich zu sichern, um kein ausschließlich russisch-norwegisches Problem. Auch andere Staaten wie die USA, Kanada und Dänemark beanspruchen Teile der Arktis. Umso beunruhigender wäre eine schleichende Militarisierung der Auseinandersetzung, von der beispielsweise die russische Entscheidung zeugen könnte, eigene Arktisstreitkräfte zur Sicherung der beanspruchten Territorien einzusetzen.<sup>765</sup>

Auf der Unternehmensebene kooperiert Statoil, trotz der Dispute zwischen Russland und Norwegen, im Rahmen einer strategischen Partnerschaft mit Gazprom. Diese Partnerschaft, die ursprünglich zwischen Statoil, Norsk Hydro und Gazprom in 2005 geschlossen wurde, ist 2009 zwischen dem fusionierten norwegischen Unternehmen und dem russischen Gaskonzern erneuert worden.<sup>766</sup> Der Schwerpunkt der Zusammenarbeit liegt bei der Erschließung der Kohlenwasserstoffreserven in der Barentssee, ein Bereich in dem besonders die Norweger sehr erfahren sind. So ist es wahrscheinlich v. a. diesem Umstand zuzurechnen, dass Gazprom einer 24%igen Beteiligung Statoils am Shtokman-Feld zugestimmt hat. Darüber hinaus verbinden beide Unternehmen viele Gemeinsamkeiten. So handelt es sich bei beiden z. B. um staatliche „Champions“ mit hohen Reserven in den Heimatländern und einer strategischen Ausrichtung auf den europäischen Märkte. Entsprechend teilen sie eine Vielzahl von gemeinsamen Interessen, besonders was die Liberalisierung des EU-Erdgasmarktes angeht, wenn auch Norwegen im Gegensatz zu Russland, Mitglied des EWRs ist. Trotz der

---

<sup>764</sup> Vgl. US Geological Survey: 90 Billion Barrels of Oil and 1,670 Trillion Cubic Feet of Natural Gas Assessed in the Arctic, 23.07.2008, unter: [http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=1980&from=rss\\_home](http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=1980&from=rss_home), 31.03.09; ebenfalls vgl. US Geological Survey: Circum-Arctic Resource Appraisal. Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle, USGS Fact Sheet 2008-3049, Juli 2008, unter: <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf>, 31.03.09. Ein neuerer Bericht des USGS von Mai 2009 geht davon aus, dass die Arktis 30% des noch zu entdeckenden Erdgases beherbergt. Zudem befänden sich die größten wahrscheinlichen Lagerstätten auf zu Russland oder von Russland beanspruchten Gebieten. Rund drei Viertel der noch zu findenden arktischen Erdgasvorkommen sollen sich in nur vier arktische Erdgasprovinzen befinden: Südlichen Karasee, Nord und Süd Barentssee und in Alaska, vgl. Upstream Online, Russia 'sitting on vast Arctic gas stash', 28.05.2009, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article179548.ece>, 30.05.09.

<sup>765</sup> Vgl. Russland schafft sich Arktis-Streitkräfte an, Russland-Aktuell, 27.03.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/politik/artikel\\_3758.html](http://www.aktuell.ru/russland/politik/artikel_3758.html), 04.04.09.

<sup>766</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Gazprom, StatoilHydro renew Arctic cooperation deal, in: Oil & Gas Journal (Online), 11.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5670375156/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-gazprom\\_-statoilhydro.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5670375156/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-gazprom_-statoilhydro.html), 12.06.09.

Kooperation beider Akteure in vielen Bereichen, bleiben sie auf dem EU-Markt selbstverständlich Konkurrenten. Besonders seit dem Ende des Ost-West-Konflikts sind Gazprom und Statoil über ihre traditionellen Märkte (Osteuropa bzw. nördliches Europa) hinausgewachsen, so dass sie immer öfter als Konkurrenten aufeinander treffen.<sup>767</sup>

In Algerien fördert Statoil gemeinsam mit BP und Sonatrach seit 2004 Erdgas aus dem In Salah-Feld, dem drittgrößten Erdgasfeld in Algerien. Hinzu kommen die Aktivitäten in der Region In Amenas. Außerdem ist Statoil bei der Exploration tätig, u. a. im Förderblock Hassi Mouina, an dem die Norweger mit 80% beteiligt sind.<sup>768</sup> Mit Ägypten hat Statoil 2007 zwei PSA für Offshore-Blöcke im Mittelmeer abgeschlossen (mehr in Kapitel 7.3).<sup>769</sup> Zu den größten Engagements des Unternehmens außerhalb Norwegens gehören die Aktivitäten in Aserbaidschan, wo es bereits 1996 und 1998 zwei PSA unterzeichnete. Statoil ist an der Exploration und Förderung von Erdgas in den kaspischen Erdgasfeldern Shah Deniz, Alov, Araz und Sharg beteiligt. Zudem sind die Norweger an der SCP beteiligt, die Erdgas von Aserbaidschan über Georgien bis an die türkische Grenze transportiert (siehe Kapitel 7.4).<sup>770</sup>

#### **Verdichtung 26 (7.2.7)**

Norwegen pflegt sehr enge Beziehungen zur EU, die gleichzeitig wichtigster Absatzmarkt ist. Die wirtschaftliche und politische Kooperation wird im Rahmen des EWR geregelt, so dass Norwegen die den Markt betreffende EU-Gesetzgebung übernimmt. Dadurch ist das Land integraler Bestandteil des EU-Energiebinnenmarktes. Norwegen kooperiert auch mit anderen Gasproduzenten, sowohl auf Staats- als auch auf Unternehmensebene. Wegen der geographischen Nähe und den gemeinsamen Märkten sind die Beziehungen zu Russland besonders wichtig. Hier gilt es offene Fragen zu klären, v. a. bezüglich der wichtiger werdenden Barentssee, aber auch generell im Hinblick auf die zukünftige Ausbeutung der arktischen Lagerstätten. Norwegen möchte auf jeden Fall eine schleichende Militarisierung durch Russland verhindern. Kooperation zwischen Statoil und Gazprom gibt es v. a. in der Barentssee. Insgesamt muss man aber mit einer zunehmenden Konkurrenz zwischen beiden rechnen, da sie ähnliche Märkte bedienen und ihre Exporte expandieren möchten.

<sup>767</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 60.

<sup>768</sup> Vgl. Algeria - In Salah & In Amenas - BP/Statoil, in: APS Review Gas Market Trends, 05.02.2007, unter: <http://www.entrepreneur.com/tradejournals/article/158806156.html>, 01.04.09; und vgl. StatoilHydro ASA (Internetauftritt): Activities – Algeria, unter: <http://www.statoilhydro.com/en/AboutStatoilHydro/Worldwide/Algeria/Activities/Pages/default.aspx>, 01.04.09.

<sup>769</sup> Vgl. StatoilHydro ASA (Internetauftritt): Egypt, unter: <http://www.statoilhydro.com/en/aboutstatoilhydro/worldwide/egypt/pages/default.aspx>, 01.04.09.

<sup>770</sup> Vgl. StatoilHydro ASA (Internetauftritt): Azerbaijan, unter: <http://www.statoilhydro.com/en/aboutstatoilhydro/worldwide/azerbaijan/pages/default.aspx>, <http://www.statoilhydro.com/en/AboutStatoilHydro/Worldwide/Azerbaijan/Pages/ShahDeniz.aspx>, <http://www.statoilhydro.com/en/AboutStatoilHydro/Worldwide/Azerbaijan/Pages/Alov,ArazogSharg.aspx>, 02.04.09.



### 7.2.8 Fazit zu Norwegen

Norwegen verfügt über die wichtigsten Erdgasvorkommen in Europa. Der niedrige Eigenverbrauch versetzt das Land in die Lage, praktisch die gesamte Jahresproduktion zu exportieren. Das meiste Gas geht in die EU, mit der Norwegen durch die Teilnahme am EWR eng verbunden ist.

Die enge Bindung zwischen Norwegen und EU trägt dazu bei, dass, trotz des hohen Anteils norwegischen Erdgases, dieser Umstand nicht als problematisch oder gar als bedrohlich empfunden wird. Die Positionierung und das Selbstverständnis Norwegens als „*Europe’s energy and environment-conscious nation*“ tragen hierzu maßgeblich bei. Der Export norwegischen Erdgases erfolgt zum größten Teil über Pipelines direkt in die EU-Märkte – ohne Transitstaaten zu durchqueren. Alternativen zu den europäischen Märkten gibt es kaum, auch wenn in Zukunft ein wachsender Teil der Erdgasexporte als LNG in überregionale Märkte verkauft werden könnte.

Die Förderung und der Transport von Erdgas aus Norwegen sind allerdings technisch aufwendig und kostspielig. Dies liegt einerseits daran, dass sich die Reserven allesamt offshore befinden und andererseits auch an den rauen klimatischen Bedingungen in den Fördergebieten. Diese Kosten dürften durch die langsame Verlagerung der Erdgasproduktion in entferntere und nördlichere Gebiete sogar zunehmen. Der norwegische Erdgassektor scheint aber trotz der starken staatlichen Präsenz genügend Investitionen anziehen zu können, um die angestrebten Produktionsniveaus erreichen und halten zu können.

Vieles wird jedoch von der erfolgreichen Exploration neuer Lager abhängen, v. a. im Europäischen Nordmeer und in der Barentssee. Hierbei wird Oslo auch dort nicht auf die Exploration verzichten können, wo die Interessen der Energiebranche im Widerspruch zu den Interessen anderer Wirtschaftszweige stehen, v. a. der traditionellen norwegischen Fischerei. Beispielsweise steht bald eine Entscheidung an, ob im Gebiet um die Lofoten Inseln nach Erdgas gesucht werden darf oder nicht.<sup>771</sup> Die Aktivitäten Norwegens (bzw. vom norwegischen Staat kontrollierte Akteure wie Statoil) außerhalb des NCS werden kaum als problematisch empfunden, obwohl sie durchaus substantiell sind. Ebenso unproblematisch werden die Ziele Norwegens bezüglich der von Oslo verfolgten Strategie empfunden, den Schwerpunkt auf eine nachhaltige Entwicklung der eigenen Ressourcen zu legen.

---

<sup>771</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: StatoilHydro pressures government to open up Lofoten Islands, in: Oil & Gas Journal (Online), 12.06.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/8135325182/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-statoilhydro-pressures.html>, 15.06.09.

### **7.3 Algerien und Nordafrika**

Einige EU-Nachbarstaaten im Süden des Mittelmeeres verfügen nicht nur über bedeutende Erdgasreserven, sondern sind darüber hinaus wegen ihrer geographischen Nähe als Lieferanten interessant. Es verwundert also kaum, dass die EU bereits einen Großteil des importierten Erdgases aus Nordafrika bezieht. Algerien ist nicht nur der wichtigste nordafrikanische Erdgaslieferant, sondern auch der drittgrößte Erdgaslieferant der EU. Deswegen kommt Algerien eine besonders hohe Bedeutung unter den nordafrikanischen Lieferanten zu, doch sind auch andere Staaten in dieser Region, wie Libyen und Ägypten, wichtig für die europäische Gasversorgung. Entsprechend wird auf den folgenden Seiten auf die Bedeutung Nordafrikas für die Gasversorgungssicherheit der EU im Allgemeinen und von Algerien, Libyen und Ägypten im Besonderen eingegangen. Obwohl Nigeria nicht zu Nordafrika gehört, soll das afrikanische Land am Ende des Kapitels separat untersucht werden. Als afrikanisches Land gehört Nigeria zumindest zu der erweiterten Region, so dass die bisher verfolgte geographische Vorgehensweise beibehalten werden kann.

Wie bisher, soll zuerst kurz die politische Situation und die historische Entwicklung des Energie- und Gassektors untersucht werden. Hiernach werden die Reserven und Ressourcen der Region thematisiert sowie die Eigenschaften und Trends der Produktion, des Verbrauchs, des Exports und des Investitionsbedarfs behandelt. Ebenfalls wird auf die unterschiedlichen Strategien eingegangen, die die Staaten der Region im Energie- und Gassektor verfolgen. Anschließend wird die Organisationsstruktur der Erdgassektoren untersucht und die Beziehungen der Akteure in der Region sowohl zueinander als auch zu außerregionalen Akteuren analysiert.

#### **7.3.1 Die politische Situation in den Ländern Nordafrikas**

##### **7.3.1.1 Algerien**

In Algerien regiert seit 1999 Abd al-Asis Bouteflika, der nach der Verfassungsänderung durch das Parlament im April 2009 für eine dritte Amtszeit antreten durfte. Wie in vorherigen Wahlen wurden auch diese Wahlen als nicht frei und fair kritisiert, sowohl von internationalen Beobachtern als auch von der algerischen Opposition. Bouteflika gewann die letzte Wahl mit mehr als 90% der Stimmen. Er genießt dabei die Unterstützung der algerischen Armee, die als mächtigster Akteur im Staat gilt. Zuletzt stürzte das Militär 1992 die Regierung von Präsident Chadli Bendjedid, nachdem sich bei der ersten Runde der Parlamentswahlen ein Sieg der Islamischen Heilspartei (Front Islamique du Salut, FIS)

abzeichnete. Der Abbruch der Wahl, die zahlreichen Festnahmen von FIS-Mitgliedern und die anschließende Zwangsauflösung der FIS führten zum langen und blutigen Algerischen Bürgerkrieg, der zwischen 1992 und 2000 mehr als 200.000 Opfer forderte.<sup>772</sup>

Bis heute wird Algerien immer wieder von terroristischen Anschlägen erschüttert. Neben der Groupe Islamique Armé (GIA), die sich aus zahlreichen FIS-Mitgliedern rekrutierte und Hauptgegner des algerischen Staates während des Bürgerkriegs war, kämpften gelegentlich Tuaregrebellen im Süden Algeriens. In den letzten Monaten ist besonders die Organisation al-Qaida des Islamischen Maghreb (Organisation al-Qaïda au Maghreb islamique, AQMI) aktiv gewesen. Die Anschläge der AQMI richten sich meistens gegen algerische Sicherheitsorgane, so zuletzt bei Anschlägen in 2009. Im Juni und Juli z. B. kamen (je nach Quelle) bei Anschlägen zusammen bis zu 38 Sicherheitskräfte ums Leben.<sup>773</sup>

Die AQMI ist auch in anderen Ländern des nördlichen Afrika aktiv, u. a. Marokko, Mauretanien, Mali, Niger, Tschad und Libyen. Die sozialen Spannungen in Algerien, die hauptsächlich durch die schlechte wirtschaftliche Verfassung des Landes und die hohe Arbeitslosigkeit verursacht werden, haben immer wieder zu gewalttätigen Protesten geführt, besonders in Algier. Zuletzt brachen solche Proteste im Oktober 2009 aus. Einige politische Beobachter sehen in den wirtschaftlichen und sozialen Problemen des Landes eine größere Gefahr für die Stabilität als im islamischen Terrorismus.<sup>774</sup>

### 7.3.1.2 Libyen

In Libyen regiert seit 1969, als er die libysche Monarchie stürzte, Muammar al-Gaddafi. Sein Regime war in den letzten Jahrzehnten aufgrund der libyschen Unterstützung von separatistischen und terroristischen Gruppierungen weitestgehend isoliert. Den Tiefpunkt erreichten die Beziehungen zwischen der internationalen Gemeinschaft und Tripolis in den 80er Jahren, nachdem eine Reihe von terroristischen Anschlägen zur Verhängung von Sanktionen geführt hatte. Nach den Anschlägen auf Washington und New York in 2001 bot Gaddafi den USA seine Kooperation an, zahlte den Angehörigen von Opfern des libyschen Terrors Entschädigungen und gab das libysche Programm zum Bau von

---

<sup>772</sup> Vgl. Migdalovitz, Carol: Algeria: Current Issues, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009, S. 1, unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/row/RS21532.pdf>, 02.08.09.

<sup>773</sup> Vgl. Al Qaeda claims deadly attack in Algeria, Reuters, 01.08.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/latestCrisis/idUSL1386446>; vgl. Algeria militants 'ambush police', BBC News (Online), 18.06.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8108159.stm>, beide 02.08.09.

<sup>774</sup> Vgl. Unrest in Algeria for Second Day, Reuters, 20.10.2009, unter: [http://www.nytimes.com/2009/10/21/world/africa/21algeria.html?\\_r=1&ref=world](http://www.nytimes.com/2009/10/21/world/africa/21algeria.html?_r=1&ref=world), 21.10.09.

Massenvernichtungswaffen auf. Dies führte zur Aufhebung der UN- sowie US-Sanktionen und zu einer Normalisierung der Beziehungen zu Libyen.

Kritik ruft weiterhin die Menschenrechtssituation im Land hervor, obwohl internationale Organisationen eine Besserung der Lage seit 2003 attestieren. Politisch ist das Regime zu keinen bedeutenden Änderungen bereit. Die Opposition des Regimes bleibt verboten, trotzdem gilt besonders die Muslimbruderschaft in Libyen als politisch aktiv. Neben der Muslimbruderschaft, die in den vergangenen Jahren überwiegend friedlich gewesen ist, hat die Libyan Islamic Fighting Group ihre Opposition zum Regime gewaltsam mit dem Ziel ausgetragen, Gaddafi zu stürzen und einen islamischen Staat zu gründen.<sup>775</sup>

### 7.3.1.3 Ägypten

Die Muslimbruderschaft ist in Ägypten sehr aktiv. Von dort aus war sie in den 1940er Jahren nach Libyen geflüchtet, als die ägyptische Regierung anfang, scharf gegen die Bruderschaft vorzugehen. Die Muslimbruderschaft strebt die Gründung eines islamischen Staates an. Eine Splittergruppe der Muslimbruderschaft tötete im Jahr 1981 den damaligen Präsidenten Nasser. Seit dem wird Ägypten von Muhammad Husni Mubarak regiert, der zum größten Teil die Politik seines Vorgängers (besonders die Beibehaltung des Friedens mit Israel) fortsetzt. In den letzten Jahren sind Forderungen lauter geworden, demokratische Reformen durchzuführen. Allerdings nur mit wenig Erfolg. Stattdessen ist es besonders unter Mubarak zu einer Konsolidierung der Macht um den Präsidenten und seiner Partei gekommen. Neben der offiziellen, vom Staat zugelassenen Opposition ist nur die Muslimbruderschaft als ernst zu nehmende politische Kraft zu nennen. Obwohl die Bruderschaft als politische Partei in den 1950er Jahren verboten worden ist, kandidiert eine Reihe von Politikern, von denen man weiß, dass sie der Bruderschaft nahe stehen, als unabhängige Kandidaten.<sup>776</sup>

## 7.3.2 Die historische Entwicklung des Gassektors in Nordafrika

### 7.3.2.1 Algerien

Obwohl die Existenz von substantiellen Kohlenwasserstoffvorkommen in Nordafrika bereits seit dem 19. Jh. bekannt ist, entwickelte sich der Erdgassektor erst in den späten 1950er und 60er Jahren. In Algerien führten größere Erdgasfunde Mitte der 1950er, v. a. die Entdeckung

---

<sup>775</sup> Vgl. Blanchard, Christopher M.: Libya: Background and U.S. Relations, Congressional Research Service, Washington D.C. 2008, S. 1ff, 15ff, 20ff, unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/mideast/RL33142.pdf>, 02.08.09.

<sup>776</sup> Vgl. Sharp, Jeremy M.: Egypt: Background and U.S. Relations, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009, S. 6,ff 9ff, unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/mideast/RL33003.pdf>, 02.08.09.

des großen Erdgasfeldes Hassi R'Mel, zu der Entwicklung der Erdgaswirtschaft im Land. Hatte in den 50er Jahren der Schwerpunkt in Algerien noch auf der Erdölförderung gelegen, begann man 1961 mit der kommerziellen Ausbeutung der Erdgaslager, so dass Algerien 1964 zum weltweit ersten LNG-Exporteur avancierte. Die LNG-Lieferungen hatten neben England, Frankreich und Spanien (1969) besonders die USA als Ziel. Bemerkenswert an der Herausbildung des algerischen Erdgassektors ist, dass diese inmitten der turbulenten Zeiten des algerischen Unabhängigkeitskrieges fällt. Im Jahr 1969 trat Algier in die OPEC ein, woraufhin die Erdölförderquoten die Rohölproduktion im Land deutlich einschränkten. Dies hat dazu beigetragen, dass Algerien in den 1970er und 80er Jahren den Focus auf die Erschließung der umfangreichen Erdgasvorkommen lenkte und das Gas in erster Linie für den Export vorsah, besonders nach Italien und Spanien.<sup>777</sup>

#### 7.3.2.2 Libyen

Erste Erdgasfunde in Libyen wurden 1957 durch das Unternehmen Esso gemacht, das eigentlich auf der Suche nach Erdöl war. In den folgenden Jahren kam es zu weiteren Funden, wobei es sich dabei meistens um Erdöllager mit entsprechendem Begleitgas handelte. Das Gas wurde jedoch zum größten Teil aufgrund des fehlenden Marktes abgefackelt. Erst die Entdeckung reiner Erdgasfelder führte zu einem Umdenken in der Führung von Esso (Teil der heutigen ExxonMobil), die 1965 entschied, LNG-Verflüssigungsanlagen in Libyen zu bauen. Insgesamt blieb damals die Anzahl an Entdeckungen neuer Erdgasfunde gegenüber Erdöl weit zurück, so dass das Erdgaspotenzial insgesamt sogar als unbedeutend eingestuft wurde. Weitere reine Erdgasfunde in den 70er und 80er Jahren durch Agip (offshore) und Sirte Oil (die Anfang der 80er verstaatlichte Esso Standard Libya Inc.) änderten diese Ansicht. Allerdings ließen die Explorationsbemühungen insgesamt in der Zeit nach der Revolution von 1969 und nach der Verstaatlichung des Energiesektors in den 70er merklich nach. Die internationalen Sanktionen verstärkten diesen Trend.<sup>778</sup> Die Aufhebung der Sanktionen hat zu einem neuen Explorationsschub geführt, von dem man sich eine Erhöhung der Reserven- und Ressourcenbasis erhofft. Libyen exportiert bereits seit langem kleinere Erdgasvolumina, doch erst durch das Western Libya Gas Project (WLGP, auch manchmal West Jamahiriya Gas Project) und den Bau einer Pipeline nach Italien (Greenstream) konnten größere Mengen des Energieträgers exportiert werden (mehr siehe Unterkapitel 7.3.4.3).

---

<sup>777</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005. Middle East and North Africa Insights, Paris 2005, S. 280.

<sup>778</sup> Vgl. Hallett, Don: Petroleum Geology of Libya, Amsterdam 2002, S. 19ff, 46.

### 7.3.2.3 Ägypten

Obwohl Erdölvorkommen in Ägypten seit den 1860er Jahren bekannt sind und bereits seit 1885 Öl (legal) gefördert wird, entwickelte sich der Erdgassektor vergleichsweise spät. Das Vorkommen von Gas in Ägypten war zwar bereits lange bekannt, doch wurde das erste reine Erdgasfeld nicht vor 1967 entdeckt und einige Jahre darauf erschlossen. 1975 konnte dann das erste Erdgas gefördert werden. Die aktive Exploration nach Erdgasreserven begann in den 1990er Jahren. Hatte sich Ägypten, das kein Mitglied der OPEC ist, bis dahin fast ausschließlich auf die Förderung von Erdöl konzentriert, ging Kairo zunehmend dazu über, die abnehmende Ölproduktion durch Erdgas zu ersetzen. Als besonders ergiebige Erdgasregionen haben sich das Nildelta und die Mittelmeerküste sowie die Westliche Wüste (auch Libysche Wüste genannt) herausgestellt, wo man bis heute größere Erdgaslager findet. Die Produktion aus der Nildeltaregion, die sowohl Onshore- als auch Offshore-Reservoirs einschließt, hat Ägypten sogar seit 2003 ermöglicht, genügend Erdgas zu fördern, um benachbarte Märkte zu beliefern. Seit 2005 exportiert Ägypten Erdgas sogar in Form von Flüssigerdgas.<sup>779</sup>

### 7.3.3 Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration

Die drei wichtigsten Staaten der nordafrikanischen Region, Algerien, Libyen und Ägypten, verfügen gemeinsam schätzungsweise über 8 Tcm Erdgasreserven. Hinzu kommen, je nach Bewertung, zusätzliche Ressourcen in Höhe von annähernd 3,1 Tcm.

#### 7.3.3.1 Algerien

Die algerischen Erdgasreserven belaufen sich auf gut 4,5 Tcm, womit Algier über die höchsten Reserven in der Region verfügt.<sup>780</sup> Hassi R'Mel ist Algeriens größtes bekanntes Erdgasfeld und beherbergt mit 2,4 (EIA) bis 3 Tcm über die Hälfte der momentan bekannten Erdgasreserven des Landes. Das Feld liegt gut 200 Kilometer südlich der Hauptstadt und wird von der staatlichen Gesellschaft Sonatrach (Société Nationale pour le Transport et la Commercialisation des Hydrocarbures) betrieben. Ebenfalls von Bedeutung sind südlich und südöstlich (nahe der libyschen Grenze) gelegene Regionen in Algerien. Unter anderem sind die Erdgasfelder von Rhourde Nouss und Gassi Touil zu erwähnen, die etwa 350 km südöstlich von Hassi R'Mel liegen.

---

<sup>779</sup> Vgl. Schlumberger Ltd.: Desert, Delta and Gulf, in: Middle East and Asia Reservoir Review, Nr. 1, 2000, S. 20-27, unter: <http://www.slb.com/media/services/resources/mewr/num1/desert.pdf>, 10.04.09.

<sup>780</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22 und vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 45f.

Das erste der fünf Rhourde Nouss-Erdgasfelder wurde 1980 entdeckt, wobei in Rhourde Nouss erst nachträglich mehrere Erdgasreservoirs um ein Erdölfeld herum entdeckt worden sind. Diese sollen insgesamt über gut 370 Bcm verfügen. Die Reserven der verschiedenen Gassi Touil-Felder, die von Sonatrach Anfang der 1960er Jahre entdeckt wurden, sind auf 255 Bcm geschätzt worden. Die Region Tin Fouye-Tabankort ist ein rund 900 km<sup>2</sup> großes Gebiet weiter südöstlich Richtung libyscher Grenze, in dem ebenfalls in den 60er Jahren erst Erdöllager und später Erdgasreserven entdeckt wurden. Insgesamt verfügen die Erdgasfelder in Tin Fouye-Tabankort über ca. 145 Bcm. Gelegentlich werden die Kohlenwasserstoffreserven von Tin Fouye-Tabankort ebenso wie die von Alrar (ca. 130 Bcm) zu der Region In Amenas gezählt, die direkt an der Grenze zu Libyen liegt. Ohne Tin Fouye-Tabankort und Alrar verfügen die Erdgasfelder von In Amenas über Reserven in Höhe von 140 Bcm.<sup>781</sup> Die Erdgasreserven der Region In Salah wurden bereits 1958 entdeckt, aber erst 2005 erschlossen. Obwohl die Erdgasfelder von In Salah „lediglich“ über erwiesene Reserven von 200-255 Bcm verfügen, wird ihnen ein Potential von bis zu 1,4 Tcm zugesprochen.<sup>782</sup> Nahe In Salah befindet sich noch der Ahnet Block, der über Reserven von bis zu 500 Bcm<sup>783</sup> verfügen soll. Das Erdgas wird jedoch in dichten Lagerstätten vermutet, so dass die Erschließung aufwendig und teuer sein dürfte.

Deutlich geringer sind die Reserven im Gebiet Touat, im Westen Algeriens. Die insgesamt 10 Felder sollen zusammen nicht mehr als 75 Bcm verfügen. Bis jetzt wird in Touat zwar kein Gas gefördert, GdF Suez und Sonatrach haben aber geplant, die Felder zu erschließen.<sup>784</sup> Weitere bedeutende Erdgasreserven werden vor der algerischen Küste vermutet, doch bleibt unklar wie hoch diese ausfallen könnten. Das Gebiet gehört zu den wenigen im Mittelmeer, die noch nicht gründlich exploriert worden sind. Die letzten intensiven Explorationsbemühungen, die offshore in algerischen Gewässern unternommen worden sind,

---

<sup>781</sup> Vgl. IEA: Security of Gas Supply in Open Markets, S. 358f; Werte für Gassi Touil und In Amenas vgl. Algeria - Oil & Gas Fields & Foreign Operators, in: APS Review Gas Market Trends, 10.02.2003, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/461008-1.html>, 13.04.09 und vgl. Algeria - In Salah & In Amenas - BP/Satoil, in: APS Review Gas Market Trends, 05.02.2007.

<sup>782</sup> Vgl. Algeria - In Salah - BP/Satoil, in: APS Review Gas Market Trends, 07.02.2005, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/324718-1.html>, 07.04.09.

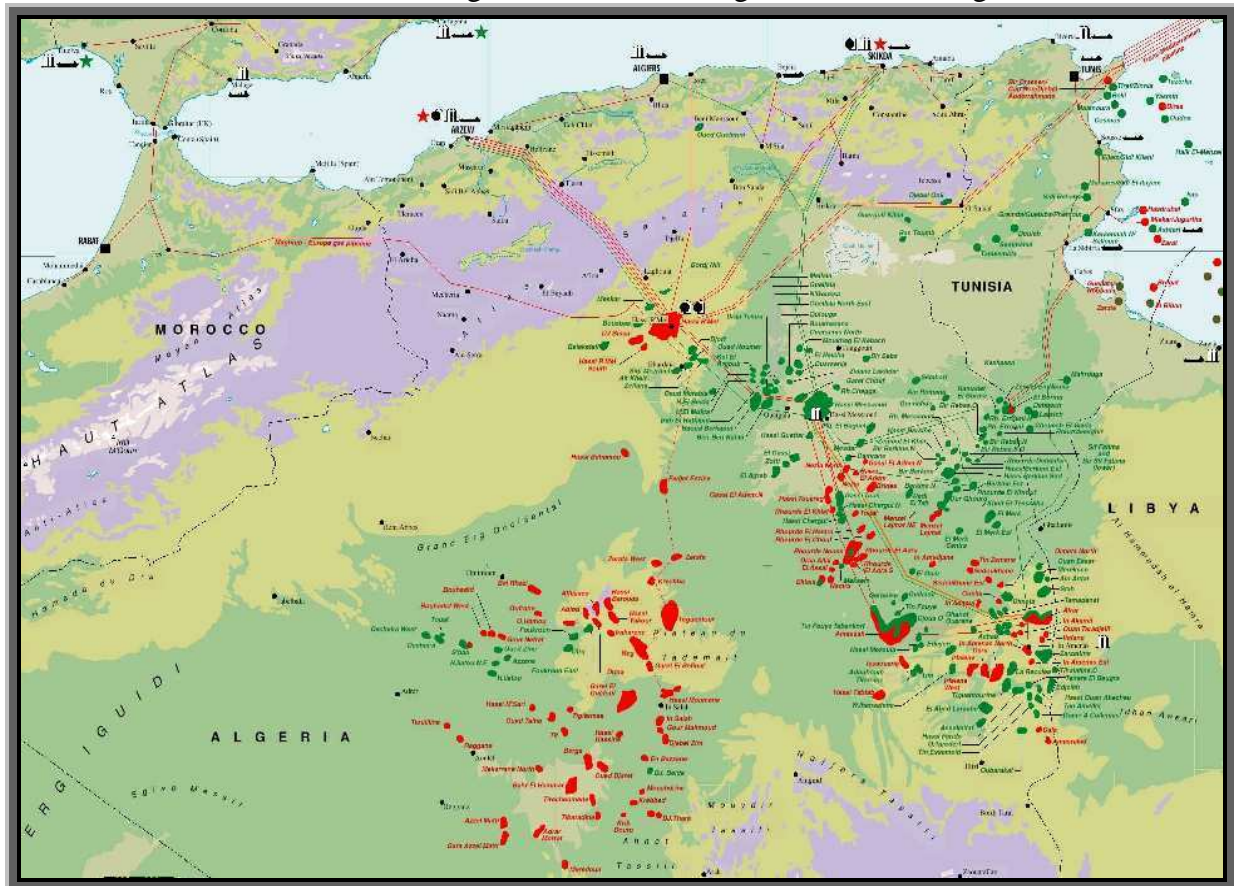
<sup>783</sup> Vgl. Total S.A. (Internetauftritt): Total-Led Consortium Acquires 49% Interest in Algeria's Ahnet License, 22.12.2009, unter: <http://www.total.com/en/about-total/news/news-940500.html&idActu=2259&xtor=RSS-2>, 29.01.10.

<sup>784</sup> Vgl. Leblond, Doris: Sonatrach, GDF Suez to develop Touat project in Algeria, in: Oil & Gas Journal (Online), 07.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3046831243/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-sonatrach\\_gdf\\_suez.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3046831243/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-sonatrach_gdf_suez.html), 10.07.09.



gehen auf die 70er Jahre zurück. Damals konnten jedoch keine Erdgas- oder Erdöllager gefunden werden.<sup>785</sup>

Abb. 60: Erdöl- und Erdgasfelder sowie Energieinfrastruktur Algeriens



Quelle: Algerisches Energieministerium, Ministère de l'Énergie et des Mines, unter: [http://www.mem-algeria.org/fr/hydrocarbures/gisements\\_hydroc.htm](http://www.mem-algeria.org/fr/hydrocarbures/gisements_hydroc.htm), 12.12.09

### 7.3.3.2 Libyen

Die libyschen Reserven werden auf über 1,5 Tcm geschätzt. Allerdings gehören die libyschen Erdgasvorkommen zu den weltweit am wenigsten explorierten. So ist es in Libyen in den vergangenen Jahren, aufgrund erhöhter Explorationsaktivität, immer wieder zu größeren Erdgasfunden gekommen. Laut EIA gehen einige libysche Experten sogar davon aus, dass eine weitere Intensivierung der Explorationsbemühungen zu einer Verdopplung der Erdgasreserven führen könnte. Staatliche libysche Schätzungen gehen Berichten zufolge bereits von der doppelten Reservenhöhe aus.<sup>786</sup>

Die meisten libyschen Erdgasfelder sind kleiner oder mittlerer Größe und ein bedeutender Teil des Erdgases wird als Begleitgas aus Erdölfeldern produziert. Zwei der größten reinen

<sup>785</sup> Vgl. Karbuz, Sohbet: North Africa Regional Overview, in: Offshore Technology International 2008, Vo. 2, S. 32f.

<sup>786</sup> Vgl. EIA: Libya, S. 5.



Erdgaslager (non-associated gas fields) Libyens sind Attahadi (oder Attahaddy, ca. 300 Bcm) und Hatiba (oder Hateiba, ca. 140 Bcm). Beide Erdgaslager befinden sich 120 bzw. 70 km südlich der Hafenstadt Marsa-el-Brega im Syrte-Becken, das die wichtigsten Kohlenwasserstoffreserven Libyens beherbergt. Ebenfalls in dieser Region befinden sich die Öl- und Gasfelder Nasser (früher Zelten, ca. 20 Bcm), Bu-Attifel (ca. 125 Bcm) und Amal (ca. 100 Bcm) sowie die Erdgasfelder Sahl (44 Bcm) und Assamoud (14 Bcm). Bahr Essalam (über 70 Bcm) ist ein offshore gelegenes Erdgaslager 110 km vor der westlichen Küste Libyens, das zum WLGP gehört. Das im Ghadamis-Becken im Westen Libyens gelegene Al Wafa-Feld (95 Bcm), gehört ebenso zu dem WLGP.<sup>787</sup>

Größere Explorationsaktivitäten werden momentan offshore besonders von BP unternommen. Der Energiekonzern sucht u. a. in der Großen Syrte (Bucht von Syrte oder auch Golf von Sidra) seit 2007 nach Erdöl und Erdgas. Damals war es BP gelungen, ein Abkommen über 1,25 Mrd. € mit der libyschen NOC zu unterzeichnen. Die Untersuchung des Gb̄iets, das über 17 000 km<sup>2</sup> groß ist, sollte noch 2009 abgeschlossen werden.<sup>788</sup> In derselben Region ist auch Exxon aktiv. Die US-Amerikaner haben 2D- und 3D-seismische Studien abgeschlossen und haben bereits mit den ersten Explorationsbohrungen in großen Tiefen begonnen (deepwater exploration well).<sup>789</sup>

### 7.3.3.3 Ägypten

Ägypten verfügt schätzungsweise über Erdgasreserven in Höhe von 2 Tcm, zu denen noch 1 Tcm Ressourcen hinzugerechnet werden können.<sup>790</sup> Dabei haben sich die Erdgasreserven des Landes am Nil seit 1991 rasant erhöht. Damals entschied Kairo, internationalen Unternehmen die Beteiligung am ägyptischen Erdgassektor zu erlauben (seit 1987 haben sich die Reserven mehr als verfünffacht). Die meisten Erdgaslager in Ägypten sind wie in Libyen klein bis mittelgroß und befinden sich teilweise offshore im Gebiet des Nildeltas und im Mittelmeer. Weitere Erdgaslager sind in der Westlichen Wüste entdeckt worden, nahe der Grenze zu

---

<sup>787</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 434, 453ff und vgl. Sirte Oil Company (Internetauftritt): Oil and Gas Production, unter: <http://www.soc.com.ly/en/home/details.php?id=278>, 09.04.09. Zu den Erdgasreserven der einzelnen Felder vgl. Horn, M.K.: Giant fields. 1868-2003, in: Halbouty, M.T. (Hrsg.), Giant oil and gas fields of the decade 1990-1999, American Association of Petroleum Geologists Memoir 78., o.O. 2003, zit. in: Gongl, Jingyao: Framework for the Exploration of Libya: An Illustrated Summary, Search and Discovery Article Nr. 10061, AAPG/Datapages Inc., Tulsa 2004, S. 11, unter: <http://www.searchanddiscovery.net/documents/2004/libya/images/gongl.pdf>, 09.04.09.

<sup>788</sup> Vgl. Libya: Seismic start-up, in: BP Magazine, Issue 4, Sunbury-on-Thames 2008, S. 4.

<sup>789</sup> Vgl. ExxonMobil spuds Libya's first deepwater well, in: Oil & Gas Journal (Online), 16.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3327978609/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-discoveries/s-articles/s-exxonmobil-spuds\\_libya.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3327978609/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-discoveries/s-articles/s-exxonmobil-spuds_libya.html), 17.07.09.

<sup>790</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22 und vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 45.

Libyen. Insgesamt befinden sich 81% der ägyptischen Erdgasreserven in der Mittelmeerregion, 11% in der Westlichen Wüste, 6% im Golf von Suez und 2% im Nildelta (onshore).<sup>791</sup>

Zu den wichtigsten ägyptischen Lagern gehört der Onshore-Felderkomplex Abu Madi-El Qar'a, wo seit den 1970er Jahren Gas gefördert wird. Bei El Qar'a handelt es sich um die wichtigste Onshore-Verlängerung des Abu Madi-Feldes, das allein über 100 Bcm Reserven verfügt. Bedeutende Offshore-Erdgasfelder in Ägypten sind Tamsah (113 Bcm), Wakar (oder Wakah, über 40 Bcm) und Rosetta (57 Bcm, auch Rashid genannt). Des Weiteren verfügt der Ras El Barr-Block mit dem Hauptfeld Ha'py über mehr als 113 Bcm.<sup>792</sup>

Eine Schlüsselrolle für die zukünftige Erdgasproduktion in Ägypten nehmen die in tiefen Gewässern gelegenen Offshore-Felder (deepwater) ein. Zu diesen zählen z. B. die 120 Bcm großen und von BG (British Gas) betriebenen Felder Scarab und Saffron, die ebenso wie die Felder Simian, Sienna und Sapphire zum West Delta Deep Marine (WDDM) gehören. Scarab und Saffron liegen rund 90 km vor dem Nildelta in Wassertiefen von bis zu 740 m und waren 2003 das erste Tiefwasserprojekt in Ägypten, das on stream ging. Auch die vielversprechenden Erdgasfelder Reven und im Nemed-Block (North East Mediterranean Deepwater), die jeweils von BP bzw. von Shell erschlossen werden, befinden sich offshore. Bei dem Nemed-Block handelt es sich sogar um das aktuell tiefste Offshore-Projekt Ägyptens, das Wassertiefen von bis zu 2.500 m erreicht. Das von BP 2008 entdeckte Erdgasfeld Satis (37 Bcm) hat die Hoffnungen Ägyptens bezüglich des hohen Potentials von in großer Tiefe liegenden Erdgasfeldern vor dem Nildelta noch bestärkt.<sup>793</sup> In der Westlichen Wüste ist das von einer Tochtergesellschaft der Apache Corp. betriebene Erdgasfeld Qasr in der Region Khalda mit gut 70 Bcm besonders wichtig. Weitere bedeutende Erdgasreservoirs befinden sich auch in der nahe gelegenen Region Obeiyed.

In allen drei Staaten Nordafrikas geht man in den nächsten Jahren, eine Verstärkung der Explorationsbemühungen vorausgesetzt, von einem deutlichen Anstieg der Erdgasreserven und -ressourcen aus.

---

<sup>791</sup> Vgl. EGAS (Internetauftritt), unter: [http://www.egas.com.eg/Egyptian\\_Natural\\_Gas/Creating\\_gas.aspx](http://www.egas.com.eg/Egyptian_Natural_Gas/Creating_gas.aspx), 14.04.09.

<sup>792</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2005, S. 328.

<sup>793</sup> Vgl. Karbuz, Sohbet: North Africa Regional Overview, S. 32f.

### **Verdichtung 27 (7.3.1-7.3.3)**

Die Region zeichnet sich durch geringe demokratische Standards aus und ist geprägt von politischen und sozialen Spannungen, Menschenrechtsverletzungen und hoher Armut. Die Terrorismusgefahr ist in der gesamten Region akut. Libyen hat in der Vergangenheit sogar den internationalen Terrorismus gesponsert, weswegen das Land lange isoliert war. Obwohl die Region seit langem Erdöl fördert und über bedeutende Erdgasvorkommen verfügt, werden lediglich in Algerien seit langem substantielle Volumina gefördert. Zudem kann in der Region die Reservenbasis durch eine verstärkte Exploration (v. a. offshore) vermutlich massiv erweitert werden. Mit Ausnahme des Hassi R'Mel-Feldes, das gut 50% der algerischen Reserven stellt, sind die Erdgasfelder der drei Länder klein und mittelgroß und befinden sich oft weit verstreut in entlegenen Gegenden.

## 7.3.4 Erdgas in Nordafrika: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen

Im Folgenden soll auf die Produktion, den Verbrauch und den Export von Erdgas in den drei wichtigsten nordafrikanischen Staaten eingegangen und wichtige Projekte im Erdgassektor dieser Länder vorgestellt werden. Außerdem wird der Investitionsbedarf thematisiert, der gedeckt werden muss, um in den kommenden Jahren die Produktion und den Export auszubauen.

### 7.3.4.1 Die Erdgasproduktion

#### 7.3.4.1.1 Algerien

Die gesamte Erdgasproduktion der drei wichtigsten nordafrikanischen Staaten betrug im Jahr 2008 annähernd 161 Bcm. Algerien war mit 86,5 Bcm bei weitem größter Erdgasförderer in Nordafrika und bescherte Algier Rang sechs unter den weltweit größten Erdgasproduzenten.<sup>794</sup> Dabei lag die Brutto-Förderung des OPEC-Mitglieds um einiges höher<sup>795</sup>, da große Mengen Erdgas in die Reservoirs zurückgepumpt (um den zur Förderung von Erdöl oder Erdgaskondensat benötigten Druck zu erhalten), in die Luft abgelassen (vented) oder als Begleitgas abgefackelt wurden. Letzteres allerdings ist in den vergangenen Jahren massiv reduziert worden: wurden 1970 noch 80% des Begleitgases abgefackelt, betrug der Anteil 2003 nur noch 11%. Ab 2010 soll diese Praktik komplett eingestellt werden.<sup>796</sup>

<sup>794</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24.

<sup>795</sup> Laut Sonatrach Bericht von 2007 erreichte die eigene Erdgasförderung 153 Bcm, davon gingen ca. 25 Bcm in den Innlandsverbrauch und 61 Bcm in den Export. Vgl. Sonatrach SPA: Sonatrach Annual Report 2007, Algier / Paris 2008, S. 29, unter: <http://www.sonatrach-dz.com/annual%20report2007-uk.pdf> und vgl. Sonatrach, a world leader in the gas industry, in: Sonatrach Magazin, Nr. 2, Algier 2007, S.5ff, unter: <http://www.sonatrach-dz.com/revue-sh/sh-rev02-uk.pdf>, 08.04.09. Das Observatoire Méditerranéen de l'Energie geht in MEP 2008 davon aus, dass lediglich 40% des insgesamt in Algerien geförderten Erdgases vermarktet werden können.

<sup>796</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 300.

Die algerische Erdgasförderung ist hoch konzentriert auf die Produktion aus dem Hassi R'Mel-Erdgasfeld, wo 2007 laut Sonatrach 97 Bcm (brutto) gefördert worden sind.<sup>797</sup> Das Erdgasfeld kann theoretisch bis zu 100 Bcm jährlich produzieren, allerdings scheint Sonatrach Probleme zu haben, den zur Förderung nötigen Druck aufrecht zu erhalten, so dass ein Großteil des Erdgases zurückgepumpt werden muss (schätzungsweise über 60 Bcm werden, auch aus anderen Feldern, in Hassi R'Mel zurückgepumpt). Zudem gilt das Erdgas aus Hassi R'Mel als „nass“ (*wet*), da es ca. 200g Kondensat sowie 4g LPG pro tausend Kubikmeter beinhaltet und entsprechend aufbereitet werden muss. Nach Hassi R'Mel ist die Förderung aus Rhourde Nouss die wichtigste. Momentan ist es möglich, aus den Feldern über 16 Bcm jährlich zu fördern<sup>798</sup>, die Förderkapazität könnte jedoch in Zukunft deutlich erweitert werden. Im nahe gelegenen Alrar werden 6,5 Bcm gefördert. Das Erdgas wird anschließend über eine fast 1000 km lange Pipeline nach Hassi R'Mel transportiert (das meiste wird dort in das Reservoir gepumpt).<sup>799</sup>

Ähnlich viel Erdgas, nämlich rund 7 Bcm, werden in Tin Fouye-Tabankort gefördert. Das In Salah-Projekt wird seit 2003 von drei Unternehmen vorangetrieben, Sonatrach, BP und Statoil. Bereits 1995 vereinbarten BP und Sonatrach einen PSA mit einer Laufzeit von 30 Jahren zur Erschließung von sieben der insgesamt gut 30 Erdgasfelder, die in einem Gebiet von mehr als 23 000 km<sup>2</sup> verteilt liegen. Im Juni 2003 kaufte Statoil 49% des BP-Anteils, der bis dahin 65% betragen hatte. Im Jahr 2004 wurde in In Salah zum ersten Mal Erdgas gefördert. Heute fließt das Gas anschließend über eine 500 km lange Pipeline nach Hassi R'Mel, von wo aus das meiste Gas weiter zum Export nach Italien (durch die Transmed-/Enrico Mattei-Pipeline) transportiert wird. Die maximale Förderung aus dem In Salah-Projekt beträgt 9 Bcm jährlich. Eine Besonderheit von In Salah ist, dass es sich um das weltweit erste Erdgasprojekt mit voll integriertem CCS-System handelt. Das CO<sub>2</sub>, das aus technischen Gründen und unter Berücksichtigung der geltenden Marktstandards routinemäßig vom Erdgas abgespalten werden muss, wird nicht wie gewöhnlich in die Atmosphäre abgelassen, sondern zurück in die Erde gepumpt. Somit können ca. 1,2 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich unterirdisch gelagert werden.<sup>800</sup> Die Möglichkeit der unterirdischen CO<sub>2</sub>-Lagerung soll nach dem Willen Algeriens zukünftig auch in einigen östlichen Feldern möglich sein

---

<sup>797</sup> Vgl. Sonatrach SPA: Sonatrach Annual Report 2007, S. 29.

<sup>798</sup> Vgl. Algeria - Rhourde Nouss, in: APS Review Gas Market Trends, 05.02.2007, unter: <http://www.allbusiness.com/agriculture-forestry-fishing-hunting/support-activities/3970063-1.html>, 06.08.09.

<sup>799</sup> Vgl. Algeria - Algeria's Gas Fields, in: APS Review Gas Market Trends 16.02.2009, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/oil-gas-industry-oil-processing-products/11786574-1.html>, 08.04.09.

<sup>800</sup> Vgl. StatoilHydro ASA: In Salah – Algeria, 20.08.2007, unter: <http://www.statoilhydro.com/en/TechnologyInnovation/ProtectingTheEnvironment/CarbonCaptureAndStorage/Pages/CO2InjectionInSalahAlgeria.aspx>, 08.04.09.

(Rhourde Nouss Central, Rhourde Nouss Southwest, Rhourde Adra und Rhourde Adra South). Die zu diesem Zweck vorgesehene Investition sieht auch den Bau einer neuen Gasaufbereitungsanlage vor und beträgt insgesamt 1,1 Mrd. US\$.<sup>801</sup>

In der Region In Amenas befinden sich eine ganze Reihe von produzierenden Feldern. Das In Amenas-Projekt wird wie In Salah von Sonatrach, BP und Statoil betrieben und hat ebenfalls eine Förderkapazität von maximal 9 Bcm pro Jahr. Maximal 4,5 Bcm pro Jahr sollen ab 2013 aus dem zentral gelegenen Westen Algeriens kommen. Dort sucht Sonatrach gemeinsam mit GdF Suez seit 2003 nach Erdgas. Im Juli 2009 kündigten beide Unternehmen Pläne zur Erschließung der insgesamt 10 Felder im Timimoun-Becken an. Das Gas soll nach der Förderung aufbereitet und nach Hassi R'Mel transportiert werden.<sup>802</sup> Ebenfalls in Timimoun arbeiten Sonatrach (51%), Total S.A. (37,75%) und Cepsa (Compañía Española de Petróleos, S.A., 11,25%) an einem 920 Mio. US\$<sup>803</sup> teuren Erdgasprojekt zusammen. Dieses Projekt soll ab 2013 bis zu 1,6 Bcm Erdgas aus dem Südwesten Algeriens nach Hassi R'Mel liefern und sieht ebenfalls den Bau einer Gasaufbereitungsanlage vor.<sup>804</sup>

Zu einer Erhöhung der algerischen Erdgasförderung soll des Weiteren das Projekt Ahnet (nahe In Salah) beitragen. Im Dezember 2009 wurde einem Konsortium aus Total (47%), Partex (2%) und Sonatrach (51%) mit der Erschließung des Gebiets beauftragt, das sich über eine Fläche von über 17.000 km<sup>2</sup> erstreckt. Ab 2015 (first gas) könnte Ahnet 4 Bcm p. a. zur algerischen Förderung beitragen.<sup>805</sup> Allerdings wird die Förderung in Ahnet aufgrund der geologischen Bedingungen technisch aufwendig und teuer sein. Während Optimisten Rohölpreise von 30 US\$ pro Barrel als ausreichend erachten, gehen andere Experten davon aus, dass Preise jenseits der 80 US\$ notwendig sein werden, damit sich das Projekt wirtschaftlich rechnet.<sup>806</sup> Darüber hinaus befindet sich der Ahnet-Block, wie viele andere Erdgasgebiete in Algerien, in einer entlegenen Region und die Lager selbst sind weit

---

<sup>801</sup> Vgl. True, Warren R.: Algeria gas project advances, in: Oil & Gas Journal (Online), 16.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7817412090/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing/s-gas-processing/s-new-plants/s-articles/s-algeria-gas\\_project.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7817412090/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing/s-gas-processing/s-new-plants/s-articles/s-algeria-gas_project.html), 18.06.09.

<sup>802</sup> Vgl. Leblond, Doris: Sonatrach, GDF Suez to develop Touat project in Algeria.

<sup>803</sup> frühere Kostenschätzungen gingen von 1,1 Mrd. US\$ aus, vgl. Salisbury, Peter: Algiers to award \$920m Timimoun deal, in: Middle East Economic Digest (Online), 30.10.2009, unter: <http://www.meed.com/3001704.article>, 31.10.2009.

<sup>804</sup> Vgl. Watkins, Eric: Total starts development on Timimoun gas project in Algeria, in: Oil & Gas Journal (Online), 09.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7223272448/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/10/total-starts\\_development.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7223272448/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/10/total-starts_development.html), 16.10.09.

<sup>805</sup> Vgl. Total S.A. (Internetauftritt): Total-Led Consortium Acquires 49% Interest in Algeria's Ahnet License, unter: <http://www.total.com/en/about-total/news/news-940500.html&idActu=2259&xtor=RSS-2>, beides 29.01.10.

<sup>806</sup> Vgl. Algeria - The Ahnet Block, in: APS Review Oil Market Trends, 16.02.2009, unter: <http://www.allbusiness.com/mining-extraction/mineral-markets-crude-oil/11786578-1.html>, 29.01.10.

verstreut. Die zur Erschließung notwendigen Infrastrukturinvestitionen treiben die Kosten somit zusätzlich in die Höhe.

#### 7.3.4.1.2 Libyen

Libyen fördert laut IEA rund 30 Bcm p. a.<sup>807</sup>, was deutlich über anderen Schätzungen liegt. Laut Statistical Review of World Energy förderte das OPEC-Mitglied 2008 lediglich 15,9 Bcm Erdgas. Dies ist jedoch immer noch ein enormer Anstieg, bedenkt man, dass 2004 nur 6,2 Bcm gefördert wurden.<sup>808</sup> Allerdings wird in Libyen nur rund die Hälfte des Gases tatsächlich vermarktet, denn gut 30% wird in Erdöllager zurückgeführt, um die Erdölförderung zu erhöhen und schätzungsweise 15% des Gases wird abgefackelt. Dies legt die Vermutung nahe, dass es sich bei den Daten der IEA um die Brutto-Förderung handeln könnte. Das Observatoire Méditerranéen de l’Energie (OME) geht jedenfalls von weiteren Produktionserhöhungen in Zukunft aus. Die Produktion könnte in Libyen 55 Bcm p. a. ab dem Jahr 2030 erreichen.<sup>809</sup>

Der größte Teil des Erdgases wird im Zuge der Erdölförderung als Begleitgas zutage gebracht. Gut drei Viertel der jährlichen Förderung kommen aus sechs Onshore-Lagern im Syrte-Becken. Dort gilt Attahaddy als wichtigstes Erdgasfeld (außerhalb des WLGP), aus dem die Sirte Oil Company (SOC) jedes Jahr knapp 2,8 Bcm Erdgas (netto, vermarktbare Gas) fördert. Ebenfalls von SOC wird in den Feldern Hatiba, Sahl und Assumud Erdgas gefördert und zwar entsprechend 1,7 Bcm, 1 Bcm und 0,8 Bcm. Aus allen vier Feldern zusammen fördert SOC 6,3 Bcm (brutto, well head gas).<sup>810</sup> Andere Förderregionen sind das Murzuk-, Gahdames-, Sabratah- und Benghazi-Becken. Intisar und Bu-Attifel befinden sich zwar im Syrte-Becken, werden jedoch von einer anderen Tochtergesellschaft der NOC betrieben. Bei beiden Feldern handelt es sich um Erdöl- und Erdgasfelder, die als reif gelten und deren Erdgasförderung – und damit ihre Bedeutung – in Zukunft abnehmen dürfte. Noch vor der Realisierung des WLGP stellten beide Felder gemeinsam rund 61% (Wert für 2003) des libyschen Erdgases (über 3,5 Bcm). Um in Zukunft die Erdgasproduktion in Libyen deutlich erhöhen zu können, sind keine neuen Erdgasfunde notwendig, da die

---

<sup>807</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Market Review 2009, S. 143f.

<sup>808</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24.

<sup>809</sup> Vgl. Observatoire Méditerranéen de l’Energie: Mediterranean Energy Perspectives 2008, Nanterre 2008, S. 151.

<sup>810</sup> Vgl. Sirte Oil Company (Internetauftritt): Attahaddy Field Development Project, unter: <http://www.soc.com.ly/en/home/details.php?id=291>, 09.04.09 und vg. A deeper insight into the Sirte Oil Company, in: Shell in the Middle East, Issue 33, April 2006, S. 46-5.

Reservensituation vergleichsweise gut ist. Allerdings muss massiv in die Erschließung neuer Felder investiert werden.<sup>811</sup>

Das größte Erdgasprojekt Libyens ist das WLGP, das von Eni geleitet wird und dessen Erdgas zum größten Teil für die Greenstream-Pipeline bestimmt ist. Das Erdgas stammt dabei aus zwei Feldern, dem onshore gelegenen Wafa und dem offshore gelegenen Bahr Essalam. Die Förderung aus beiden Erdgasfeldern beträgt im Moment noch jeweils 4 Bcm p. a., doch soll die Produktion aus Bahr Essalam in Zukunft auf 6 Bcm gesteigert werden. Von den sich dann ergebenden 10 Bcm jährlich für das WLGP sollen 8 Bcm nach Italien exportiert und 2 Bcm für den libyschen Markt freigehalten werden.<sup>812</sup>

#### 7.3.4.1.3 Ägypten

Die Erdgasproduktion in Ägypten gehört zu den am schnellsten wachsenden weltweit. Förderte der Staat am Nil 1997 nur 11,6 Bcm, waren es nur zehn Jahre später bereits 55,7 Bcm und 2008 sogar 58,9 Bcm, womit das Land an zweiter Stelle unter den afrikanischen Erdgasproduzenten lag.<sup>813</sup> Laut der Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) überschritt die Erdgasförderung 2008 sogar die 60 Bcm (2,18 Tcf). Diese Entwicklung dürfte sich auch in den nächsten Jahren fortsetzen, da Kairo beabsichtigt, die stark abnehmende Erdölförderung durch eine Ausweitung der Erdgasproduktion auszugleichen. Das OME rechnet mit einem Anstieg der ägyptischen Erdgasförderung auf mehr als 120 Bcm bis zum Jahr 2030.<sup>814</sup> Die höchsten Anteile an der ägyptischen Erdgasproduktion halten die Mittelmeerregion mit knapp 77% gefolgt von der Westlichen Wüste (ca. 17%) und dem Nildelta (nur onshore, mit 5,5%). Nur ein sehr geringer Teil des ägyptischen Erdgases wird im Golf von Suez gefördert, wo die Ölproduktion bei weitem dominiert (etwa 50% des Erdöls wird dort gefördert).<sup>815</sup>

Lange Zeit wurde die Erdgasproduktion in Ägypten von der Nildeltaregion dominiert. Besonders das Erdgasfeld Abu Madi (ca. 4 Bcm p. a.) mit seiner wichtigsten Onshore-Verlängerung El Qar'a (ca. 2 Bcm jährlich) nahmen zusammen mit den nahen Offshore-Feldern Abu Qir und dem in der Westlichen Wüste gelegenen Badreddin-Feldern eine Schlüsselrolle ein. Abu Qir und die Badreddin-Felder fördern entsprechend 1,5 Bcm und 3,5

---

<sup>811</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 434, 453f.

<sup>812</sup> Vgl. Eni S.p.A. (Internetauftritt): Western Libyan Gas Project, unter: [http://www.eni.it/en\\_IT/innovation-technology/projects/western-libyan-gas-project/western-libyan-gas-project.shtml](http://www.eni.it/en_IT/innovation-technology/projects/western-libyan-gas-project/western-libyan-gas-project.shtml), 08.04.09.

<sup>813</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24.

<sup>814</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 150.

<sup>815</sup> Vgl. EGAS (Internetauftritt): unter: [http://www.egas.com.eg/Egyptian\\_Natural\\_Gas/Introduction.aspx](http://www.egas.com.eg/Egyptian_Natural_Gas/Introduction.aspx), 14.04.09.

Bcm pro Jahr.<sup>816</sup> Heute wird das meiste Erdgas offshore im Nildelta oder im Mittelmeer von verschiedenen ägyptischen und internationalen Konzernen gefördert. Die italienische Eni<sup>817</sup> ist im ägyptischen offshore stark aktiv. Das Unternehmen fördert (zusammen mit anderen Partnern) Erdgas aus den Feldern North Port Said (inklusive Port Fuad, ca. 3,6 Bcm), El Temsah (ca. 9 Bcm), Baltim (ca. 1 Bcm) und dem Ras El Barr-Block (mit BP als Betreiber, Felder Ha'py, Akhen und Taurt, gemeinsam etwa 2 Bcm).<sup>818</sup> Von Bedeutung ist auch die Erdgasförderung aus den Tiefwasserfeldern des WDDM, u. a. Scarab, Saffron, Simian, Sienna und Sapphire, die wie das Feld Rosetta, auch von BG betrieben werden. Allein die kombinierte Erdgasförderung von Scarab, Saffron und Rosetta beträgt über 12 Bcm.<sup>819</sup>

Die dritte bedeutende Förderregion ist die Westliche oder Libysche Wüste. Die Produktion von Öl und Gas hat gegenüber anderen (besonders den offshore gelegenen Förderregionen) den Vorteil, geringere Explorations- und Produktionskosten zu verursachen. Allerdings wird das Gesamtpotential der Westlichen Wüste niedriger eingeschätzt als die Offshore-Regionen im Mittelmeer und im Nildelta. Wichtige produzierende Regionen sind Obeiyed und Khalda (mit den dazugehörigen Qasr-Feldern). Die Felder werden entsprechend von Shell und Apache Corp. bzw. ihren Tochtergesellschaften in JVs mit der staatlichen Egyptian Natural Gas Holding Co. (ENGHC) betrieben (Name des JVs mit Shell: Bapetco; Name des JVs mit Apache Corp.: Khalda Petroleum Co.). Die Erdgasförderung in der Westlichen Wüste wird momentan noch von einer unterentwickelten Infrastruktur begrenzt. Auf der einen Seite sind in der Vergangenheit zwar die dringend notwendigen Pipelines zur Erweiterung der Transportkapazitäten aus der abgeschiedenen Region nach Alexandria ausgebaut worden, auf der anderen Seite werden aber noch bedeutende Erweiterungen der Gasaufbereitungskapazitäten für das „nasse“ (wet) Gas vor Ort gebraucht.<sup>820</sup> Die Region verfügt über eine Gesamtkapazität von über 13 Bcm zur Produktion von „trockenem“ Gas

---

<sup>816</sup> Vgl. Egypt - Abu Madi – Petrobel, in: APS Review Gas Market Trends, 07.01.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/oil-gas-industry-oil-processing/6197235-1.html>, zu Badreddin vgl. Egypt - Shell - Badreddin Fields, in: APS Review Gas Market Trends, 12.01.2004, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/742024-1.html>, zu Abu Qir vgl. Edison S.p.A. (Internetauftritt): Edison: a new hydrocarbon discovery in the Abu Qir concession in Egypt, Press Release, 31.03.2009 unter: <http://www.edison.it/edison/site/en/pressroom/index.html?&uri=/shared/press/ir/n31marzo2009.html>, alles 14.04.09.

<sup>817</sup> Eni/Agip sind in Ägypten über die Tochtergesellschaft IEOC (International Egypt Oil Company) an verschiedenen Joint Ventures mit staatlichen ägyptischen Gesellschaften engagiert, z.B. Petrobel (für die Regionen Sinai, Golf von Suez und Nildelta sowie deren offshore Gebieten) oder Agiba Petroleum (für die Westliche Wüste).

<sup>818</sup> Vgl. Eni S.p.A.: Eni Fact Book 2008, Rom 2009, S. 18ff, unter:

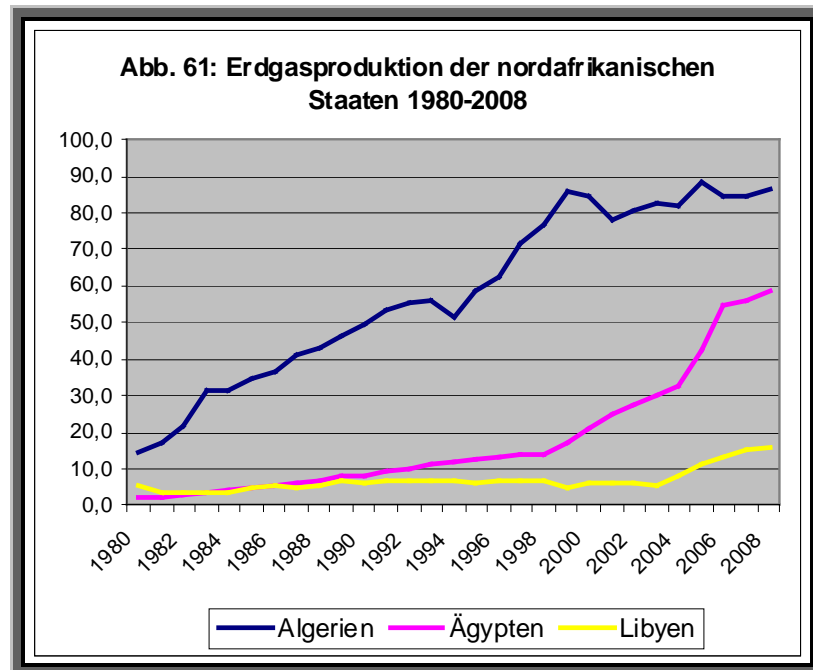
[http://www.eni.it/en\\_IT/attachments/publications/reports/reports-2009/fact\\_book\\_2008.pdf](http://www.eni.it/en_IT/attachments/publications/reports/reports-2009/fact_book_2008.pdf), 14.04.09.

<sup>819</sup> Vgl. BG Group plc: Data Book 2008, S. 23ff.

<sup>820</sup> Vgl. Durham, Louise S.: Gas Success Fuels Interest in Egypt, in: AAPG Explorer, Vol. 29, Nr. 10, Oktober 2008, S. 16.



(dry gas durch LTS, Low Temperature Separation). Erst Mitte letzten Jahres hat Apache die Gasaufbereitungsanlage bei Salam um 2 Bcm p. a. erweitert.<sup>821</sup>



Wie die obere Grafik zeigt, ist die Erdgasförderung in Ägypten besonders stark gestiegen. Momentan werden viele Projekte umgesetzt, von denen die meisten zwischen 2009 und 2012 on stream gehen sollen (einige aber auch erst 2018). Diese Projekte verfügen gemeinsam über Erdgasreserven von mehr als 520 Bcm und werden bis zu ihrer Vollendung gut 21 Mrd. US\$ an Investitionen benötigen.<sup>822</sup> Der Erfolg dieser Projekte ist besonders wichtig, da das Gros der geplanten Produktionserhöhung in Ägypten von noch zu erschließenden (doch bereits entdeckten) Feldern kommen wird.<sup>823</sup>

### 7.3.4.2 Der Erdgaskonsum

#### 7.3.4.2.1 Algerien

Algerien verbrauchte 2008 laut BP 25,4 Bcm Erdgas, was gegenüber dem Vorjahr einen Anstieg von 4,1% bedeutete. Die Steigerung lag damit in etwa im Durchschnitt des

<sup>821</sup> Vgl. Apache builds Egypt Western Desert capacity, in: Oil & Gas Journal (Online), 03.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0253632673/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-apache-builds\\_egypt.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0253632673/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-apache-builds_egypt.html), 04.08.09.

<sup>822</sup> Vgl. EGAS: Developments in the Egyptian Natural Gas Market, Präsentation Hamed von Korkor im Rahmen des Round Table on Energy Tariff and Investment, 11-12 Februar 2009 in Kairo, S. 4, 8.

<sup>823</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 310, 328.

Fünfjahreszeitraums von 2003-2007.<sup>824</sup> In Algerien steigt der Erdgasverbrauch seit 2003 kontinuierlich an (im Zeitraum von 1988-2002 pendelte der Verbrauch um die 20 Bcm) und er wird voraussichtlich weiterhin schneller wachsen als der Ölverbrauch. Erdgas dürfte also in Zukunft die Stellung als wichtigster Energieträger in der algerischen Energiematrix halten (ca. 66%).<sup>825</sup>

Bis zum Jahr 2030 soll der algerische Erdgasverbrauch durchschnittlich um gut 3% steigen. Hauptverantwortlich hierfür wird voraussichtlich der erhöhte Strombedarf sein, da in Algerien Strom fast ausschließlich durch Erdgaskraftwerke produziert wird. Neben dem Stromsektor dürfte ebenfalls ein Anstieg des Bedarfs bei den privaten Haushalten und in der Industrie (v. a. Petrochemie und Wasserentsalzung) zu einer Erhöhung des Erdgasverbrauchs führen. Algier fördert dabei seit Jahren konsequent die Verwendung von Erdgas, u. a. um mehr Rohöl für den Export frei zu machen. Einerseits geschieht dies durch den Ausbau der Gasinfrastruktur, andererseits durch die Reduzierung von indirekten Subventionen, die Ölprodukte begünstigen und einem Wechsel von Öl zu Gas entgegenwirken.<sup>826</sup>

Obwohl die algerischen Reserven von allen drei nordafrikanischen Staaten die größten sind, warnen Experten vor einer übermäßigen Beanspruchung derselben. Hauptverantwortlich für diese Sorge ist, neben der Erhöhung der Exportziele, der rasche Anstieg des Erdgasverbrauchs im Inneren und die überragende Stellung von Erdgas in der algerischen Energiematrix. Besonders der ansteigende Strombedarf, der in den letzten Jahren rund 6% p. a. gestiegen ist (in Zukunft aber mit durchschnittlich 3,5% langsamer steigen soll), hat in der Vergangenheit maßgeblich zur Erhöhung des Erdgaskonsums beigetragen.<sup>827</sup>

#### 7.3.4.2.2 Libyen

Der libysche Erdgaskonsum ist noch vergleichsweise niedrig. Er lag 2006 laut EIA bei 6,4 Bcm und war damit fast 10% höher als im Vorjahr, womit die Erhöhung deutlich über dem Fünfjahreszeitraum 2002-2006 lag (rund 3% p. a.).<sup>828</sup> Vorläufigen Angaben zufolge soll 2008 der libysche Verbrauch auf 5,5 Bcm zurückgefallen sein. Dies liegt v. a. an Projekten (in erster Linie gasbetriebene Stromkraftwerke), die aus verschiedenen Gründen in Verzug geraten sind. Die IEA jedenfalls geht davon aus, dass der libysche Verbrauch aber bis 2012

---

<sup>824</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 27.

<sup>825</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 284ff.

<sup>826</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 158f.

<sup>827</sup> Vgl. Pressure on gas reserves: authorities urged to take action, in: Algeria Focus, Vol. 7, Nr. 9, September 2008, S. 7.

<sup>828</sup> Vgl. EIA (Internetauftritt): Libya Energy Profile, unter: [http://tonto.eia.doe.gov/country/country\\_time\\_series.cfm?fips=LY](http://tonto.eia.doe.gov/country/country_time_series.cfm?fips=LY), 16.04.09.

über 50% steigen könnte, wenn die Schwierigkeiten überwunden und die Projekte verwirklicht werden.<sup>829</sup>

Libyen verbrauchte bis vor wenigen Jahren das meiste Erdgas selbst, was sich durch die Erhöhung der Produktion zu Exportzwecken geändert hat. Trotzdem beabsichtigt Libyen, den eigenen Erdgaskonsum weiter deutlich anzuheben. Hauptverbraucher werden auch in Zukunft die Industrie sowie der Strom- und Wassersektor (große Wasser-Entsalzungsanlagen) sein. Geht es nach Tripolis, sollte die Stromerzeugungskapazität im Jahr 2010 gegenüber 2005 doppelt so hoch sein. Um den Erdgasverbrauch in Libyen auch in anderen Wirtschaftssektoren (z. B. bei den privaten Haushalten) weiter erhöhen zu können, sind allerdings sehr hohe Infrastrukturinvestitionen nötig, v. a. in Inlandspipelines. Insgesamt könnte der libysche Inlandsverbrauch bis 2030 durchschnittlich um 5,8% jährlich steigen. Dabei dürfte der Stromsektor die Industrie als größter Erdgasverbraucher überholen, obwohl letztere um durchschnittlich 4% zulegen dürfte. Der libysche Erdgasverbrauch könnte 2030 an die 25 Bcm p. a. betragen.<sup>830</sup> Die IEA geht davon aus, dass Erdgas bis 2030 seinen Anteil massiv von 26% auf 41% erhöhen wird.<sup>831</sup>

#### 7.3.4.2.3 Ägypten

Auch in Ägypten steigt der Erdgaskonsum seit geraumer Zeit kontinuierlich an. Besonders seit das Land am Nil 2006 gezwungen war, den Ölbedarf durch Importe zu decken, rückt die Verwendung von Erdgas in den Mittelpunkt der ägyptischen Energiepolitik. Betrag der Erdgasverbrauch 2008 noch rund 40,9 Bcm (was einem Zuwachs von knapp 6,3% gegenüber 2007 bedeutete)<sup>832</sup>, könnte Ägypten schon in 2030 ganze 70 Bcm verbrauchen. Der Staat trägt durch hohe Subventionen für Energieprodukte (20% der gesamten öffentlichen Ausgaben des ägyptischen Haushalts 2006/07), durch die Förderung von Erdgas als saubere Alternative zu Benzin bei Kraftfahrzeugen und durch den konsequenten Ausbau der Gasinfrastruktur maßgeblich zum erhöhten Konsum von Erdgas bei.<sup>833</sup>

Zentral ist die Erweiterung des ägyptischen Gasnetzes. Hierzu gehört ein Fünfjahresplan, der 1600 km neue Pipelines im Wert von 8 Mrd. US\$ vorsieht. Wichtigste Erdgasverbraucher waren laut EGAS im Jahr 2008 der Stromsektor mit 56% und die Industrie mit 28%. Die privaten Haushalte konsumierten lediglich 2% des Erdgases in Ägypten. Doch gerade die

---

<sup>829</sup> Vgl. Ders., Libya, S. 5.

<sup>830</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 159f.

<sup>831</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 437, 455

<sup>832</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 27.

<sup>833</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 159.

privaten Haushalte sollen in Zukunft an das Erdgasnetz angebunden werden, wodurch ihr Anteil deutlich steigen dürfte. Waren bis 2001 nur rund 1 Mio. Ägypter an das Netz angebunden, sorgte der Staat in dem Zeitraum von 2001-2008 für knapp 2 Mio. zusätzliche Verbraucher. Bis 2015 sollen nach dem Willen der ägyptischen Führung bis zu 5,5 Mio. weitere Ägypter an das Gasnetz angebunden werden.<sup>834</sup> Kairo fördert zudem aktiv die Substitution anderer Energieträger durch Erdgas, v. a. bei der Stromproduktion, der petrochemischen Industrie, bei der Zementherstellung und der Düngemittelindustrie. Laut IEA soll Erdgas in Ägypten bald zum wichtigsten Energieträger werden und Öl in der Energiematrix überholen (in 2030 könnte Erdgas sogar 48% ausmachen).<sup>835</sup>

### 7.3.4.3 Die Erdgasexporte

#### 7.3.4.3.1 Algerien

Algerien exportiert Erdgas sowohl über Pipelines als auch in Form von LNG. Die algerischen Pipelineexporte richten sich auf den europäischen Markt und transportieren Erdgas unter dem Mittelmeer nach Spanien und Italien. Mit Spanien ist Algerien über die Pedro Duran Farrell (Maghreb-Europe) verbunden. Sie führt über Marokko und hat eine Kapazität von 11,5 Bcm jährlich. Kurz vor der Inbetriebnahme befindet sich zudem die Medgaz-Pipeline, die zunächst eine Kapazität von 8 Bcm haben wird. Bis zu 32,5 Bcm p. a. werden nach Italien durch die Enrico Mattei (Transmed) exportiert, die über tunesisches Territorium führt. In Zukunft könnte auch die Galsi rund 8 Bcm nach Italien transportieren. Da bereits in Kapitel 6.2.3 und 6.4.2 auf die bestehenden und die sich in Planung befindenden Pipelines bzw. Pipelineprojekte nach Europa eingegangen worden ist, wird an dieser Stelle auf eine Wiederholung der Einzelheiten verzichtet.

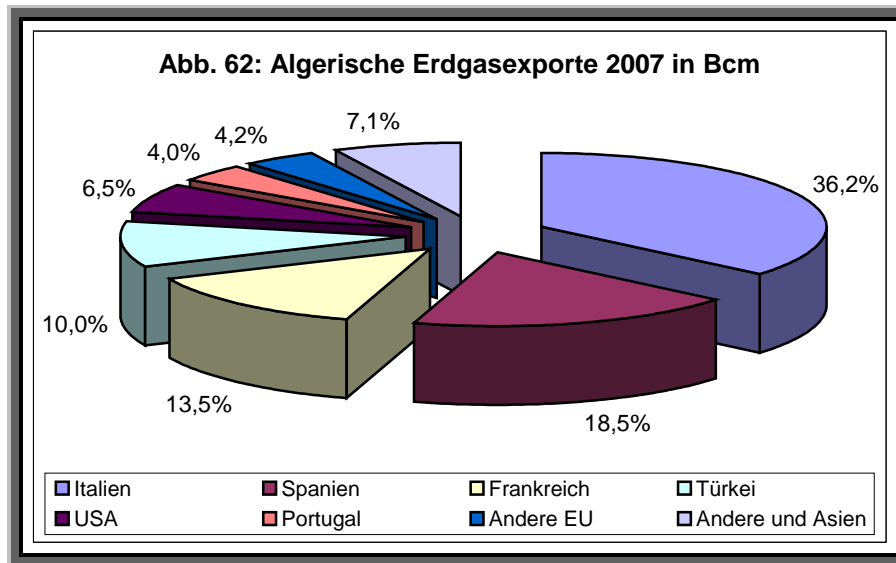
Die LNG-Exporte befinden sich komplett in der Hand von Sonatrach. Das Unternehmen verfügt über insgesamt vier Verflüssigungsterminals an drei Standorten. In Arzew steht die legendäre CAMEL-Anlage (Compagnie Algerienne de Methane Liquide), die 1964 als erste kommerzielle LNG-Anlage weltweit gilt (GL4-Z, Kapazität 1,7 Bcm). In Bethioua befinden sich insgesamt zwei Anlagen (GL1-Z, GL2-Z) mit einer gemeinsamen Kapazität von 21 Bcm. Eine weitere LNG-Anlage (GL1-K) steht in Skikda und hat eine Verflüssigungskapazität von

---

<sup>834</sup> Vgl. EGAS: Developments in the Egyptian Natural Gas Market, Präsentation, S. 9f, 12.

<sup>835</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 310.

4 Bcm, was für Algerien eine Gesamtkapazität von jährlich 26,7 Bcm (fast 20 mmtpa) bedeutet.<sup>836</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Sonatrach.

Sonatrach besitzt eine LNG-Tankerflotte von neuen Schiffen, die über eine Gesamttransportkapazität von rund 1. Mio. Kubikmetern verfügen. Die Flotte soll in den kommenden Jahren deutlich erweitert werden, so dass 2010 eine Kapazität von ca. 1,4 Mio. Kubikmetern erreicht werden soll (hauptsächlich durch zwei Tanker mit einer Kapazität von jeweils 165 000 m<sup>3</sup>). Nach Angaben von Sonatrach exportierte Algerien 2007 insgesamt 62 Bcm von denen gut 40% das Land in Form von LNG in Richtung Europa und USA verlassen haben (BP geht von Gesamtexporten für 2008 in Höhe von knapp 60 Bcm aus<sup>837</sup>). Die wichtigsten Abnehmer algerischen Erdgases sind bei weitem Italien und Spanien. Beide Länder sind Ziel von entsprechend 36,2% und 18,5% der algerischen Exporte. Es folgen als weitere wichtige Zielmärkte Frankreich (13,5%), die Türkei (10%) die USA (6,5%) und Portugal (4%). Geringe Mengen Erdgas gehen an das VK, Belgien und Griechenland (jeweils 1,2% der algerischen Exporte) sowie Slowenien und Tunesien (je 0,6%). Immerhin 6,5% der Erdgasexporte sind für asiatische Märkte bestimmt.<sup>838</sup>

Sowohl die LNG- als auch die Pipelineexporte sollen nach den Plänen Algiers in Zukunft zunehmen. Geplant ist eine Erhöhung auf 85 Bcm bis 2012. Im Jahr 2020 könnten die Exporte auf fast 130 Bcm steigen. Gegen 2030 erwartet man aber aufgrund des gestiegenen Eigenbedarfs einen Rückgang der Exporte auf etwas unter dem Wert von 2020.<sup>839</sup> Die

<sup>836</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 166.

<sup>837</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 30.

<sup>838</sup> Vgl. Sonatrach SPA: Contribution of Algeria to the development of the LNG industry, Präsentation von Chawki M. Rahal im Rahmen der AFROLAC II Conference am 03.04.2008 in Cancun, S. 7f, 13.

<sup>839</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 288f.

Erhöhung der Exporte soll nicht nur durch den Bau neuer Pipelines geschehen, sondern ebenfalls durch die Erhöhung der Kapazität bestehender Leitungen um zusammen 7,7 Bcm<sup>840</sup> sowie dem Ausbau der LNG-Kapazitäten. Bereits im Gang befindet sich die Erweiterung und Modernisierung der LNG-Anlagen in Skikda. Dort waren nach einem schweren Unfall in 2004, der 27 Menschen das Leben kostete und fast 80 weitere verletzte, drei der sechs LNG-Trains (Nr. 20, 30, 40) zerstört worden. Die Arbeiten sollten ursprünglich bis 2009, dann bis 2011 andauern, werden nun aber laut Angaben des algerischen Energieministers Chakib Khelil nicht vor 2013 beendet sein. Nach Fertigstellung wird Algerien eine zusätzliche Kapazität von 6,2 Bcm p. a. (4,5 mmtpa) zu Verfügung stehen.<sup>841</sup>

Ein weiteres LNG-Verflüssigungsterminal, das seit einigen Jahren in Planung ist, soll in Arzew entstehen. Das sogenannte Gassi Touil LNG-Projekt wurde ursprünglich, nach mehreren Verzögerungen, im Jahr 2004 an ein Konsortium bestehend aus den spanischen Konzernen Repsol YPF (60%) und Gas Natural (40%) vergeben (am späteren JV war auch Sonatrach mit 20% beteiligt). Das Konsortium sollte die Gasfelder in den Regionen Gassi Touil, Rhourde Nouse und Hamra im Osten Algeriens erschließen, ein neues LNG-Terminal (5,2 Bcm Kapazität) in Arzew bauen, die zum Transport nötigen Gaspipelines verlegen und das Gas vermarkten. Das Projekt hätte sich über 30 Jahre erstreckt, eine anfängliche Investition von mehr als 2 Mrd. US\$ erfordert und bis 2009 abgeschlossen sein sollen.<sup>842</sup>

Algerien allerdings entzog dem Konsortium 2007 den Auftrag. Begründet wurde dies mit der mehr als dreijährigen Verzögerung des Projekts und der damit verbundenen Missachtung des vorgegebenen Zeitrahmens. Die staatliche Sonatrach übernahm daraufhin das komplette Projekt. Die spanischen Konzerne bestreiten die Rechtmäßigkeit dieser Entscheidung und haben Sonatrach auf Schadensersatz in Höhe von 2-4 Mrd. US\$ verklagt (zusätzlich zu Forderungen in Höhe von 400 Mio. US\$ für bereits getätigte Investitionen). Im Gegenzug verlangte Sonatrach von den Konzernen 800 Mio. US\$ wegen Nichteinhaltung der Verträge und durch die Verzögerungen entgangene Gewinne.<sup>843</sup> Mitte 2008 vergab Sonatrach an die italienische Firma Snamprogetti S.p.A. (Teil des italienischen Eni Konzerns) für 4,5 Mrd.

---

<sup>840</sup> Vgl. Algeria plans larger gas exports to Europe in 2009, Reuters, 03.02.2009, unter: <http://af.reuters.com/article/investingNews/idAFJ0E51203W20090203>, 16.04.09.

<sup>841</sup> Vgl. Algeria's Skikda LNG plant start-up delayed again, in: Oil & Gas Journal Online, 13.03.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/356199/120/ARTCL/none/Trasp/1/Algeria's-Skikda-LNG-plant-start-up-delayed-again/](http://www.ogj.com/display_article/356199/120/ARTCL/none/Trasp/1/Algeria's-Skikda-LNG-plant-start-up-delayed-again/), 17.04.09.

<sup>842</sup> Vgl. Repsol YPF and Gas Natural SDG awarded integrated liquefied natural gas project in Algeria, in: Gulf Oil & Gas, 17.11.2004, unter: <http://www.gulfoilandgas.com/webpro1/MAIN/Mainnews.asp?id=997>, 17.04.09.

<sup>843</sup> Vgl. Esteller, Rubén / López, Lorena: „Argelia reclama más de 550 millones a Repsol en el arbitraje por Gassi Touil“, in: El Economista (Online), 22.09.2008, unter: <http://www.economista.es/empresas-finanzas/noticias/762128/09/08/Argelia-reclama-mas-de-550-millones-a-Repsol-en-el-arbitraje-por-Gassi-Touil.html>, 17.04.09.

US\$ den Auftrag, die neue LNG-Anlage in Arzew zu bauen. Zwischenzeitlich hatte man den Auftrag bereits an ein Konsortium bestehend aus Petrofac und der indonesischen IKPT vergeben und wieder entzogen. Das Verflüssigungsterminal soll dieses Mal eine Kapazität von 4,7 mmtpa haben und bis 2012 oder 2013 fertig gestellt werden.<sup>844</sup>

Algerien sieht sich nicht nur als Gasexporteur, sondern ebenfalls als Transitstaat für mögliche nigerianische Erdgasexporte über die TSGP, die eine Kapazität von bis zu 30 Bcm jährlich haben könnte. Algier unterstützt seit geraumer Zeit den Bau dieser Pipeline, die durch die Unterzeichnung eines Vertrages zwischen Nigeria, Niger und Algerien sowie durch ein mögliches Engagement der russischen Gazprom in den vergangenen Monaten neuen Schwung erhalten hat. Wie Niger, würde auch Algerien von den hohen und regelmäßigen Transiteinnahmen profitieren. Doch darüber hinaus könnte das nordafrikanische Land seine bedeutende Position für die EU-Energieversorgung deutlich ausbauen und wäre zudem in der Lage, die Transportkosten für eigenes Erdgas zu senken. Denn die algerische Gasförderung dürfte sich in Zukunft zugunsten abgelegenerer Fördergebiete im Süden und Südwesten des Landes entwickeln. Sollte in Zukunft nigerianisches Erdgas durch diese Regionen fließen, könnte man die Kosten für die benötigte Infrastruktur gemeinsam mit Nigeria tragen.<sup>845</sup>

#### 7.3.4.3.2 Libyen

Libyen exportierte 2008 insgesamt 10,4 Bcm Erdgas, sowohl als LNG als auch über Pipeline.<sup>846</sup> Das meiste Erdgas gelangt seit 2004 über die Greenstream-Pipeline nach Italien im Rahmen von 24 Jahren geltenden Verträgen zwischen der libyschen NOC und Eni (siehe Kapitel 6.2.4.2). Seit 1971 exportiert Libyen Erdgas als LNG aus dem von Exxon gebauten Terminal in Marsa al-Brega. Schwierigkeiten bei der Verarbeitung des Erdgases und technische Probleme, die nicht zuletzt mit den lange Zeit bestehenden Sanktionen zusammenhängen, haben den LNG-Exporten Libyens schwer zugesetzt. So besitzt das Terminal in Marsa al-Brega im Moment nur rund ein Viertel (etwas über 0,7 mmtpa) der eigentlich vorgesehenen Kapazität von 3,9 mmtpa. Das libysche LNG geht aktuell im Rahmen eines langfristigen Vertrages komplett nach Spanien. Allerdings soll die LNG-

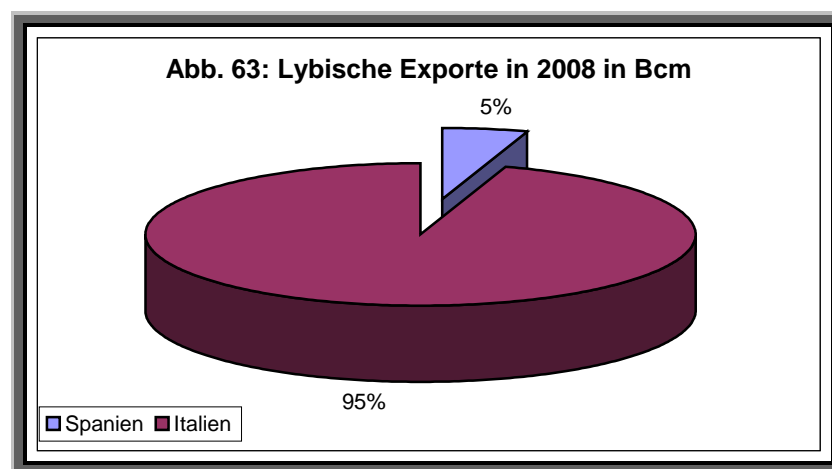
---

<sup>844</sup> Vgl. Sonatrach has achieved a cumulated LNG production above one billion cm between 1964 and 2008, in: Sonatrach Magazine, Nr. 4, Januar 2009, S. 7, und vgl. Rouaba, Ahmed / Daya, Ayesha: Saipem, Chiyoda Win \$4.5 Billion Contract for Algeria LNG Plant, Bloomberg (Online), 27.07.2008, unter: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=aTO2YV6ZsN.I>, vgl. ebenfalls Algeria's Skikda Plant to Start in 2013, Khelil Says (Update2), Bloomberg (Online), 03.03.2009, unter: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=aEYvxdFvkprQ>, beides 17.04.09.

<sup>845</sup> Vgl. Governments of Nigeria, Algeria, Niger Sign Trans-Saharan Gas Pipeline Accord, IHS Global Insight, Same-day Analysis, 07.07.2009, unter: <http://www.globalinsight.com/SDA/SDADetail17254.htm>, 08.07.09.

<sup>846</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 30.

Anlage bis 2013 modernisiert und auf 100% der vorgesehenen Leistung gebracht werden. Hierzu wurde 2005 ein Vertrag mit Shell unterzeichnet, bei dem sich der Konzern verpflichtet hat, bis zu 450 Mio. US\$, mindestens aber 105 Mio. US\$, zu investieren, um die Anlage zu modernisieren.<sup>847</sup> Darüber hinaus wird über weitere LNG-Terminals im Land nachgedacht. Eines dieser LNG-Terminals könnte in der westlichen Hafenstadt Militah (auch Mlitah, Millitah oder Milittah) entstehen. Grundvoraussetzung für den Ausbau der LNG-Kapazitäten ist, neben der Entdeckung neuer Erdgaslager, die Erhöhung der libyschen Erdgasförderung.<sup>848</sup> Eni wäre in der Lage, durch das WLGP für einen Teil der nötigen Produktionserhöhungen zu sorgen. Frühestens 2011 könnte die Gasproduktion des Projekts auf insgesamt 16 Bcm steigen, so dass dann bis zu 5 Bcm als LNG aus Militah exportiert werden könnten.<sup>849</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

Weitere Pipelineexporte könnten in Zukunft ins Nachbarland Tunesien gehen, wo der Erdgaskonsum seit langem ansteigt. Die Idee zum Bau einer Pipeline von der libyschen Stadt Militah zum Industriegebiet des tunesischen Gabes geht bereits auf das Jahr 1997 zurück. Allerdings hat das Projekt mit zahlreichen Verzögerungen zu kämpfen gehabt, so dass der Termin zur Inbetriebnahme immer wieder verschoben werden musste. Aktuell heißt es, die 266 km lange Pipeline könnte schon 2010 bis zu 2 Bcm jährlich nach Tunesien transportieren. Kunde der rund 300 Mio. US\$ teuren Leitung wäre die Tunisian-Libyan Gas Transportation Company (Joint Gas), ein JV (50%-50%) zwischen der tunesischen STEG (Société

<sup>847</sup> Vgl. Shell p.l.c. (Internetauftritt): News & Media releases, Libyan National Oil Corporation and Shell agree major integrated gas deal, 03.05.2005, unter: [http://www.shell.com/home/content/media/news\\_and\\_library/press\\_releases/2005/libyan\\_gas\\_deal\\_03052005.html](http://www.shell.com/home/content/media/news_and_library/press_releases/2005/libyan_gas_deal_03052005.html), 17.04.09.

<sup>848</sup> Vgl. Libya set to join LNG party, Upstream Online, 16.10.2006, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article120772.ece>, 17.04.09.

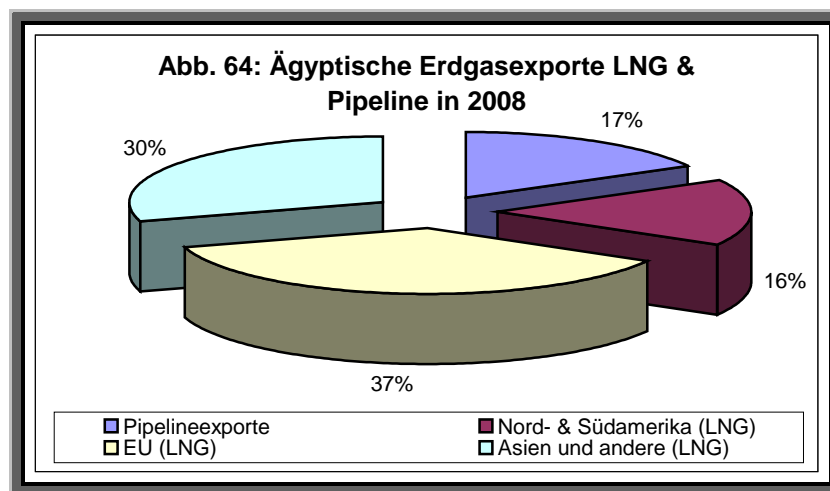
<sup>849</sup> Vgl. Eni S.p.A.: Exploration & Production Update 2008, Präsentation von Claudio Descalzi, o.O. 2008, S. 11, unter: [http://www.eni.it/it\\_IT/attachments/investor-relations/presentazioni/2008/upstream-seminar-kashagan-update.pdf](http://www.eni.it/it_IT/attachments/investor-relations/presentazioni/2008/upstream-seminar-kashagan-update.pdf), 06.05.09.



Tunisienne de l'Electricité et du Gaz) und der libyschen NOC.<sup>850</sup> Insgesamt könnten die libyschen Exporte laut OME 30 Bcm im Jahr 2030 erreichen.

#### 7.3.4.3.3 Ägypten

Die ägyptischen Erdgasexporte betragen 2008 laut BP insgesamt knapp 17 Bcm. Das meiste Erdgas ist als LNG (über 83%) nach Spanien (ca. 4,9 Bcm), Japan (ca. 2,2 Bcm), Südkorea (ca. 2,1 Bcm), USA (ca. 1,6 Bcm) und Frankreich (ca. 1 Bcm) exportiert worden.<sup>851</sup> Ägypten exportiert seit 2003 Erdgas, als der erste Teil der Arabischen-Gaspipeline zwischen Ägypten und Jordanien (Phase I., Al Arish – Taba – Aqabah) in Betrieb genommen wurde. Dieser Abschnitt erforderte eine Investition in Höhe von 200 Mio. US\$ und hat eine Kapazität von 3 Bcm. Im Januar 2008 ging die zweite Phase (Aqabah – Rehab) des Projektes in Betrieb, die sogar knapp 300 Mio. US\$ kostete und von SüdJordanien nach Norden bis nah an die syrische Grenze führt. Die dritte Phase des Projekts, die noch nicht abgeschlossen ist, soll von Jordanien über Syrien in die Türkei führen und eine Investition von einer halben Milliarde US-Dollar benötigen.<sup>852</sup>



Bereits jetzt kann Ägypten über die Arabische-Gaspipeline Erdgas nach Jordanien, Syrien und in den Libanon exportieren. Im Jahr 2006 haben diese Länder zusammen mit der Türkei und Rumänien einen Vertrag unterzeichnet, um das Gas über Nabucco weiterzutransportieren, sobald das europäische Projekt den Betrieb aufnimmt. Voraussichtlich wird die Arabische-Gaspipeline schon 2011 an das türkische Gasnetz angebunden sein. Dann erwartet Ankara 2-4 Bcm für den eigenen Bedarf aus eventuellen Lieferungen nach Europa entnehmen zu können. Der Beitrag Ägyptens an Nabucco wird voraussichtlich nur bei 2 Bcm liegen. Zusätzlich soll

<sup>850</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 170.

<sup>851</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 30.

<sup>852</sup> Vgl. EGAS: Developments in the Egyptian Natural Gas Market, S. 13.

die Pipeline zu einem Arabischen Gasnetz (Arab Gas Network) ausgebaut werden, das auch Iran und Irak die Möglichkeit geben würde, eigenes Erdgas in das System einzuspeisen. Der irakische Beitrag an Nabucco könnte laut einer Vereinbarung mit der EU von 2008 ab 2011 bei 5 Bcm liegen (v. a. aus dem Akkas-Feld). Außerdem steht die Konstruktion einer Abzweigung unter dem Mittelmeer zur Debatte, die Lieferungen nach Zypern erlauben würde.

Eine weitere Pipeline führt von Ägypten unter dem Mittelmeer direkt nach Israel (East Mediterranean Gas-Pipeline). Für die Umsetzung dieses Projekts, das seit 2008 Erdgas nach Ashkelon transportiert, waren Investitionen in Höhe von 2,5 Mrd. US\$ nötig. Die Kapazität der Röhre beträgt 1,7 Bcm, kann jedoch bei Bedarf laut ursprünglichem Vertrag aus dem Jahr 2007 um 25% erhöht werden. Zwischen Ägypten und Israel ist es in der Vergangenheit öfters zu Konflikten gekommen. Während auf israelischer Seite die Gasqualität bemängelt wurde, hielt die ägyptische Seite den Gaspreis für zu niedrig. Der Liefervertrag zwischen Ägypten und Israel wurde 2009 überarbeitet und sieht nun einerseits eine Reduzierung der Lieferungen (bis zu 16 Bcm über 22 Jahre) und andererseits eine Erhöhung des Preises vor. Trotzdem trifft auch der neue Vertrag v. a. in Ägypten auf starke Proteste, die sich gegen einen immer noch als zu niedrig empfundenen Gaspreis richten, aber auch auf allgemeine politische Bedenken bezüglich Geschäften mit dem jüdischen Staat gründen.<sup>853</sup>

Zwischen Ägypten und Libyen gibt es seit 2001 ein Projekt zum Bau einer Gaspipeline, durch die 3-5 Bcm von Ägypten nach Libyen und möglicherweise weiter nach Italien transportiert werden könnten. Obwohl zu diesem Zweck bereits ein JV (Arab Company for Oil and Gas Pipelines) zwischen den staatlichen Gesellschaften EGPC und NOC gegründet wurde, gab es bis 2008 kaum Fortschritte. In dem Jahr haben sich Ägypten und Libyen auf den Bau einer Pipeline zwischen Alexandria und dem libyschen Tobruk geeinigt, die es Libyen ermöglichen wird, Erdgas aus dem Nildelta und den Offshore-Feldern im Mittelmeer zu importieren. Hauptsächlich soll das Erdgas zur Wasserentsalzung und zur Stromproduktion verwendet werden. Die Möglichkeit, das Gas weiter zu exportieren, bleibt jedoch bestehen.<sup>854</sup>

Die Erdgasexporte sollen nach dem Willen Kairos deutlich ausgeweitet werden. Auch über LNG soll in Zukunft die Exportkapazität Ägyptens erweitert werden. Bereits seit 2005 verfügt Kairo durch die Terminals in Damietta (SEGAS, Verflüssigungskapazität von 4,8 mmtpa)

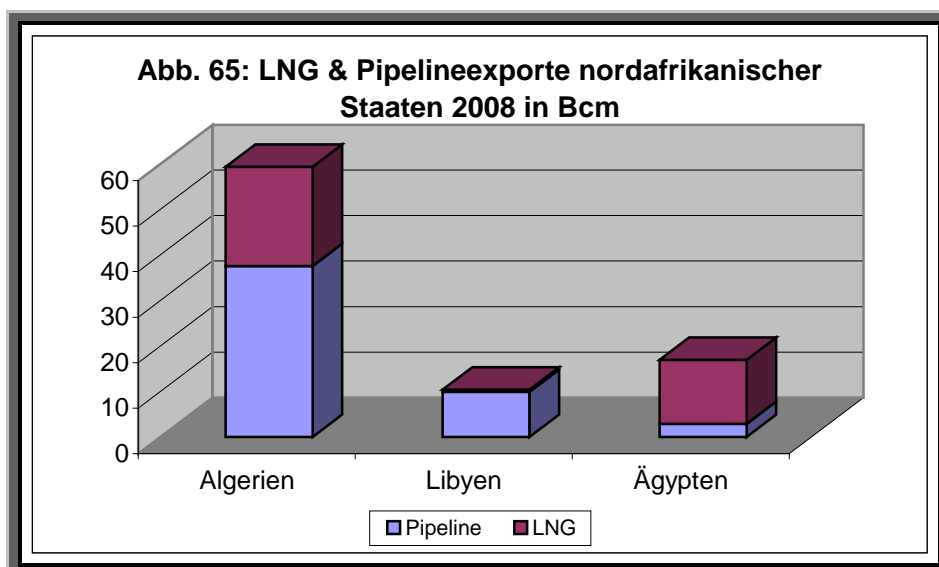
---

<sup>853</sup> Vgl. Watkins, Eric: Egyptians protest sale of natural gas to Israel, in: Oil & Gas Journal (Online), 14.08.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/5057589326/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-egyptians-protest.html>, 18.08.09.

<sup>854</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 167ff und vgl. Farren-Price, Bill: Middle East Gas Pipeline Systems Highlight Need For Greater Price Transparency, Benchmarks, in: Middle East Economic Survey, Vol. XLV Nr. 24, 17.06.2002, S. A1.

und Idku (Egyptian LNG, Kapazität von 7,2 mmtpa) über die Möglichkeit, Flüssigerdgas zu exportieren. Wie bereits in Kapitel 6.2.4 erörtert, gibt es sowohl Pläne von BG, das Idku LNG-Terminal durch einen dritten LNG-Train (3,6 mmtpa oder 5 Bcm) auszubauen als auch Pläne von BP und Eni, die Anlage in Damietta durch einen zweiten Train (5 mmtpa oder 6,8 Bcm) zu erweitern. Allerdings stoßen beide Projekte auf verschiedene Probleme, z. B. auf Widerstände bei der ägyptischen Regierung, die aufgrund ihrer Unzufriedenheit mit den Bedingungen vergangener Exportverträge, den Abschluss neuer Verträge auf die Zeit nach 2010 verschoben hat. Außerdem gibt es in Ägypten aufgrund des steigenden Eigenbedarfs Zweifel, ob genügend Erdgas für Exporterhöhungen zur Verfügung stehen wird.

Ende Oktober 2009 wurde bekannt gegeben, dass die Erweiterungspläne für Damietta auf absehbare Zeit nicht weiterverfolgt werden, obwohl die Erlaubnis zur Umsetzung des Projekts bereits an das Konsortium (Eni/BP) vergeben wurde. Offiziell lautete die erste Begründung des zuständigen Ministeriums, Eni habe die notwendige Finanzierung für das Projekt aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise nicht aufbringen können. Später hieß es, es wären nicht genügend neue Gasreserven nachgewiesen worden, das Projekt könne aber starten, sobald dieser Punkt erfüllt sei (es waren lediglich 2 Tcf statt den nötigen 4 Tcf – ca. 110 Bcm – nachgewiesen worden).<sup>855</sup> Des Weiteren gab es ein Vorhaben von Shell, um in Ägypten GtL Kapazitäten aufzubauen<sup>856</sup>, doch ist es bisher in dieser Angelegenheit zu keinerlei Vertragsabschlüssen gekommen. Ägypten könnte laut OME bis 2030 ca. 55 Bcm exportieren.

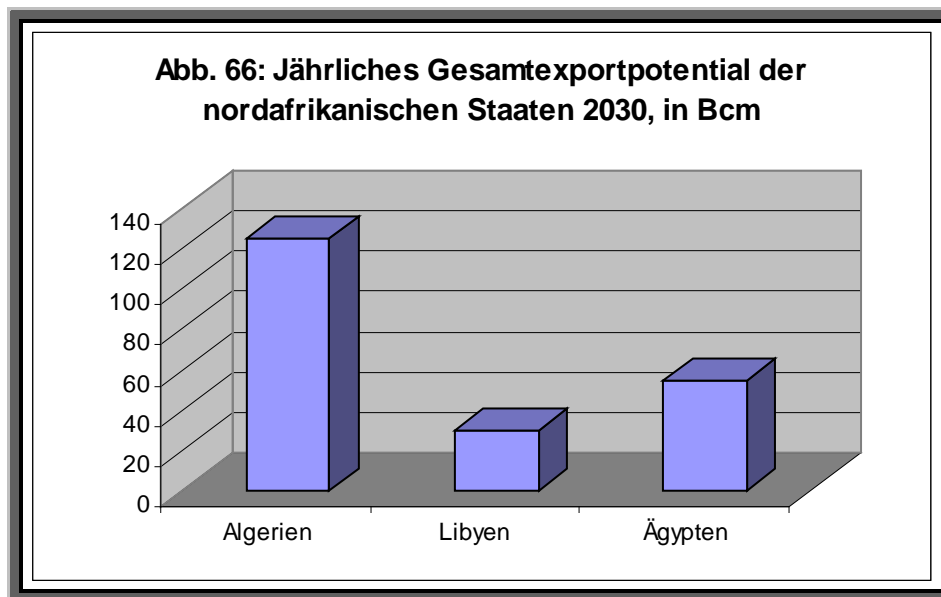


Quelle: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 30

<sup>855</sup> Vgl. Watkins, Eric: BP, Eni need more gas for second Egyptian LNG train, in: Oil & Gas Journal (Online), 04.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6244986967/articles/oil-gas-journal/transportation-2/Ing/2009/11/bp\\_-eni\\_need\\_more.html?cmpid=EnlDailyNovember42009](http://www.ogj.com/index/article-display/6244986967/articles/oil-gas-journal/transportation-2/Ing/2009/11/bp_-eni_need_more.html?cmpid=EnlDailyNovember42009), 05.11.09.

<sup>856</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 329f und vgl. EIA: Egypt, S. 5

Insgesamt hält das OME ein Gesamtexportpotential der drei nordafrikanischen Länder von 210 Bcm jährlich im Jahr 2030 für realistisch.<sup>857</sup> Zudem hat nordafrikanisches Erdgas den Vorteil, relativ zum Erdgas aus anderen erdgasexportierenden Staaten, kostengünstig zu sein. Die Kosten (technical supply cost) für algerische Erdgasexporte nach Europa (Pipeline oder LNG) sind beispielsweise nur halb so hoch wie vergleichbares Erdgas aus Norwegen oder Russland. Dieser Unterschied fällt in Zeiten sehr hoher Energiepreise zwar wenig auf, kann aber bei niedrigen Preisen einen wichtigen Wettbewerbsvorteil ausmachen.<sup>858</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: OME.

#### 7.3.4.4 Investitionen

Die IEA geht von einem massiven Investitionsbedarf in den drei wichtigsten erdgasproduzierenden Staaten Nordafrikas aus. Für den Zeitraum zwischen 2004 und 2030 rechnet die Agentur mit einem gesamten Investitionsbedarf im Erdgassektor von 115 Mrd. US\$. Die höchsten Investitionen wird mit 59 Mrd. US\$ Algerien benötigen, womit der Erdgassektor in diesem Land über die Hälfte der gesamten Investitionen beanspruchen wird. Von den Investitionen im algerischen Erdgassektor entfallen gut 35 Mrd. US\$ auf den Upstream (v. a. Exploration) und 15 Mrd. US\$ auf LNG-Verflüssigungsanlagen. In einem negativen Szenario, bei dem Algerien es nicht schafft, genügend Investitionen anzuziehen, rechnet die IEA mit einer Reduzierung der algerischen Erdgasexporte von bis zu 28% gegenüber der Prognose für 2030.

<sup>857</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 163.

<sup>858</sup> Vgl. Ghilès, Francis: Algeria: A Strategic Partner for Europe, 19.02.2009, in: Journal of Energy Security, Institute for the Analysis of Global Security, unter: [http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=92%3Aissuecontent&id=176%3Aalgeria-a-strategic-gas-partner-for-europe&format=pdf&option=com\\_content&Itemid=341](http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=92%3Aissuecontent&id=176%3Aalgeria-a-strategic-gas-partner-for-europe&format=pdf&option=com_content&Itemid=341), 24.04.09.

Libyen benötigt in den kommenden Jahren ebenfalls sehr hohe Investitionen, was auch an der Jahrzehnte währenden Planwirtschaft und an den internationalen Sanktionen liegt. Der gesamte Energiesektor wird voraussichtlich gut 80 Mrd. US\$ brauchen, das meiste jedoch wird auf den Erdölsektor entfallen. Die bis 2030 benötigten Investitionen für den Erdgassektor werden auf lediglich 21 Mrd. US\$ geschätzt, 59% hiervon werden Explorationsausgaben sein. Bei unzureichenden Investitionen rechnet die IEA mit dramatischen Auswirkungen bei der Erdgasproduktion, die in Zukunft bis zu 42% geringer als erwartet ausfallen könnte. Entsprechende Konsequenzen hätte eine solche Entwicklung auf die Erdgasexporte, die nur etwa ein Drittel der Erwartungen erreichen würden.

In Ägypten werden im gleichen Zeitraum Investitionen von ca. 35 Mrd. US\$ für den Erdgassektor benötigt, davon ganze 65% für die Exploration und 15% für neue LNG-Infrastruktur. Sollte Ägypten nicht genügend Investitionen anziehen, könnte sich dies laut IEA in einer 10% niedrigeren Erdgasförderung bis 2030 niederschlagen.<sup>859</sup>

Andere Berechnungen gehen von einem deutlich höheren Investitionsbedarf in den drei Staaten aus, obwohl aufgrund der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise bereits mit einem niedrigeren Investitionspotenzial in den kommenden Jahren zu rechnen sein wird. Die Arab Petroleum Investment Corporation (APICORP) schätzt für den Zeitraum 2010-2015, dass allein Algerien im Energiebereich Investitionen von bis zu 38 Mrd. US\$ benötigen könnte. Rund 60% dieser Investitionen würden im Gassektor gebraucht. Der tatsächliche Investitionsbedarf dürfte aufgrund gestrichener Projekte um 20% niedriger liegen, bei ca. 31 Mrd. US\$.<sup>860</sup> In Zukunft dürften in Nordafrika besonders Ausgaben für den Ausbau der Gastransportinfrastruktur zu Buche schlagen, da diese in den drei wichtigsten Ländern der Region nur schlecht ausgebaut ist. Wenn intensivere Explorationsaktivitäten weitere Erdgasfunde in abgelegenen Regionen (mit entsprechend höherer Entfernung zu der bestehenden Export-/ Infrastruktur) als Folge haben sollten, wird sich das Problem mangelnder Pipelinekapazitäten verstärkt bemerkbar machen. Dieses Problem betrifft besonders Libyen und Ägypten, wo bis vor einigen Jahren der Schwerpunkt der jeweiligen Förderung auf Erdöl und nicht auf Erdgas lag. In Libyen haben zudem jahrelange Sanktionen zu einer zusätzlichen Unterentwicklung dieses Bereichs geführt.<sup>861</sup>

---

<sup>859</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 304ff, 330ff, 332f, 434, 455.

<sup>860</sup> Vgl. Aissaoui, Ali: MENA Energy Investment Outlook reassessed. Cost Uncertainties and Funding Challenges, APICORP, Economic Commentary, Vol. 4, Nr. 5, Mai 2009, S. 1.

<sup>861</sup> Vgl. Critchlow, Julian / Prioireschi, Roberto / Scalise, Joseph: North African gas provides ready European supply option, in: Oil & Gas Journal, Vol. 106, Nr. 14, April 2008, S. 62-66.

Insgesamt werden die Chancen der drei wichtigsten erdgasfördernden Staaten Nordafrikas, genügend Investitionen anzuziehen, um ihre Produktions- und Exportziele zu erreichen, positiv bewertet. Besonders Ägypten und Libyen, nach Aufhebung der Sanktionen, standen in den letzten Jahren in der Gunst der Investoren. Sie belegten für das Jahr 2008 entsprechend den ersten und zweiten Rang in einer jährlichen, von Fugro Robertson Ltd. durchgeführten Umfrage zur weltweiten Attraktivität von Staaten für E&P Aktivitäten (Exploration und Produktion von Energieressourcen).<sup>862</sup> Zudem sollen prestigeträchtige, staatlich gelenkte Großprojekte Investoren nach Nordafrika locken. Eines der wichtigsten Megaprojekte dieser Kategorie ist die Gründung sogenannter „Energistädte“ in Libyen. Geht es nach der Regierung in Tripolis, sollen in den nächsten 15 Jahren im Golf von Sirte (Große Syrte) Investitionen in Höhe von 54 Mrd. US\$ die Städte Ras Lanuf und Marsa-el-Brega in das Zentrum der libyschen Energieindustrie verwandeln.<sup>863</sup>

Besonders im libyschen Fall aber verwundert die insgesamt sehr positive Bewertung eines Landes, das für die Willkür und Unberechenbarkeit der führenden Elite und der Bürokratie sowie der Intransparenz der Entscheidungsfindung bekannt ist. Beispiele für die libysche Unberechenbarkeit gibt es mehr als genug. Exemplarisch kann der aktuelle Fall um das kanadische Unternehmen Verenex dienen. Das Unternehmen sollte von der China National Petroleum Corporation aufgekauft werden, benötigte jedoch eine Genehmigung aus Tripolis. Libyen aber verzögerte die Entscheidung hierüber und beschloss letzten Endes, das Unternehmen selbst aufzukaufen, da die libysche NOC über ein Vorzugsrecht verfügte. Dieses Sonderrecht räumte der NOC ein, vor anderen Interessenten Verenex zu kaufen. Zusätzlich begann die NOC Druck auf Verenex aufzubauen. Verenex wurde vorgeworfen, im Jahr 2005 auf unlautere Art und Weise zu libyschen E&P-Lizenzen gelangt zu sein. Die NOC allerdings verfiel erneut in eine Verzögerungsstrategie, durch die die Zukunft von Verenex in Frage gestellt wurde. Das libysche Angebot, das nach langer Zeit für das kanadische Unternehmen vorgelegt wurde, liegt nun deutlich unter dem des chinesischen Konzerns (laut O&GJ boten die Chinesen 499 Mio. CAD\$, was in etwa 10 CAD\$ pro Aktie entsprechen

---

<sup>862</sup> Vgl. Durham, Louise S.: Libya Emerging as Attractive Play, in: AAPG Explorer, Vol. 29, Nr. 10, Oktober 2008, S. 18.

<sup>863</sup> Vgl. Salisbury, Peter: Libya's ambitious energy plan, in: Middle East Economic Digest (Online), Issue Nr 43, 23-29.10.2009, unter: <http://www.meed.com/sectors/oil-and-gas/libyas-ambitious-energy-plan/3001584.article>, 31.10.09.

hätte, während Libyen voraussichtlich nur 316 Mio. CAD\$ bezahlen wird, ca. 7,09 CAD\$ pro Aktie<sup>864</sup>).

Neben dem Verenex-Fall sorgen auch die Überlegungen al-Gaddafis persönlich, den Öl- und Gassektor zu verstaatlichen, für Unsicherheit. Ob diese Drohung allerdings ernst zu nehmen ist oder nicht, bleibt angesichts der Strategie Libyens – die einer Verstaatlichung entgegen steht – unklar. Zuletzt jedoch sprach sich al-Gaddafi Anfang 2009 für eine solche Maßnahme aus, scheiterte aber an der Abstimmung des Parlaments.<sup>865</sup> Berücksichtigt man die Macht, die al-Gaddafi im Staat besitzt, kann davon ausgegangen werden, dass das Veto des Parlaments in seinem Sinne gewesen ist. Auch das bürokratische System in Libyen wird als äußerst hinderlich für Investitionen empfunden. Ein bekannter Spruch unter Investoren besagt sogar, dass man in Libyen nicht scheitert, sondern aufgibt.<sup>866</sup>

In Algerien haben als populistisch und nationalistisch eingestufte Aussagen des Präsidenten Bouteflika in einer Rede Ende 2008 für Unruhe bei internationalen Investoren gesorgt. In dieser Rede warf der Präsident den verschiedenen Investoren vor, Schuld an dem schlechten Zustand der algerischen Wirtschaft zu sein. Die Aussagen werden im Kontext eines Paradigmenwechsels Algeriens interpretiert, bei dem das Land der Leitidee einer liberalen, marktorientierten Wirtschaftsordnung, zugunsten neuer Allianzen mit aufstrebenden Staaten wie Russland und China, den Rücken kehrt.<sup>867</sup>

Zusätzlich zu der Unberechenbarkeit der Regime und der Bürokratie ist die in der Region grassierende Korruption ein weiteres Hemmnis für Investitionen. Hierfür kann – als besonders drastisches Beispiel – der im Januar 2010 bekannt gewordene Fall der algerischen Sonatrach angeführt werden. Im Zuge der Ermittlungen gegen das staatliche Unternehmen wurde praktisch die gesamte Konzernführung – inklusive des Konzern-Präsidenten und seiner wichtigsten Stellvertreter – entlassen und entweder in Haft genommen oder unter Hausarrest gestellt. Die Vorwürfe lauten u. a. auf Verstöße gegen Gesetze zur Vergabe von öffentlichen Aufträgen, Veruntreuung, Korruption und der Bildung einer kriminellen Vereinigung.

---

<sup>864</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Libya to pay \$316 million (Can.) for Verenex Energy, in: Oil & Gas Journal (Online), 23.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8690713162/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest-2/s-companies/s-2009/s-09/s-libya-to\\_pay\\_\\_316.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8690713162/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest-2/s-companies/s-2009/s-09/s-libya-to_pay__316.html), 24.09.09.

<sup>865</sup> Vgl. Maree, Karin: Oil majors reassess their positions in Libya, in: Middle East Economic Digest (Online), Special Report: Libya, 27.08.2009, unter: [http://www.meed.com/special\\_report/2009/08/oil\\_majors\\_reassess\\_their\\_positions\\_in\\_libya.html](http://www.meed.com/special_report/2009/08/oil_majors_reassess_their_positions_in_libya.html), 04.09.09.

<sup>866</sup> Vgl. Maree, Karin: Libya returning to the international fold, in: Middle East Economic Digest (Online), Special Report: Libya, 27.08.2009, unter: [http://www.meed.com/special\\_report/2009/08/libya\\_returning\\_to\\_the\\_international\\_fold.html](http://www.meed.com/special_report/2009/08/libya_returning_to_the_international_fold.html), 04.09.09.

<sup>867</sup> Vgl. Populism and nationalism top agenda as foreign investors question their future, in: Algeria Focus, Vol. 7, Nr. 9, September 2008, S. 1.

Der Kreis der Verdächtigen zieht sich unter hohen Bankmanagern und Wirtschaftsvertretern sowie deren Familien weiter. Die Ermittlungen könnten sogar den algerischen Energieminister einholen, da einer seiner engen Vertrauten (ein ehemaliger Sonatrach Präsident) zu den Verdächtigen gehört. Der Ernst der Korruptionsaffäre und die möglichen Auswirkungen auf die algerische Erdöl- und Erdgasförderung wird klar, wenn man bedenkt, dass sich der Energieminister durch eine Stellungnahme genötigt sah, die Öffentlichkeit und v. a. die Investoren zu beruhigen. So sei bisher die Förderung von Kohlenwasserstoffen nicht durch die Vorfälle beeinflusst worden. Ob dies auch in den kommenden Wochen und Monate so bleiben wird, bleibt indes offen, da sich das wichtigste Unternehmen im algerischen Energiesektor momentan praktisch ohne funktionierende Führung befindet.<sup>868</sup>

Für alle nordafrikanischen Staaten kommt erschwerend hinzu, dass sich in den letzten Monaten das globale Umfeld durch die globale Finanz- und Wirtschaftskrise deutlich geändert hat. Besonders Algerien hat bei der letzten Lizenzversteigerung die Lage falsch eingeschätzt und die Vergabe an zu viele Bedingungen und Forderungen geknüpft. Neben den gängigen von Algier geforderten strengen Bedingungen für eine Lizenzvergabe, wurden auch die mit der Lizenzvergabe verknüpften politischen Bedingungen stark kritisiert. Anfang Dezember 2009 z. B. (kurz vor der Bierrunde) erklärte der algerische Energieminister, er sähe die Erteilung des Freizügigkeitsprinzips für die Bürger seines Landes in Europa als Voraussetzung für die Unterzeichnung eines Vertrages zur Versorgung Europas mit algerischem LNG.<sup>869</sup> Dies alles hat mit dazu geführt, dass einige Konzerne die Attraktivität Algeriens als Investitionsziel in Frage gestellt haben. Ägypten dagegen konnte auch 2009 Milliardeninvestitionen anlocken, beispielsweise von BP. Das Unternehmen unterzeichnete mit dem ägyptischen Erdölministerium Verträge zur Exploration und Erschließung von Erdgasreserven im östlichen Nildelta und im Golf von Suez. Die Verträge hatten ein Volumen von über 2 Mrd. US\$.<sup>870</sup>

---

<sup>868</sup> Vgl. Watkins, Eric: Algerian oil, gas output 'unaffected' by corruption probe, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.01.10, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8692741110/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/2010/01/algerian-oil\\_gas/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary212010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8692741110/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/2010/01/algerian-oil_gas/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary212010.html), 22.01.10.

<sup>869</sup> Vgl. Ders., Algeria awards 3 E&D licenses; 10 offered, in: Oil & Gas Journal (Online), 22.12.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0187831823/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/12/algeria-awards\\_3\\_e/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary42010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0187831823/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/12/algeria-awards_3_e/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary42010.html), 05.01.10.

<sup>870</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Egypt signs \$2.3 billion oil, gas deals, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0124072560/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-egypt-signs\\_\\_2\\_3\\_billion.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0124072560/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-egypt-signs__2_3_billion.html), 24.08.09.



### **Verdichtung 28 (7.3.4)**

Die drei nordafrikanischen Länder produzieren bedeutende Mengen Erdgas und haben in der Vergangenheit die Produktion deutlich erhöht. Allerdings werden große Mengen Erdgas für die Erdölförderung eingesetzt oder müssen in die Lagerstätten zurückgepumpt werden. Generell liegen die Förderkosten in Nordafrika im Vergleich zu anderen Regionen niedrig. Da der Großteil der Förderung aus weit verstreuten Feldern in entlegenen Gegenden stammt, schlagen aber hohe Infrastrukturkosten zu Buche. Der Investitionsbedarf ist aufgrund der anvisierten Produktions- und Exporterhöhungen sehr hoch. Sollte dieser nicht gedeckt werden können, hätte dies Auswirkungen auf das zukünftige Produktions- und Exportpotential. In Libyen, wo Erdgas meistens als Begleitgas gefördert wird, muss besonders dringend in die Erschließung neuer Felder investiert werden. Im Allgemeinen haben Projekte in Nordafrika immer wieder mit Verzögerungen zu kämpfen. Trotz der zahlreichen Probleme (Korruption, Bürokratiwillkür, politische Instabilität, etc.) werden insgesamt die Chancen, genügend Investitionen anziehen zu können, von Marktbeobachtern positiv eingeschätzt. Dominiert bereits die EU als Ziel der aktuellen Pipeline & LNG-Exporte, ist Europa auch Ziel der meisten zukünftigen Exportprojekte. Algerien erhofft sich zudem durch den Bau der TSGP eine Stärkung der eigenen Position gegenüber der EU. Das hohe Exportpotential wird v. a. von dem wachsenden Eigenbedarf Nordafrikas begrenzt.

### 7.3.5 Die Energiestrategie der nordafrikanischen Akteure

Der Stellenwert von Erdgas und Erdöl für die Wirtschaft der drei Staaten ist enorm, entsprechend hoch ist die Bedeutung der gewählten Strategie für die Länder. In Algerien machten die Einnahmen aus dem Sektor (Öl und Gas) 48% des BIP, 97% der Exporte und 77% des Staatsetats von 2007 aus.<sup>871</sup> Die Bedeutung von Erdgas dürfte hierbei mit der steigenden Gasproduktion und der rückgängigen Ölförderung zunehmen. Ähnlich bedeutsam ist der Energiesektor für Libyen. Dort stellen Öl und Gas 95% der Exporte, 30% des BIPs und 75% des Staatshaushalts. In Ägypten ist der Anteil von Öl und Gas zwar mit 9% des BIPs gering, die relative Bedeutung von Erdgas dürfte jedoch aufgrund steigender Erdgasexporte zunehmen.<sup>872</sup>

Wie in vielen rohstoffreichen Ländern steht der Energiesektor in den nordafrikanischen Staaten aufgrund der überragenden Bedeutung unter starkem politischem Einfluss. Nicht selten wird Energie als Instrument zur Realisierung sektorfremder Politikziele verwendet. In Algerien z. B. sind die wichtigsten Ziele der Energiepolitik die Sicherung der finanziellen Stabilität des Landes, die Deckung des eigenen Energiebedarfs, die Schaffung neuer Unternehmen und verwandter Industrien (z. B. Petrochemie), die Tötigung von Investitionen

---

<sup>871</sup> Erdgas macht ca. ein Drittel der Einnahmen aus den Geschäften mit Kohlenwasserstoffen in Algerien aus. Vgl. Ministère de l'Énergie et des Mines (République Algérienne Démocratique et Populaire): Evolution du Secteur de l'Énergie et des Mines Réalisations 1962-2007. Édition 2008, Algier 2008, S. 15, 62ff, unter: [http://www.mem-algeria.org/fr/statistiques/Bilan\\_1962-2007.pdf](http://www.mem-algeria.org/fr/statistiques/Bilan_1962-2007.pdf), 03.04.09. Erdgas macht ca. ein Drittel der Einnahmen aus den Geschäften mit Kohlenwasserstoffen in Algerien aus.

<sup>872</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 310, 434.

im In- und Ausland, die Erhöhung der Beschäftigungschancen im Land und die Verbesserung der Effizienz des Energiesektors.<sup>873</sup> Zu diesem Zweck ist eines der Eckpfeiler der algerischen Energiestrategie der Ausbau der weltweiten Erdgasexporte. Sonatrach kommt hierbei eine zentrale Rolle zu. Das Unternehmen soll auf der einen Seite seine Stellung im mediterranen Markt, vorwiegend in Europa, festigen und gezielt ausbauen. Auf der anderen Seite soll Sonatrach besonders im atlantischen LNG-Markt expandieren. Besonders im US-Markt werden die besten Chancen gesehen. Das Unternehmen möchte zudem gerne in den entsprechenden Zielmärkten die eigene Präsenz im Downstream ausweiten. Die Exporte sollen bis spätestens 2012 insgesamt 85 Bcm erreichen (ursprünglich sollten die Exporte bereits 2010 diese Höhe erreichen).<sup>874</sup> In der algerischen Energiestrategie soll Erdgas, trotz seiner bereits wichtigen Stellung, auch im Inland weiter an Gewicht gewinnen.

Hatte man sich fast ausschließlich auf die Erdölförderung konzentriert, setzt die libysche Führung, nach Aufhebung der internationalen Sanktionen, einen stärkeren Fokus auf Erdgas. Libyen hofft, genügend internationale Investitionen anziehen zu können, um die eigene Erdgasproduktion deutlich zu erhöhen. Dabei sollen die Exporte Richtung Norden, dank der geographische Nähe zu Europa, ausgebaut werden. Allerdings ist ebenfalls geplant, den eigenen Konsum zu fördern, um den Ölverbrauch im Land zu senken und mehr Öl exportieren zu können. Besonders bei der Stromerzeugung möchte Tripolis in Zukunft stärker auf Erdgas setzen.

Ägypten ist bemüht, die seit Jahren abnehmende Erdölförderung durch die Ankurbelung der Erdgasproduktion auszugleichen. Erdgas soll im Inland Öl teilweise substituieren, was einen massiven Ausbau der Erdgasinfrastruktur notwendig macht. Die Erdgasförderung ist in den letzten Jahren derart schnell gestiegen (von 2004 bis 2008 um mehr als 78%), dass die Festlegung des Exports als strategisches Ziel, trotz des ansteigenden Inlandsverbrauchs, ebenfalls in die Strategie aufgenommen wurde. Ägypten treibt den Export nicht nur durch die massive Erweiterung der LNG-Kapazitäten, sondern auch durch Bau und Ausbau von Pipelines wie z. B. der Arabischen-Gaspipeline voran.<sup>875</sup> Voraussetzung, um sowohl den Inlandsverbrauch als auch eine aggressive Exportpolitik verfolgen zu können, ist eine weiterhin ansteigende Erdgasförderung. Um dies sicherzustellen, ist Ägypten bemüht, schwierige Förderregionen, wie z. B. die Offshore-Tiefseefelder im Mittelmeer oder am Golf von Suez, durch die Gewährung von Erleichterungen für internationale Unternehmen,

---

<sup>873</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 266f.

<sup>874</sup> Vgl. Sonatrach SPA: Contribution of Algeria to the development of the LNG industry, S. 9.

<sup>875</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 283, 310, 434.

attraktiver zu gestalten.<sup>876</sup> Zudem legt die ägyptische Verfassung fest, dass nur ein Drittel der Reserven exportiert werden dürfen (ein Drittel muss für die Inlandsversorgung freigehalten werden und wiederum ein Drittel darf nicht gefördert werden, sondern bleibt als strategische Reserve in den Reservoirs). Aus diesem Grund sind, neben der Produktionserhöhung, intensive Explorationsaktivitäten notwendig, um die Exportziele Kairos zu erreichen.<sup>877</sup>

### 7.3.6 Die Organisation des Erdgasmarktes

In allen Ländern der Region spielen der Staat oder staatlich kontrollierte Akteure eine zentrale Rolle. Insgesamt wird die Organisation des Gassektors in den wichtigsten nordafrikanischen Ländern von einem Modell dominiert, das von staatlichen, vertikal integrierten Monopolen und einer starken Regulierung geprägt ist.

#### 7.3.6.1 Algerien

In Algerien hat man im Verlauf der 1980er und 90er Jahre (Hydrocarbons Law von 1986, reformiert 1991) die Rolle des Staates und der staatlichen Sonatrach schrittweise zurückgefahren, um die Attraktivität des Energiesektors für ausländische Investitionen zu erhöhen. Im Jahr 2002 wurde sogar die unabhängige Regulierungsbehörde Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) geschaffen. Ihre Hauptaufgaben ist, u. a. die Festlegung der Gstarife und v. a. der Tarife für den Zugang Dritter auf die Transport- und Distributionsnetze festzulegen (regulated TPA, third-party access), die Regierung zu beraten sowie wettbewerbsfähige und transparente Gasmärkte zu fördern.<sup>878</sup>

Internationalen Unternehmen wurde auf diesem Weg die Möglichkeit eröffnet, mit Sonatrach Kooperationen und PSAs im Upstream einzugehen. Vor allem die letzte Reform aus dem Jahr 2005 hat zu einer Deregulierung des Up- und Downstreams geführt, durch die sich der Sektor einer verstärkten ausländischer Beteiligung geöffnet hat. Die wichtigsten Veränderungen der Reform von 2005 betreffen das staatliche Unternehmen Sonatrach. War Sonatrach bis dahin de facto als der verlängerte Arm der algerischen Regierung aufgetreten, indem es dem Unternehmen oblag, Förderlizenzen und Verträge mit internationalen Konzernen im Namen des Staates auszuhandeln und ihre Einhaltung zu überwachen, übernimmt dies nun eine eigens zu diesem Zweck eingerichtete Behörde. Diese Behörde ist dem Energieministerium und damit der Regierung direkt unterstellt. Darüber hinaus wurde das Steuerregime so

---

<sup>876</sup> Vgl. Bassiouni, Yomna: „Going offshore, sailing to the future!“, in: Egypt Oil & Gas Newspaper Nr. 28, April 2009, S. 16.

<sup>877</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 167.

<sup>878</sup> Vgl. Ebd., S. 178ff.

geändert, dass bestimmte Regionen – trotz eines geringeren Reservenpotentials – Anreize für internationale Konzerne bieten, so dass diese Regionen erschlossen werden können.<sup>879</sup>

Änderungen an der Reform von 2005 wurden jedoch bereits 2006/2007 vorgenommen. Algerien verschärfte die Bedingungen, die internationale Unternehmen mit Interesse an Investitionen im Upstream erfüllen müssen. Unter anderem müssen seitdem Mindestförderziele erfüllt und Sonatrach Erdgas- oder Erdölreserven in anderen Staaten zum Tausch angeboten werden (asset-swaps). Außerdem muss Sonatrach immer 51% an allen Projekten halten und es wird eine neue Sondersteuer auf die Produktion erhoben. Ende 2008 gab es die erste Möglichkeit, den neuen Bietmechanismus anzuwenden, doch kann der Versuch als gescheitert betrachtet werden, da die Auktion von algerischer Seite abgebrochen werden musste und verschiedene Unternehmen das System als zu kompliziert und zu wenig objektiv kritisierten.<sup>880</sup>

Bereits frühzeitig kündigte Algerien an, für 2009 eine neue Runde für interessierte internationale Energiekonzerne zu eröffnen. Es sollten v. a. solche Unternehmen berücksichtigt werden, die Erfahrung mit der Förderung nicht-konventioneller Erdgase haben. Im algerischen Angebot befanden sich 25 Blöcke mit “high-potential petroleum resources”. Für die Bieterrunde, die im Dezember 2009 durchgeführt wurde, hatten sich neben der deutschen E.ON Ruhrgas auch Unternehmen wie Eni, BG oder Gazprom erfolgreich qualifiziert.<sup>881</sup> Um ein Scheitern der Lizenzvergabe zu verhindern, zog Algerien einige Forderungen gegenüber 2008 zurück (z. B. verzichtete man auf asset-swaps). Insgesamt blieben die Konditionen jedoch ähnlich streng wie 2008.<sup>882</sup>

Das Ergebnis der Lizenzversteigerung am 20. Dezember 2009 war entsprechend von geringem Erfolg gekrönt. Von den letzten Endes 10 angebotenen E&P-Lizenzen fanden lediglich drei einen Abnehmer. Bei der Pressekonferenz erklärte der algerische Energieminister das enttäuschende Ergebnis mit der Finanz- und Wirtschaftskrise. Zum Teil könnte die Krise tatsächlich negative Auswirkungen auf die Lizenzversteigerung gehabt haben. Die geringe Investitionsbereitschaft internationaler Konzerne in Algerien steht jedoch primär mit den strengen Auflagen zusammen. Zwar war das Lizenzierungsverfahren gegenüber dem Vorjahr nachgebessert worden, z. B. durften die bietenden Konzerne selbst

---

<sup>879</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 281ff, 191.

<sup>880</sup> Vgl. Sonatrach Wants Overseas Assets In Return For E&P Deals, in: APS Review Gas Market Trends 09.02.2009, unter: <http://www.allbusiness.com/government/government-bodies-offices/11783095-1.html>, 08.04.09.

<sup>881</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Algeria launches new licensing round, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7053381198/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-algeria-launches\\_new.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7053381198/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-algeria-launches_new.html), 04.07.09.

<sup>882</sup> Vgl. Salisbury, Peter: Algiers eases terms for oil majors in licensing round, in: Middle East Economic Digest (Online), 30.10.2009, unter: <http://www.meed.com/3001669.article>, 31.10.2009.

die Gebiete aussuchen, in denen sie aktiv werden wollten. Insgesamt muss das Verfahren aber grundlegend verbessert werden, um zukünftig erfolgreich zu sein.<sup>883</sup> In einigen algerischen Medien wurde das schlechte Ergebnis auch mit der Korruptionsaffäre bei Sonatrach in Verbindung gebracht.<sup>884</sup>

Bis heute bleibt Sonatrach, trotz einer starken Präsenz internationaler Energiekonzerne, wichtigster Akteur in Algerien. Das Unternehmen, das 1963 gegründet wurde und 1971 – im Zuge der vollständigen Nationalisierung des Energiesektors – die Vermögenswerte aller damals im algerischen Energiesektor tätigen Unternehmen übernahm, förderte 2007 insgesamt (inklusive der Produktion in Partnerschaft mit anderen Gesellschaften) 153 Bcm Erdgas (brutto, primary production).<sup>885</sup> Das staatliche Unternehmen war laut eigenen Angaben weltweit auf Rang 12 unter den größten Rohöl- und Erdgasexporteuren – als reiner Erdgasexporteur sogar auf Platz 3 und in Afrika die Nummer eins (Sonatrach beruft sich auf Petroleum Intelligence Weekly, PIW Ranking 2007, Daten für 2006<sup>886</sup>).

#### 7.3.6.2 Libyen

Libyen verfolgt seit 2003 eine Politik der wirtschaftlichen Öffnung, die es für internationale Unternehmen attraktiver machen soll, sich am libyschen Energiesektor zu beteiligen. Eine Privatisierung des Sektors ist allerdings nicht beabsichtigt. Die Reformen zielen darauf ab, mehr internationale Investitionen ins Land zu locken und haben seit der Abschaffung der langjährigen Sanktionen (v. a. 2003 und 2004) deutlich an Kraft gewonnen.<sup>887</sup> Gleichzeitig treibt Tripolis eine „Libyanisierung“ (Libyanisation<sup>888</sup>) der Wirtschaft voran, die in einem gewissen Gegensatz zu der Politik der Öffnung steht und die Aktivitäten internationaler Unternehmen im Land erschweren. Heute sind viele der großen internationalen Energiekonzerne bei der Exploration und Förderung von Erdgas aktiv, u. a. Eni, Statoil, BP, Shell und ExxonMobil. Ihren Aktivitäten können sie im Rahmen von Exploration and Production Sharing Agreements (EPSAs) nachgehen, die sie mit der staatlichen libyschen NOC oder einer ihrer Tochtergesellschaften (z. B. SOC) eingehen können.

---

<sup>883</sup> Vgl. Ders., Algeria's tough energy terms are self-defeating, in: Middle East Economic Digest (Online), 24.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3003087.article>, 02.01.10.

<sup>884</sup> Vgl. Watkins, Eric: Algerian oil, gas output 'unaffected' by corruption probe.

<sup>885</sup> Vgl. Sonatrach SPA: Sonatrach Annual Report 2007, S. 29.

<sup>886</sup> Ranking zu finden unter: [http://www.cpzulia.org/ARCHIVOS/PIW\\_50\\_Top\\_Oil\\_Companies\\_2007.pdf](http://www.cpzulia.org/ARCHIVOS/PIW_50_Top_Oil_Companies_2007.pdf), 17.04.09.

<sup>887</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 434, 436.

<sup>888</sup> Darunter versteht man im Grunde die Praktik, für jeden in Libyen beschäftigten Ausländer einen entsprechend ausgebildeten libyschen Arbeiter beschäftigen oder ausbilden zu müssen. Zusätzlich beinhaltet die Politik der Libyanisation eine Bevorzugung libyscher Firmen. Ziel ist es ausländische Aktivitäten durch libysche zu ersetzen.

Die NOC unterstand zwischen September 2006 und 2009 direkt dem Rat für Öl- und Gasangelegenheiten (Council for Oil and Gas Affairs), der damals das Energieministerium ersetzte und die NOC beaufsichtigen sollte. Der Rat wurde vom Premierminister geleitet und war damit der Regierung direkt untergeordnet, ließ jedoch der NOC de facto große Autonomie. Im September 2009 ersetzte der Oberste Rat für Energieangelegenheiten (Supreme Council of Energy Affairs) den Rat für Öl- und Gasangelegenheiten. Was auf den ersten Blick nur nach einer Namensänderung aussieht, könnte große Auswirkungen auf die Zukunft des libyschen Energiesektors haben, da das neue Gremium einem größeren Einfluss des staatlichen Sicherheitsapparates ausgesetzt und mit deutlich mehr Handlungsvollmachten ausgestattet ist. Der neue Oberste Rat wird nicht nur die Produktionsziele im Energiesektor festlegen und die NOC beaufsichtigen, sondern wird auch direkt die Verträge mit den internationalen Energiekonzernen aushandeln. Es wird befürchtet, dass der Oberste Rat nationalistischen Tendenzen im libyschen Energiesektor Vorschub leisten und die früheren Reformbemühungen zunichte machen könnte.<sup>889</sup>

Die Beteiligung internationaler Unternehmen über EPSAs gibt es bereits seit 1974. EPSAs sind jedoch im Laufe der Zeit mehrmals reformiert worden, meistens zu Gunsten der NOC. Nach 1981 und 1988 war die letzte dieser Reformen 2004, als die bis jetzt gültigen EPSAs IV eingeführt wurden. Während sich frühere EPSAs nur auf Erdöl bezogen und eventuelle Erdgasfunde außer Acht ließen, beinhalten EPSAs seit EPSA III eine Gasklausel für Erdgasfunde (non-associated). Laut EPSA IV trägt der internationale Investor die gesamten Explorationskosten. Im Falle eines Fundes werden die für die Erschließung anfallenden Kosten zwischen Investor und NOC geteilt. Der Primary Split bestimmt den maximalen Anteil des Erdgases (bzw. Erdöls), den das internationale Unternehmen bekommt.

Die auf Grundlage von EPSA IV durchgeführten Bierrunden für die Ersteigerung von E&P-Lizenzen waren sehr erfolgreich und brachten dem libyschen Staat allein in den drei ersten Versteigerungen über 320 Mio. US\$ ein. Dabei wurde der NOC von den meisten internationalen Konzernen ein Anteil von 61-89% der Förderung eingeräumt. Neben EPSA existieren ebenfalls Development & Production Sharing Agreements (DEPSA oder DPSA). Bei diesen Verträgen geht es darum, die Produktion aus bekannten, meist reifen Feldern

---

<sup>889</sup> Vgl. Salisbury, Peter: Tripoli reviews downstream management, in: Middle East Economic Digest (Online), 16.10.2009, unter: <http://www.meed.com/3001320.article>, und vgl. Hoyos, Carola: Libya's new supreme council for energy signals further nationalism creep, Financial Times (Online), FT Energy Source, unter: <http://blogs.ft.com/energy-source/2009/10/05/libyas-new-supreme-council-for-energy-signals-further-nationalism-creep/>, beides 17.10.09.

wiederaufzunehmen oder zu erhöhen.<sup>890</sup> Libyen hat für die Implementierung des EPSA IV-Rahmenvertrages von internationalen Investoren einerseits positive Bewertungen bekommen, v. a. was die verbesserte Transparenz im Lizenzierungsverfahren angeht. Als problematisch wird jedoch andererseits empfunden, dass die NOC insgesamt unverhältnismäßig profitiert.

### 7.3.6.3 Ägypten

Im ägyptischen Energiesektor hat der Staat generell eine zentrale Präsenz, so auch speziell bei Erdgas. Die meisten Erdgaslager gehören dem Staat und werden von staatlichen Unternehmen kontrolliert, meistens von der EGAS. Die Egyptian Natural Gas Holding Company wurde erst 2001, im Zuge der nach oben korrigierten Reservenschätzungen, speziell zum Zweck des Managements von Up- und Downstreamprojekten im Erdgassektor gegründet. Ausländischen Investoren bietet Ägypten seit 1991, auf Grundlage von langjährigen PSAs (20 Jahre), eine Beteiligung am Gassektor an. Allerdings steht es dem Staat nach der Vergabe einer Lizenz jederzeit offen, nicht nur 50% eines Förderprojekts zu übernehmen, sondern ebenfalls das produzierte Erdgas (oder Rohöl) aufzukaufen. Wenn ein internationales Unternehmen in Ägypten E&P-Lizenzen erwirbt und ein JV mit der staatlichen EGAS eingeht, übernimmt der internationale Konzern nicht nur die gesamten Explorations- sondern ebenfalls die anfänglichen Erschließungskosten. Bei Beginn der Förderung darf der Konzern bis zu 40% der Produktion einbehalten, um die getätigten Investitionen und bis dahin angefallenen Betriebskosten auszugleichen. Die restliche Förderung wird zwischen EGAS und dem ausländischen Partner 50-50 geteilt.<sup>891</sup> Das Land gilt als relativ sicherer Ort für Investitionen, doch ist Kairo nicht mit der aktuellen Situation zufrieden. Insgesamt kommen angestrebte Reformen zur Liberalisierung des Marktes nur schleppend voran.<sup>892</sup>

---

<sup>890</sup> Vgl. Massaras, Dimitri: Libya - Land of Emerging Opportunities, PESGB Monthly Newsletter, Februar 2007, bei IHS unter: <http://energy.ihs.com/News/published-articles/articles/libya-land-emerging-opportunities.htm>, 13.04.09.

<sup>891</sup> Vgl. Critchlow, Julian / Prioireschi, Roberto / Scalise, Joseph: North African gas provides ready European supply option, S. 66.

<sup>892</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 310, 314f, 331.

### **Verdichtung 29 (7.3.5-7.3.6)**

Der Energiesektor hat für alle drei Staaten eine herausragende Bedeutung und ist für einen Großteil der Staatseinnahmen verantwortlich. Erdgas dürfte in Zukunft an Bedeutung zunehmen. Der Energiesektor wird von den Staaten oft für die Umsetzung sektorfremder Ziele eingesetzt. Alle Staaten planen die Exporte zu erhöhen. Aufgrund der bestehenden Infrastrukturverbindungen, der geographischen Nähe und der gewachsenen Beziehungen, wird Europa auch in Zukunft wichtigstes Ziel der Exporte bleiben. Dabei sind die Staaten an einem stärkeren Engagement in Europa interessiert. Alle drei planen einen stärkeren Einsatz von Erdgas im Inland. Diese Doppelstrategie erfordert einen hohen Ausbau der Produktionskapazitäten und der Reservenbasis. Internationale Konzerne könnten die hierfür notwendigen Investitionen stellen. Konzerne können in den Ländern aktiv werden, obwohl der Staat einen sehr starken Einfluss besitzt, die Energiesektoren stark reguliert sind und von staatlichen, vertikal integrierten Konzernen dominiert werden. International als positiv empfundene Reformen wurden teils wieder rückgängig gemacht oder drohen nicht weitergeführt zu werden. In Libyen wird ein zunehmender Einfluss des staatlichen Sicherheitsapparats auf den Energiesektor befürchtet. Enttäuschende Lizenzversteigerungen könnten auf Probleme in Zukunft hindeuten. Trotzdem sind sehr viele internationale Konzerne im Rahmen von Minderheitsbeteiligungen in Nordafrika aktiv.

### 7.3.7 Beziehungsebene

Energie spielt für Algerien, Libyen und Ägypten eine herausragende Rolle, die sich ebenfalls bei ihren Beziehungen fortführt. Bezüglich Erdgas steht Europa dabei für diese Staaten als wichtigster Abnehmer im Zentrum. Bereits im Kapitel zur europäischen Situation wurden die Energiebeziehungen Europas zu Nordafrika dargestellt, deshalb sollen an diese Stelle nur die Beziehungen zu einzelnen EU-Staaten und ausgewählten europäischen Energieunternehmen sowie zu ihren Nachbarn und zu anderen erdgasfördernden Staaten betrachtet werden.

Für Algerien sind die Beziehungen zu den Nachbarstaaten Tunesien und Marokko aus energiepolitischer Sicht unmittelbar von Bedeutung, da sie als Transitstaaten für die bestehenden Gaspipelines nach Europa dienen (Pedro Duran Farrell und Enrico Mattei). Obwohl die Beziehungen zu beiden Ländern momentan nicht als problematisch gelten, sind sie historisch belastet. Zu bewaffneten Auseinandersetzungen ist es 1963 im Anschluss an die algerische Unabhängigkeit gekommen, als Marokko territoriale Ansprüche gegenüber Algier geltend machte. Zusätzlich weist Algier, wie viele andere Staaten, die Rechtmäßigkeit der marokkanischen Besetzung der Westsahara als illegitim ab. Die algerische Unterstützung der Polisario und die Duldung der Exilregierung auf algerischem Territorium haben immer wieder zu Spannungen zwischen beiden Staaten geführt.

Ungelöste Grenzfragen zwischen beiden Seiten (territoriale Ansprüche der algerischen Regierungspartei über die Chirac Pastures im südöstlichen Marokko) und regelmäßige Vorwürfe, militanten Gruppen Unterschlupf zu gewähren und am Waffenschmuggel beteiligt



zu sein, führen öfters zu Verstimmungen. Erst eine UN Vereinbarung 1988, in der Marokko das Selbstbestimmungsrecht der Westsahara zum Teil anerkannte<sup>893</sup> und eine weitere in der ersten Hälfte des Jahres 1989, konnten die dringlichsten Grenzfragen zwischen beiden Staaten klären. Die Gründung der Union of the Arab Maghreb (UMA) trug zusätzlich zur Besserung der Beziehungen bei<sup>894</sup>, was den späteren Bau der Pedro Duran Farrell-Pipeline überhaupt möglich machte. Ungeklärte Grenzfragen gibt es auch bezüglich des östlichen Nachbarn Libyen, der im Südosten Algeriens rund 32.000 km<sup>2</sup> beansprucht.<sup>895</sup>

Mit Tunesien hat Algerien keinerlei Grenzkonflikte und die Beziehungen zwischen beiden Staaten können seit Jahren gemeinhin als stabil bezeichnet werden. Allerdings verliefen die Beziehungen zu Tunesien als Transitstaat nicht reibungslos. So drohte bereits der Bau der Transmed-Pipeline an tunesischen Forderungen zu scheitern. Tunis verlangte 12% des Wertes von dem durch die Röhre transportierten Gases als Transitgebühr, obwohl das Land keinerlei Risiken bei dem Bau der Leitung einging und nicht an den Kosten des Projekts beteiligt war. Eni galt als treibende Kraft hinter dem Projekt und erhöhte den Druck auf Tunesien. Erst als die Italiener drohten, statt auf die Transmed-Pipeline auf algerisches LNG setzen zu wollen, lenkte man in Tunis ein. Letzten Endes einigte man sich auf eine Transitgebühr in Höhe von 5,625%, die in Bar oder Gas zahlbar war.<sup>896</sup> Marokko und Tunesien werden als Transitstaaten detaillierter in Unterkapitel 8.3.5 untersucht.

Die Beziehungen zwischen Algerien und seinen wichtigsten Erdgasabnehmern, Italien und Spanien, sowie zwischen Sonatrach und den Energieunternehmen aus diesen Ländern (v. a. Eni), gelten als gut. Algerien genießt einen Ruf als vertrauenswürdiger und sicherer Erdgaslieferant. Trotzdem ist es auch zwischen Algerien und seinen wichtigsten Partnern zu Disputen gekommen. Die größten Auswirkungen auf die Erdgaslieferungen nach Europa hatte eine Auseinandersetzung zwischen Eni und Sonatrach im Jahr 1980. Mitten in der Bauphase der Transmed-Pipeline forderte die neue algerische Führung (seit 1979) eine Preiserhöhung von knapp 60% für das nach Italien zu liefernde Erdgas. Sonatrach forderte mehr als 5,50 US\$ pro MMBtu statt der 1977 vereinbarten 3,50 US\$, was für Eni nach Einberechnung der tunesischen Transitgebühren, einen Gesamtpreis von 6,32 US\$ pro MMBtu bedeutet hätte. Als Eni auf die vertraglich vereinbarten Preise von 1977 beharrte, unterbrach Algerien nicht

---

<sup>893</sup> Vgl. Adebajo, Adekaye: Sheikhs, Soldiers and Sand, in: *The World Today*, Vol 56, Nr. 1, Januar 2000, S. 19-21.

<sup>894</sup> Vgl. Napoleoni, Loretta: North Africa: International Relations, in: Leonard, Thomas M. (Hrsg.), *Encyclopedia of the developing world*, Vol. 2, New York 2006, S. 1168f.

<sup>895</sup> Vgl. CIA *The World Factbook* (Internetauftritt): Algeria, 09.04.2009, unter: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ag.html>, 22.04.09.

<sup>896</sup> Vgl. Hayes, Mark H.: The Transmed and Maghreb projects: gas to Europe from North Africa, in: Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.), *Natural Gas and Geopolitics*, S. 60ff.

nur die Zahlung der projektbezogenen Schulden an italienische Banken, sondern verfügte eine sofortige Aussetzung aller italienischen Industrieverträge und Bauprojekte in Algerien. Die von Algerien geforderte Preiserhöhung geschah im Rahmen eines Wechsels in der Preispolitik des Landes. Dieser Wechsel beschränkte sich nicht exklusiv auf Italien, sondern betraf auch die USA, Spanien, Frankreich und Belgien.<sup>897</sup>

Algerien war dabei bereit, die eigenen Preisvorstellungen mit weiteren Lieferunterbrechungen durchzusetzen, wenn die Abnehmer die neuen Preise nicht akzeptierten. Der Disput währte fast zwei Jahre und wurde erst 1981 beigelegt, nachdem der italienische Staat (ähnlich wie zuvor der französische) sich bereit erklärte, den von Algerien geforderten *politischen* Gaspreis zu zahlen. Eni zahlte bei dieser Regelung das, was als *wirtschaftlicher* Preis betrachtet wurde. Der Staat trug also die Differenz zu dem von Algerien geforderten Preis. Obwohl sowohl Eni (Italien) als auch Sonatrach (Algerien) in der Zeit zusätzliche Kosten zu tragen hatten, gilt Algerien als Verlierer des Disputes. Denn durch den Konflikt verlor Algerien wichtige Anteile in Europa und den USA, wo man vorher noch mit den LNG-Lieferungen eine dominierende Position inne hatte. Außerdem führte die von Algerien durchgesetzte Preisformel, die sich an dem Rohölpreis richtete, zu einem rapiden Preisverfall, als die Rohölmärkte einbrachen. Mit Ölpreisen um die 10\$ pro Barrel, wie es sie 1986 gab, hätte die algerische Formel sogar zu einem negativen Preis geführt. Italien allerdings bot wenige Monate vorher eine Neuverhandlung der Verträge an, durch die zur ursprünglichen Preisformel (netback) zurückgekehrt wurde.

Aus diesen Gründen wird diese „*Gas-Schlacht*“ von einigen („*gas battle*“) auch als „*Gas-Fiasko*“ bezeichnet. Nach dem Gasdisput jedoch erarbeitete sich Algerien über viele Jahre den Ruf eines zuverlässigen Erdgaslieferanten Italiens über die Transmed-/Enrico Mattei-Pipeline<sup>898</sup> zurück. Trotz der schwierigen innenpolitischen Situation Algeriens, die von Unruhen und Terrorismus geprägt war, kam es nur 1997 zu einer fünftägigen Lieferunterbrechung nach Italien. Damals gelang es Terroristen, einen algerischen Teilabschnitt der Transmed-Pipeline durch einen Anschlag zu beschädigen.<sup>899</sup> Spanien hatte sich der *Gas-Schlacht* entziehen können, da Madrid entschied, auf algerisches Gas zu verzichten anstatt einen höheren Preis zu zahlen, zumal die vereinbarten Erdgasmengen von

---

<sup>897</sup> Die USA und Spanien entschieden sich im Gegensatz zu den anderen Staaten die höheren Preise nicht zu akzeptieren, sondern verzichteten ganz auf algerisches Gas. Dies war nur möglich, weil die USA im Vergleich zu den anderen nur einen Bruchteil ihres Erdgases aus Algerien bezogen bzw. weil Erdgas in Spanien nur eine untergeordnete Rolle in der Energiematrix spielte.

<sup>898</sup> Die Zerstörung von drei LNG Zügen in Skikda 2004 durch einen Unfall führten zu Unregelmäßigkeiten bei den LNG Lieferungen. Skikda belieferte LNG v.a. nach Italien, Spanien, Frankreich und Griechenland.

<sup>899</sup> Vgl. Hayes, Mark H.: The Transmed and Maghreb projects, S. 69ff, 86ff.

dem damals noch sehr überschaubaren spanischen Markt ohnehin nicht hätten aufgenommen werden konnten. In der jüngeren Vergangenheit ist es jedoch zu Spannungen zwischen spanischen und algerischen Akteuren gekommen. Im Jahr 2007 löste Sonatrach ein JV mit den spanischen Repsol und Gas Natural zur Entwicklung des integrierten Gassi Touil-LNG-Projektes aus dem Jahr 2004 auf und übernahm das Projekt anschließend selbst. Auf die Probleme rund um das Gassi Touil-Projekt ist bereits eingegangen worden (Kap. 7.3.4.3).

Libyen ist an mehreren Grenzdisputen beteiligt. Neben der Beanspruchung von gut 32.000 km<sup>2</sup> im Südosten Algeriens erhebt Tripolis Anspruch auf 25.000 km<sup>2</sup> in der Region Tommo im Nordosten Nigers. Zudem wird Libyen vorgeworfen, Tschad-Rebellen im Süden des Landes Rückzugsgebiete zu gewähren.<sup>900</sup> Momentan bestehen diese Konflikte nur unterschwellig und stellen, solange sie nicht akut ausbrechen, keine direkte Gefahr für die libyschen Energiebeziehungen dar. Dies liegt v. a. daran, dass die Gasexporte die Zielmärkte erreichen, ohne Transitgebiete durchqueren zu müssen (LNG bzw. Greenstream).

Ein höheres potentiell Risiko besteht durch die in der Vergangenheit zur Schau gestellte Schaukelpolitik Libyens, die u. a. vom Abrücken von Vereinbarungen oder plötzlichen Politikwechsel (sowohl zum Guten als auch zum Schlechten) gekennzeichnet war. So überraschte Libyen in den 1980er Jahren z. B. mit Ansätzen zur Liberalisierung und Privatisierung der Wirtschaft, nachdem der politische Diskurs der 1970er von einer starken libyschen Aversion gegen eben solche Maßnahmen geprägt gewesen war. Später aber verfiel das Land erneut in eine restriktivere, von staatlichen Akteuren dominierte Wirtschaftspolitik.

Diese libysche Unberechenbarkeit zeigt sich auch in der beunruhigenden Bereitschaft, Energielieferungen als politische Waffen einzusetzen. Als z. B. die Schweiz sich weigerte, eine Entschuldigung für die Verhaftung eines Sohnes Gaddafis in 2008 auszusprechen, wurden kurzerhand die Rohölexporte in die Schweiz gestoppt, die Büros schweizerischer Firmen in Tripolis geschlossen und Mitarbeiter derselben gefangen genommen. Erst ein Besuch des Schweizer Bundespräsidenten und eine förmliche Entschuldigung brachten eine temporäre Normalisierung der Beziehungen.<sup>901</sup>

Als weiteres Beispiel kann die Freilassung von Abdel Basset al-Megrahi, der in Schottland für das Lockerbie Attentat im Gefängnis saß und aus humanitären Gründen vorzeitig aus der Haft entlassen wurde. Die schottische Justiz gibt als Grund für die Freilassung einzig und allein die

---

<sup>900</sup> Vgl. CIA The World Factbook (Internetauftritt): Libya, 09.04.2009, unter: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ly.html>, 22.04.09.

<sup>901</sup> Vgl. Luft, Gal: „When Hannibal met Heidi. Scotland's not the only country with egg on its face“, in: Chicago Tribune (Online), 25.08.2009, unter: <http://www.chicagotribune.com/news/opinion/chi-oped0825libyaug25,0,7473568.story>, 26.08.09.

terminale Krebserkrankung des Libyers an. BP aber hat bereits in 2007 die britische Regierung darüber informiert, dass Libyen ein Explorationsvertrag mit dem Unternehmen verzögere, weil die Ratifizierung eines Abkommens zum Gefangenenaustausch (Prisoner Transfer Agreement) zwischen dem VK und Libyen ins Stocken geraten war.<sup>902</sup>

Sollte Libyen aber den in den letzten Jahren eingeschlagenen Weg der (wenn auch langsamen) Öffnung und Reformen weitergehen, wird das Risiko im libyschen Energiesektor als relativ gering betrachtet.<sup>903</sup> Besonders enge Beziehungen bestehen zwischen der libyschen NOC und Eni. Das italienische Unternehmen ist momentan der größte ausländische Akteur in Libyen. Der Eni-Konzern gilt als strategischer Partner der Libyer und hat in 2008 seine Verträge vorzeitig um 25 Jahre verlängert, womit die Gasverträge nun bis zum Jahr 2047 gehen. Geplant ist v. a. der Ausbau von Militah als Gas-Hub und die Erhöhung der Exportkapazität.<sup>904</sup>

Ägypten hat alte Grenzdispute mit dem Sudan. Dabei handelt es sich um das Hala'ib Dreieck und um das damit verbundene Gebiet um Bir Tawil (auch „Bir Tawil-Trapezoid“ genannt). Während das erste Gebiet von beiden Seiten beansprucht wird, erhebt kurioserweise keines der beiden Staaten einen Anspruch auf das andere. Der Grenzdisput mit dem Sudan ist, ebenso wie die anderen Grenzdispute in der Region, keine unmittelbare Gefahr für den Erdgassektor des Landes oder für seine Exporte. Noch erreicht ägyptisches Erdgas die europäischen Märkte als LNG. Sollte in Zukunft Erdgas über die Arabische-Gaspipeline – und damit über Jordanien und Syrien – oder über eine z. B. durch Libyen führende Pipeline Europa erreichen, könnte dies das Risiko für die Erdgasexporte aus Ägypten erhöhen. Eine allgemeine Gefahr für die Stabilität Ägyptens entsteht v. a. durch Schmuggel, internationalen Terrorismus und islamistischen Ideologien aus dem benachbarten Gazastreifen.<sup>905</sup> Insgesamt ist das Risiko für den ägyptischen Energiesektor aber als gering einzustufen.<sup>906</sup>

Algerien, Libyen und Ägypten arbeiten im Rahmen des GECF, der sogenannten „Gas-OPEC“, zusammen. In vielen westlichen Konsumentenstaaten hat diese Organisation in den

---

<sup>902</sup> Vgl. Bergin, Tom: BP warned UK of risk in delayed Libya prisoner deal, Reuters, 04.00.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/worldNews/idUSTRE5832IB20090904>, 04.09.09.

<sup>903</sup> Vgl. Cordesman, Anthony H. / Al-Rodhan, Khalid R.: The changing dynamics of energy in the Middle East, Bd. 2, Westport 2006, S. 343ff.

<sup>904</sup> Vgl. Eni S.p.A.: Eni and NOC sign new petroleum contracts (EPSA IV) and establish the foundations for joint development of new oil & gas projects, Press Releases, 12.06.2008, unter: [http://www.eni.it/en\\_IT/media/press-releases/2008/06/2008-06-12-Eni-NOC-sign-new-petroleum-contracts.shtml?menu2=media-archive&menu3=press-releases](http://www.eni.it/en_IT/media/press-releases/2008/06/2008-06-12-Eni-NOC-sign-new-petroleum-contracts.shtml?menu2=media-archive&menu3=press-releases), 24.04.09.

<sup>905</sup> Vgl. CIA The World Factbook (Internetauftritt): Egypt, 09.04.2009, unter: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/eg.html>, 22.04.09.

<sup>906</sup> Vgl. Cordesman, Anthony H. / Al-Rodhan, Khalid R.: The changing dynamics of energy in the Middle East, Bd. 2, S. 307.

vergangenen Jahren Besorgnis hervorgerufen, doch hat das GECF bisher kaum konkrete Auswirkungen auf die Politik der drei nordafrikanischen Staaten gehabt. Im Jahr 2008 hat das GECF die bis dahin eher lockere Zusammenarbeit jedoch durch den Aufbau fester Institutionen gestärkt (siehe Kapitel 10). Wie erwähnt ist Ägypten, im Gegensatz zu Algerien und Libyen, kein Mitglied der OPEC. Alle drei Staaten sind aber Mitglieder der OAPEC, der Organisation der arabischen Erdöl exportierenden Staaten.

#### **Verdichtung 30 (7.3.7)**

Im Energie- und Gassektor spielt die EU für alle drei nordafrikanischen Staaten eine herausragende Rolle. Auch auf Unternehmensebene wird seit vielen Jahren zwischen den staatlichen Energiekonzernen und europäischen Unternehmen eng kooperiert. Trotzdem gab es in der Vergangenheit auch verschiedene Konflikte, wie z. B. das „*Gas-Fiasko*“ oder den Konflikt um Gassi Touil. Trotz Spannungen und historisch belasteten Beziehungen zwischen den Staaten der Region und deren Nachbarn, scheinen diese im Augenblick keine unmittelbaren Gefahren für die europäische Gasversorgung darzustellen. Alle drei Länder kooperieren im Rahmen des GECF.

#### 7.3.8 Fazit

Bei allen drei nordafrikanischen Staaten kommen mögliche Gefahren für den Erdgassektor überwiegend von innen. Die politischen Rahmenbedingungen in den nordafrikanischen Ländern sind aus demokratischer Perspektive mehr als verbesserungsbedürftig, die Regime können aber zumindest als stabil betrachtet werden. Ein gewisses Risiko besteht durch terroristische Anschläge v. a. in Algerien, jedoch ist es in den vergangenen Jahrzehnten nur ein Mal zu einer Beeinträchtigung der Energieexporte aufgrund terroristischer Angriffe gekommen. Ebenfalls in allen drei Ländern besteht ein gewisses Risiko aufgrund der Unberechenbarkeit der Politik. Besonders die libysche Führung legte in der Vergangenheit bereits öfters unvorhergesehene Politikwechsel an den Tag.

Dabei wird seit 2003 die Öffnung Libyens in erster Linie von Tripolis selbst betrieben und soll dazu dienen, die libysche Wirtschaft nach Jahrzehnten der Isolation zu modernisieren. Diese Modernisierung gilt auch weit über den Energiesektor hinaus, denn den Energiekonzernen folgten in der Vergangenheit zahlreiche Unternehmen anderer Branchen. Bei der Modernisierung der Wirtschaft aber ist das Land dringend auf das Know-how und auf die Investitionen internationaler Unternehmen angewiesen. Als Beispiel hierfür kann im Energiesektor der Bau zahlreicher Stromkraftwerke dienen, durch die zusätzliche Kapazitäten

in Höhe von 6.500 MW bis 2020 aufgebaut werden sollen.<sup>907</sup> Außerhalb des Energiesektors kann die Erhöhung der Wasserentsalzungskapazitäten im Land als Beispiel dienen, die bis 2015 verzehnfacht werden sollen.<sup>908</sup>

Die Beziehungen zu den Nachbarstaaten sind nicht unproblematisch, aber in den vergangenen Jahren stabil geblieben. Zwischen der EU und den drei nordafrikanischen Ländern besteht über verschiedene bi- und multilaterale Instrumente auch im Energiebereich eine gute Kooperation (siehe Kapitel 6.5.6), die aber besonders im libyschen Fall noch weiter ausgebaut werden kann. Denn die Region verfügt über erhebliche und günstig zu erschließende Reserven und Ressourcen, die dem europäischen Markt geographisch nahe sind. Trotz der Bedeutung von LNG in der Region, dominiert Europa seit Beginn der als Ziel für die Erdgaslieferungen. Die laufenden Exportprojekte richten sich meistens ebenfalls auf den europäischen Markt, so dass nicht mit einer Bedeutungsabnahme Europas zu rechnen ist. An diesem Umstand dürfte auch eine verstärkte Zusammenarbeit der drei Staaten (in welcher Form auch immer) innerhalb des GECF nichts ändern.

Zusätzlich zu den bereits erwiesenen Reserven wird durch stärkere Explorationsbemühungen mit der Entdeckung neuer Reserven gerechnet, besonders offshore. Des Weiteren ist die Erschließung neuer Erdgaslager, zumindest im Fall von Onshore-Erdgasfeldern, technisch nicht so aufwendig wie in anderen Weltregionen. Dadurch kann das Erdgas in der Region kostengünstiger gefördert werden, als in anderen nach Europa exportierenden Staaten – ein Vorteil, der sich besonders in Zeiten niedriger Energiepreise manifestiert. Die strategische Bedeutung Nordafrikas, besonders Algeriens, könnte durch den Bau von Projekten wie der TSGP in Zukunft weiter steigen.

Bis vor einem Jahr war mit keinen schwerwiegenden Problemen bei der Beschaffung der nötigen Investitionen zu rechnen. So galt Algerien aufgrund langjähriger guter Beziehungen zu Europa und der Einhaltung strenger EU-Umweltrichtlinien, spätestens jedoch seit den Reformen von 2005, als attraktives Investitionsziel im Erdgassektor.<sup>909</sup> Doch trotz der relativen Attraktivität Algeriens als Investitionsziel, ist auch an diesem bedeutenden Erdgasproduzenten die weltweite Wirtschaftskrise nicht spurlos vorbeigegangen. So hat die

---

<sup>907</sup> Vgl. Maree, Karin: Budget constraints delay progress in Libyan power sector, in: Middle East Economic Digest (Online), Special Report: Libya, 27.08.2009, unter: [http://www.meed.com/special\\_report/2009/08/budget\\_constraints\\_delay\\_progress\\_in\\_libyan\\_power\\_sector.html](http://www.meed.com/special_report/2009/08/budget_constraints_delay_progress_in_libyan_power_sector.html), 04.09.09.

<sup>908</sup> Vgl. Libya outlines desal expansion plan, in: Global Water Intelligence (Online), Vol. 10, Issue 8, August 2009, unter: <http://www.globalwaterintel.com/archive/10/8/general/libya-outlines-desal-expansion-plan.html>, 31.08.09.

<sup>909</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, Paris 2005, S. 305.

letzte Versteigerung von Explorationslizenzen nur geringe Resonanz bei potentiellen Investoren hervorgebracht. Der geringe Erfolg der Versteigerung hängt allerdings auch mit dem Mangel an Rechtssicherheit und Transparenz in der algerischen Wirtschaft zusammen.

Zudem ist eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der weltweiten Wirtschaftskrise eingetreten, auf die Algerien schlecht vorbereitet war.<sup>910</sup> Populistische Äußerungen des algerischen Präsidenten und der Schulterschluss mit Staaten wie Russland oder China werden Algerien nicht bei der Beschaffung weiterer Investitionen durch westliche Energiekonzerne helfen. Die Chancen für den libyschen und ägyptischen Energiesektor werden oft optimistischer bewertet. Doch auch hier ist mit einem Investitionsengpass aufgrund der globalen Krise zu rechnen. Für Kairo könnte es in Zukunft zusätzlich schwerer werden, internationale Investitionen anzulocken, weil benachbarte Staaten durch Reformen relativ an Attraktivität gewonnen haben.<sup>911</sup>

Alle drei Länder werden ihre Anstrengungen also verstärken müssen, wollen sie die dringenden Investitionen anziehen, um ihre ehrgeizigen Ziele zu erreichen. Die Erdgasproduktion muss dabei nicht nur zur Erfüllung der Exportziele unbedingt erhöht werden. Die Produktion muss auch den (beabsichtigten) rasant steigenden Eigenbedarf in Zukunft decken können. Dem Potential der Region als Erdgasexporteur wird v. a. durch den steigenden Erdgasverbrauch Grenzen gesetzt – überall dort, wo eine Substitution von Erdöl durch Gas betrieben wird. Das heißt aber auch, dass ein großer Teil der Investitionen durch den Ausbau der Infrastruktur für den heimischen Markt gebunden werden. Besonders angeheizt wird der Erdgaskonsum von dem steigenden Stromverbrauch. Aus diesem Grund sind Pläne, in Zukunft verstärkt auf erneuerbare Energien setzen zu wollen, für die Schaffung der benötigten Exportkapazitäten sinnvoll und nötig. Als Beispiel für eine ambitionierte Politik in diesem Bereich kann Ägypten dienen, wo man sich das Ziel gesetzt hat, bis 2020 ganze 20% des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien gewinnen zu wollen (v. a. Windkraft).<sup>912</sup> Dieser Bereich bietet auch der EU Raum, um aktiv zu werden. Durch die Unterstützung des Ausbaus erneuerbarer Energien, kann Brüssel dazu beitragen, ausreichende Erdgasvolumina für den europäischen Markt frei zu machen.

---

<sup>910</sup> Vgl. Werenfels, Isabelle: Bouteflika zum Dritten. Stabilitätsgarantie oder Stabilitätsrisiko?, SWP-Aktuell Nr. 19, Berlin 2009, S. 2ff.

<sup>911</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 330ff.

<sup>912</sup> Vgl. Interview with His Excellency Dr. Hassan Younes. Minister of Electricity and Energy, Arab Republic of Egypt, in: Global Energy for the Mediterranean, Nr. 4, Januar 2009, OME, S. 7.

### 7.3.9 Nigeria

Nigeria ist momentan der einzige Erdgaslieferant südlich der Sahara, der bedeutende Gasmengen an Europa exportiert. Dies geschieht bis jetzt exklusiv als LNG, weshalb in dieser Arbeit die Möglichkeit bestanden hätte, Nigeria gemeinsam mit anderen LNG-Exporteuren (z. B. Katar) in einem Kapitel zu untersuchen. Aufgrund des bisher ausgewählten geographischen Ansatzes jedoch, erscheint eine Eingliederung an das nordafrikanische Kapitel passender, zumal eine geplante Pipelineverbindung beide Gebiete in Zukunft miteinander verbinden könnte. Obwohl es südlich der Sahara mehrere Staaten mit Erdgasvorkommen gibt, die mittel oder langfristig planen, ihre Produktion zu erhöhen (z. B. Angola, Äquatorial Guinea, Kamerun, Gabun, Tschad oder die Republik Kongo) ist ein eigenes Kapitel aufgrund der insgesamt geringen Bedeutung der Region (ex. Nigeria) für die europäische Erdgasversorgung nicht gerechtfertigt.

#### 7.3.9.1 Die politische Situation

Nigeria ist nicht nur ein multiethnisches Land, sondern auch das bevölkerungsreichste Land in Afrika. Man geht davon aus, dass in Nigeria mehr als 250 verschiedene ethnische Gruppen leben, von denen die wichtigsten die Hausa und Fulani (im Norden), Yoruba (im Südwesten), Igbo (im Südosten) und die Ijaw (im Nigerdelta) sind. Diese stellen zusammen rund 78% der Nigerianer. Neben verschiedenen animistischen Religionen (immerhin 10% der Bevölkerung) dominieren im Norden des Landes der Islam (50%) und das Christentum (40%) im Süden.<sup>913</sup>

Es verwundert angesichts dieser Vielfalt nicht, dass die Hauptkonfliktlinien innerhalb Nigerias entlang ethnischer oder religiöser Bruchlinien verlaufen. Das Land ist seit 1960 offiziell unabhängig und seit 1963 eine Republik. Die Regierungen waren bis Ende der 1990er Jahre jedoch eher von Militärdiktaturen als von zivilen Regierungen geprägt. Der bisher gravierendste inner-nigerianische Konflikt war der zweieinhalb Jahre dauernde Bürgerkrieg („Biafra-Krieg“, 1967-1970) bei dem im Südosten Nigerias die Volksgruppe der Igbo versuchte, einen von Nigeria unabhängigen Staat zu behaupten. Der Bürgerkrieg forderte 3 Millionen Todesopfer und noch mal ebenso viele Flüchtlinge. Im Jahr 1999 kam nach landesweiten Wahlen eine zivile Regierung unter Olusegun Obasanjo an die Macht, der die aktuelle Regierung unter Umaru Musa Yar'Adua im Jahr 2007 folgte. Es handelt sich um die längste Zeitperiode ohne Militärcoup in der Geschichte Nigerias seit der Unabhängigkeit.<sup>914</sup>

---

<sup>913</sup> Vgl. Federal Research Division: Country Profile: Nigeria, Library of Congress, Washington D.C. 2008, S. 9, unter: <http://lcweb2.loc.gov/frd/cs/profiles/Nigeria.pdf>, 15.07.09.

<sup>914</sup> Vgl. Ebd., S. 4, 6f.



Yar'Adua, ein Muslim, befindet sich seit einigen Wochen in Saudi Arabien, wo er am Herzen operiert wurde. Die lange Abwesenheit des Präsidenten und die Weigerung, die Staatsgeschäfte an seinen christlichen Stellvertreter Goodluck Jonathan zu übertragen, haben in Nigeria Befürchtungen über einen möglichen Militärcoup aufkommen lassen.<sup>915</sup>

Die religiösen Auseinandersetzungen in Nigeria zwischen Muslimen und Christen bestehen bereits seit sehr langer Zeit. Seit 1999 gilt in 12 nördlichen Provinzen offiziell die Shari'a – die islamische Rechtsprechung – für alle Bewohner in den jeweiligen Provinzen. Die Spannungen eskalierten 2001, nach einigen Jahren relativer Ruhe. Damals kamen mehr als 1.000 Menschen um. Drei Jahre später starben erneut Hunderte bei Kämpfen in der Stadt Yelwa. In 2006 kam es v. a. in der Stadt Onitsha zu Auseinandersetzungen, als es nach der Veröffentlichung von Karikaturen („Mohammed-Karikaturen“) zu Angriffen muslimischer Nigerianer auf Kirchen und Vergeltungsangriffen christlicher Nigerianer auf Moscheen kam. Hierbei starben über einen mehrtägigen Zeitraum mehr als 100 Menschen. Bereits 2004 kamen in der religiös gemischten Stadt Jos mehr als 700 Menschen ums Leben. In 2008 starben dort mehr als 300 Nigerianer, nachdem einige Bewohner gegen den Ausgang von Regionalwahlen protestierten.

Ende Juli 2009 starben laut nigerianischen Medienberichten in religiös motivierten Unruhen im Norden Nigerias allein am ersten Tag über 150 Menschen. Die Unruhen begannen, als eine fundamentalistische muslimische Sekte (Boko Haram) eine Polizeistation in Maiduguri (Hauptstadt der Provinz Borno) angriff. An den Auseinandersetzungen sollen nicht nur Nigerianer, sondern ebenfalls Staatsangehörige aus dem Tschad und mutmaßliche nigerianische Taliban beteiligt gewesen sein.<sup>916</sup> Insgesamt starben bei den fünftägigen Unruhen Berichten zufolge mindestens 600 Menschen<sup>917</sup>, andere Quellen berichten sogar, über 780 Menschen seien den Kämpfen zum Opfer gefallen.<sup>918</sup> Im Januar 2010 starben in und

---

<sup>915</sup> Vgl. Da Costa, Gilbert: Nigerians Wonder: Could a Military Coup Help Us?, in: TIME (Online), 31.01.2010, unter: <http://www.time.com/time/world/article/0,8599,1957894,00.html?xid=newsletter-europe-weekly>, 07.02.10.

<sup>916</sup> Vgl. Musa, Njadvara u.a.: „Sectarian violence spreads, 157 feared dead in Borno, Kano“, in: The Guardian (Online), Nigeria, 28.07.2009, unter: [http://www.nguardiannews.com/news/article01/indexn2\\_html?pdate=280709&ptitle=Sectarian%20violence%20spreads,%20157%20feared%20dead%20in%20Borno,%20Kano](http://www.nguardiannews.com/news/article01/indexn2_html?pdate=280709&ptitle=Sectarian%20violence%20spreads,%20157%20feared%20dead%20in%20Borno,%20Kano) 28.07.09.

<sup>917</sup> Vgl. EuroNews: Nachrichtenbericht vom 31.07.2009 um 6:30, auch unter: <http://de.euronews.net/2009/07/30/nigerias-armee-setzt-sich-gegen-sekte-durch/>, 31.07.09.

<sup>918</sup> Vgl. Nigeria photo shows leader alive, BBC News (Online), 02.08.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8180475.stm>, 02.08.09.

um Jos bis zu 200 Menschen, nachdem muslimische Bewohner angeblich eine christliche Kirche in Brand steckten.<sup>919</sup>

Die meisten muslimisch-christlichen Auseinandersetzungen haben auch ethnische und ökonomische Faktoren. So finden zahlreiche Konflikte zwischen ethnischen Igbo, die meist christlich sind, und anderen, islamischen Volksgruppen statt. Viele Igbo hängen zudem immer noch der Idee eines unabhängigen Biafra Staates an.<sup>920</sup> Verschärfend kommt hinzu, dass sich ein Teil der „Republik Biafra“ (1967-1970) bis zum Nigerdelta erstreckte, wo die ethnisch verwandten Ijaw leben und ein Großteil der Erdöl- und Erdgasreserven Nigerias liegen. Kämpfe zwischen Muslimen und Christen haben seit der Rückkehr Nigerias zur Demokratie im Jahr 1999 schätzungsweise mehr als 10.000 Todesopfer gefordert.<sup>921</sup>

Am ressourcenreichen Nigerdelta setzt sich Nigeria seit mehreren Jahren mit Rebellen auseinander, die zum Teil mit Waffengewalt für eine stärkere Beteiligung an den Gewinnen der Energieindustrie und gegen die Umweltzerstörung als Folge der Öl- und Gasförderung kämpfen. Neben den Ogoni, die weltweit durch ihren (weitestgehend friedlichen) Kampf gegen die nigerianische Tochtergesellschaft des anglo-niederländischen Unternehmens Shell schlagzeilen machten, haben zweifelsohne die Ijaw durch ihren Krieg gegen die Zentralregierung traurige Prominenz erlangt. Die Ijaw-geführte Rebellengruppe Movement for the Emancipation of the Niger Delta (MEND) ist seit mehreren Jahren verantwortlich für zahlreiche Anschläge auf Vertreter der Zentralregierung im Nigerdelta, aber v. a. auf die in der Region tätigen internationalen Energieunternehmen und deren Mitarbeiter. Besonders seit 2006 sind verstärkte Aktivitäten der MEND zu beobachten, die sich von Entführungen (lokale Beamte und Angestellte der internationalen Energieunternehmen) bis hin zu Anschlägen auf Energieinfrastruktur erstreckten. Hatten die Anschläge ursprünglich politischen Charakter, zeigen sie heute starke kriminelle Tendenzen (Entführungen zu Profitzwecken). Verschärft wurde die Situation im September 2007, als einer der Führer der MEND, Henry Okah, in Angola festgenommen und an die nigerianische Regierung ausgeliefert wurde.<sup>922</sup>

---

<sup>919</sup> Vgl. Gambrell, Jon: More than 200 dead in Nigeria violence, The Associated Press, 20.01.2010, unter: [http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2010/01/20/AR2010012000542.html?wprss=rss\\_world/wires](http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2010/01/20/AR2010012000542.html?wprss=rss_world/wires), 20.01.10.

<sup>920</sup> Vgl. Polgreen, Lydia: „Nigeria Counts 100 Deaths Over Danish Caricatures“, in: The New York Times (Online), 24.02.2006, unter: <http://query.nytimes.com/gst/fullpage.html?res=9C06E5DF1F3EF937A15751C0A9609C8B63>, 15.07.09; und vgl. Connors, Will: Religious Violence Rages in Nigeria, in: TIME (Online), 05.12.2008, unter: [http://www.time.com/time/world/article/0,8599,1864801,00.html?iid=perma\\_share](http://www.time.com/time/world/article/0,8599,1864801,00.html?iid=perma_share), 15.07.09.

<sup>921</sup> Vgl. Federal Research Division: Country Profile: Nigeria, S. 22.

<sup>922</sup> Vgl. International Crisis Group: Nigeria: Ending Unrest in the Niger Delta, Africa Report, Nr. 135, Brüssel 2007, S. 1ff.

Die Anschläge der MEND haben ihre Wirkung auf die nigerianische Energieindustrie (v. a. auf die Erdölindustrie) – und damit auf die Einkünfte Nigerias – nicht verfehlt. Die Erdölproduktion Nigerias fiel, nach dem bisherigen Höchststand in 2005 (bei 2,58 Mio. Barrels pro Tag), auf 2,17 Mio. Barrels pro Tag in 2008.<sup>923</sup> Allein in der Zeit zwischen Mai 2009 und Juli 2009 waren Anschläge der MEND auf Energieinfrastruktur der Unternehmen Agip, Chevron und Shell für einen Rückgang der nigerianischen Ölproduktion in Höhe von 300.000 Barrels täglich verantwortlich.<sup>924</sup> Auch andere Rebellengruppen haben sich in der Vergangenheit zu Anschlägen auf die nigerianische Energieinfrastruktur bekannt. Unter anderem bekannte sich Anfang August 2008 die Urhobo Revolutionary Army zu einem Anschlag auf die Escravos-Lagos-Pipeline (ELP), die Erdgas aus dem Delta nach Lagos zur Stromerzeugung transportiert. Der gut einmonatige Ausfall legte 1.000 MW Stromerzeugungskapazität in Nigeria lahm.<sup>925</sup>

Die Situation im Nigerdelta hat sich mit der Ankündigung eines Waffenstillstands im Juli 2009 zwischen der MEND und der nigerianischen Regierung etwas entspannt. Nachdem der Waffenstillstand auslief, wurde dieser um 30 Tage und im Oktober sogar auf unbestimmte Zeit<sup>926</sup> verlängert. Dies wurde möglich, nachdem Nigeria Henry Okah im Rahmen einer Amnestie freigelassen hatte. Obwohl es sich hierbei sicherlich um eine erfreuliche Entwicklung handelt und eine Chance zur Auflösung des Konflikts bieten könnte<sup>927</sup>, warnen Experten vor einer zu optimistischen Einschätzung der Lage. Eventuelle Gespräche für einen dauerhaften Frieden dürften sich äußerst kompliziert gestalten. Der Angriff auf eine Erdölpipeline am 31.01.2010<sup>928</sup>, für den noch niemand die Verantwortung übernommen hat, könnte auf ein Bröckeln des Waffenstillstands hindeuten.

---

<sup>923</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 8.

<sup>924</sup> Vgl. Fabi, Randy: Nigerian rebels halt offensive, seek peace talks, Reuters, 15.07.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/latestCrisis/idUSLF297380>, 15.07.09.

<sup>925</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Shell restarts Utorogu gas plant in western Niger Delta, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3764720478/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing-2/s-gas-processing/s-capacities/s-2009/s-08/s-shell-restarts\\_utorogu.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3764720478/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing-2/s-gas-processing/s-capacities/s-2009/s-08/s-shell-restarts_utorogu.html), 02.09.09.

<sup>926</sup> Vgl. Nigeria militants declare cease-fire, Associated Press, 26.10.2009, unter: <http://www.latimes.com/news/nationworld/world/la-fg-nigeria26-2009oct26,0,3874819.story?track=rss>, 26.10.09.

<sup>927</sup> Vgl. Schneider, Mark L. / Obasi, Nnamdi K.: A Violent Window of Opportunity. Why troubled times are the perfect chance to calm the Niger Delta, in: Foreign Policy (Online), 17.07.2009, unter: [http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/07/17/a\\_violent\\_window\\_of\\_opportunity](http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/07/17/a_violent_window_of_opportunity), 27.07.09.

<sup>928</sup> Vgl. Nigeria's oil pipeline sabotaged - Royal Dutch Shell, BBC News (Online), 01.02.2010, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8490494.stm>, 01.02.10.

### 7.3.9.2 Die historische Entwicklung des Gassektors in Nigeria

Erdöl wird in Nigeria seit den 1950er Jahren gefördert. Zwar wurde im Zuge der Erdölproduktion Erdgas als Begleitgas zu Tage gefördert, wirtschaftlich genutzt wurde dieses Gas jedoch sehr lange Zeit nicht. Um die wirtschaftlich unsinnige und umweltbelastende Praktik des Abfackelns zu verringern, begann Nigeria in den 1990er, einen Teil des Begleitgases zur Befeuerung von Gaskraftwerken in der Stromerzeugung zu verwenden. Im Jahr 1999 exportierte Nigeria vom LNG-Terminal Bonny Island zum ersten Mal Erdgas.<sup>929</sup> Doch obwohl Nigeria im Laufe der letzten Jahre zu einem der weltweit wichtigsten LNG-Exporteure aufstieg, hat sich bis heute keine funktionierende Gaswirtschaft innerhalb des Landes entwickeln können. Der Erdgasverbrauch des Landes ist weit hinter seinem Potential zurückgeblieben. Enorme Mengen Begleitgas werden weiterhin abgefackelt und die Pipelineinfrastruktur befindet sich in einem maroden und unterentwickelten Zustand. Die nigerianische Regierung hat allerdings verschiedene Politikvorhaben gestartet, um die Missstände zu beseitigen und die Gaswirtschaft zu entwickeln.

### 7.3.9.3 Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration

Die nigerianischen Erdgasreserven gelten als die größten auf dem gesamten afrikanischen Kontinent. Das Oil & Gas Journal geht von Erdgasreserven in Höhe von 5,2 Tcm<sup>930</sup> aus, ähnlich wie die BGR. Diese schätzt zusätzlich zu den Reserven noch Ressourcen von ca. 3,5 Tcm.<sup>931</sup> Wie auch die Erdölreserven, befindet sich der Großteil der Erdgasreserven in der Region rund um das Nigerdelta. Die Reserven liegen zum Teil onshore, zum Teil jedoch auch offshore. Bis zum Jahr 1993 beschränkten sich alle Explorations- und Produktionsaktivitäten auf den Onshore- oder den Offshore-Bereich in geringen Tiefen (bis 200m). Heute erstrecken sich diese Aktivitäten auch auf Wassertiefen von mehr als 2.500m (deep und ultra-deep). Gut die Hälfte der nigerianischen Reserven wird in reinen Gasfeldern vermutet, der Rest dagegen als associated gas, als Begleitgas in Erdölfeldern.<sup>932</sup>

---

<sup>929</sup> Vgl. Nigerian National Petroleum Corporation (Internetauftritt), History of the Nigerian Petroleum Industry, unter: <http://www.nnpcgroup.com/history>, 10.07.09.

<sup>930</sup> Vgl. EIA: Nigeria. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 5.

<sup>931</sup> Vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 46.

<sup>932</sup> Vgl. NNPC (Internetauftritt): Exploration and Production, unter: <http://www.nnpcgroup.com/directorates/exploration-a-production>, 10.07.09.

### **Verdichtung 31 (7.3.9.1-7.3.9.3)**

Nigeria ist von vielen akuten Konflikten betroffen, die zum größten Teil entlang ethnischer und religiöser Bruchlinien verlaufen. Ebenso wie der Konflikt im Nigerdelta, wo sich die größten Erdgasreserven befinden, werden die Konflikte oft gewaltsam ausgetragen. Der Energiesektor wird dabei gezielt angegriffen. Die zahlreichen Konflikte schwächen die ohnehin fragile Demokratie des Landes, das in der Vergangenheit vor allem von Militärdiktaturen und Kriegen geprägt war. Obwohl es seit langem bekannt ist, dass Nigeria über substantielle Gasreserven verfügt, wurde selbst das bei der Erdölförderung anfallende Gas in der Vergangenheit kaum wirtschaftlich genutzt. Zwar begann Nigeria 1999 mit dem Export von LNG, doch besitzt das Land immer noch keine nennenswerte Gaswirtschaft.

## 7.3.9.4 Erdgas in Nigeria: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen

### 7.3.9.4.1 Die Erdgasproduktion

Die nigerianische Erdgasproduktion belief sich 2008 auf 35 Bcm, womit sie gegenüber dem Vorjahr quasi unverändert blieb. Über einen längeren Zeitraum aber zeigt die nigerianische Erdgasproduktion einen erheblichen Anstieg: noch 1998 betrug die Produktion lediglich 5,1 Bcm.<sup>933</sup> Die staatliche NNPC gibt die Erdgasförderung (brutto) für 2008 bei knapp 65 Bcm (2.282,44 Bcf) an, wovon 27,65% oder fast 18 Bcm abgefackelt worden seien. Von den übrigen 47 Bcm wurden über 32% (ca. 15 Bcm) zurück in die Reservoirs gepumpt, bei der Erdgasförderung oder zur verbesserten Förderung von Gaskondensaten verwendet.<sup>934</sup> Damit wurde 2008 mehr Gas abgefackelt als 2007 (16,8 Bcm), obwohl Nigeria seit vielen Jahren ein Programm zur Reduzierung dieser Praktik hat und ursprünglich bis 2008 das Abfackeln von Erdgas abschaffen wollte. Nach Russland ist Nigeria das Land, in dem das meiste Erdgas abgefackelt wird. Der Wert des abgefackelten Gases belief sich 2007 auf fast 1,5 Mrd. US\$<sup>935</sup>, im Jahr 2008 dürfte dieser Wert aufgrund des höheren Volumens und der höheren Gaspreise den Vorjahreswert übertroffen haben.

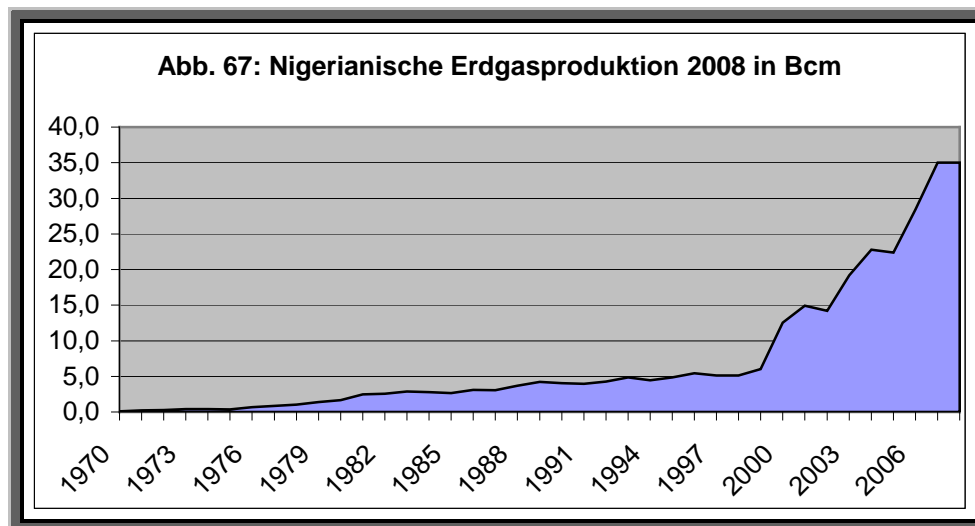
Anfang Juli 2009 stimmte der nigerianische Senat einem Gesetz zu, nach dem das Abfackeln von Erdgas bis Ende 2010 komplett eingestellt werden soll. Das Gesetz sieht zudem vor, dass Energieunternehmen, die ab dem 01. Januar 2011 Erdgas abfackeln, eine Strafe zu zahlen haben. Die Höhe der Strafe richtet sich nach dem Wert des abgefackelten Erdgases, der sich an den aktuellen internationalen Gaspreisen orientieren soll. Darüber hinaus wird eine weitere Strafe in Höhe von zusätzlichen 50% an die Gemeinde bezahlt werden müssen, in der das Gas abgefackelt worden ist. Zusätzlich sind die Aktivitäten von Unternehmen, die sich nicht an

<sup>933</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 24.

<sup>934</sup> Vgl. NNPC: 2008 Annual Statistical Bulletin (Summarised), Abuja 2009, S. 8.

<sup>935</sup> Vgl. EIA: Nigeria, S. 5.

die Bestimmungen halten, für 50 Tage einzustellen. Die im nigerianischen Energiesektor tätigen Unternehmen halten die Frist für unrealistisch und fordern eine Fristverlängerung bis 2012-2013, um die notwendige Infrastruktur aufbauen zu können.<sup>936</sup> Das Repräsentantenhaus stimmte dem Gesetz im Januar 2010 zu, so dass es nun noch der anschließenden Unterzeichnung durch den Präsidenten bedarf, um in Kraft zu treten. Die Frist für die Umsetzung wurde jedoch gegenüber dem Senatsentwurf auf den 31. Dezember 2012 verschoben.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

#### 7.3.9.4.2 Der Erdgaskonsum

Erdgas ist nach Erdöl (53%) mit 39% wichtigster Energieträger in der nigerianischen Energiematrix. Insgesamt verbrauchte Nigeria im vergangenen Jahr knapp 13 Bcm Erdgas.<sup>937</sup> Allerdings plant die nigerianische Regierung den Erdgaskonsum im eigenen Land massiv auszuweiten. Neben z. B. GtL-Projekten und Düngemittelfabriken soll besonders die dringend benötigte Kapazitätserhöhung bei der Stromerzeugung durch die Nutzung von Erdgas – hier v. a. von bis jetzt abgefackeltem Begleitgas – vorangetrieben werden. Zusätzlich soll das Erdgasnetz Nigerias ausgebaut werden, um mehr Regionen zu erreichen. Das nigerianische Erdgasnetz besteht im Moment aus nur 1.100 km Pipelines im Osten und Westen des Landes. Beide Regionen sind nicht miteinander verbunden, so dass es sich eigentlich um zwei unabhängige Netzwerke handelt, deren Zustand mehr als verbesserungsbedürftig ist.

Zentraler Bestandteil der Regierungsstrategie im Gassektor ist der sogenannte Gas Master Plan (GMP). Die wichtigsten Aspekte dieses Plans betreffen die inländischen Gaspreise, die

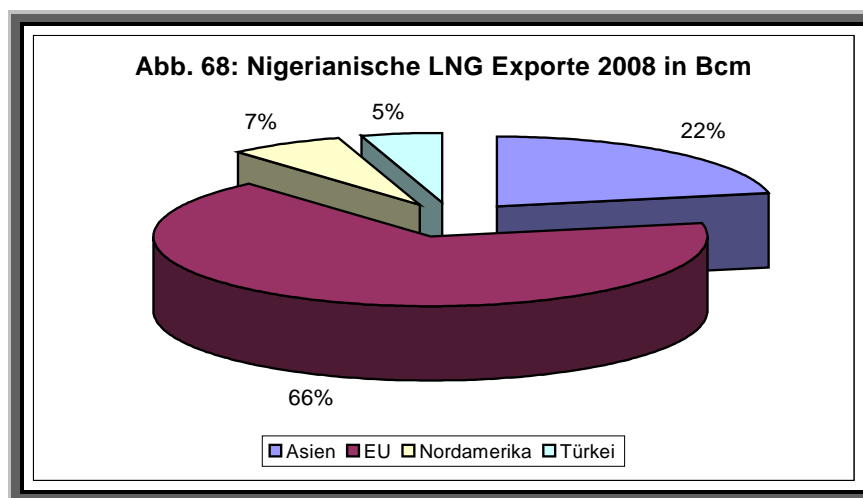
<sup>936</sup> Vgl. Nigerian Senate Passes Gas Flaring Bill, IHS Global Insight, Same-day Analysis, 06.07.2009, unter: <http://www.globalinsight.com/SDA/SDADetail17232.htm>, 13.07.09.

<sup>937</sup> Vgl. EIA: Nigeria, S. 2, 5.

Vorrangigkeit der Deckung des Eigenbedarfs und der Ausbau der Gasinfrastruktur in Nigeria (v. a. Anlagen zur Gasaufbereitung und neue Pipelines).<sup>938</sup> Je nach Konsequenz mit der dieser GMP umgesetzt wird (und vorausgesetzt die Erdgasproduktion und die Investitionen würden sich entsprechend entwickeln), gehen einige Experten davon aus, dass der Erdgaskonsum in Nigeria das Potential hat, sich zu vervielfachen. Nigeria rechnet in den nächsten Jahren mit einem durchschnittlichen Wachstum des Gaskonsums von 20% pro Jahr. Bereits im Jahr 2015 könnte sich der Erdgasverbrauch dann auf über 100 Bcm belaufen (10 Bcf pro Tag).<sup>939</sup>

#### 7.3.9.4.3 Die Erdgasexporte

Nigeria ist hochgradig von dem Export von Erdöl und Erdgas abhängig. Laut EIA machten Energieexporte 95% der Exporterlöse und 85% der Staatseinnahmen aus. Nigeria exportierte im Jahr 2008 laut BP über 20 Bcm Erdgas, praktisch alles als LNG. Hierzu stehen Abuja LNG-Verflüssigungskapazitäten von 22 mmtpa am LNG-Terminal Bonny Island zur Verfügung. Allerdings war die LNG-Anlage wegen eines Angriffs auf die Pipelineinfrastruktur, die Erdgas zum Verflüssigen nach Bonny Island transportiert, in 2009 nur zu ca. 60% ausgelastet. Entsprechend niedriger dürften die Exporte ausgefallen sein.<sup>940</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

<sup>938</sup> Vgl. Adeniji, Adegbite / Sipasi, Sina: Nigeria, in: Global Legal Group, Ashurst LLP, The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2009, London 2009, S. 178ff.

<sup>939</sup> Vgl. Nigeria's state-run oil firm sets up new gas company, Reuters, 03.07.2009, unter: <http://in.reuters.com/article/oilRpt/idINL318332620090703>, 10.07.09.

<sup>940</sup> Obwohl die LNG-Anlage nach gut 11 Monaten in 2009 erneut voll ausgelastet werden konnte, mussten die Pipelines im Dezember 2009 erneut wegen Beschädigungen abgestellt werden - für wie lange, bleibt noch unklar. Entsprechend sind die Auswirkungen für die LNG-Produktion in 2010 noch nicht einzuschätzen. Berichten zufolge sollen die Zwischenfälle Nigeria bis zu 1,2 Mrd. US\$ an Einnahmeausfällen gekostet haben (80 LNG-Cargos á 15 Mio. US\$). Vgl. Amanze-Nwachuku, Chika: Nigeria: „Gas Export Suffers Setback As Shell Shuts Soku Again“, This Day (Online), 18.12.2009, unter: <http://allafrica.com/stories/200912180255.html>, 31.01.10.

Trotzdem wird in Nigeria momentan an dem Bau eines weiteren, siebten LNG-Trains gearbeitet, dessen Inbetriebnahme sich jedoch voraussichtlich bis 2012 verzögern wird. Betreiber des Terminals Bonny Island ist Nigeria Liquefied Natural Gas (NLNG), an dem neben der staatlichen NNPC auch Shell, Total und Agip beteiligt sind. Zu den wichtigsten Abnehmern nigerianischen LNGs gehörten 2008 Spanien, Frankreich, Portugal und Japan. Nigeria plant in Zukunft, die Erdgasexporte zu erweitern und zu diversifizieren. Einerseits wird der Bau zweier neuer LNG-Terminals diskutiert, andererseits gehören hierzu auch – neben der Hauptexportmethode als LNG – besonders zwei internationale Pipelineprojekte: die West African Gas-Pipeline (WAGP) und die Trans-Saharan Gas-Pipeline (TSGP).

Abb. 69: Verlauf der WAGP



Quelle: West African Gas Pipeline Company Ltd., in: EIA: Nigeria, S. 7.

Die WAGP hat einen Onshore- sowie einen Offshore-Abschnitt und soll nach mehreren Verzögerungen ab 2010 zuerst 2 Bcm, dann rund 5 Bcm p. a. nach Ghana über die Territorialgewässer (12-Meilen-Zone und Anschlusszone) Togos und Benins transportieren. Eine Verlängerung der Pipeline bis in die Elfenbeinküste könnte zu einem späteren Zeitpunkt umgesetzt werden.<sup>941</sup> Das Pipelineprojekt gehört der West African Gas Pipeline Company Limited (WAPCo), die ebenfalls als Betreiber fungiert. Die bedeutendsten Anteilseigner der WAPCo sind Chevron (36,7%), NNPC (25%) und Shell (18%). Das Ziel, 2010 den uneingeschränkten Betrieb aufzunehmen, ist auf einem guten Weg, nachdem bereits im Dezember 2008 erste Testlieferungen getätigt werden konnten. Seit dem 8. April 2009, als in Ghana die erste von vier Gasturbinen zur Stromerzeugung ihren Betrieb aufnahm, werden

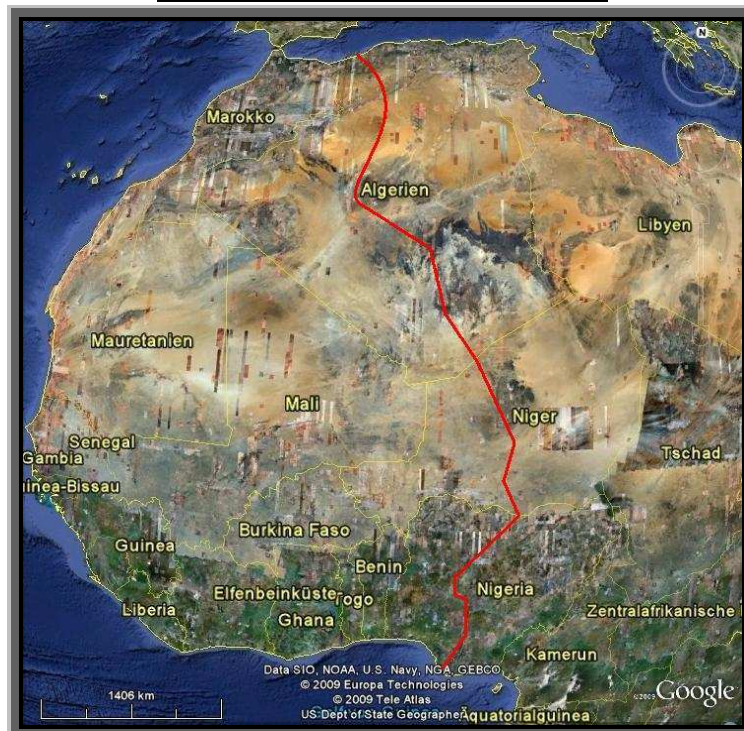
<sup>941</sup> Vgl. EIA: Nigeria, S. 1, 6f.



über die WAGP kleinere Erdgasmengen (etwa 0,3 Bcm p. a.) nach Ghana geliefert. Bis Ende 2009 sollten noch eine Verdichterstation in Nigeria sowie eine Messstation gebaut werden, damit die Röhre danach ihren uneingeschränkten Betrieb aufnehmen konnte.<sup>942</sup> Hierüber lag bis Januar 2010 jedoch keine Bestätigung vor.

Über den Bau einer Pipeline von Nigeria nach Europa wird bereits seit vielen Jahren diskutiert. Das Vorhaben hat jedoch am 03. Juli 2009 durch die Unterzeichnung eines intergouvernementalen Abkommens in Abuja zwischen Nigeria, Niger und Algerien einen großen Schritt nach vorne gemacht. Der Vertrag, der von den Energieministern der drei Staaten unterzeichnet wurde, sieht zwar noch kein Datum für die Aufnahme der Bauarbeiten vor, geht jedoch von einem Beginn der Lieferungen in 2016 aus. Die TSGP soll demnach eine Kapazität von etwa 30 Bcm p. a. haben, 21 Mrd. US\$ kosten und insgesamt 4.128 km lang sein. Das Erdgas würde dann von den nigerianischen Gasfeldern über Niger zum algerischen Hassi R'Mel führen. Von dieser algerischen Gasdreh Scheibe aus könnte das nigerianische Erdgas entweder weiter Richtung Spanien oder Richtung Italien fließen. Als weitere Möglichkeit könnte der Gasstrom auch geteilt werden und teils nach Spanien und teils nach Italien führen oder als LNG von der algerischen Küste aus weiter transportiert werden.<sup>943</sup>

Abb. 70: Grober Verlauf der TSGP



Quelle: Eigene Darstellung, Google Maps.

<sup>942</sup> Vgl. West African Gas Pipeline Company Limited (Internetauftritt), Company Profile, unter: <http://41.204.59.211:81/ind.php?hpdt=1> und Benefits of WAPCo Pipeline, unter: <http://41.204.59.211:81/ind.php?ndet=11&abt=1>, beide 13.07.09.

<sup>943</sup> Vgl. Governments of Nigeria, Algeria, Niger Sign Trans-Saharan Gas Pipeline Accord, IHS Global Insight.

Ebenso kann das Engagement der russischen Gazprom in Nigeria als positiv für die Umsetzung des TSGP-Projekts gesehen werden. Der russische Gasgigant hat mit der staatlichen nigerianischen NNPC ein JV mit dem (etwas missglückten) Namen NiGaz Energy gegründet (beide Seiten halten 50%). Zweck des JVs ist neben der Exploration von Erdgas, auch der Bau von Infrastruktur zur Erschließung und zum Transport von Gas in Nigeria. Ausdrücklich wird in diesem Zusammenhang auch der Bau eines Pipelineabschnitts einbezogen, der zu einem späteren Zeitpunkt Teil der TSGP werden könnte.

Allerdings werden diese für das Projekt positiven Entwicklungen von den konkreten, gegen die TSGP ausgesprochenen Bedrohungen durch militante Bewegungen aus dem Nigerdelta überschattet. Nur wenige Tage nach der Unterzeichnung des Abkommens drohte die MEND allen Investoren der TSGP. Die Rebellengruppe erklärte, dass alles in das Projekt investierte Geld Verschwendung sein werde, sollten nicht die Ursachen für den seit Jahren im Nigerdelta ausgetragenen Konflikt vorher gelöst werden. Die MEND wird vom Oil & Gas Journal mit den Worten zitiert: „*We will ensure that it [the TSGP] faces the same fate other pipelines are facing today [...]*“. Ein Militärsprecher versicherte, die MEND habe nicht die Mittel die Drohungen wahr zu machen, da das Militär die TSGP beschützen werde. Die erfolgreichen Angriffe der MEND auf Öl- und Gaseinrichtungen in der Region haben jedoch zumindest gezeigt, dass die Rebellen in der Vergangenheit immer wieder in der Lage gewesen sind, Angriffe auszuüben. Es wird sich zeigen, ob sich internationale Investoren von der Drohung der Rebellen einschüchtern lassen oder sie den Versicherungen des Militärs Glauben schenken.<sup>944</sup> Darüber hinaus könnten sich auch Tuaregrebellen in Niger und im südlichen Algerien sowie islamistische Terroristen in Algerien als Bedrohung für die TSGP herausstellen.

#### 7.3.9.4.4 Investitionen

Nigeria wird in den kommenden Jahren massive Investitionen brauchen, um den GMP umzusetzen. Laut Emmanuel Olatunde Odusina, Energieminister Nigerias (für Gas), sind allein in den nächsten 4 Jahren 60 Mrd. US\$ an Investitionen zur Umsetzung des GMP nötig.<sup>945</sup> Abweichend von diesem Wert wird auch von Investitionen in Höhe von 30 Mrd. US\$ gesprochen, die nur für den Ausbau der heimischen nigerianischen Gasinfrastruktur

---

<sup>944</sup> Vgl. Watkins, Eric: Nigerian militants threaten proposed Trans-Sahara gas line, in: Oil & Gas Journal (Online), 07.07.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/3118642441/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-articles/s-nigerian-militants.html>, 08.07.09.

<sup>945</sup> Vgl. Olatunde Odusina, Emmanuel: Local Content in the Context of Gas Commercialization in Nigeria, Präsentation im Rahmen des Nigeria Content Consultative Forum (NCCF), vom 20.- 21. Oktober 2008, S. 16, unter: [http://www.nigcontent.com/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_view&gid=46](http://www.nigcontent.com/index.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=46), 13.07.09.

gebraucht würden. Zusätzlich hierzu kämen weitere 86 Mrd. US\$ zur Umsetzung von geplanten Gasexportprojekten – in einem Zeitraum von fünf Jahren.<sup>946</sup> Die Investitionen sollen dabei zum überwiegenden Teil von internationalen Energieunternehmen aufgebracht werden.

Zu diesem Zweck hat die nigerianische Regierung im November 2008 Unternehmen aufgerufen, Angebote abzugeben, um sich als sogenannte Core Companies zu qualifizieren. Bei diesen Core Companies handelt es sich um die Unternehmen, die im Rahmen des GMP als Hauptinvestoren tätig werden dürfen. Insgesamt bewarben sich fast 50 Unternehmen, um sich als Core Companies zu qualifizieren. Im April 2009 veröffentlichte NNPC die Namen der 15 Unternehmen, die als solche eingestuft wurden, u. a. waren es Statoil, BG Group, Shell, Gas Natural, E.ON Ruhrgas, Chevron, die indische Gail, die südkoreanische Kogas und Gazprom.<sup>947</sup> Während sich die Unternehmen, die nicht als Hauptinvestoren berücksichtigt wurden, immer noch durch eine Minderheitsbeteiligung an Projekte beteiligen können, wird von Core Companies erwartet, dass sie ca. 10 Mrd. US\$ in die Infrastruktur der Region investieren, für die sie eine Lizenz erworben haben. Hierzu zählen besonders Investitionen in Gassammelsysteme und Gasaufbereitungsanlagen, aber auch in Transmissions- und Distributionspipelines. Es gibt drei Großregionen, für die Lizenzen vergeben werden (siehe GMP Details, Kapitel 7.3.9.5).<sup>948</sup>

#### **Verdichtung 32 (7.3.9.4)**

Die nigerianische Erdgasproduktion ist in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Große Mengen Erdgas werden jedoch für die Produktionserhöhung bei Erdöl oder Gaskondensaten verwendet. Ein sehr großer Teil wird abgefackelt. Nigeria ist hochgradig abhängig vom Einkommen aus dem Export von Energierohstoffen, wobei Erdgas immer wichtiger wird. Die Erdgasexporte sollen deutlich ausgebaut und diversifiziert werden. Bisher hat das Land nur LNG exportiert, nun sollen Exporte über die WAGP und, in entfernterer Zukunft, über die TSGP erfolgen. Allerdings durchqueren die Pipelines konfliktreiche Gebiete und könnten Ziel von Anschlägen werden. Neben dem Export hat Nigeria vor, eine Gaswirtschaft aufzubauen, was den Gasverbrauch drastisch erhöhen wird. Dadurch werden sehr große Mengen Erdgas gebunden. Entsprechend drastisch muss die Produktion erhöht werden. Die hierzu notwendigen massiven Investitionen sollen primär von internationalen Unternehmen getragen werden.

<sup>946</sup> Vgl. Ayankola, Martin: „Funding Nigerian gas projects and confusion over actual reserves“, in: Business Day Online, 13.11.2008, unter:

[http://www.businessdayonline.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1227:funding-nigerian-gas-projects-and-confusion-over-actual-reserves-&catid=69:gas&Itemid=309](http://www.businessdayonline.com/index.php?option=com_content&view=article&id=1227:funding-nigerian-gas-projects-and-confusion-over-actual-reserves-&catid=69:gas&Itemid=309), 13.07.09.

<sup>947</sup> Vgl. Nigerian Senate Passes Gas Flaring Bill, IHS Global Insight, Same-day Analysis, 06.07.2009.

<sup>948</sup> Vgl. Olatunde Odusina, Emmanuel: Local Content in the Context of Gas Commercialization in Nigeria, S. 15.

### 7.3.9.5 Die Energiestrategie Nigerias

Nigeria hat sich sehr ambitionierte Ziele im Gassektor gesetzt. Der nigerianische GMP steht am Ende eines langen Prozesses, in dem das Land entschied, die eigenen Erdgasvorkommen wirtschaftlich zu erschließen. Im Grunde handelt es sich bei dem GMP um eine Strategie, durch die die Regierung nichts Geringeres versucht, als in Nigeria eine Gaswirtschaft aufzubauen, die den Namen verdient hat. Nigeria exportiert LNG erst seit 1999. Davor war das Land kaum in der Lage, von dem eigenen Erdgas zu profitieren. Doch der erfolgreiche Export von LNG hat nichts an dem unterentwickelten Gassektor geändert – einem Markt mit immerhin mehr als 149 Millionen<sup>949</sup> potentiellen Verbrauchern.

Innerhalb Nigerias war der Erdgassektor durch eine sehr geringe Nachfrage, Unwirtschaftlichkeit sowie ungenügender und unzureichender Infrastruktur gekennzeichnet. Vor allem der schlechte Zustand der Infrastruktur war dafür verantwortlich, dass die Nachfrage, die es gab, nur zum Teil gedeckt werden konnte. Der Stromsektor z. B., bei dem Gaskraftwerke (neben Wasserkraft) dominieren, ist aufgrund häufiger Unterbrechungen der Gaslieferungen (aber auch durch geringere Wasserstände der Flüsse) an den Rand des Kollapses gedrängt worden. Von den 6 GW installierten Leistung, stehen weniger als 3 GW tatsächlich zur Verfügung – im Jahr 2008 waren es im Durchschnitt wahrscheinlich sogar unter 2 GW.<sup>950</sup> Zum Vergleich: Deutschland verfügt mit etwas mehr als der Hälfte der Bevölkerung über eine installierte Leistung von über 126.000 MW (2007).<sup>951</sup>

An dieser Stelle greift der nigerianische GMP. In vier Schritten soll in Nigeria ein funktionierender Gassektor und -markt etabliert werden. Der erste Schritt ist im Februar 2008 angelaufen („*intervention, kick start viable domestic market*“). Die nächsten Schritte werden voraussichtlich jeweils im Januar der Jahre 2011 („*attain full commerciality in domestic market*“), 2013 („*attain full liquidity in nigerian gas sector*“) und 2014 („*attain full market driven status, end of intervention*“) folgen.<sup>952</sup> Ziel ist, aus Nigeria eine „*gas driven economy*“ zu machen.<sup>953</sup>

---

<sup>949</sup> Schätzung der Bevölkerung Nigerias für das Jahr 2009, vgl. CIA World Fact Book (Internetauftritt): unter: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/NI.html>, 14.07.09.

<sup>950</sup> Vgl. Iwayemi, Akin: Nigeria's Dual Energy Problems: Policy Issues and Challenges, in: IAEE Energy Forum Newsletter, Nr. 4, International Association for Energy Economics, Cleveland 2008, S. 18.

<sup>951</sup> Vgl. EIA: Germany. Energy Profile, 15.05.2009, unter: [http://tonto.eia.doe.gov/country/country\\_energy\\_data.cfm?fips=NI](http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=NI), 07.08.09.

<sup>952</sup> Vgl. Ige, David O.: Nigerian Gas Master Plan Investor Briefing Session, Präsentation, April 2009, S. 13, unter: <http://www.ngmproadshow.com/briefing/Nigerian%20Gas%20Masterplan%20Investors%20Briefing%20Session%20-%20Dr%20David%20Ige.pdf>, 14.07.09.

<sup>953</sup> Vgl. Olatunde Odusina, Emmanuel: Local Content in the Context of Gas Commercialization in Nigeria, S. 11.

Als erstes wird ein Rahmen für die Gaspreise in Nigeria festgelegt. Hierbei geht es nicht darum, die Gaspreise zu fixieren, sondern darum, Mindestpreise für verschiedene Verbrauchersegmente festzulegen. Mittel- bis langfristig wird eine Konvergenz der inner-nigerianischen Erdgaspreise mit den internationalen Marktpreisen angestrebt (netback). Zudem wird Nigeria in drei Regionen eingeteilt (franchise areas), Western, Central und Eastern Franchise Area. Für jede Region gibt es Pläne, Industrie anzusiedeln, die Erdgas verbraucht, v. a. Stromkraftwerke, aber auch beispielsweise petrochemische Industrie oder Düngemittelproduktion. In den einzelnen Regionen tätige Energieunternehmen werden verpflichtet, bestimmte Erdgasmengen für die einzelnen Regionen freizuhalten. Dies gilt besonders für den Bedarf der Stromerzeugung, deren installierte Kapazität bis 2010 auf 8.000 MW<sup>954</sup> und Ende 2013 möglicherweise bis auf 17.000 MW<sup>955</sup> steigen könnte. Erst nach der Erfüllung dieser Verpflichtungen kann überschüssiges Erdgas für Exportvorhaben verwendet werden.

Die Energieunternehmen verpflichten sich außerdem, die Gasinfrastruktur in den ihnen zugewiesenen Regionen auszubauen. Hierzu gehören im Rahmen des „Gas Infrastructure Blueprints“ vor allem Gassammelsysteme zur sinnvollen Nutzung von Begleitgas sowie Gasaufbereitungsanlagen und der Ausbau der Pipelinenetze. Als erstes sollen drei Gassammel- und Aufbereitungszentren entstehen, sogenannte CPFs (central gas gathering and processing facilities). Diese CPFs werden in den Gebieten West Delta (Warri/Forcados Area), Obiafu (North Port Harcourt) und Akwa-Ibom/Calabar Area liegen und ebenso wie die Pipelinenetze in drei Phasen entstehen (Ende 2011, 2015/16 und post 2016).<sup>956</sup>

#### 7.3.9.6 Die Organisation des Erdgasmarktes

Wie bei den meisten großen Förderstaaten, ist der Öl- und Gassektor in Nigeria stark von staatlichen Akteuren geprägt. Der bedeutendste Akteur ist die NNPC, die 1977 gegründet wurde. Ihre Aufgaben erstreckten sich einerseits auf die Regulierung der nigerianischen Erdölindustrie, doch übernimmt NNPC auch Aufgaben im nigerianischen Upstream und Downstream. Im Jahr 1988 wurde NNPC reformiert und im Zuge der Reform in mehrere Tochtergesellschaften unterteilt, u. a. die Nigerian Gas Company (NGC). Die NGC hat in erster Linie die Aufgabe, den nigerianischen Gassektor effizient zu entwickeln und dafür zu

---

<sup>954</sup> Vgl. Ebd., S. 11.

<sup>955</sup> Vgl. Ige, David O.: Nigerian Gas Master Plan Investor Briefing Session, S. 44.

<sup>956</sup> Vgl. Ebd., S. 17.

sorgen, dass der nigerianische Erdgasbedarf gedeckt wird. Außerdem obliegt der NGC sowohl das heimische Pipelinennetz als auch der Pipelineexport.<sup>957</sup>

Unklar ist in diesem Zusammenhang die Rolle einer neuen Gasgesellschaft, der Strategic Aggregator Company (SA), die laut NNPC bald gegründet werden soll. Die SA wird die Regulierung der Ausgabe (disbursement) von Erdgas für den nigerianischen Gasmarkt und für den Export übernehmen.<sup>958</sup> Trotz der staatlichen Dominanz sind in Nigeria ebenfalls seit Jahrzehnten eine Vielzahl von internationalen Energieunternehmen aktiv, meist (rund 95%) als JV gemeinsam mit der NNPC. Das größte dieser JV ist die Shell Petroleum Development Company (SPDC). An anderen JV im Land sind z. B. ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Total oder Agip beteiligt.<sup>959</sup>

Internationale Energieunternehmen haben in Nigeria traditionell verschiedene Möglichkeiten aktiv zu werden. Um sich im nigerianischen Energiesektor in der Gasexploration oder -produktion zu engagieren, kann ein Unternehmen ein JV mit der staatlichen NNPC eingehen oder aber auch auf eigenes Risiko über eine nigerianische Tochtergesellschaft aktiv werden. Seit den neunziger Jahren bevorzugt Nigeria jedoch sogenannte Production Sharing Contracts (PSCs), bei denen die internationalen Unternehmen die Kosten für Exploration und Erschließung selbst tragen müssen, jedoch über die Förderung die entstandenen Kosten zurückholen können. Nachdem diese Kosten gedeckt worden sind, wird die zusätzliche Förderung mit der NNPC nach einem bestimmten Schlüssel geteilt. PSCs waren ursprünglich nur für den Erdölsektor vorgesehen, so dass das bei der Erdölförderung anfallende Begleitgas ohne Bezahlung – im besten Fall aber zu den Kosten „an der Fackel“ („*at the flare*“) – von der nigerianischen Regierung abgenommen wurde. Nur wenn im Voraus mit NNPC sogenannte Gas Development Agreements vereinbart worden waren, konnten internationale Energieunternehmen im Rahmen von PSCs die Gasproduktion mit NNPC teilen.<sup>960</sup>

Seit etwa einem halben Jahr wird ein Gesetzesentwurf zur Reformierung des gesamten Energiesektors in Nigeria diskutiert (Reformbemühungen werden aber schon mehr als 10 Jahre unternommen). Der Gesetzesentwurf, der unter dem Namen Petroleum Industry Bill (PIB) bekannt ist, hat als Hauptziel, den gesamten Sektor effizienter und profitorientierter zu gestalten. Unter anderem soll eine Behörde gegründet werden, die sich mit der Initiierung und Formulierung der konkreten Richtlinien im Energiesektor beschäftigt (National Petroleum

---

<sup>957</sup> Vgl. NNPC (Internetauftritt): NNPC Group, Nigerian Gas Company Limited (NGC), unter: <http://www.nnpcgroup.com/nnpc-group/ngc>, 10.07.09.

<sup>958</sup> Vgl. Nigeria's state-run oil firm sets up new gas company, Reuters, 03.07.2009.

<sup>959</sup> Vgl. EIA: Nigeria, S. 4.

<sup>960</sup> Vgl. Adeniji, Adegbite / Sipasi, Sina: Nigeria, S. 179.

Directorate). Auch soll eine Agentur gegründet werden, die die Verwaltung der staatlichen Interessen im Erdöl- und Erdgassektor übernimmt (National Petroleum Assets Management Agency). Weitere Agenturen und Institute sollen sich in Zukunft um die Ausbildung von Fachkräften, die Erforschung neuer Technologien und um Explorationsaktivitäten kümmern. Die Reform betrifft auch eine Neuorganisation der NNPC. Dem PIB nach, soll NNPC in fünf große Bereiche gegliedert und zu einem modernen international tätigen Unternehmen umstrukturiert werden. Als Vorbild sollen erfolgreiche NOCs wie in Brasilien oder Norwegen dienen. NNPC soll dann nicht mehr am Tropf des Staatshaushalts hängen, sondern Profite machen und auch im Ausland aktiv sein dürfen.

Der Gesetzesentwurf befindet sich noch in der parlamentarischen Anhörungsphase, so dass noch Änderungen vorgenommen werden könnten. Widerstand gegen die Reform, die bereits im Jahr 2000 durch den damaligen Präsidenten Olusegun Obasanjo angestoßen wurde, hat es sowohl von Seiten einiger Parlamentarier als auch von Seiten internationaler Unternehmen gegeben. Während erstere einen Mangel an Information seitens der Regierung bemängeln, sehen die anderen ihre Interessen nicht genügend berücksichtigt.<sup>961</sup> Akteure aus der Industrie, in erster Linie aber die internationalen Energiekonzerne, kritisieren, dass ihre derzeit gültigen Produktionsverträge nach dem Erlass der neuen Gesetzgebung zu ihrem Nachteil neu verhandelt werden könnten. Betroffen wären hauptsächlich Offshore-Projekte in großer Tiefe (deepwater). Scharfe Kritik wurde auch von Interessensverbänden aus dem Nigerdelta geübt, die ihre Interessen in der aktuellen PIB-Version nicht berücksichtigt sehen.<sup>962</sup>

Unabhängig von den Reformbemühungen hat Nigeria insgesamt, und der nigerianische Energiesektors insbesondere, ein massives Problem mit der Korruption, was ein Engagement vieler Unternehmen unter fairen Bedingungen erschwert. Das Ausmaß der Korruption macht das Beispiel des Unternehmens KBR deutlich, das als Teil eines Konsortium in 2009 zugegeben hat, zwischen 1994 und 2004, Schmiergelder an nigerianische Politiker und Funktionäre der NNPC in Höhe von 180 Mio. US\$ gezahlt zu haben, um sich Aufträge im Wert von 6 Mrd. US\$ zu sichern (u. a. für das LNG-Terminal Bonny Island).<sup>963</sup>

---

<sup>961</sup> Vgl. Nigeria's oil sector reform on course despite delays, says NNPC, Platts, 30.06.2009, unter: <http://www.platts.com/Oil/News/8672691.xml>, sowie vgl. Bala-Gbogbo, Elisha: „Petroleum Bill progresses slowly“, in: Next (Online), 11.07.2009, unter: <http://www.234next.com/csp/cms/sites/Next/Money/Business/5433093-147/story.csp>, beide 14.07.09.

<sup>962</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Oil companies criticize Nigeria's petroleum reform bill, in: Oil & Gas Journal (Online), 03.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/1732355648/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-oil-companies\\_criticize.html](http://www.ogj.com/index/article-display/1732355648/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-oil-companies_criticize.html), 05.08.09.

<sup>963</sup> Vgl. Nigeria wants KBR bribe names, Upstream Online, 08.04.2009, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article175509.ece>, 12.10.09.

### 7.3.9.7 Die Beziehungsebene

Die Beziehungen Abujas zu den Nachbarn in der Region sind nicht unproblematisch, gegenüber der inner-nigerianischen Situation jedoch nicht besonders angespannt und keine Bedrohung. Befürchtet wird von Nigeria lediglich, dass international aktive Islamisten im Land zur Radikalisierung einiger muslimischer Bevölkerungsschichten im Norden des Landes beitragen und so die inner-nigerianischen Spannungen verstärken könnten. Ein über Jahrzehnte schwellender Grenzdisput zwischen Nigeria und Kamerun über die Bakassi Halbinsel ist nach Mediation des Internationalen Gerichtshofs und des damaligen UN-Generalsekretärs Kofi Annan zum größten Teil beigelegt worden. Auch die gemeinsame nördliche Grenze am Tschadsee ist weitestgehend geregelt.<sup>964</sup>

Im Energiebereich ist als erstes die Mitgliedschaft Nigerias in der OPEC zu erwähnen, der Abuja 1971 beigetreten ist. Dies ist für den Gassektor in so fern von Bedeutung, weil in Nigeria ein Großteil des Erdgases als Begleitgas bei der Erdölförderung anfällt (etwa 50%) und die von der OPEC festgelegten Erdölförderquoten direkte Auswirkungen auf die Gasförderung haben. Des Weiteren ist Nigeria Mitglied des GECF (siehe Kapitel 10).

#### **Verdichtung 33 (7.3.9.5-7.3.9.7)**

Nigerias Ziele sind im Rahmen des GMP sehr ambitioniert. Der Aufbau einer nigerianischen Gaswirtschaft kann durchaus als Megaprojekt betrachtet werden. Das Land hofft dadurch, die gesamte Wirtschaft zu modernisieren und zu einer „*gas driven economy*“ zu werden. Neben dem Ausbau der Gasinfrastruktur sieht der GMP auch die Ansiedlung von Industrie vor. Dies alles soll auch den sozialen Fortschritt des Landes voranbringen. Die hierfür benötigten Investitionen werden internationale Konzerne schultern. Der GMP scheint bis jetzt für Interesse gesorgt und hohe Investitionen angelockt zu haben. Internationale Konzerne haben generell verschiedene Möglichkeiten, um sich am nigerianischen Gassektor zu beteiligen. Viele Konzerne sind schon seit langem im OPEC- und GECF-Mitglied aktiv. Trotzdem ist auch in Nigeria der Staat mit der staatlichen NNPC dominierend. Reformen haben in den letzten Jahren zu einer Verbesserung der Rahmenbedingungen geführt. Im Moment wird sogar eine grundlegende Reform des Energiesektors geplant (PIB). Der Gesetzesentwurf soll den Sektor effizienter und profitabler machen. Außerdem soll die NNPC zu einem modernen international tätigen Unternehmen umstrukturiert werden. Internationale Auseinandersetzungen mit nigerianischer Beteiligung sind im Vergleich zu den inner-nigerianischen Konflikten unproblematisch. Die wichtigsten Grenzdispute sind weitestgehend beigelegt. Die größte Gefahr sieht Nigeria in der Ausbreitung ausländischer Islamisten im Land.

---

<sup>964</sup> Vgl. CIA World Fact Book: unter: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/NI.html>, 14.07.09.



#### 7.3.9.8 Fazit

Die Reserven und Ressourcen Nigerias sind beträchtlich und dürften durch gezielte Exploration besonders offshore weiter steigen. Welches Potential nigerianisches Erdgas aber für Europa darstellt, kann erst in einiger Zeit genauer festgestellt werden. Denn der nigerianische Gassektor befindet sich im Umbruch. Trotz prominenter und ehrgeiziger Exportprojekte, wie der Erweiterung der LNG-Kapazitäten und dem Bau der TSGP, wird erst die Entwicklung des nigerianischen Eigenbedarfs zeigen, welche Rolle das Land für die EU-Gasversorgung übernehmen kann. Die Umsetzung des GMPs sieht vor, aus Nigeria eine auf Erdgas basierende Wirtschaft zu machen. Dies bedeutet, dass enorme Erdgasvolumina in Nigeria gebunden werden, die dann entsprechend nicht für den Export frei stünden. Einige der Ziele lassen sich durch die wirtschaftliche Nutzung von Begleitgas erreichen. Wenn die nigerianischen Angaben und Ziele jedoch ernst genommen werden, könnten im Land in 2015 bis zu 100 Bcm jährlich konsumiert werden. Zur Erinnerung: 2008 wurden in Nigeria nur 13 Bcm verbraucht und 35 Bcm produziert – ähnlich viel wie in 2007.

Hierbei wird deutlich, was für ein Kraftakt notwendig sein wird, um sowohl die Inlandsnachfrage als auch die Exporte mit der heimischen Produktion zu decken. Angenommen das prominenteste Exportprojekt, die TSGP, würde wie vorgesehen 2016 mit einer Kapazität von 30 Bcm p. a. fertig gestellt und die Pläne des GMP würden erfolgreich umgesetzt. Sofern Nigeria die bestehenden LNG-Kapazitäten von 22 mmtpa (ca. 30 Bcm) beibehält, müsste die Gasproduktion 2016 mindesten 160 Bcm betragen. Und hierbei handelt es sich um die tatsächliche vermarktbar Produktion, nicht um die (brutto) Förderung, denn die nigerianische Erdölunternehmen werden weiterhin einen Teil des Erdgases nicht vermarkten können (z. B. zur Aufrechterhaltung des Förderdrucks in den Ölfeldern).

Die sehr hohen Investitionen für die nigerianische Infrastruktur sollen praktisch komplett durch internationale Energiekonzerne getragen werden. Es erscheint aber fraglich, ob tatsächlich genügend Finanzmittel zusammen kommen werden, wenn das produzierte Erdgas nicht in die lukrativeren westlichen Märkte exportiert werden darf, sondern primär im Land vermarktet werden soll. Zwar werden innerhalb Nigerias Mindestpreise festgeschrieben und der nigerianische Gaspreis soll sich in Zukunft an einer internationalen Preisformel richten, doch bleibt dann die Frage offen, wie es sich das Gros der Nigerianer leisten soll, das teure Erdgas in einem gasgestützten Nigeria zu nutzen.

Sollten die notwendigen Investitionen für den nigerianischen Inlandsmarkt zusammenkommen, blieben immer noch Milliarden-Investitionen für Exportprojekte zu

tätigen. Obwohl internationale Konzerne gute Möglichkeiten haben, sich in Nigeria zu engagieren und die geplante Restrukturierung (PIB) Wirtschaftlichkeit und Profit stärker als bisher in den Mittelpunkt stellen wird, erscheint es mehr als fraglich, ob die hierzu notwendigen Summen im vorgesehenen Zeitraum zusammen kommen werden.

Ohne Zweifel aber überschattet die politische Situation in Nigeria alle Pläne zum Ausbau der Gaswirtschaft. Neben der Instabilität durch die lange Erkrankung des Präsidenten ist die Auseinandersetzungen in der Hauptförderregion am Nigerdelta – trotz des Waffenstillstandes und des staatlichen Amnestieprogramms – weit von einer Lösung entfernt. Zudem scheinen die religiösen Konflikte im Norden des Landes in den letzten Jahren sogar an Kraft gewonnen zu haben. Von den tragischen Auswirkungen dieser inter-religiösen Konflikte innerhalb Nigerias abgesehen, bleibt die Frage, wie man durch diese Gebiete ein milliardenteures Pipelineprojekt bauen kann, das sich von Erdgas aus dem ebenfalls krisengeschüttelten Nigerdelta speisen soll. Es ist unter den gegebenen Umständen kaum anzunehmen, dass so ein Projekt zuverlässig Erdgas nach Europa liefern könnte

#### **7.4 Die kaspische und zentralasiatische Region**

Nach dem Ende der Sowjetunion waren die Energievorkommen der kaspischen und zentralasiatischen Region zum ersten Mal wieder den westlichen Ländern zugänglich, so dass viele den Beginn eines neuen „*Great Game*“ prophezeiten. Heute legt besonders Europa große Hoffnungen auf diese Region als eine Alternative zu russischem Erdgas.

Dieses Kapitel befasst sich mit den wichtigsten erdgasfördernden und -exportierenden Staaten der kaspischen Region. Dabei handelt es sich in erster Linie um Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan in Zentralasien und um Aserbaidschan im Südkaukasus. Diese Länder verfügen über die wichtigsten Erdgasreserven der Region und fördern bedeutende Mengen des Energieträgers. Obwohl selbstverständlich Russland und Iran ebenfalls zu der Region gehören und auch über bedeutende Erdgasvorkommen verfügen, werden sie in separaten Kapiteln gründlich untersucht (siehe Kapitel 7.1 bzw. 7.5).

Andere Staaten in der Region werden üblicherweise aufgrund geringer Reserven und Ressourcen bei der Auseinandersetzung mit Themen rund um Erdöl und Erdgas in Zentralasien nicht berücksichtigt. Auch hier sollen solche Staaten zum größten Teil aus der Untersuchung ausgeblendet werden, obwohl es in den letzten Jahren durch intensivere Explorationsbemühungen zu einer deutlichen Erhöhung der Reserven- und Ressourcenbasis

gekommen ist. So ist es beispielsweise in Kirgisien (oder Kirgistan) in jüngster Vergangenheit zu einem „Mini-Ölboom“<sup>965</sup> gekommen, der sogar das verstärkte Engagement von Gazprom zur Folge hatte. Der russische Erdgasgigant sicherte sich in einem ersten Schritt, durch die Unterzeichnung eines MoU, die Option zum Kauf von über 75% der kirgisischen Erdgasgesellschaft Kyrrgyzgaz (man hat sich auf den Kauf bereits geeinigt, das Geschäft ist aber noch nicht abgewickelt) und bekundete gleichzeitig Interesse am Kauf anderer Energieunternehmen im Land.<sup>966</sup>

Bei der Untersuchung wird nach dem bereits bei den anderen Regionen und Ländern eingesetzten Muster vorgegangen. Beginnend mit einem historischen Rückblick soll anschließend auf den Erdgassektor der Länder eingegangen werden. Nach einer genaueren Betrachtung der Produktion, des Konsums und des Exports von Erdgas sowie des Investitionsbedarfs, wird ein Blick auf die Organisation des Erdgassektors geworfen. Auf der Beziehungsebene werden neben den intraregionalen Dynamiken v. a. die Beziehungen der Region zu Russland und zu einzelnen europäischen Akteuren untersucht. An dieser Stelle werden auch verschiedene regionale Konflikte untersucht. Auf die Beziehungen zwischen den zentralasiatischen Ländern und der EU ist bereits eingegangen worden (siehe Kapitel 6.5.2).

#### 7.4.1 Die politische Lage der kaspischen und zentralasiatischen Staaten

Die vier kaspischen und zentralasiatischen Staaten sind durchweg gekennzeichnet von undemokratischen, autokratischen oder quasi monarchischen Herrschaftsformen. In Aserbaidshjan regiert Ilham Aliyev seit dem Tod seines Vaters in 2003. Obwohl OSZE-Wahlbeobachter in verschiedenen Wahlen seit seinem Amtsantritt durchaus Fortschritte im Demokratisierungsprozess anerkennen, sind Wahlen in Aserbaidshjan noch weit davon entfernt, internationale Standards zu erfüllen. Die Präsidentschaftswahlen von 2008, bei denen Aliyev mit 89% der Stimmen wiedergewählt wurde, können als Beispiel hierfür dienen.<sup>967</sup>

Bis zum Tod des turkmenischen Präsidenten Saparmurat Atajewitsch Nijasow in 2006, wurden alle drei zentralasiatischen Staaten von den selben Personen geführt, die zum Zeitpunkt des Zerfalls der UdSSR der entsprechenden Sowjetrepublik vorgestanden hatten.

---

<sup>965</sup> Vgl. Daly, John C.K.: Bishkek explores oil prospects, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 5, Issue 15, 25.01.2008, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=33326](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=33326), 25.04.09.

<sup>966</sup> Vgl. „Gazprom strengthens hold on Kyrrgyz gas reserves“, in: New Europe (Online), Issue 803, 13.10.2008, unter: <http://www.neurope.eu/articles/90143.php>, 25.04.09.

<sup>967</sup> Vgl. Nichol, Jim: Armenia, Azerbaijan, and Georgia: Political Developments and Implications for U.S. Interests, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009, S. 23ff.

Besonders in Turkmenistan entwickelte Nijasow einen bizarren Personenkult. Er nannte sich z. B. „*Türkmenbaşy*“ („Der Führer der Turkmenen“) und schrieb ein zweibändiges Buch, die „*Ruhnama*“, welches neben dem Koran gleichgestellt war. Obwohl de jure eine Republik, wurde Turkmenistan in der Vergangenheit aus diesen Gründen oft als Sultanat bezeichnet. Der Nachfolger Nijasows, Gurbanguly Berdimuhamedow, hat bis jetzt kaum die in ihm von internationalen Beobachtern gesetzten Hoffnungen auf eine politische Öffnung des Landes erfüllt. Er wurde 2007 in einer Wahl, die von OSZE-Beobachtern als „Schauspiel“ bezeichnet wurde, bei einer Beteiligung von 94% mit über 89% der Stimmen gewählt.

Nur wenig besser ist die Situation in Usbekistan, wo Islam Karimov seit der Unabhängigkeit des Landes regiert. Obwohl die usbekische Verfassung lediglich zwei Amtszeiten für den Präsidenten vorsieht, wurde von der politischen Führung argumentiert, dass die Verfassung während Karimovs „erster“ Amtszeit erlassen wurde und entsprechend erst ab dann Geltung habe. Somit wäre die erste Amtszeit Karimovs unter der neuen Verfassung diejenige ab 2000, womit er 2007 für eine „zweite“ Amtszeit antreten durfte. Er wurde mit 88% der Stimmen wiedergewählt.

In Kasachstan regiert Nursultan Nasarbajew. Der kasachische Präsident hat in den vergangenen Jahren besondere Anstrengungen unternommen, um Kasachstans Ansehen auf internationaler Ebene zu verbessern. Beispielsweise hat er sich erfolgreich um den Vorsitz der OSZE für das Jahr 2010 bemüht. Hierzu hat er 2007 „demokratische Reformen“ durchgeführt, deren Konsequenz u. a. eine Parlamentswahl war, bei der sieben Parteien antraten, unter denen es nur eine Oppositionspartei gab. Die wichtigste regierungsfreundliche Partei (Nur-Otan) errang 88% der Stimmen – alle anderen Parteien scheiterten an der 7%-Hürde am Einzug ins Parlament in Astana.<sup>968</sup> Viele Regimekritiker bezeichnen die Reformen der letzten Jahre in Kasachstan als rein kosmetisch und auf die Bewerbung um den OSZE-Vorsitz zugeschnitten. Zudem prangern sie die Behandlung von Oppositionellen und die Beziehungen zwischen der Regierung und den Medien im Land an. In den vergangenen Monaten ist es immer wieder zu Protesten in Kasachstan gekommen, die sich besonders gegen Pläne wenden, Nasarbajew zum lebenslangen Präsidenten zu erklären. Die wichtigsten Oppositionsparteien haben sich im Oktober 2009 zu einer neuen Partei vereinigt und haben vor, den OSZE-Vorsitz des Landes für neue Proteste und Reformen zu nutzen.<sup>969</sup>

---

<sup>968</sup> Vgl. Ders., Central Asia: Regional Developments and Implications for U.S. Interests, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009, S. 14ff.

<sup>969</sup> Vgl. Lillis, Joanna: Kazakhstan: Rights group urging improvements, as OSCE chair looms, Eurasia Insight, Eurasianet, 24.06.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav062409a.shtml>, 10.08.09. Ebenfalls vgl. Ders., Kazakhstan: Domestic Politics Bubbling as Astana Prepares to Assume OSCE

Die Situation der Menschenrechte und der Pressefreiheit in den Staaten der Region wird im Allgemeinen weltweit immer wieder kritisiert. Besonders repressiv und gewaltsam gehen dabei Turkmenistan und Usbekistan vor. Für großes internationales Aufsehen sorgte die gewaltsame Niederschlagung der Demonstrationen 2005 in Andijan, Usbekistan (siehe Unterkapitel 7.4.7.4.). Alle vier Staaten hatten nach dem Ende der UdSSR mit einem wirtschaftlichen Kollaps zu kämpfen. Erst Investitionen im Energiesektor und die Erschließung der Eröl- und Erdgasfelder (besonders in Aserbaidschan und Kasachstan) verhalfen den Ländern zu kontinuierlichem Wachstum. Aserbaidschan gehört mit einer jährlichen Wachstumsrate von über 11% in 2008 (in 2007 waren es 23,4%, 2006 sogar 30,5%)<sup>970</sup> zu den am schnellsten wachsenden Volkswirtschaften der Welt. Die niedrigen Energiepreise und die globale Finanz- und Wirtschaftskrise bedrohen das Wachstum der Länder in der Region, die ein hohes Wirtschaftswachstum benötigen, um die allgegenwärtige Armut der Bevölkerung zu bekämpfen.

#### 7.4.2 Die historische Entwicklung des Gassektors

Die kaspische und zentralasiatische Region ist seit Jahrhunderten für ihre Erdöl- und Erdgasreserven bekannt. Vor allem in Aserbaidschan gibt es bereits aus dem Mittelalter Berichte über die Förderung von Erdöl (manche gehen sogar auf die Antike zurück), als das Öl als Brennstoff, zu militärischen und medizinischen Zwecken verwendet wurde. Die kommerzielle Ausbeutung der Erdölvorkommen in der Region begann 1847 in Bibiheybat und später in Balakhani, nahe der Hauptstadt Baku. Im Jahr 1901 produzierte Aserbaidschan 11,5 Mio. Tonnen Rohöl (die USA dagegen nur 9,1 Mio. Tonnen) und lag damit mit einem weltweiten Anteil von 51% an der Produktion auf dem ersten Platz.<sup>971</sup>

Obwohl die Region lange Teil der UdSSR war, begann der Ausbau der Gasindustrie im Vergleich zu anderen sowjetischen Gebieten spät. Die Erweiterung der sowjetischen Gaswirtschaft auf die Staaten der Region startete erst in den 1950er und 60er Jahre, besonders in Aserbaidschan und in Turkmenistan. Obwohl Erdgas in der Region in größeren Mengen vorhanden ist als Erdöl, wurde von der UdSSR v. a. die Erdölproduktion forciert, so dass viele bekannte Erdgaslager bis zum Ende der Sowjetunion unerschlossen blieben. Stattdessen wurden die zentralasiatischen Gaslager von Moskau eher als „strategische Reserven“

---

Chair, Eurasia Insight, 14.10.2009, unter:

<http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav101409.shtml>, 22.10.09.

<sup>970</sup> Vgl. CIA The World Factbook (Internetauftritt): Azerbaijan, 30.07.2009, unter:

<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/aj.html>, 03.08.09.

<sup>971</sup> Vgl. SOCAR: Brief history of oil and gas recovery in Azerbaijan, o.O. 2008, S. 1f.

betrachtet, so dass die sowjetische Führung sich auf die Ausbeutung der westsibirischen Vorkommen konzentrierte.

Der Zerfall der UdSSR leitete eine Phase massiver Investitionen westlicher Energieunternehmen in den Energiesektoren der unabhängig gewordenen, öl- und gasreichen Staaten der Region ein. Besonders konnte zu Beginn Aserbaidshans von diesen Investitionen profitieren, was sich u. a. in der Unterzeichnung des PSAs von 1994 zur Erschließung der Erdöl- und Gasfelder Azeri-Chirag-Guneshli (ACG) widerspiegelte. Nach dieser ersten Phase Anfang der 1990er Jahre konnten auch andere Staaten in der Region von internationalen Investitionen im Energiebereich profitieren, was wie im Fall von Kasachstan, auch an einer Reihe von Gesetzesreformen lag, die die Attraktivität der Staaten erhöhte.<sup>972</sup>

#### 7.4.3 Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration

Über die Höhe der kaspischen und zentralasiatischen Reserven hat es im Laufe der Zeit sehr unterschiedliche Schätzungen gegeben, was v. a. daran lag, dass die Region für internationale Explorationsaktivitäten in der Vergangenheit nicht zugänglich war. Obwohl sich die höchsten Erwartungen der frühen 1990er („neue Golfregion“) nicht bewahrheitet haben, verfügen die Staaten über substantielle Kohlenwasserstoffreserven. Zählt man die Erdgasreserven und -ressourcen der vier wichtigsten Staaten der Region zusammen, kommt man laut BP für 2008 auf Reserven von 12,5 Tcm zu denen die BGR ca. 12 Tcm Ressourcen hinzurechnet.<sup>973</sup> Verstärkte Exploration und die Neubewertung bekannter Felder haben in den letzten Jahren immer wieder zur Anhebung der Reservenbasis geführt.

##### 7.4.3.1 Aserbaidshans

Aserbaidshans verfügte sowohl nach BP (in 2008) als auch nach BGR über Erdgasreserven von annähernd 1,2 Tcm. Darüber hinaus kommen laut BGR noch Ressourcen von bis zu 1,9 Tcm hinzu. Praktisch alle Kohlenwasserstoffvorkommen Aserbaidshans liegen offshore im Kaspischen Meer. Zu den traditionell bedeutendsten Erdgasreservoirs gehört das Bakhar-Feld (Öl und Gas). Das 1968 entdeckte Feld liegt gut 40 km südöstlich von Baku im Kaspischen Meer und wurde unmittelbar nach seiner Entdeckung erschlossen. Seine verbleibenden Reserven werden nur noch auf höchstens 25 Bcm geschätzt, weswegen das anliegende

---

<sup>972</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence Energy Policy and the Birth of a Nation, Washington / Stockholm 2008, S. 116f.

<sup>973</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22 und vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 45.

Erdgasfeld Bakhar-2 bald von Azneft (Tochtergesellschaft der staatlichen SOCAR) erschlossen werden soll.<sup>974</sup>

Weitere wichtige Erdgasfelder sind Shallow Water Guneshli (SWG) und möglicherweise Nakhchivan sowie Bulla-Deniz (ursprünglich bis zu 85 Bcm). Erdgasreserven werden des Weiteren im Inam-Ölfeld vermutet, das als Begleitgas gefördert werden könnte. Allerdings haben die geologischen Bedingungen des Feldes eine Erschließung bis jetzt verhindert. Shell hält das Potential des Feldes mittlerweile für gering und hat den eigenen Anteil auf 5% reduziert. Im Gegenzug hat die staatliche koreanische Gesellschaft KNOC (Korea National Oil Corporation) die 20% des britisch-niederländischen Konzerns übernommen. Die größte Bedeutung für Aserbaidschan besitzt das Shah Deniz-Erdgasfeld. Shah Deniz, das rund 70 km südöstlich von Baku liegt, soll laut BP über Reserven von bis zu 500 Bcm verfügen. Anderen Schätzung zufolge erreichen die Reserven sogar knapp 1 Tcm, womit das Feld auf jeden Fall das größte bekannte Erdgasfeld Aserbaidschans ist.

Die Explorationsbemühungen in Aserbaidschan haben in den letzten Jahren nur wenige positive Ergebnisse erbracht. Im Jahr 1998 fand Pennzoil auf der Suche nach Erdöl im Karabakh-Feld (offshore) Erdgas, jedoch befand sich das Lager zu weit weg von der bestehenden Infrastruktur, so dass sich die Erschließung nicht lohnte und Pennzoil sich aus dem Projekt zurück zog.<sup>975</sup> Enttäuschend waren bis jetzt die Ergebnisse von Testbohrungen v. a. in den Feldern Araz-Deniz, Lenkoran, Oguz, Kurdashi, Absheron, Nakhchivan, Yanan-Tava, Atashgah, Zafar, und Yalama.<sup>976</sup> Trotzdem sind internationale Unternehmen in Aserbaidschan immer noch bei der Exploration von Erdöl und Erdgas aktiv. Erst im Juli 2009 haben SOCAR und BP ein MoU unterzeichnet, damit das britische Unternehmen die Offshore-Strukturen Shafag und Asiman (ein Gebiet von gut 1.100 km<sup>2</sup>) untersucht, die 125 km südöstlich von Baku liegen und wo die Wassertiefen 800 m erreichen.<sup>977</sup>

#### 7.4.3.2 Kasachstan

Die Republik Kasachstan verfügte laut BP in 2008 über Reserven von insgesamt 1,8 Tcm, laut BGR sogar 3,3 Tcm. Darüber hinaus geht die BGR über Ressourcen von 2,5 Tcm aus.

---

<sup>974</sup> Vgl. Azerbaijan Production - Socar's Gas Production, in: APS Review Gas Market Trends, 10.07.2006, unter: <http://www.allbusiness.com/sector-21-mining/oil-gas-extraction-crude/1183770-1.html>, 28.04.09.

<sup>975</sup> Vgl. Azerbaijan Production - Socar's Gas Production, in: APS Review Gas Market Trends, 10.07.2006.

<sup>976</sup> Vgl. EIA: Azerbaijan. Country Analysis Briefs, o.O. 2007, S. 8, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Azerbaijan/pdf.pdf>, 29.04.09.

<sup>977</sup> Vgl. Watkins, Eric: BP, SOCAR sign agreement for Caspian Sea block, in: Oil & Gas Journal (Online), 16.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8516307107/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-bp\\_-socar\\_sign\\_agreement.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8516307107/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-bp_-socar_sign_agreement.html), 17.07.09.

Das meiste Erdgas in Kasachstan kommt in Ölfeldern als Associated Gas vor. Große Mengen von über 500 Bcm solchen Begleitgases befinden sich im Tengiz-Feld, das eines der größten Erdölfelder der Welt ist (bis zu 9 Mrd. Barrels) und an der nordöstlichen kasachischen Küste liegt. Darüber hinaus rechnet man mit knapp 500 Bcm im offshore gelegenen Kashagan-Erdölfeld und mit weiteren 120 Bcm im Zhanazhol-Feld. Die bedeutendsten Erdgasreserven befinden sich onshore im Karachaganak-Feld, das im Nordwesten Kasachstans liegt und über Reserven von bis zu 1,35 Tcm verfügen soll.<sup>978</sup>

Obwohl sich die Explorationsbemühungen nach neuen Erdgasreserven auf ganz Kasachstan erstrecken, gilt für die Zukunft der kasachische Teil des Kaspischen Meeres als besonders interessant. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Teil des Meeres das ressourcenreichste ist. Besonders Russland ist es gelungen, nicht zuletzt durch die Ausübung von starkem Druck auf Kasachstan, sich an der Exploration und Erschließung dieser Region erfolgreich zu beteiligen. Konkret ist Russland mit Kasachstan an der Erschließung der Felder Kurmangazy, Khvalynskoye und Tsentralnaya beteiligt. Das (private) russische Unternehmen Lukoil übernimmt hierbei für Russland eine Schlüsselrolle in Kasachstan.<sup>979</sup> Allein an Khvalynskoye hält das russische Unternehmen 50%. Auch an den anderen zwei Feldern hält Lukoil die wichtigsten Anteile, doch sind ebenfalls westliche Unternehmen an den Feldern beteiligt. An Khvalynskoye beispielsweise sind auch die französischen Unternehmen Total (17%) und GdF Suez (8%) investiert. Damit halten die europäischen Unternehmen 25%, zu denen noch die von der kasachischen KazMunaiGaz (KMG) gehaltenen Anteile hinzukommen. Nach der ersten, 5 Mrd. US\$ teuren Erschließungsphase, sollen im Khvalynskoye-Feld ca. 9 Bcm p. a. gefördert werden.<sup>980</sup>

#### 7.4.3.3 Usbekistan

In Usbekistan, das als einziges der ressourcenreichen Staaten Zentralasiens keinen direkten Zugang zum Kaspischen Meer besitzt, sollen sich Erdgasreserven von ca. 1,6 Tcm befinden (laut BP für 2008). Hierzu kommen noch von der BGR geschätzte 1,5 Tcm Erdgasressourcen hinzu. Bei den verschiedenen Erdgasfeldern in der südlichen Region Shurtan handelt es sich

---

<sup>978</sup> Vgl. EIA: Kazakhstan. Country Analysis Briefs, o.O. 2008, S. 7ff; die Reserven einiger Erdgasfelder entstammen den Angaben von KAZMUNAIGAZ aus dem Jahr 2007 und sind entnommen aus Yenikeeff, Shamil Midkhatovich: Kazakhstan's Gas: Export Markets and Export Routes, Oxford Institute for Energy Studies, NG 25, Oxford 2008, S. 23.

<sup>979</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence, S. 157.

<sup>980</sup> Vgl. Watkins, Eric: Kazakhs peg Khvalynskoye development at \$5 billion, in: Oil & Gas Journal (Online), 08.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2235974120/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production-2/s-production-operations/s-regional-production/s-2009/s-10/s-kazakhs-peg\\_khvalynskoye.html](http://www.ogj.com/index/article-display/2235974120/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production-2/s-production-operations/s-regional-production/s-2009/s-10/s-kazakhs-peg_khvalynskoye.html), 13.10.09.



mit 500 Bcm um die größte Ansammlung von Erdgasfeldern im zentralasiatischen Land. Das zweitgrößte Erdgasreservoir Usbekistans ist das Alan-Feld, das über 200 Bcm verfügt. Zu den größten und wichtigsten Feldern in Usbekistan zählt mit über 140 Bcm das Kokdumalak Öl- und Gasfeld. Es liegt im Westen des Landes nahe der Grenze zu Turkmenistan, wurde 1985 entdeckt und verfügt zusätzlich über mehr als 96 Mio. Tonnen Gaskondensat. Erdgasfelder in den Regionen Surhandarya und Bukhara sollen zusammen über 550 Bcm verfügen. Das Mubarek-Gasfeld gehört zusammen mit dem Surgil-Feld (140 Bcm) und dem Kandym-Feld (150 Bcm) ebenfalls zu den wichtigsten Erdgasreservoirs Usbekistans. Auch von Bedeutung ist das Zafar-Feld, das sich in der erdgasreichen Region Kashkadarya 350km südwestlich der Hauptstadt Taschkent befindet.<sup>981</sup>

#### 7.4.3.4 Turkmenistan

BP geht für 2008 von turkmenischen Erdgasreserven in Höhe von 7,94 Tcm aus, zu denen die BGR 6 Tcm zusätzlicher Erdgasressourcen vermutet. Noch 2007 wurden die turkmenischen Reserven auf lediglich 2,67 Tcm geschätzt. Diese Schätzung dürfte allerdings seit Oktober 2008 hinfällig geworden sein, als eine von Taschkent beauftragte britische Firma eine Neubewertung der wichtigsten turkmenischen Erdgaslager vorstellte. Besonders die Neubewertung des Yolotan-Osman-Feldes zu einem Feld der Kategorie „*Super-Giant*“ könnte zu einer Verfünffachung der turkmenischen Erdgaslager geführt haben.

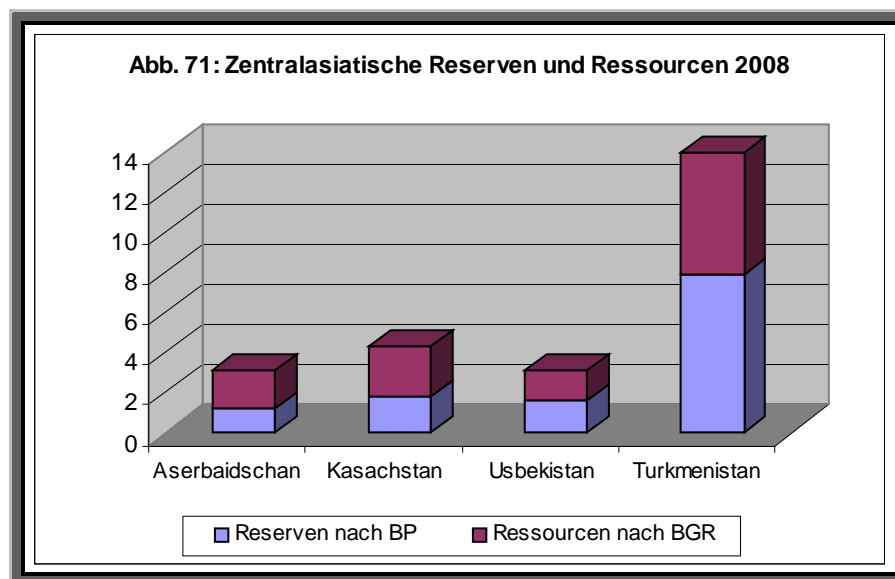
Laut der britischen Gaffney Cline & Associates Ltd. (GC&A), verfügt dieses Erdgasfeld, das im Südosten Turkmenistans liegt und 75 km lang sowie 35 km breit ist, nach der Neubewertung über mindestens 4 Tcm (low estimate). Das Feld könnte aber auch über Reserven von 6 Tcm (best estimate) oder sogar 14 Tcm (high estimate) verfügen. Obwohl die Wahrscheinlichkeit, dass das Feld tatsächlich über 14 Tcm verfügt, gering einzuschätzen ist, bleibt das Yolotan-Osman-Feld nur eines von mehreren Feldern, deren Reserven nach oben korrigiert worden sind – weitere müssen noch geprüft werden. Das nahe gelegene Yashlar-Erdgasfeld verfügt (best estimate) über 700 Bcm, könnte jedoch sogar Reserven in Höhe von mehr als 1,5 Tcm (high estimate) haben. Noch vor der Neubewertung einiger der wichtigsten Erdgasfelder Turkmenistans ging man davon aus, dass es sich bei dem Dauletabad-Feld (auch Dovletabat) mit 1,4 Tcm um das größte Erdgasfeld des Landes handelte.<sup>982</sup> Das Erdgasfeld

---

<sup>981</sup> Vgl. Uzbekistan - The Main Fields, in: APS Review Oil Market Trends, 13.10.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/energy-utility-sector-performance-oil/11604671-1.html>, 29.04.09 und OAO Lukoil: Annual Report 2007, Moskau 2008, S. 107ff.

<sup>982</sup> Vgl. RFE/RL: Independent Audit Shows Turkmen Gas Field 'World-Class', 14.10.2008, unter: [http://www.rferl.org/content/Independent\\_Audit\\_Shows\\_Turkmen\\_Gas\\_Field\\_WorldClass\\_/1329822.html](http://www.rferl.org/content/Independent_Audit_Shows_Turkmen_Gas_Field_WorldClass_/1329822.html),

Shatlyskoye gehört mit geschätzten 1 Tcm ebenfalls zu den bisher größten Feldern in Turkmenistan. Weitere bedeutende Lager im Land sind Bagadzhin (280 Bcm), Kirpichlin (240 Bcm), Naipskoye (220 Bcm) und Gugurti (110 Bcm).<sup>983</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP, BGR.

Mit fortschreitender Neubewertung der turkmenischen Erdgaslager steigen die erwiesenen Reserven des zentralasiatischen Landes kontinuierlich an. Optimisten gehen in Turkmenistan mittlerweile von Gesamtreserven in Höhe von bis zu 38 Tcm aus, womit das Land nach Russland über die zweit höchsten Erdgasreserven der Welt verfügen würde.<sup>984</sup> Ende 2009 tauchten in der russischen Zeitung Vremya Novostei und bei der deutschen Nicht-Regierungsorganisation Eurasian Transition Group Zweifel über die nach oben korrigierten turkmenischen Reserven auf. Ihr Vorwurf richtet sich nicht gegen GC&A, sondern gegen die turkmenische Führung, die das Beratungsunternehmen mit manipulierten Daten versorgt haben soll. GC&A allerdings hält dies aufgrund der Mengen und der Komplexität der Daten für äußerst unwahrscheinlich. Gleichzeitig sehen einige Beobachter Moskau als Quelle dieser Gerüchte. Sie halten es für möglich, dass Russland durch das Durchsickern solcher Gerüchte und anderer Vorwürfe hofft, Zweifel bezüglich des turkmenischen Exportpotentials zu

29.04.09 und vgl. Farey, Ben: Yolotan-Osman Field a "Super-Giant", Bloomberg, 20.02.2009, unter: <http://www.oilandgaseurasia.com/news/p/0/news/4068>, 29.04.09.

<sup>983</sup> Vgl. Halbouty, Michel Thomas (Hrsg.): Giant Oil and Gas Fields of the Decade, 1990-1999, AAPG Memoire 78, Tulsa 2003, S. 78, und vgl. Paik, Keun-Wook: Pipeline Gas Introduction to the Korean Peninsula, Report, Korea Foundation Project 'Energy and Environmental Cooperation in the Korean Peninsula, Chatham House, Januar 2005, S. 3, unter: [http://www.chathamhouse.org.uk/files/2978\\_kpjan05.pdf](http://www.chathamhouse.org.uk/files/2978_kpjan05.pdf), 29.04.09.

<sup>984</sup> Vgl. Turkmenistan's Gas Reserves May Exceed 38 TCM, in: APS Review Gas Market Trends, 20.10.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/mining-extraction/oil-gas-exploration-extraction-oil/11666006-1.html>, 29.04.09.

wecken. Zudem solle Druck auf Turkmenistan bei laufenden Vertragsverhandlungen mit Moskau über neue Gasexportverträge aufgebaut werden.<sup>985</sup>

#### **Verdichtung 34 (7.4.1-7.4.3)**

Alle vier Staaten werden von autokratischen oder diktatorischen Regimen regiert und haben bedeutende Defizite bei der Einhaltung der Menschenrechte, was oft von westlichen Ländern kritisiert wird. Die Volkswirtschaften sind allesamt hochgradig von Energieexporten abhängig, die jedoch in Zeiten hoher Energiepreise ein beträchtliches Wirtschaftswachstum erlaubten. Ein Großteil der Bevölkerung lebt jedoch in Armut. Die Erdgasvorkommen der Region behandelte die UdSSR als „strategische Reserve“. Die Erdgasreserven wurden verstärkt erst mit dem Zerfall der Sowjetunion und den damit verbundenen Investitionen internationaler Energiekonzerne erschlossen. Die Erdgasreserven sind in allen vier Ländern bedeutend. In Aserbaidshan sind die Lager hochkonzentriert und fast komplett offshore. Die Explorationsaktivitäten der letzten Jahre waren aber eher entmutigend. Die kasachischen Reserven befinden sich sowohl onshore als auch offshore. Ein Großteil liegt, wie auch in Usbekistan, als Begleitgas vor. Die Offshore-Gebiete sollen großes Potential haben. Turkmenistan hat die höchsten Reserven der Region, wobei deren genaue Höhe aufgrund der Neubewertungen umstritten ist. Die turkmenischen Erdgasfelder sind oft sehr groß und liegen sowohl onshore als auch offshore.

#### 7.4.4 Erdgas in der kaspischen Region: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen

In den folgenden Kapiteln sollen die Erdgasversorgung, der Export sowie die Investitionen im Erdgassektor der relevanten Staaten in der kaspischen Region untersucht werden.

##### 7.4.4.1 Die Erdgasproduktion

Die vier Staaten der Region produzierten 2008 laut BP 173,2 Bcm Erdgas. Das meiste Erdgas wurde in Turkmenistan gefördert (66,1 Bcm) gefolgt von Usbekistan (62,2 Bcm), Kasachstan (30,2 Bcm) und Aserbaidshan (14,7 Bcm).<sup>986</sup>

##### 7.4.4.1.1 Aserbaidshan

Die aserbaidshanische Erdgasproduktion stammt (2007) zu 36,7% aus verschiedenen Erdgasfeldern von SOCAR, wobei das staatliche Unternehmen die aserbaidshanische Förderung im Gegensatz zu BP deutlich höher ansetzt. Der Grund für die Diskrepanz könnte in der Berücksichtigung von Erdgas bestehen, das zur Steigerung der Ölproduktion zurück in die Reservoirs gepumpt wird. Die wichtigsten produzierenden Felder waren Bakhar und SWG (ca. 3 Bcm p. a.). SOCAR versucht die eigene Erdgasförderung durch Millioneninvestitionen bis 2010 auf rund 9 Bcm zu erhöhen. Dem staatlichen aserbaidshanischen Unternehmen ist

<sup>985</sup> Vgl. Gente, Regis: Turkmenistan: Ashgabat Energy-Reserve Controversy Continues to Flare, Eurasia Insight, 21.10.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav102109a.shtml#>, 22.10.09.

<sup>986</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 24.

es zudem laut den im Erdölbereich eingegangenen PSAs (bis auf Shah Deniz) gestattet, alle Gasreserven (non-associated) zu erschließen und zu fördern, so z. B. bei den 1997 entdeckten Erdgasreserven im nordwestlichen Teil des Azeri-Feldes (eigentlich Teil des ACG-Feldes der AIOC) bei dem 1998 mit ExxonMobil ein MoU zur Erschließung des Gases vereinbart wurde. Weitere 20,5% des gesamten Erdgases stammten aus dem Shah Deniz-Projekt, das von einem Konsortium unter Führung von BP betrieben wird (andere Teilhaber sind z. B. Statoil, SOCAR, Lukoil und Total).

Das Shah Deniz-Projekt richtet sich durch die Verbindung zur SCP (BCE-Pipeline) besonders auf den Export von Erdgas, deckt aber zum Teil auch den Inlandsbedarf. Man geht davon aus, dass dieses Projekt für den Großteil der Fördererhöhungen Aserbaidschans verantwortlich sein wird. Seit 2006 produziert das Shah Deniz-Projekt Erdgas. Betrug die Höhe des geförderten Gases 2007 noch etwas weniger als 3 Bcm, könnte die Förderung 2008 bereits 8,4 Bcm erreicht haben. Laut EIA betrug die Förderung 2008 jedoch weiterhin knapp 3 Bcm und würde erst 2009 ca. 8 Bcm erreichen. Unter dem eigentlichen Reservoir des Shah Deniz-Feldes ist ein neues Lager entdeckt worden, das bedeutend genug ist, um eine zweite Erschließungsphase zu rechtfertigen. Diese zweite Phase dürfte gut 10 Mrd. US\$ an Investitionen benötigen – zusätzlich zu den 4 Mrd. US\$, die die erste Phase bereits gekostet hat. Nach Angaben des aserbaidischen Energieministers könnten sich die notwendigen Investitionen für die zweite Projektphase sogar in einer Größenordnung zwischen 16-20 Mrd. US\$ bewegen. Dann jedoch könnte das Projekt etwas mehr als 20 Bcm p. a. fördern. Die zweite Phase des Projekts hat sich in der Vergangenheit immer wieder verschoben, zuletzt auch, weil keine Einigung zwischen der Türkei und Aserbaidschan über die Transitregelungen erreicht werden konnte. Die EIA gibt 2016 als wahrscheinliches Jahr für die Implementierung der zweiten Shah Deniz-Phase an.

Vor der Inbetriebnahme des Shah Deniz-Projekts leistete mit 41,9% (2007) das Konsortium AIOC (Azerbaijan International Operating Company) den wichtigsten Beitrag für die aserbaidische Erdgasförderung. Zum überwiegenden Teil handelte es sich hierbei um bei der Erdölförderung anfallendes Begleitgas. Zu dem Konsortium, das auf den PSA von 1994 gegründet, gehören BP als wichtigster Anteilseigner sowie u. a. Chevron, SOCAR, Statoil, ExxonMobil und INPEX. Das Konsortium konzentriert sich auf die Produktion aus dem Felderkomplex Azeri-Chirag-Guneshli (ACG, v. a. für die Erdölproduktion von Bedeutung),

das sich offshore ca. 120 km östlich von Baku befindet. Nicht einmal 1% der Erdgasförderung stammt von anderen, onshore gelegenen JVs.<sup>987</sup>

#### 7.4.4.1.2 Kasachstan

Kasachstans Erdgasförderung besteht zum größten Teil aus Begleitgas (associated gas). Ein bedeutender Teil der Förderung wird zurück in die Lager gepumpt, um die Erdölförderung zu unterstützen. Das wichtigste erdgasproduzierende Feld ist das Karachaganak-Feld, aus dem 2007 insgesamt 14 Bcm gefördert wurden – 18% mehr als im Vorjahr. Ein weiterer wesentlicher Teil der kasachischen Produktion stammt aus dem Tengiz-Feld, das im selben Jahr mit 7 Bcm zur dieser beitrug. Insgesamt könnte die Erdgasförderung in Kasachstan noch deutlich steigen, wenn die Erdölförderung wie geplant erhöht wird<sup>988</sup> und die geschätzten 8 Bcm p. a., die entweder abgefackelt oder in die Atmosphäre entweichen, genutzt würden. Kasachstan hat seit einiger Zeit Maßnahmen ergriffen, um diese Praktiken zu reduzieren.<sup>989</sup>

#### 7.4.4.1.3 Usbekistan

Usbekistan ist traditionell der zweitgrößte Erdgasproduzent unter den berücksichtigten Staaten der Region, überholte aber wahrscheinlich in 2009 Turkmenistan. Dies lag weniger an einer Fördererhöhung auf usbekischer Seite als vielmehr an einem Förderrückgang bei Turkmenistan. Laut BP lag Usbekistan 2008 mit einer Förderung von 62,2 Bcm noch hinter Aschgabat an zweiter Stelle. Taschkent ist es in den letzten zwei Jahrzehnten fast durchweg gelungen, die Förderung zu erhöhen. Dies gelang v. a. dadurch, dass sich das Land auf den Binnenmarkt konzentrierte und auf die Verwendung russisch kontrollierter Infrastruktur verzichtete. Das Erdgas wird heute aus gut 27 Erdgasfeldern gefördert. Die wichtigste Erdgasförderregion ist das Ustyurt-Becken im Südwesten Usbekistans. Dort befinden sich 12

---

<sup>987</sup> Vgl. SOCAR: Brief history of oil and gas recovery in Azerbaijan, S. 9; ebenfalls vgl. EIA: Azerbaijan, S. 3ff und BP (Internetauftritt), About BP in the Caspian Region, unter: <http://www.bp.com/genericsection.do?categoryId=6071&contentId=7014288>, 14.12.09, zu den möglichen Kosten der 2. Phase des vgl. Azeri Shah Deniz Field's Phase 2 to Cost Up to \$20B, Rigzone, 27.04.2009, unter: [http://www.rigzone.com/news/article.asp?a\\_id=75483](http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=75483), 01.05.09.

<sup>988</sup> z.B. die Erdölförderung von Tengizchevroil (TCO), eines von Chevron geführten Konsortiums. Die Erhöhung um 1 Million Tonnen Erdöl wird zum Abfackeln von zusätzlichen 33 Mio. Kubikmetern Begleitgas führen. In 2008 mussten die führenden Gesellschaften Kasachstans hohe Geldbußen für abgefackeltes Erdgas zahlen, z.B. KPO (Karachaganak Petroleum) 1,8 Mrd. Tenge, TCO ca. 1 Mio. Tenge, KazGerMunay sogar 8 Mrd. Tenge. vgl. Watkins, Eric: Tengizchevroil to increase production in 2009, in: Oil & Gas Journal (Online), 05.10.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/3960565126/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production-2/s-production-operations/s-regional-production/s-2009/s-10/s-tengizchevroil-to.html>, 07.10.09.

<sup>989</sup> Vgl. EIA: Kazakhstan, S. 7ff.

produzierende Erdgaslager, die über 80% der usbekischen Förderung stellen, u. a. die Felder Shurtan (ca. 15 Bcm) und Kokdumalak (fluktuiert zwischen 4 – 6 Bcm).<sup>990</sup>

Lukoil, der private russische Energiekonzern, produzierte vor 2009 insgesamt 2,7 Bcm Erdgas in Usbekistan von denen 1,8 Bcm nach Russland exportiert wurden. Im April 2009 jedoch gab Lukoil bekannt, auf Bitten Gazproms, die Erdgasproduktion in Usbekistan um 18% zu reduzieren. Warum genau Lukoil, dessen Aktivitäten in Usbekistan zu den profitabelsten zählen, dem Drängen Gazproms nachgegeben hat, bleibt unklar. Für Usbekistan jedoch bedeutet diese Entscheidung empfindliche finanzielle Einbußen. Gazprom selbst war in den letzten Monaten gezwungen, die eigene Erdgasförderung aufgrund rückläufiger Nachfrage in Europa zu drosseln.<sup>991</sup>

#### 7.4.4.1.4 Turkmenistan

Turkmenistan ist für gewöhnlich der größte Erdgasförderer der Region, könnte aber 2009 von Usbekistan überholt worden sein. Die turkmenische Erdgasproduktion unterlag in der Vergangenheit außergewöhnlich hohen Schwankungen. Förderte Turkmenistan vor dem Zerfall der UdSSR noch 81,4 Bcm, fiel die Produktion 1998 auf ein Niveau von nur 12 Bcm, um daraufhin erneut zu steigen. Hintergrund dieses dramatischen Produktionseinbruchs waren in erster Linie Spannungen mit Moskau über die Verwendung der Exportpipelines. Damals standen nur Exportpipelines zur Verfügung, die russisches Territorium passieren mussten.<sup>992</sup> Aus ähnlichen Gründen dürfte die Förderung in 2009, nach der Unterbrechung der turkmenischen Lieferungen, gegenüber dem Vorjahr stark gefallen sein. Ersten Schätzungen zufolge könnte die turkmenische Gasproduktion auf lediglich 38 Bcm gefallen sein.<sup>993</sup>

Für 2008 ging BP noch von einer Erdgasproduktion in Höhe von 66,1 Bcm aus. In Zukunft soll die Produktion Turkmenistans aber weiter ansteigen. Nach Angaben der staatlichen TurkmenGaz soll die Förderung in 2010 ca. 120 Bcm erreichen und 2030 sogar 240 Bcm betragen. Allerdings befinden sich die meisten produzierenden Felder in den Hauptfördergebieten (Amu'Darya-Becken, Murgan-Becken und Südkaspisches-Becken)

---

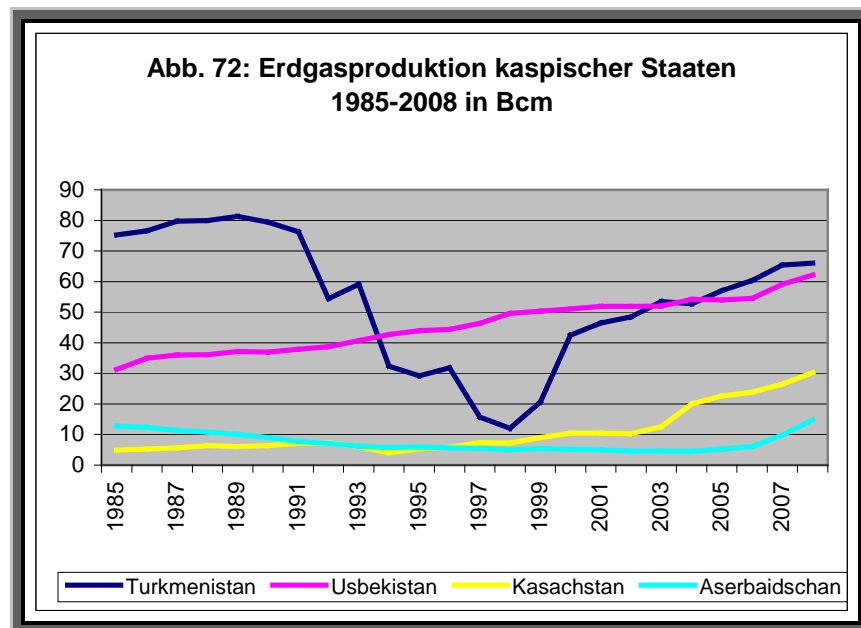
<sup>990</sup> Vgl. Usbekistan - Gas Production & Reserves, in: APS Review Gas Market Trends, 16.10.2006, unter: <http://www.allbusiness.com/agriculture-forestry-fishing-hunting/support-activities/3909828-1.html>, und vgl. UzbekNefteGaz to build new propane/butane mix production plant, Oil & Gas Uzbekistan (OGU), 28.04.2008, unter: [http://www.oilgas.uz/en/2008/news\\_items/propan\\_plant/](http://www.oilgas.uz/en/2008/news_items/propan_plant/), 30.04.09.

<sup>991</sup> Vgl. Usbekistan: Lukoil to slash uzbek gas production at Gazprom's request, Eurasianet News Brief, 15.04.09, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav041509a.shtml>, 30.04.09.

<sup>992</sup> Vgl. EIA: Central Asia. Country Analysis Briefs, o.O. 2005, S. 3; ebenfalls vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy Workbook 2009.

<sup>993</sup> Vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: Gas flows again to Russia, while discontent simmers, Eurasianet, Business & Economics, 14.01.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav011410.shtml>, 20.01.10.

bereits in einem fortgeschrittenen Produktionsstadium. Da ihre Produktion deswegen von Jahr zu Jahr nachlässt, werden die turkmenischen Ziele im Allgemeinen als zu optimistisch gesehen. Die Neubewertungen einiger Felder und v. a. die des Yolotan-Osman-Feldes, bescheren Turkmenistan eine mehr als ausreichende Reservenbasis für zukünftige Produktionserhöhungen. Das größte Problem dürften nicht die langfristigen, sondern die kurz- und mittelfristigen Ziele darstellen, da für die Erschließung der neuen Felder sehr hohe Investitionen vonnöten sein werden.<sup>994</sup>



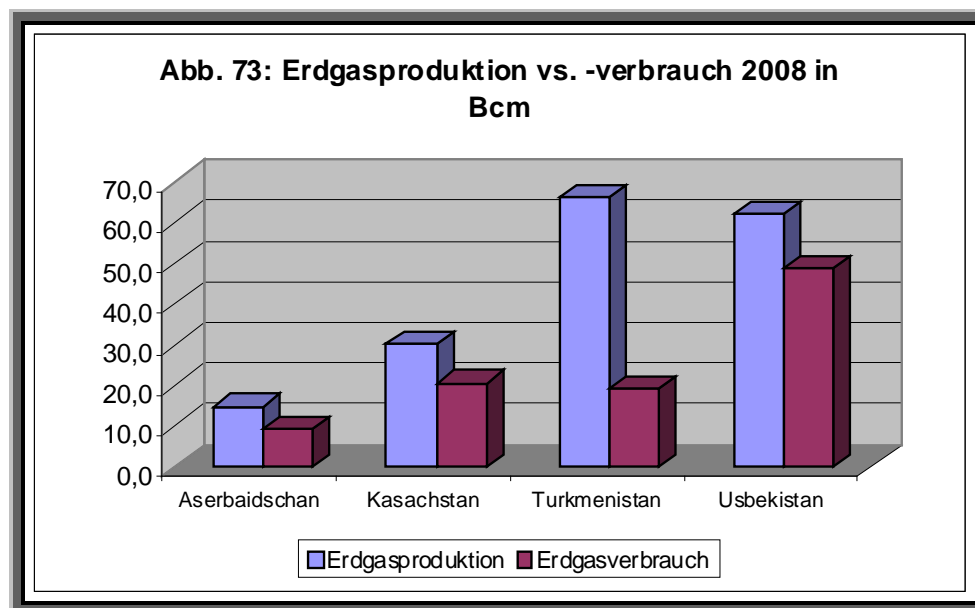
#### 7.4.4.2 Der Erdgaskonsum

Der Erdgaskonsum aller vier Staaten der Region belief sich 2008 auf 95,6 Bcm. Nachdem der Verbrauch der Staatengruppe, mit Ausnahme Usbekistans, in der Zeit nach Erlangung der Unabhängigkeit in den 1990er Jahren abgenommen hatte, stieg der Erdgaskonsum bis 2003/2004 bei Turkmenistan und Kasachstan erneut auf Werte wie vor dem Zerfall der UdSSR an. In der Phase der Wende, Ende der Achtziger und Anfang der Neunziger, erreichten diese Länder den höchsten Verbrauch. Am höchsten lag der Verbrauch im Fall von Kasachstan 1991 bei 12,8 Bcm. Mit 14,1 Bcm erreichte Turkmenistan den Höchstwert bereits in 1989. In Aserbaidschan liegt der Erdgasverbrauch mit 9,3 Bcm (2008) immer noch deutlich unter dem Höchstwert von 15,3 Bcm in 1990. Der usbekische Verbrauch dagegen hat im Verlauf der letzten zwei Jahrzehnte, bis auf einen kurzen Zeitraum zwischen 2003 und 2006,

<sup>994</sup> Vgl. Giuli, Marco: Nabucco Pipeline and the Turkmenistan Conundrum, in: *Caucasian Review Of International Affairs*, Vol. 2, Nr. 3, Frankfurt a.M. 2008, S. 125.

stetig zugenommen. Usbekistan verbrauchte 2008 insgesamt 48,7 Bcm, der höchste Verbrauch lag bei 50,9 Bcm im Jahr 2002.<sup>995</sup>

In Zukunft wird der Erdgasverbrauch in den kaspischen Ländern sehr wahrscheinlich steigen, was an mehreren Faktoren liegt. Die meisten Staaten verfügen über ein gutes lokales Pipelinennetz zur Distribution von Erdgas. Aserbaidschan beispielsweise besitzt aus sowjetischer Zeit noch ein Distributionsnetz, das über 70% der Bevölkerung erreicht. Der Rückgang des Erdgaskonsums in der Region war in erster Linie auf den wirtschaftlichen Zusammenbruch der post-sowjetischen Volkswirtschaften zurückzuführen, die mit einer teilweisen De-Industrialisierung einherging. Der wirtschaftliche Aufschwung der letzten Jahre hat zu einem erneuten Anstieg des Verbrauchs geführt. Besonders die erdöl- und erdgasreichen Staaten wie Kasachstan und Aserbaidschan konnten zum Teil beeindruckende durchschnittliche Wachstumsraten von 10% bzw. sogar 30% verzeichnen. Zwar geht die weltweite Wirtschaftskrise auch an diesen Ländern nicht spurlos vorbei, doch scheinen sie die Krise relativ unbeschadet zu überstehen, wenn auch bei einem deutlich langsameren Wirtschaftswachstum und niedrigeren Staatseinnahmen aufgrund sinkender Energiepreise.



Quelle: Eigene Darstellung; BP.

In Usbekistan und Turkmenistan wächst zudem die Bevölkerung vergleichsweise stark an, was dort auch zu einer Erhöhung des Verbrauchs in Zukunft beitragen wird. Kasachstan ist zwar im Erdgasbereich ein Netto-Exporteur, doch ist das Land wegen fehlenden Pipelineverbindungen zwischen den Förderzentren und den inländischen Märkten auf Importe aus Usbekistan und Turkmenistan angewiesen. Astana hat vor, das eigene Netz auszubauen.

<sup>995</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy Workbook 2009.

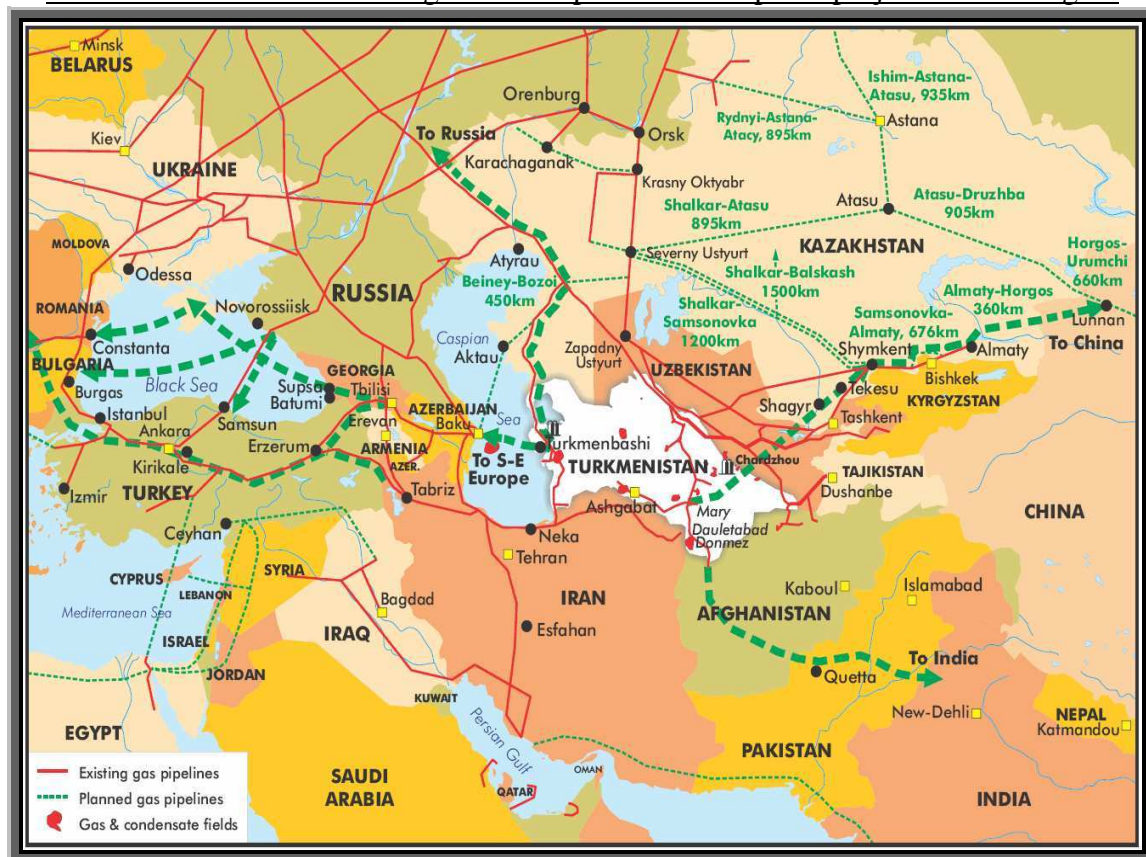


Dadurch soll die Notwendigkeit von Erdgasimporte wegfallen. Gleichzeitig aber bedeutet dies auch, dass weniger Erdgas zum Export zu Verfügung stehen wird, da das Land mehr eigenes Gas verbrauchen würde.<sup>996</sup>

#### 7.4.4.3 Die Erdgasexporte

Die Erdgasexporte aus der kaspischen Region werden von vielen in der EU als eine wichtige Alternative zu den Gaslieferungen aus traditionellen Quellen betrachtet. Die geographische Lage der Region, die infrastrukturelle Ausrichtung auf das Gebiet und die Bedürfnisse der ehemaligen UdSSR sowie konkurrierende Interessen verschiedener Mächte, haben zu einer Entwicklung der Exporte geführt, die unter den Erwartungen der beteiligten Akteure gelegen hat. In den folgenden Abschnitten soll auf die aktuellen Exporte und auf die zukünftigen Exportprojekte und -routen der Region eingegangen werden.

Abb. 74: Gasfelder sowie ausgewählte Pipelines und Pipelineprojekte in der Region



Quelle: IEA.

<sup>996</sup> Vgl. Hlabach, Uwe: Die Wirtschaftskrise in Kaukasien und Zentralasien, SWP-Aktuell, Nr. 20, Berlin 2009, ebenfalls vgl. Azerbaijan - The Local Gas Market, in: APS Review Downstream Trends, 07.07.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/utilities-industry-electric-power/11417886-1.html>, 01.05.09; vgl. Kazakhstan - The Domestic Market, in: APS Review Downstream Trends, 21.07.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/utilities-industry-electric-power/11421775-1.html>, 01.05.09 und vgl. Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence, S. 169f.

#### 7.4.4.3.1 Aserbaidtschan

Aserbaidtschan gehört trotz der langen Geschichte in der Förderung von Kohlenwasserstoffen und dem ausgedehnten Pipelinenetz erst seit 2007 (und damit früher als allgemein erwartet) zu der Gruppe der Netto-Erdgasexporteure.<sup>997</sup> In 2008 könnten die Erdgasexporte Aserbaidtschans 5,5 Bcm<sup>998</sup> erreicht haben.

Zuvor war Baku auf russische Gasimporte angewiesen, um den eigenen Bedarf zu decken. Dabei exportiert das südkaukasische Land bereits seit 2006 Erdgas nach Georgien und in die Türkei über die SCP, die Erdgas aus dem Shah Deniz-Feld transportiert. Ein geringer Teil des Erdgases wird von der Türkei nach Griechenland über die TGI-Pipeline re-exportiert. Momentan hat die Pipeline eine Kapazität von gut 8 Bcm p. a., doch könnte diese auf gut 20 Bcm erweitert werden, wenn die zweite Shah Deniz-Phase umgesetzt wird. Dies wird laut IEA nicht mehr vor 2016 der Fall sein, wobei die Pipeline erst danach die volle Kapazität erreichen würde. Insgesamt soll die zweite Phase des Shah Deniz-Projektes mindestens 12-14 Bcm jährlich betragen, die dann zusätzlich zum Erdgas der ersten Phase hinzu kämen.<sup>999</sup>

Eine Erweiterung der Pipelinekapazität wäre auch notwendig, sollte die Trans-Kaspische-Pipeline (Trans-Caspian Gas Pipeline, TCGP) unter dem Kaspischen Meer gebaut werden, die dann Gas v. a. aus Turkmenistan nach Westen transportieren könnte. In beiden Fällen (Shah Deniz-Phase 2 oder TCGP) würde das Erdgas über die Türkei nach Europa weiter transportiert werden, möglicherweise über die Nabucco-Pipeline. Bevor jedoch Gas über die Türkei transportiert werden kann, müssen die nötigen Transitregelungen mit Ankara abgestimmt werden. Allerdings gestalten sich diese Verhandlungen schwieriger als erwartet, so dass es bis jetzt zu keinem Ergebnis gekommen ist. Eine Einigung in der Transitfrage ist jedoch Voraussetzung für den Beginn der zweiten Phase des Shah Deniz-Projektes.<sup>1000</sup>

Alternativ könnte jedoch die Türkei, die bisher 15% des Erdgases als Transitgebühr forderte, durch die sogenannte White Stream-Pipeline (siehe auch Kapitel 8.1.2.4.2) umgangen werden. Hierbei sollen die bestehenden Pipelineverbindungen zwischen Aserbaidtschan und Georgien bis zum Schwarzen Meer ausgebaut und eine neue Pipeline unter dem Meer über die ukrainische Krimhalbinsel weiter nach Rumänien gebaut werden (unter Umständen auch

---

<sup>997</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 10.

<sup>998</sup> Vgl. EIA: Azerbaijan, S. 4.

<sup>999</sup> Vgl. Azeri Shah Deniz Field's Phase 2 to Cost Up to \$20B, Rigzone, 27.04.2009.

<sup>1000</sup> Vgl. Turkey holding up Phase 2 of Shah Deniz, United Press International, 28.04.2008, unter: [http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2009/04/28/Turkey-holding-up-Phase-2-of-Shah-Deniz/UPI-97291240925508/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2009/04/28/Turkey-holding-up-Phase-2-of-Shah-Deniz/UPI-97291240925508/), 01.05.09.

direkt Georgien-Rumänien unter Umgehung der Ukraine).<sup>1001</sup> Ganz um die Türkei käme die White Stream-Pipeline jedoch keinesfalls. Der Bau einer Pipeline von Georgien in die Ukraine oder nach Rumänien wäre auf den Transit durch die türkische AWZ angewiesen, wenn es die russische AWZ im Schwarzen Meer umgehen möchte.

Seit kurzem untersucht Baku die Möglichkeit, Erdgas als CNG oder LNG zu exportieren. Das Erdgas würde von Aserbaidschan über Georgien an die Schwarzmeerküste transportiert werden und von dort aus mit Tankern nach Bulgarien oder Rumänien gelangen. Die Exporte könnten einen Umfang von 7-8 Bcm jährlich erreichen.<sup>1002</sup> Dieses Projekt befindet sich noch in einer sehr frühen Phase, doch könnte Aserbaidschan bei Umsetzung des Projekts Erdgas an die EU liefern (und unter Umständen auch darüber hinaus), ohne auf den Transit durch die Türkei angewiesen zu sein. Darüber hinaus würden aserbaidische Exporte als CNG oder LNG die Situation für das Nabucco-Projekt deutlich verschärfen, da dieses Gas dem europäischen Projekt fehlen würde. Aserbaidschanische Gasexporte per Tanker wären jedoch kein Ersatz für die 31 Bcm p. a. Pipeline.

Aserbaidschan exportiert geringe Mengen Erdgas nach Iran über die Baku-Astara-Pipeline. Die 70 Millionen Kubikmeter, die 2006 über diese Leitung transportiert wurden, sollen 2009 bis zu 350 Mcm erreichen. Sie sind für die aserbaidische Exklave Nachitschewan vorgesehen, die seit dem Krieg gegen Armenien von Baku getrennt ist. Iran kassiert für das Geschäft, das in Form von Swaps funktioniert, 15% Kommission als Transitgebühr.<sup>1003</sup>

Zusätzlich hierzu werden ab 2010 aserbaidische Gasexporte direkt nach Russland und Iran beginnen, wenn auch zu Beginn in geringen Mengen. Während die Lieferungen nach Russland 500 Mio. Kubikmeter betragen sollen, werden die Lieferungen nach Iran rund 480 Mio. Kubikmeter erreichen. Sowohl die Lieferungen nach Russland als auch die nach Iran könnten in Zukunft erhöht werden. Auf welche Höhe die Exporte genau steigen könnten, ist unklar. Von Seiten der staatlichen SOCAR hieß es aber, dass die Lieferungen nach Russland bis 2011 auf 2 Bcm p. a. steigen könnten.<sup>1004</sup> Die wichtigste Begrenzung für die zukünftige Erhöhung der Exporte aber, stelle die bestehende Infrastruktur dar. Sie werde jedoch im Augenblick modernisiert. Die Kapazität der russisch-aserbaidischen Pipeline beträgt

---

<sup>1001</sup> Vgl. Patsuria, Nino: White Stream: Georgia's ticket to the Pipeline Big Time?, Eurasia Insight, Eurasianet, 22.04.09, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav042209b.shtml>, 02.05.09.

<sup>1002</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Azerbaijan Considers Georgia-Black Sea-Bulgaria Route for Compressed Natural Gas to Europe, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 211, 16.11.2009, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35734](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35734), 10.12.2009.

<sup>1003</sup> Vgl. EIA: Azerbaijan, S. 5.

<sup>1004</sup> Vgl. Azerbaijan: Baku set to quadruple gas exports to Russia by 2011, Eurasianet, 22.01.2010.

momentan rund 7 Bcm p. a., während die aserbaidisch-iranische Pipeline (Kazi-Magomed – Astar) über eine Exportkapazität von gut 10 Bcm jährlich verfügt.<sup>1005</sup>

#### 7.4.4.3.2 Kasachstan

Die Angaben über die Erdgasexporte Kasachstans variieren beträchtlich, je nachdem welche Statistiken man heranzieht. Dies hat besonders damit zu tun, dass das Land zwar Netto-Exporteur ist, jedoch einen beträchtlichen Anteil seines Erdgasbedarfs durch Importe decken muss. Die IEA schätzt die kasachischen Erdgasexporte im Jahr 2008 auf 17,4 Bcm. Gleichzeitig sollen die Importe auf 6,7 Bcm gesunken sein. Die Netto-Exporte könnten also eine Größenordnung von 10,7 Bcm in 2008 erreicht haben.<sup>1006</sup> Praktisch die gesamten Erdgasexporte gehen nach Russland zum russisch-kasachischen JV KazRosGaz in Orenburg (in Russland gelegen, 2006 ca. 8 Bcm). Dort wird das Erdgas aufbereitet, um anschließend an Gazprom verkauft oder von Kasachstan reimportiert zu werden. Durch das im Jahr 2002 gegründete 50-50 JV verfügt Russland über ein Quasi-Monopol auf kasachisches Erdgas.

Zudem fungiert Kasachstan als Transitstaat für usbekisches und turkmenisches Erdgas. Über die traditionelle Exportpipeline (CAC-Pipeline) wurden über kasachisches Territorium (2006) 42 Bcm Erdgas aus Turkmenistan und weitere 9 Bcm aus Usbekistan nach Russland befördert. Nach einem in 2007 zwischen den zentralasiatischen Ländern und Russland unterzeichneten Abkommen, sollte die Kapazität der CAC-Pipeline von 60 auf mindestens 80 Bcm jährlich ausgebaut werden (maximal sogar 100 Bcm). Allerdings planen Russland, Kasachstan und Turkmenistan den Bau einer weiteren Pipeline, die von Turkmenistan aus an der kaspischen Küste entlang nach Kasachstan und Russland (z. T. parallel zur CAC-Pipeline) führt und eine Kapazität von bis zu 20 Bcm p. a. haben soll. Die erste Phase der 1700 km langen und 1 Mrd. US\$ teuren Pipeline, die unter dem Namen Caspian Littoral Gas-Pipeline oder auch Pre-Caspian Gas-Pipeline bekannt ist, könnte bereits Ende 2010 fertig gestellt sein. Aufgrund des massiven Kapazitätsausbaus der zentralasiatischen Pipelines nach Russland, bestehen Zweifel nicht nur darüber, ob die Staaten der Region in der Lage sein werden, genug Gas zu fördern, sondern auch darüber, ob das russische Gasfernnetz schnell genug ausgebaut werden kann, um die zusätzlichen Gasmengen weiter nach Westen zu transportieren.

Zusätzlich zu den Gaslieferungen über Russland plant Kasachstan, in Zukunft Erdgas nach China zu exportieren. Die Exporte sollen sich zu Beginn auf jährliche 10 Bcm belaufen und

---

<sup>1005</sup> Vgl. Watkins, Eric: SOCAR signs gas supply contract with Iran for 2010, in: Oil & Gas Journal (Online), 13.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4048821866/articles/oil-gas-journal/transportation-2/2009/11/socar-signs\\_gas\\_supply/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember162009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4048821866/articles/oil-gas-journal/transportation-2/2009/11/socar-signs_gas_supply/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember162009.html), 17.11.09.

<sup>1006</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Information 2009, S. II.17, II.20.

durch eine noch zu bauende Pipeline in die chinesische Provinz Xinjiang transportiert werden (Western Kazakhstan –Western China-Pipeline). Als Transitstaat für turkmenisches Gas soll die Turkmenistan–China-Gaspipeline über kasachischen Boden führen. Diese Pipeline wird voraussichtlich kein oder nur geringe Mengen kasachischen Erdgases<sup>1007</sup> transportieren. Beide Leitungen sind Teil des sogenannten Trans-Asian Gas-Pipeline Networks, das Gas aus Zentralasien nach China bringen soll. Sollte zudem die TCGP von Turkmenistan nach Aserbaidschan gebaut werden, könnte eine Verlängerung der Pipeline auch kasachisches Erdgas unter Umgehung Russlands in Richtung EU transportieren.<sup>1008</sup>

#### 7.4.4.3.3 Usbekistan

Usbekistan konsumiert das meiste Erdgas und exportiert nur einen relativ geringen Teil der Produktion. Im Jahr 2008 beliefen sich die usbekischen Erdgasexporte laut IEA auf 15,4 Bcm, wobei etwas über 1 Bcm importiert werden musste. Hauptabnehmer usbekischen Gases sind die zentralasiatischen Nachbarstaaten (4,4 Bcm) und Russland (gut 10 Bcm). Allerdings ist das nach Russland exportierte Gas für die Ukraine bestimmt.<sup>1009</sup>

Das innerhalb Zentralasiens exportierte usbekische Gas wird über verschiedene regionale Pipelines geliefert von denen die wichtigste die Tashkent-Bishkek-Almaty-Pipeline ist. Die Leitung führt von Usbekistan über Kirgisien in den Süden Kasachstans und ist die wichtigste Erdgaspipeline für die Versorgung dieser Gebiete. In der Vergangenheit ist es öfters zu Lieferunregelmäßigkeiten gekommen, was in erster Linie an Spannungen zwischen Kirgisien und Usbekistan gelegen hat (wegen den Zahlungsmodalitäten und unerlaubtem „Anzapfen“ der Pipeline auf kirgisischem Territorium).<sup>1010</sup>

Die usbekischen Gaslieferungen an Russland gehen auf ein Abkommen von 2002 zurück, das zwischen Gazprom und Uzbekneftegaz geschlossen wurde. Hierbei verpflichtete sich das usbekische Staatsunternehmen im Zeitraum 2005-2012, jährlich 10 Bcm an den russischen

---

<sup>1007</sup> Andere Quellen sprechen davon, dass die Pipeline sehr wohl Erdgas aus den Feldern Karachaganak, Tengiz and Kashagan nach China bringen soll. Da die Turkmenistan-China Gas Pipeline aber über eine Kapazität von nur 30 Bcm jährlich verfügen soll und diese Kapazität bereits durch turkmenische Zusagen gefüllt ist, bleibt unklar welchen Beitrag kasachisches Gas zu diesem Projekt leisten könnte. Manchmal wird über eine Erweiterung der Kapazität auf 40 Bcm jährlich gesprochen, doch dann müsste sich Kasachstan die zusätzlichen 10 Bcm mit Usbekistan teilen, da auch Taschkent die Nutzung der Pipeline beabsichtigen soll. Hierzu vgl. Watkins, Eric: Turkmenistan completes section of gas line to China, in: Oil & Gas Journal (Online), 23.10.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/0602537911/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/10/turkmenistan-completes.html>, und vgl. Gaspipelines aus Russland und Turkmenistan nach China, RIA Novosti (Online), 26.10.2009, unter: <http://de.rian.ru/business/20091026/123681202.html>, beide 27.10.09.

<sup>1008</sup> Vgl. Yenikeeff, Shamil Midkhatovich: Kazakhstan's Gas, S. 43f, 58, 62ff, 68; vgl. EIA: Kazakhstan, S. 9.

<sup>1009</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Information 2009, S. II.17, II.20. und vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 11.

<sup>1010</sup> Vgl. EIA: Central Asia, S. 6.

Monopolisten zu verkaufen. Ab 2012/2013 könnten zusätzlich hierzu noch 11 Bcm aus dem Kandym–Khauzak–Shady–Kungrad-Felderkomplex kommen, der über Reserven von 500 Bcm verfügt. Das gesamte Erdgas soll über das bestehende Pipelinennetz über russisches Territorium transportiert werden. Trotzdem beabsichtigt Moskau den Bau einer zusätzlichen Pipeline mit einer Kapazität von 20-30 Bcm. Die Einzelheiten dieses Vorhabens, das usbekisches Gas über Kasachstan nach Russland bringen soll, bleiben jedoch unklar.

Eine Alternative zu den geringen Gasexporten Usbekistans könnte der Export von Gasprodukten darstellen. Gemeinsam mit den Unternehmen Sasol und Petronas plant das staatliche usbekische Unternehmen Uzbekneftegaz beispielsweise, eine GtL-Anlage im Land zu bauen. Die Anlage soll eine Kapazität von 1,3 Mio. Tonnen pro Jahr haben und u. a. sauberen Diesel produzieren. Wann der Bau der 2,5 Mrd. US\$ teuren GtL-Anlage beginnen soll, bleibt allerdings ebenso offen wie die Frage, welche konkreten Erdgasfelder Gas für das Projekt liefern sollen.<sup>1011</sup>

Usbekische Erdgaslieferungen sind über die Turkmenistan–China-Gaspipeline vorgesehen.<sup>1012</sup> Die bekannt gegebene Pipelinekapazität wird jedoch bereits von vertraglich zugesicherten turkmenischen Lieferungen gedeckt. Eine geplante Kapazitätserweiterung auf 40 Bcm p. a.<sup>1013</sup> müsste sich Usbekistan wahrscheinlich mit Kasachstan teilen. Zusätzlich versucht China, Taschkent energiepolitisch an sich zu binden, z. B. auch durch die gemeinsame Erschließung des Mingbulak-Feldes im Ferghana Tal.<sup>1014</sup>

#### 7.4.4.3.4 Turkmenistan

Turkmenistan ist bereits zu sowjetischen Zeiten ein bedeutender Erdgasexporteur gewesen. Die mehr als angemessene Reservenbasis, die eine hohe Erdgasförderung ermöglichte, und eine geringe Bevölkerung (rund 5 Mio. Einwohner in 2008) erlauben Aschgabat, den größten Teil der Förderung zu exportieren. In jüngster Vergangenheit waren Zweifel aufgekommen, ob es Turkmenistan gelingen würde, die zahlreich eingegangenen Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Nach der Neubewertung der Reserven jedoch, sehen die Perspektiven für die Erfüllung turkmenischer Exportverpflichtungen deutlich günstiger aus, sofern die Reserven rasch genug erschlossen werden können. Vor der Neubewertung ging man von dem

---

<sup>1011</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Sasol to establish GTL plant in Uzbekistan, in: Oil & Gas Journal (Online), 17.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6753620125/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing/s-gas-processing/s-gtl/s-articles/s-sasol-to\\_establish.html](http://www.ogj.com/index/article-display/6753620125/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing/s-gas-processing/s-gtl/s-articles/s-sasol-to_establish.html), 20.07.09.

<sup>1012</sup> Vgl. Watkins, Eric: Turkmenistan completes section of gas line to China.

<sup>1013</sup> Vgl. Gaspipelines aus Russland und Turkmenistan nach China, RIA Novosti (Online), 26.10.2009.

<sup>1014</sup> Vgl. Yenikeyeff, Shamil Midkhatovich: Kazakhstan's Gas, S. 58, 64f.

Dauletabad-Feld als wichtigste Quelle zukünftiger Exporte aus. Die Erweiterung der Reservenbasis verleiht den kommenden Exportverpflichtungen eine solidere Basis.<sup>1015</sup> Laut IEA betragen die gesamten turkmenischen Erdgasexporte in 2008 etwas über 51 Bcm.<sup>1016</sup>

Der größte Teil turkmenischer Erdgasexporte geht traditionell nach Russland. Wie auch bei den anderen Staaten der Region, blieb Aschgabat nach dem Zerfall der UdSSR keine andere Möglichkeit, als das Erdgas über die CAC-Pipeline nach Russland zu exportieren, da das Pipelinenetz keine weiteren Optionen zuließ. Die Abhängigkeit von Russland als Transitstaat bekam das zentralasiatische Land in den 1990er Jahren öfters zu spüren. Als nach der Unabhängigkeit Turkmenistan direkter Konkurrent Gazproms wurde, verdrängte der russische Gasgigant Aschgabat für mehrere Jahre komplett aus dem internationalen Gashandel. Erst 1999 kam es, nach einem Disput um den Preis turkmenischen Gases ein Jahr zuvor, zu einer Einigung zwischen Russland und Turkmenistan.<sup>1017</sup> Im Jahr 2007 betragen die Exporte nach Russland über die CAC-Pipeline knapp 50 Bcm. Ursprünglich war eine Modernisierung und Erweiterung der Pipeline vorgesehen, durch die Lieferungen von 80 Bcm p. a. möglich wären.<sup>1018</sup> Zusätzliche 10 Bcm p. a. könnte Turkmenistan des Weiteren über die Caspian Littoral Gas-Pipeline über Kasachstan nach Russland exportieren.

Wie sich die turkmenischen Exporte über Russland tatsächlich entwickeln werden, ist nach einem heftigen Gasdisput letztes Jahr unklar. Eine Pipelineexplosion hatte im April 2009 praktisch zum Stopp der kompletten turkmenischen Erdgasexporte geführt. Die Lösung des Problems hat sich über mehrere Monate bis Dezember 2009 hingezogen und könnte das Verhältnis zwischen Russland und Turkmenistan nachhaltig belastet haben. Aschgabat entstanden durch die Exportausfälle Verluste von bis zu 1 Mrd. US\$ pro Monat. Vorläufige Schätzungen gehen davon aus, dass Turkmenistan durch den Gasstreit insgesamt bis zu 10 Mrd. US\$ verloren hat – praktisch 25% des BIPs.<sup>1019</sup>

Um Erdgas nach China zu exportieren, wird Turkmenistan zwei Möglichkeiten haben. Die erste Option wird über die Turkmenistan–China Gaspipeline sein, durch die Aschgabat in den nächsten 30 Jahren rund 30 Bcm p. a. über Usbekistan und Kasachstan nach China verkaufen wird. Wie hoch die Lieferungen aber insgesamt sein werden, war bislang nicht ganz klar, da die Pipeline über eine Kapazität von 30 Bcm jährlich verfügt, Kasachstan und Usbekistan aber ebenfalls Erdgas über die Leitung exportieren wollen. Berichten zufolge soll die

---

<sup>1015</sup> Vgl. RFE/RL: Independent Audit Shows Turkmen Gas Field 'World-Class'.

<sup>1016</sup> Vgl. IEA: Natural Gas Information 2009, S. II.17, II.20.

<sup>1017</sup> Vgl. EIA: Central Asia, S. 3.

<sup>1018</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 11.

<sup>1019</sup> Vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: Gas flows again to Russia.

Kapazität deswegen auf 40 Bcm p. a. erweitert werden.<sup>1020</sup> Die Pipeline ist bis zur chinesischen Grenze mehr als 2000 km lang, die komplette Strecke jedoch 7000 km. Die Gesamtkosten des Pipelineprojekts werden sich voraussichtlich insgesamt (laut O&GJ) auf 7,3 Mrd. US\$ belaufen, die komplett von dem chinesischen Staatsunternehmen CNPC übernommen werden. Nach der Fertigstellung des turkmenischen Abschnittes Ende 2009 hoffte man auf eine baldige Inbetriebnahme.<sup>1021</sup> Einige Beobachter rechnen jedoch nicht vor 2011 mit regulären Erdgaslieferungen.<sup>1022</sup> Die maximale Kapazität von 30 oder 40 Bcm jährlich wird die Pipeline voraussichtlich nicht vor 2013 erreichen.<sup>1023</sup>

Eine zweite Möglichkeit, Erdgas nach China zu exportieren, könnte die Western Kazakhstan – Western China-Pipeline darstellen. Obwohl ursprünglich nicht für turkmenisches Erdgas gedacht, könnte eine Verbindung der Pipeline zu den kaspischen Erdgasfeldern Turkmenistans ab 2010 bis zu 10 Bcm p. a. zusätzlich ins südliche Kasachstan und vielleicht weiter nach China transportieren. Die Kapazität müsste dann aber entsprechend erhöht werden. Denn die Pipeline, die ursprünglich eine Kapazität von 30 Bcm jährlich haben sollte, ist aus Kostengründen auf 10 Bcm reduziert worden.

Neben den Optionen, Erdgas nach Norden über Russland oder nach Osten zu exportieren, existiert seit den 1990er Jahren ein Projekt, die westlichen Märkte über die TCGP zu erreichen. Diese Leitung soll turkmenisches Erdgas unter dem Kaspischen Meer nach Aserbaidschan transportieren. Von dort aus würde das Gas über die Türkei nach Europa (Nabucco) gelangen. Die Pipeline, die ursprünglich 3 Mrd. US\$ kosten und eine Kapazität von bis zu 30 Bcm haben sollte (16 Bcm für die Türkei, 14 Bcm für die EU), scheiterte bis jetzt an aserbaidisch-turkmenischen Auseinandersetzungen über den jeweiligen Gasanteil, der Aufteilung der kaspischen Bodenschätze an der gemeinsamen Grenze sowie an dem umstrittenen Rechtsstatus des Kaspischen Meeres.<sup>1024</sup>

Eine vorläufige Neubelebung des Projekts hatte die aserbaidisch-turkmenische Wiederannäherung im Jahr 2008 gebracht, bei der die Staatspräsidenten nach eigenen Angaben alle Probleme zwischen beiden Staaten ausgeräumt hätten. Als Schlüsselement wurde die gemeinsame Erschließung und Ausbeutung des Kyapaz/Serdar-Feldes in den kaspischen Grenzgewässern gesehen. Technisch wäre es kein Problem das Feld mit den

---

<sup>1020</sup> Vgl. Gaspipelines aus Russland und Turkmenistan nach China, RIA Novosti (Online), 26.10.2009.

<sup>1021</sup> Vgl. Watkins, Eric: Turkmenistan completes section of gas line to China.

<sup>1022</sup> Vgl. Turkmenistan: Berdymukhamedov invites Krimov to attend pipeline gala, Eurasianet, 05.08.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/eav080509.shtml>, 07.08.09.

<sup>1023</sup> Vgl. China president opens Turkmenistan gas pipeline, BBC News (Online), 14.12.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/asia-pacific/8411204.stm>, 15.12.09.

<sup>1024</sup> Vgl. Yenikeeff, Shamil Midkhatovich: Kazakhstan's Gas, S. 62ff, 66ff.



Offshore-Bohranlagen und Plattformen Turkmenistans und denen in aserbaidjanischen Gewässern zu verbinden.<sup>1025</sup> Auch der 2009 zwischen Turkmenistan und RWE unterzeichnete Vertrag zur Erschließung und Förderung von turkmenischem Erdgas wurde als Fortschritt gesehen (RWE ist an dem Nabucco-Projekt beteiligt). Um so erstaunter waren Beobachter, als Turkmenistan Ende Juli 2009 die eigenen Ansprüche auf andere aserbaidjanische Felder ausdehnte (Omar/Azeri und Osman/Chirag) und gegebenenfalls drohte, die Angelegenheit gerichtlich überprüfen lassen zu wollen.<sup>1026</sup>

In südliche Richtung exportiert Turkmenistan geringe Mengen Erdgas in den Iran. Die hierzu seit 1997 verwendete Pipeline hat eine Kapazität von 8 Bcm, könnte jedoch, bei entsprechender Entwicklung des iranischen Bedarfs, auf 14 Bcm erweitert werden. In der Vergangenheit ist es zwischen Turkmenistan und Iran zu Preisdisputen gekommen, von denen der heftigste im Winter 2007/2008 stattfand. Damals verlangte Aschgabat eine Verdopplung des Gaspreises, was mit der von Gazprom für turkmenische Importe angebotenen Erhöhung auf europäische Preise zusammenhing. Turkmenistan stoppte dabei die Exporte in den Iran aus „technischen“ Gründen, die jedoch über Monate nicht behoben wurden. Erst nachdem Teheran neuen Konditionen zustimmte, wurden die Lieferungen wiederaufgenommen.<sup>1027</sup>

Trotzdem intensivieren beide Staaten ihre Zusammenarbeit. Seit April 2009 verhandelt Aschgabat mit Teheran über eine neue Regelung zum Export turkmenischen Erdgases über iranisches Territorium. Eine neue Pipeline aus dem Dauletabad-Feld (Dauletabad-Sarakhs-Khangiran) ist bereits seit Dezember 2009 fertig gestellt und wurde Anfang Januar 2010 in Betrieb genommen. Die Röhre erweitert die Exportkapazität Aschgabats nach Iran von den bereits bestehenden 8 Bcm p. a. auf bis zu 20 Bcm jährlich.<sup>1028</sup> Die Röhre wird jedoch vorerst nicht voll ausgelastet werden (die Auslastung könnte um die 6 Bcm p. a. liegen). Darüber hinaus bleibt vorerst offen, ob das Erdgas exklusiv für Iran vorgesehen ist, weiter in westliche Richtung (Türkei/Europa) oder nach Süden (Persisches Golf) transportiert werden wird. Als weitere Exportroute steht Turkmenistan theoretisch ein zusätzlicher südlicher Korridor über Afghanistan nach Pakistan und eventuell weiter nach Indien zu Verfügung. Die sogenannte TAP oder TAPI (Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-Indien)-Pipeline wird schon seit sehr

---

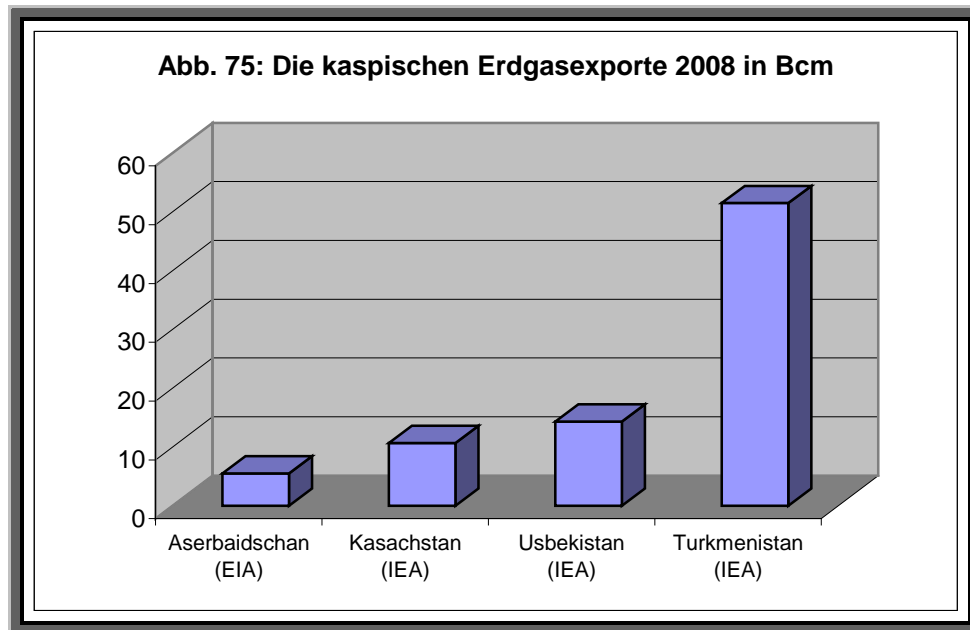
<sup>1025</sup> Vgl. Cutler, Robert M.: Azerbaijani Gas Again in the Front Burner, CACI Analyst, Issue 25.06.2008, unter: <http://www.cacianalyst.org/?q=node/4888>, 01.05.09.

<sup>1026</sup> Vgl. Abbasov, Shahin: Azerbaijan: No jitters over Turkmenistan's Caspian Sea threat, Eurasia Insight, Eurasianet, 29.07.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav072909.shtml>, 30.07.09.

<sup>1027</sup> Vgl. Turkmenistan: Iran admits defeat in gas pricing dispute, Eurasianet, 22.04.2008, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav042208.shtml>, 06.07.09.

<sup>1028</sup> Vgl. Turkmenistan: Iranian president gushes about pipeline potential, Eurasianet, 07.01.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav010710b.shtml>, 08.01.10.

langer Zeit diskutiert, scheiterte bisher aber meistens an der instabilen Lage in Afghanistan.<sup>1029</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: IEA, EIA.

#### 7.4.4.4 Investitionen

Nach dem Zerfall der UdSSR wurde von vielen westlichen Staaten und internationalen Energiekonzernen die kaspische Region als eines der letzten noch zu erschließenden Erdöl- und Erdgasregionen der Welt betrachtet. Entsprechend hoch waren die Erwartungen der Akteure in den frühen 1990er, als sie die ersten Investitionen in der Region tätigten. In der Anfangsphase konnte besonders Aserbaidtschan internationale Investitionen anziehen (ACG-Felder). Insgesamt jedoch blieben große Funde aus. Mangelnde politische und wirtschaftliche Reformen sowie Korruption und eine angespannte politische Lage sorgten für schlechte Rahmenbedingungen für Investitionen, so dass viele Unternehmen der ersten Stunde die Region nach einigen Jahren verließen.

Erst in den ersten Jahren des neuen Jahrtausends ist es den Staaten der Region gelungen, langsam ihr Potential im Öl- und Gassektor abzurufen. Dies hängt besonders mit dem starken Wettbewerb zusammen, der im kaspischen und zentralasiatischen Raum herrscht. Viele Akteure sind dort aktiv, um sich die Reserven und Ressourcen für den jeweiligen Heimatmarkt zu sichern. Dieser Wettbewerb hat den Staaten der Region verschiedene

<sup>1029</sup> Vgl. Wetzel, Birgit: Gas aus Turkmenistan für Westeuropa – Erfolgsaussichten und Probleme, in: Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.), Turkmenisches Gas - Reaktionen auf den neuen russischen Präsidenten, Zentralasien-Analysen Nr. 5, Bremen 2008, S. 3 sowie vgl. Russia: Trying to remain standing on Central Asia's slippery energy slope, Business & Economics, Eurasianet, 21.04.2009.

Transportoptionen für ihr Erdgas eröffnet. Gleichzeitig ist aber der Investitionsbedarf entsprechend hoch, um neue Infrastruktur zu schaffen und neue Vorkommen zu erschließen.

Die IEA hat in ihrem World Energy Investment Outlook (WEIO) für den Zeitraum bis 2030 einen kumulierten Investitionsbedarf im Erdgassektor der vier wichtigsten kaspischen Staaten von 107 Mrd. US\$ ermittelt. Dabei soll durchschnittlich der Investitionsbedarf bis 2020 pro Jahr 3 Mrd. US\$ betragen und dann langsam auf 4 Mrd. US\$ p. a. in den folgenden Jahren steigen. Gut drei Viertel der Investitionen wird voraussichtlich in die Exploration, Produktion und in den Bau neuer Transportinfrastruktur fließen.<sup>1030</sup> Leider sind die Schätzungen des WEIO bereits aus dem Jahr 2003 und können deswegen höchstens als grober Richtwert verwendet werden. Es ist damit zu rechnen, dass die Investitionen in den vier kaspischen Staaten viel höher als von der IEA (2003) erwartet ausfallen werden. Die IEA selbst hat in dem neuesten WEO 2009 allein für Turkmenistan einen Investitionsbedarf in Höhe von bis zu 100 Mrd. US\$ ermittelt (nur für E&P), wenn Ashgabat die gesetzten Produktionsziele erreichen möchte. Dies entspräche einem jährlichen Investitionsvolumen von 4,5 Mrd. US\$.<sup>1031</sup> Im Mai 2009 verkündete Turkmenistan, man erwarte für ganz 2009 eine Verdopplung der Investitionen gegenüber 2008 auf insgesamt 4 Mrd. US\$<sup>1032</sup>, was in etwa dem IEA ermittelten Bedarf entsprechen würde. Diese Investitionen gelten für den gesamten Energiesektor, bei dem Erdgas allerdings dominiert. In der Region sind neben russischen und westlichen Akteuren v. a. chinesische, koreanische, indische und iranische Akteure tätig.

Traditionell ist Russland, über Unternehmen wie Gazprom, Lukoil oder TNK-BP, im kaspischen Erdgassektor aktiv. In der Vergangenheit hat sich die Aufmerksamkeit russischer Investitionen besonders auf Kasachstan und auf den Erdölsektor konzentriert. Entsprechend entfiel (bis Ende 2007) der Großteil der russischen Investitionen auf Kasachstan (je nach Quelle etwa 3-5 Mrd. US\$). Ein deutlich geringerer Teil entfiel auf Usbekistan (bis zu 0,5-1 Mrd. US\$) und ein fast zu vernachlässigender Anteil (ca. 50 Mio. US\$) auf das gasreiche aber ölarme Turkmenistan. Mit einer stärkeren Berücksichtigung von Erdgas als Ziel russischer Investitionen, wendet sich das Augenmerk Russlands stärker auf Ashgabat. Die russischen Investitionen im Erdöl- und Erdgassektor der wichtigsten zentralasiatischen Staaten werden allein für den Fünfjahreszeitraum 2008-2013 voraussichtlich 14-16 Mrd. US\$ betragen und

---

<sup>1030</sup> Vgl. IEA: World Energy Investment Outlook. 2003 Insights, Paris 2003, S. 226f.

<sup>1031</sup> Vgl. Ders., World Energy Outlook 2009, S. 473.

<sup>1032</sup> Vgl. Turkmenistan expects energy investment to double, Reuters, 06.05.09, unter: <http://www.reuters.com/article/marketsNews/idUSL689959420090506>, 06.05.09.

sich sowohl auf E&P als auch auf den Ausbau der Transportinfrastruktur konzentrieren. Dabei hat es Moskau mit einem immer stärker werdenden Wettbewerb zu tun.<sup>1033</sup>

Unter den europäischen Akteuren gibt es verschiedene private und staatliche Konzerne, die in der Region aktiv sind. Unter anderem ist BP seit 1992 in der Region investiert, besonders in Aserbaidschan. Dort ist in erster Linie die zweite Phase des Shah Deniz-Projekts zu erwähnen, die Schätzungen zufolge bis zu 20 Mrd. US\$ benötigen könnte. Das niederländisch-britische Unternehmen Shell ist v. a. in Kasachstan aktiv, wo es seit Anbeginn seiner Operationen 3 Mrd. US\$ im kasachischen Energiesektor investiert hat. Dort ist das Unternehmen in der Exploration, Produktion und dem Transport von Erdöl und -gas sowie in der technischen Beratung und Vermarktung von erdölprodukten tätig. Das wichtigste Projekt Shells in Kasachstan ist die Erschließung des Kashagan-Ölfeldes, das über substantielle Gasreserven verfügt. Shell ist an der Erschließung des Feldes durch eine 16,81%ige Beteiligung an der North Caspian Operating Company (NCOC) engagiert. Im Laufe des Jahres 2009 plante Shell weitere Investitionen in Kasachstan von fast 1 Mrd. US\$.<sup>1034</sup>

Die gesamte Erschließung des riesigen Kashagan-Feldes könnte bis zu 136 Mrd. US\$ benötigen.<sup>1035</sup> Die hohen Projektkosten sind in der Vergangenheit immer wieder Grund für Spannungen zwischen den beteiligten Unternehmen und dem kasachischen Staat gewesen, der über die staatliche KazMunaiGas (KMG) ebenfalls mit 16,81% beteiligt ist. Erst im Januar 2010 forderte die kasachische Regierung eine Reduzierung der für das Jahr geplanten Ausgaben von 10,4 Mrd. US\$ auf 7,4 Mrd. US\$.<sup>1036</sup>

Die italienische Eni, die wie Shell auch mit 16,81% an NCOC beteiligt ist, hält 32,5% an Kasachstans größtem Gasfeld Karachaganak (bzw. an der Karachaganak Petroleum Operating BV, oder kurz KPO, an der auch BG mit 32,5% beteiligt ist). KPO befindet sich gerade dabei, die dritte Phase des Karachaganak-Projektes umzusetzen, die u. a. eine Erhöhung der Förderung und den Bau neuer Transportinfrastruktur beinhaltet. Zudem hat das Projekt mit

---

<sup>1033</sup> Vgl. Paramonov, Vladimir / Stokov, Aleksey: Russian Oil and Gas Projects and Investments in Central Asia, Advanced Research and Assessment Group, Central Asian Series 08/19 (E), Defence Academy of the United Kingdom, Shrivenham 2008, S. 1ff, 10ff.

<sup>1034</sup> Vgl. Shell Kasachstan (Internetauftritt): Pressemitteilung vom 18.03.2009, "Шелл" - обзор деятельности в Казахстане и Каспийском регионе, unter: [http://www.shell.com/home/content/kz-ru/news\\_and\\_library/press\\_releases/press2009.html](http://www.shell.com/home/content/kz-ru/news_and_library/press_releases/press2009.html), 06.05.09.

<sup>1035</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Agip KCO awards Kashagan field contract, in: Oil & Gas Journal (Online), 19.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/362744/7/ARTCL/none/none/Agip-KCO-awards-Kashagan-field-contract/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/362744/7/ARTCL/none/none/Agip-KCO-awards-Kashagan-field-contract/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 21.05.09.

<sup>1036</sup> Vgl. Watkins, Eric: Kazakhstan asks Kashagan partners to cut costs, in: Oil & Gas Journal (Online), 19.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0577673812/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/regional-production/2010/01/kazakhstan-asks\\_kashagan/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary192010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0577673812/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/regional-production/2010/01/kazakhstan-asks_kashagan/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary192010.html), 20.01.10.

ausufernden Kosten zu kämpfen. Die dritte Karachaganak-Phase, die noch vor einem Jahr 8 Mrd. US\$ hätte kosten sollen, wird voraussichtlich mehr als 10 Mrd. US\$ benötigen.<sup>1037</sup>

Spannungen zwischen den beteiligten Unternehmen und Kasachstan bzw. der kasachischen Gasgesellschaft KMG, haben bis jetzt eine Aufnahme der 3. Phase verhindert. Hintergrund ist die Absicht der staatlichen KMG, einen 10%igen Anteil an KPO zu übernehmen. Berichten zufolge hängt die Übernahme von Anteilen durch KMG auch mit den Bestrebungen KPOs zusammen, eine Rückerstattung in Höhe von 1 Mrd. US\$ für zu viel gezahlte Exportzölle von Kasachstan zu bekommen. Einige Experten gehen sogar einen Schritt weiter. Sie deuten die Möglichkeit an, dass Kasachstan gezielt zu hohe Abgaben von KPO erhoben hätte, um später durch Druckausübung den Verkauf eines Anteils an KMG zu erzwingen. Diese Experten sehen auch Parallelen zum Jahr 2008, als Kasachstan nach Auseinandersetzungen mit Agip über Kosten und Verzögerungen im Rahmen des Kashagan-Projekts (s. o.), den staatlichen Anteil verdoppelte. Das von Agip geführte Konsortium wurde damals durch ein neues Konsortium ersetzt (NCOC) in dem nun auch KMG vertreten ist.<sup>1038</sup>

Der deutsche RWE Konzern verstärkt seit einiger Zeit seine Präsenz in der kaspischen Region. Nach der Unterzeichnung eines Vertrages mit der kasachischen Staatsholding Samruk (über Möglichkeiten der Kohlevergasung) hat RWE im April 2009 einen Rahmenvertrag mit Turkmenistan unterzeichnet. Dieser Rahmenvertrag sondiert die Möglichkeiten von turkmenischen Gaslieferungen nach Deutschland und den Zugang zu E&P-Aktivitäten in dem zentralasiatischen Land. Die Höhe der in diesem Zusammenhang nötigen Investitionen ist noch nicht bekannt.<sup>1039</sup> Allerdings hat das Unternehmen nach der Unterzeichnung eines weiteren Abkommens im Juli bereits mit der Erstellung einer Umweltstudie begonnen und will im Anschluss mit 3D-seismischen Untersuchungen und Testbohrungen in dem offshore gelegenen Block 23 im Kaspischen Meer starten. Das Gebiet

---

<sup>1037</sup> Vgl. Eni S.p.A. (Internetauftritt): Kazakhstan - Activities, unter: [http://www.eni.it/en\\_IT/eni-world/kazakhstan/eni-business/eni-business.shtml](http://www.eni.it/en_IT/eni-world/kazakhstan/eni-business/eni-business.shtml), sowie vgl. Next Karachaganak Phase In Limbo, World Gas Intelligence, 05.11.2008, unter: [http://www.energyintel.com/documentdetail.asp?document\\_id=243963](http://www.energyintel.com/documentdetail.asp?document_id=243963), beide 06.05.09.

<sup>1038</sup> Vgl. Watkins, Eric: KPO 'in talks' with Kazakhstan over Karachaganak field, in: Oil & Gas Journal (Online), 13.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8716029532/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/2010/01/kpo-\\_in\\_talks\\_\\_with/s-QP129867/s-cmpid=EnLEDJanuary142010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8716029532/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/2010/01/kpo-_in_talks__with/s-QP129867/s-cmpid=EnLEDJanuary142010.html), 15.01.10.

<sup>1039</sup> Vgl. RWE AG (Internetauftritt): RWE schließt Energiepartnerschaft mit Kasachstan, Pressemitteilung vom 03.09.2008, unter: <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/Pressemitteilungen?pmid=4002447> und vgl. Ders., RWE und Turkmenistan werden Energiepartner, Pressemitteilung, unter: <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/Pressemitteilungen?pmid=4003264>, beide 06.05.09.

ist ca. 940 km<sup>2</sup> groß, befindet sich nah der iranischen Grenze und erreicht nur geringe Wassertiefen von 5-10m (shallow water).<sup>1040</sup>

Da große Energiekonzerne langfristige Strategien verfolgen und sich von dem momentan negativen Umfeld wenig beeinflussen lassen, erscheint es unwahrscheinlich, dass Investitionszusagen für bereits begonnene Projekte wegen niedriger Energiepreise oder der globalen Krise zurückgenommen werden.<sup>1041</sup> Allerdings könnten Unternehmen einige Projekte in frühen Phasen verschieben. Entsprechend gewinnen Akteure an Attraktivität, die in der Krise geringen finanziellen Engpässen unterliegen und deren Ziele weniger von möglichem Profit geprägt sind, sondern eher politisch-strategischen Interessen folgen.

Zu diesen Akteuren gehören besonders aufstrebende, energiehungrige Schwellenländer wie Indien und China. Im April 2009, im Rahmen eines Staatsbesuchs des kasachischen Präsidenten Nursultan Nazarbajev in Peking, wurde beispielsweise bekannt, dass die chinesische CNPC die kasachische MangystauMunayGaz (MMG) übernehmen sollte. Das Geschäft ist Teil eines 10 Mrd. US\$ „Hilfspakets“ Chinas für die schwächelnde kasachische Volkswirtschaft. Bei dieser Gelegenheit hat China die indische Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) und Russlands Gazprom Neft aus dem Rennen drängen können. Im Wettstreit um die kasachischen Ressourcen ist es bereits das zweite Mal, dass China gegenüber Indien die Oberhand gewinnt: schon 2005 hatte CNPC 67% des Unternehmens PetroKazakhstan übernommen, an dem auch Indien Interesse gezeigt hatte. Nicht selten wird deswegen vermutet, dass Korruption mit zum chinesischen Erfolg bei der Übernahme von MMG in Kasachstan beigetragen hat. Trotz internationaler Krise stehen die Chancen für weitere chinesische Investitionen in der Region, dank Währungsreserven von knapp 2 Billionen US\$, nicht schlecht.<sup>1042</sup> China hat in der kaspischen Region von Befürchtungen profitiert, zu stark von Russland abhängig und einem wachsenden westlichen Einfluss ausgesetzt zu sein. Allerdings hat Peking aufgrund des mittlerweile unübersehbaren

---

<sup>1040</sup> Vgl. Ders., Energiepartnerschaft ausgebaut- RWE Dea erhält Lizenz in Turkmenistan, Pressemitteilung vom 15.07.2009, unter: <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilung/?pmid=4003714>, 21.07.09.

<sup>1041</sup> Vgl. Dittrock, Paula: OTC: Oil firms more adept at long-term strategies, in: Oil & Gas Journal Online, 05.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/361169/7/ARTCL/none/none/OTC:-Oil-firms-more-adept-at-long-term-strategies/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/361169/7/ARTCL/none/none/OTC:-Oil-firms-more-adept-at-long-term-strategies/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 06.05.09.

<sup>1042</sup> Vgl. Lillis, Joanna: Kazakhstan: China's deep pockets make Beijing a potent energy player in Central Asia, Eurasia Insight, Eurasianet, 20.04.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav042009.shtml>, 06.05.09. Zu den Korruptionsvorwürfen vgl. Ders., Kazakhstan: China looking to lease land for agricultural purposes, Eurasia Insight, Eurasianet, 04.02.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav020410.shtml>, 05.02.10.

Engagements, der sich auch über den Energiesektor hinaus erstreckt, ebenfalls mit Problemen zu kämpfen, die sich gegen eine zu starke Macht des „Ostens“ richten.<sup>1043</sup>

Die Rahmenbedingungen für Investitionen in den Staaten der kaspischen Region sind zum Teil sehr unterschiedlich, jedoch überall verbesserungsbedürftig. Der zunehmende Wettbewerb um Ressourcen ist aber so hoch, dass trotzdem nicht mit einem Investitionsengpass gerechnet wird.

#### **Verdichtung 35 (7.4.4)**

Die Erdgasförderung Aserbaidshans ist momentan noch von Begleitgas geprägt, wird jedoch in Zukunft von Shah Deniz (Phase II.) dominiert werden. Auch in Kasachstan wird ein Großteil der Förderung von Begleitgas gestellt, das z. T. in die Lagerstätten zurückgeführt wird. Die Praktik des Abfackelns soll weiter eingedämmt werden. Die usbekische Förderung ist als einzige kontinuierlich gestiegen, ist aber zu 80% auf ein Gebiet konzentriert. Turkmenistan ist gewöhnlich der größte Erdgasproduzent in der Region und hat nach Neubewertung der Reserven eine deutliche Produktionssteigerung geplant, die jedoch sehr hohe Investitionen benötigt. Der Gaskonsum hält sich in den meisten Staaten in Grenzen. Er dürfte jedoch aufgrund der guten Infrastruktur mit dem Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum zunehmen. Für den Gasexport aus der Region gibt es viele Projekte. Insgesamt besteht ein sehr starker Wettbewerb zwischen Russland, asiatischen Akteuren, Iran und dem Westen. Alle versuchen durch eigene Projekte, die kaspischen Gasströme für die jeweiligen Heimatmärkte zu binden. Neben Russland können einige Länder bereits Erdgas aus der Region beziehen (China, Iran, Türkei). Die Region benötigt für E&P sowie zum Ausbau der Infrastruktur sehr hohe Investitionen. Es sind viele internationale Konzerne in der Region engagiert. Der hohe Wettbewerb sorgt dafür, dass selbst schlechte Rahmenbedingungen für Investitionen reichen. Ähnlich wie in Russland hat es auch in der kaspischen Region Re-Nationalisierungstendenzen gegeben. In der globalen Krise haben v. a. staatliche Konzernen einen Vorteil herausholen können, da sie nicht so stark profitorientiert sind und bessere Finanzierungsmöglichkeiten haben. Allerdings wird die starke Präsenz einiger Länder bereits kritisch betrachtet (z. B. China).

#### 7.4.5 Die Energiestrategie der kaspischen Staaten

Insgesamt ist die Energiestrategie der kaspischen Staaten ähnlich, sofern sie in Bezug auf Erdgas eine Erhöhung der Produktion, der Exporte und eine Diversifizierung der Transportwege und Exportmärkte anstreben.

##### 7.4.5.1 Aserbaidshans

Aserbaidshans ist erst seit kurzem Erdgas-Nettoexporteur. Baku plant aber in Zukunft, die Erdgasexporte stark zu erhöhen. Das meiste zum Export bestimmte Erdgas wird voraussichtlich aus der zweiten Phase des Shah Deniz-Feldes kommen und bis zu 20 Bcm

<sup>1043</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 21ff.

betragen. Die einzige strategische Frage, die sich bisher für Baku stellte war, in welche Richtung das Erdgas fließen würde.

Nach dem Bau der SCP schien diese Frage beantwortet. Probleme mit den Transitregelungen auf türkischem Gebiet und eine Entspannung der türkisch-armenischen Beziehungen haben jedoch zu einer Annäherung zwischen Russland und Aserbaidschan geführt. So hat das Angebot Russlands, die gesamte zukünftige Erdgasproduktion aus dem Shah Deniz-Feld zu europäischen Preisen aufzukaufen, im Westen zu Besorgnis geführt. Zwar scheint das ursprüngliche Angebot mittlerweile für den aserbaidchanischen Präsidenten nicht mehr interessant (weil Russland das Gas aufkaufen und nicht als Transitstaat fungieren wollte)<sup>1044</sup>, doch haben Russland und Aserbaidschan trotzdem ein Lieferabkommen abgeschlossen, wenn auch über sehr geringe Mengen. Außerdem könnte Baku auch eine neue Route über den Iran in Betracht ziehen. Iran hat sich Anfang 2009 selbst ins Spiel gebracht, als Teheran weitere 1,7 Mrd. US\$ für eine mögliche Beteiligung an Shah Deniz zweiter Phase zur Verfügung stellte (die iranische NIOC ist an dem Shah Deniz-Projekt von Anfang an mit 10% beteiligt). Für Aserbaidschan bedeutete die iranische Option eine weitere Diversifizierung der Exportrouten unter Umgehung des instabilen Kaukasus (Georgien) und des unliebsamen großen Nachbarn (Russland). Je nach dem welche Absatzmärkte anvisiert werden, könnte eine iranische Exportroute den „unzuverlässig“ gewordenen Partner Türkei umgehen.<sup>1045</sup>

#### 7.4.5.2 Kasachstan

Kasachstans Energiestrategie zielt darauf ab, aus dem Energiesektor die Schlüsselkomponente eines unabhängigen Kasachstans zu machen und das Land in der Region zu einem mitbestimmenden Akteur auszubauen. Besonders wichtig für Kasachstan ist die Verbesserung der eigenen geopolitischen Position gegenüber Russland, China, dem Westen sowie den anderen Akteuren in Zentralasien, allen voran Usbekistan.

Nach einer ersten Phase der Öffnung in den 1990er verstärkt Astana die Kontrolle über die Energievorkommen des Landes zunehmend. Unter einigen internationalen Investoren befürchtet man sogar einen Ressourcennationalismus nach russischem Vorbild. Geht es nach dem Willen Kasachstans, soll die Erdgasproduktion deutlich erhöht werden, so dass trotz des

---

<sup>1044</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Azerbaijan Looking at Narrow Gas Export Options, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 84, 01.05.2009, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34936&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=e9f2c3d00d](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34936&tx_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=e9f2c3d00d), 07.05.09.

<sup>1045</sup> Vgl. Daly, John C.K.: Azerbaijan crucial to Western hopes of increased Caspian gas exports, United Press International (Online), 05.02.2009, unter: [http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2009/02/05/Azerbaijan-crucial-to-Western-hopes-of-increased-Caspian-gas-exports/UPI-60181233878543/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2009/02/05/Azerbaijan-crucial-to-Western-hopes-of-increased-Caspian-gas-exports/UPI-60181233878543/), 07.05.09.



steigenden Eigenverbrauchs, die Exporte ebenfalls steigen können. Bis 2015 sollen in Kasachstan insgesamt 40-50 Bcm Erdgas gefördert werden. Hierzu allerdings werden neue Transportkapazitäten benötigt, vorzugsweise solche, die zu einer Diversifizierung der Routen beitragen. Gerne würde Astana Erdgas über die SCP und Nabucco exportieren, doch scheiterte dieses Vorhaben bis jetzt v. a. an starkem russischem Widerstand und an der ungeklärten Zukunft des Nabucco-Projekts. Zudem mangelt es derzeit noch an der notwendigen Infrastruktur, um Gas nach Westen zu transportieren (z. B. TCGP oder CNG/LNG-Tanker). Im Erdölsektor, wo Kasachstan ähnliche Diversifizierungsziele verfolgt, ist eine enge Zusammenarbeit mit der aserbaidischen SOCAR geplant.<sup>1046</sup>

Das Hauptziel jedoch bleibt, Erdgas direkt an Europa, die Türkei oder China zu verkaufen, ohne den Weg über Gazprom gehen zu müssen. Sollten sich alternative Routen für kasachische Erdgasexporte nicht konkretisieren, könnte Astana unter Umständen dafür optieren, eine eigene petrochemische Industrie aufzubauen, durch die das Erdgas zu Produkten mit höherem Mehrwert veredelt werden könnte. Die Basis für jedwede Strategie aber ist die zügige Erschließung der kasachischen Erdgaslager, die in der Vergangenheit nur langsam vorangekommen ist.<sup>1047</sup> Das übergeordnete Ziel Astanas in der Region, nämlich zu einer Führungsmacht zu avancieren, scheiterte bislang aufgrund der wirtschaftlichen Schwäche des Landes, die sich besonders aktuell, in der globalen Wirtschafts- und Finanzkrise, bemerkbar gemacht hat.<sup>1048</sup>

#### 7.4.5.3 Usbekistan

Usbekistan ist einer der größten Erdgasproduzenten in der Region, verbraucht aber das meiste Erdgas selbst. Der wachsende Eigenbedarf, die starke regionale Konkurrenz und die geographische Binnenlage erlauben keine schnelle Erhöhung der Exportvolumina. Trotzdem sollen diese nach den Plänen Taschkents erhöht werden. Ursprünglich sahen die Erhöhungen bis 2014 den Export von 16 Bcm vor<sup>1049</sup>, doch könnte diese Menge usbekischen Angaben zufolge bereits 2008 überschritten worden sein. So hat sich Taschkent die neue Marke von 20 Bcm p. a. für die nächsten Jahre gesetzt. Im Gegensatz zu den anderen Staaten der Region, verfolgt Usbekistan keine radikale Diversifizierung der Exportrouten von Russland weg. Das

---

<sup>1046</sup> Hierbei soll Rohöl per Tanker über das Kaspische Meer nach Aserbaidisch transportiert werden, um dann per Pipeline und per Schienenverkehr an das Schwarze Meer und in die Weltmärkte gebracht zu werden. Vgl. Watkins, Eric: Tengizchevroil to increase production in 2009.

<sup>1047</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence, S. 117ff, 122f, 241ff.

<sup>1048</sup> Vgl. Schmitz, Andrea: Kasachstan: neue Führungsmacht im post-sowjetischen Raum?, SWP-Studie, Nr. S7, Berlin 2009, S. 24ff.

<sup>1049</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence, S. 241.

Gegenteil ist der Fall: der usbekische Präsident Islam Karimov hat sich darauf festgelegt, Erdgas über Russland zu exportieren. Zu diesem Zweck investiert Lukoil ca. 5 Mrd. US\$ in die Gasfelder Kandim und Gissar, die ab 2013 zusammen gut 15 Bcm zusätzlich für den Export produzieren könnten.<sup>1050</sup> Angesichts steigender Investitionen aus China beispielsweise, erscheint es aber unwahrscheinlich, dass sich Usbekistan tatsächlich für den Erdgasexport in Zukunft ausschließlich an Russland binden wird.

#### 7.4.5.4 Turkmenistan

Kaum ein anderer Staat hat negativere Erfahrungen mit der Abhängigkeit von russischer Gasexportinfrastruktur gemacht als Turkmenistan. Vollkommen auf Russland für den Export von Erdgas angewiesen, hat Turkmenistan in der Vergangenheit mehrmals den Druck Moskaus zu spüren bekommen. Besonders in den 1990er Jahren hat Moskau nur so lange turkmenisches Erdgas über das eigene Pipelinesystem transportiert, wie Aschgabat bereit war, russischer Politik zu folgen. In späteren Jahren, als Russland selbst begann turkmenisches Erdgas für die Erfüllung der eigenen Exportverpflichtungen zu beziehen, wurde der Druck auf Turkmenistan eher über den Gaspreis ausgeübt.<sup>1051</sup>

Den vorläufigen Höhepunkt bei den Spannungen zwischen Turkmenistan und Russland bezüglich des Erdgasexportes über russisches Territorium wurde im April 2009 erreicht, als es zu einer Reduzierung der Gaslieferungen turkmenischen Erdgases über eine von Russland kontrollierte Pipeline kam. Während Russland erklärte, die Ursache des Problems sei ein Unfall gewesen, bei dem die Infrastruktur beschädigt wurde, sah Aschgabat in der Pipelinestörung lediglich eine neue Episode russischer Willkür gegenüber Turkmenistan. Kurz darauf verkündete Präsident Gurbanguly Berdimuhamedov, nach einer Konferenz im eigenen Land, die Unabhängigkeit des Landes von der russischen Energiepolitik und erklärte, die Macht Gazproms über die Gasexporte in seinem Land brechen zu wollen.<sup>1052</sup>

Darüber hinaus erteilte Berdimuhamedov der Idee einer Gas-OPEC eine Absage und erklärte, vorzugsweise auf Absprachen zwischen Turkmenistan und den Konsumentenstaaten setzen zu wollen. In einem Interview sagte er: „[...] *Due to a number of serious objective reasons, the ideas of creating international structures of natural gas producing countries in the form of*

---

<sup>1050</sup> Vgl. Uzbekistan: Tashkent pledges to export gas exclusively via Russia, Eurasia Insight, Eurasianet, 23.01.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/briefs/eav012309e.shtml> und vgl. Uzbekistan: Tashkent will soon boost natural gas exports, News Briefs, Eurasianet, 20.02.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav022009c.shtml>, beide 07.05.09.

<sup>1051</sup> Vgl. Hancock, Kathleen J.: Escaping Russia, Looking to China: Turkmenistan Pins Hopes on China's Thirst for Natural Gas, in: China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 4, Nr. 3, Washington / Stockholm 2006, S. 71ff.

<sup>1052</sup> Vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: The bell tolls for Gazprom's dominance of caspian energy market.

*supranational regulators, including pricing, produce no results. In this context, direct agreements between the seller and buyer are the only efficient way of price formation for natural gas.*<sup>1053</sup> Entsprechend lautet die Devise Aschgabats, Russland in Zukunft so weit wie möglich zu umgehen und direkte Absprachen mit den eigenen Gaskunden zu treffen.

Aschgabat hatte den Verdacht, dass es sich bei der Reduzierung der russischen Abnahme turkmenischen Erdgases im April 2009 um ein politisches Manöver handelte. Dieser Verdacht erhärtete sich im Laufe der Zeit, als die angeblichen „technischen“ Ursachen bis Juli nicht behoben waren, obwohl Moskau im April versichert hatte, die Probleme innerhalb von zwei Wochen zu lösen. Einige vermuten, Moskau nutze in Zeiten krisenbedingter niedriger Nachfrage die turkmenische Abhängigkeit aus, um die Neuverhandlung der Verträge zu erzwingen, die in Zeiten hoher Nachfrage und hoher Preise abgeschlossen worden waren. Solange die Nachfrage niedrig bliebe, könne Moskau auf turkmenisches Gas verzichten. Wie lange Aschgabat ohne den Großteil der Exporterlöse (ca. 1 Mrd. US\$ Verluste pro Monat) auskommen könnte, war ungewiss. Es wird aber vermutet, dass Aschgabat die hohen Verluste während der Gaskrise nur mit Hilfe chinesischer Kredite überstehen konnte.<sup>1054</sup>

Ein Treffen zwischen den russischen und turkmenischen Präsidenten im September 2009 konnte keine Einigung herbeiführen und Gazprom kündigte daraufhin an, bis Ende 2009 kein turkmenisches Erdgas mehr importieren zu wollen (stattdessen sollte vermehrt das günstigere usbekische und kasachische Gas bezogen werden).<sup>1055</sup> Auch ein weiteres Treffen Ende November 2009 konnte den Konflikt nicht lösen. Im Mittelpunkt stand erneut die Preisfrage. Während Moskau 222 US\$ per 1000 Kubikmeter bot, beharrte Aschgabat auf höhere Preise.<sup>1056</sup> Turkmenistan erschwerte zudem eine rasche Einigung, da nicht nur auf hohe Preise gepocht wurde. Ashgabat bestand zusätzlich darauf, in die neuen Verträge eine Klausel einzufügen, die es Gazprom verboten hätte, turkmenisches Gas an Dritte zu re-exportieren.<sup>1057</sup>

---

<sup>1053</sup> Äußerungen des turkmenischen Präsidenten Gurbanguly Berdimuhamedov im Rahmen der internationalen Konferenz "Reliable and Stable Transit of Energy and its Role in Maintaining Sustainable Development and International Cooperation" am 23.04.09, online veröffentlicht am 24.04.2009, unter: [http://www.turkmenistan.ru/?page\\_id=12&lang\\_id=en&elem\\_id=14804&type=event&highlight\\_words=gas&sort=date\\_desc](http://www.turkmenistan.ru/?page_id=12&lang_id=en&elem_id=14804&type=event&highlight_words=gas&sort=date_desc), 05.05.2009.

<sup>1054</sup> Vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: Gas flows again to Russia.

<sup>1055</sup> Vgl. Turkmenistan: Gazprom won't be buying gas from Ashgabat for the rest of '09, Eurasia Insight, Eurasianet, 30.09.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav093009a.shtml>, 02.10.09.

<sup>1056</sup> Vgl. Turkmenistan: Moscow Meeting Fails to Produce Energy Progress, Eurasianet, News Briefs, 30.11.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav113009a.shtml>, 15.12.09.

<sup>1057</sup> Vgl. Watkins, Eric: Turkmenistan seeks ban on Russian re-exports of gas, in: Oil & Gas Journal (Online), 21.10.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/8758904006/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/operations/2009/10/turkmenistan-seeks.html>, 21.10.09.

Welche Wichtigkeit eine Einigung für Russland hatte, zeigt sich daran, dass der russische Präsident noch Ende Dezember 2009 Turkmenistan erneut besuchte.<sup>1058</sup>

Das Treffen zwischen den beiden Präsidenten Ende Dezember 2009 brachte tatsächlich eine Lösung des Konflikts, so dass die Lieferungen am 9. Januar 2010 wieder aufgenommen werden konnten. Die Lösung basiert auf einen 2003 unterzeichneten langfristigen Vertrag mit einer Laufzeit von 25 Jahren, dessen Konditionen jedoch deutliche Änderungen unterzogen wurden. Zum einen wurden die Abnahmeverpflichtungen Russlands auf 30 Bcm p. a. gesenkt, was ca. zwei Dritteln der bisherigen Verpflichtungen entspricht. Zum anderen sollen die Gaspreise in Zukunft nach einer europäischen Formel gebildet werden und auf einem europäischen Niveau liegen (Berichten zufolge liegt der Preis bei gut 250 US\$<sup>1059</sup> per 1000 m<sup>3</sup>). Unter den veränderten Vertragsbedingungen erklärten sich beide Seiten bereit, die Lieferungen wiederaufzunehmen. Außerdem wurde eine intensivere Energiekooperation vereinbart, die den Bau weiterer Pipelines zwischen beiden Staaten vorsieht.<sup>1060</sup>

Besonders während des 9-monatigen turkmenisch-russischen Gaskonflikts zeigte sich, wie dringen Ashgabat alternative Exportrouten brauchte, z. B. nach China oder Europa.<sup>1061</sup> Oben ist bereits auf die verschiedenen Pipelineprojekte Turkmenistans nach Osten, Süden und Westen eingegangen worden. Eine entsprechende Exportkapazität vorausgesetzt, peilt Turkmenistan bis 2015 die Erhöhung der Erdgasexporte auf insgesamt 125 Bcm an.<sup>1062</sup> Die dafür benötigte Produktionserhöhung wird sehr hohe Investitionen benötigen. Sollte es aber gelingen, erscheint die Einhaltung der eingegangenen Exportverpflichtungen und der angestrebten Exporterhöhungen dank der Neubewertung der Reserven realistisch.

In welche Richtung die turkmenischen Produktionserhöhungen exportiert werden, wird sich noch zeigen. Zwar hat Ashgabat Interesse bekundet, Erdgas auch nach Westen exportieren zu wollen, doch haben westliche Unternehmen bis jetzt kaum Zugang zu den turkmenischen Lagern bekommen. Während offshore einige Lizenzen an europäische oder US-amerikanische Konzerne vergeben worden sind (siehe RWE), haben besonders asiatische und arabische Unternehmen Zugang zu den großen, neubewerteten Onshore-Lagerstätten bekommen. Ende

---

<sup>1058</sup> Vgl. Turkmenistan: Medvedev to Visit Ashgabat in Late December, Eurasianet, News Briefs, 02.12.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav120209c.shtml>, 15.12.09.

<sup>1059</sup> Vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: Gas flows again to Russia.

<sup>1060</sup> Vgl. Watkins, Eric: Russia, Turkmenistan revise gas contract.

<sup>1061</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Turkmenistan Pressured by Gazprom's Halt on Turkmen Gas Imports, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 125, 30.06.2009, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35193](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35193), 20.07.09; und vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: Berdymukhamedov makes Nabucco pledge, Moskow takes energy hits, Eurasia Insight, Eurasianet, 13.07.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav071309b.shtml>, 10.08.09.

<sup>1062</sup> Vgl. Turkmenistan's Gas Reserves May Exceed 38 TCM, in: APS Review Gas Market Trends.

Dezember vergab Aschgabat beispielsweise Lizenzen in Höhe von 9,7 Mrd. US\$ zur Erschließung des gigantischen South Yolotan-Feldes ausschließlich an Unternehmen aus China, den VAE und Südkorea. Westliche Unternehmen gingen leer aus, obwohl gerade dieses Feld eines der bedeutendsten ist, auch für zukünftige Exporte nach Europa. Allerdings bedeutet die Erschließung des Feldes durch asiatische und arabische Unternehmen nicht, dass das Erdgas später zwangsläufig nach Süden oder Osten statt nach Westen exportiert wird.<sup>1063</sup>

Immer wieder muss außerdem auf die Schaukelpolitik der kaspischen Staaten und insbesondere Turkmenistans verwiesen werden. Entsprechend vorsichtig sollte die neue „Unabhängigkeit“ Aschgabats von Moskau zur Kenntnis genommen werden. Es wäre nicht das erste Mal, dass Turkmenistan Manöver startet, einzig und allein, um später z. B. von Moskau bessere Konditionen für eigene Lieferungen zu erhalten. Zudem sind Geschäfte mit chinesischen Konzernen für Turkmenistan deutlich weniger lukrativ als der Verkauf von Erdgas an Europa oder Russland, selbst nach der Neuverhandlung der Gaspreise. Die Chinesen beispielsweise zahlen aktuell weit unter 200 US\$ pro 1000 m<sup>3</sup>.<sup>1064</sup>

#### **Verdichtung 36 (7.4.5)**

Alle Staaten der Region sehen eine Erhöhung der Gasproduktion und der -exporte sowie eine Diversifizierung der Exportmärkte und -routen vor. Noch ist unklar, ob das Erdgas aus Aserbaidschan nach Westen oder alternativ über Russland bzw. Iran exportiert werden wird. Kasachstan sieht in dem Energiesektor den Schlüssel für die Entwicklung des Landes und zum Aufstieg zur regionalen Führungsmacht. Investoren befürchten in diesem Zusammenhang einen Ressourcennationalismus nach russischem Vorbild. Astana könnte auch Erdgasprodukte exportieren, wenn kein Gas nach Westen ohne russische Beteiligung exportiert werden kann. Usbekistan hat sich weitestgehend an Russland gebunden und dafür Investitionen erhalten. Auf Lieferungen nach China wird Usbekistan voraussichtlich trotzdem nicht verzichten. Turkmenistan hat die negativsten Erfahrungen mit der Abhängigkeit von russischen Exportrouten gemacht. Entsprechend verfolgt Aschgabat die Diversifizierung der Exporte am konsequentesten. Der bisherige Höhepunkt bestand in der Erklärung der energetischen Unabhängigkeit von Russland. Die höheren Exportziele sind besonders kurz- und mittelfristig nur schwer zu erreichen. Insgesamt scheinen die Staaten bereit zu sein, Erdgas in die EU zu exportieren. Es stehen aber auch genügend Alternativen offen und noch sind sie nicht durch Verträge und Infrastruktur an die EU gebunden.

#### 7.4.6 Die Organisation des Erdgasmarktes

Alle vier Staaten der kaspischen Region sind gekennzeichnet durch einen starken staatlichen Einfluss, der in den letzten Jahren mit den steigenden Energiepreisen tendenziell

<sup>1063</sup> Vgl. Gente, Regis: Turkmenistan: Western firms shut out from development deals, 04.01.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav010409.shtml>, 07.01.10.

<sup>1064</sup> Vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: Gas flows again to Russia.

zugenommen hat. Allerdings gibt es erhebliche Unterschiede bezüglich des Öffnungsgrades der Energiesektoren und der Beteiligungsmöglichkeiten internationaler Akteure.

#### 7.4.6.1 Aserbaidtschan

Aserbaidtschan konnte als erster Staat am kaspischen Meer nach dem Zerfall der UdSSR größere Summen an internationalem Kapital für die Entwicklung des eigenen Energiesektors anlocken. Im Rahmen von PSAs konnte Baku bereits 1994 (ACG-Felder über AIOC), 1996 (Shah Deniz) und 1998 (Araz, Alov, Sharg-Felder) große Erfolge vermelden. Bis zum Ende der jeweiligen Projekte werden sich die Investitionen dieser drei PSAs auf 35 Mrd. US\$ belaufen. Dabei hat SOCAR, die 1992 durch den Zusammenschluss von Azerineft und Azneftkimiya entstand, in allen drei Fällen Minderheitsbeteiligungen von entsprechend 10% für die ersten zwei PSAs und 40% für das dritte PSA akzeptiert.<sup>1065</sup>

SOCAR fördert nicht nur Erdgas (und Erdöl), sondern betreibt auch das Pipelinennetz und ist verantwortlich für Energieexporte und -importe. Seit der Gründung 2001 befasst sich das Energieministerium mit den E&P-Aktivitäten, in denen ausländische Unternehmen aktiv sind. Von Bedeutung für SOCAR ist die im Juli 2009 bekannt gegebene Übernahme des staatlichen Gasversorgers Azerigaz. Die Übernahme kommt SOCAR sehr entgegen, da vor kurzem entschieden wurde, die heimischen Gaspreise auf ein wirtschaftliches Niveau anzuheben (auf ca. 125 US\$/1000m<sup>3</sup>) und SOCAR mit den krisenbedingt niedrigen Ölpreisen auf dem Weltmarkt zu kämpfen hat. Im Zuge der Übernahme wurde zudem eine Restrukturierung SOCARs angekündigt. Beobachter vermuten, dass Aserbaidtschan plant, aus SOCAR einen international agierenden, staatlichen Riesen nach Vorbild Gazproms zu machen. Die Integration von Azerigaz soll SOCAR finanziell stärken, um international besser agieren zu können. SOCAR ist außerhalb Aserbaidtschans bereits in Georgien und in der Türkei aktiv.<sup>1066</sup>

#### 7.4.6.2 Kasachstan

In Kasachstan folgte nach einer Phase der Öffnung und hoher Investitionen mit steigenden Energiepreisen eine Phase, in der Astana versucht hat, mehr Kontrolle über die eigenen Energievorkommen zu erlangen. Dies führte dazu, dass die Gesetzgebung geändert wurde, um die Rolle des Staates in der als Schlüsselsektor ausgemachten Energiebranche zu stärken. In 2004 wurde ein Gesetz verabschiedet, das dem Staat Vorrang bei dem Erwerb von Anteilen

---

<sup>1065</sup> Vgl. EIA: Azerbaijan: Production-Sharing Agreements, o.O. 2007.

<sup>1066</sup> Vgl. Abbasov, Shahin: Azerbaijan: For SOCAR, bigger means better with Azerigaz takeover, Eurasia Insight, Eurasianet, 27.07.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav072709a.shtml>, 28.07.09.

an Energieprojekten gab. KazMunayGaz (KMG) hat sich nach diesem Gesetzesbeschluss 50% an dem Karazhanbas-Erdölfeld gesichert, das nicht lange zuvor von der China International Trust & Investment Corporation für knapp 2 Mrd. US\$ aufgekauft worden war (Grund sollen Befürchtungen vor einem zu starken Einfluss Chinas gewesen sein<sup>1067</sup>).

Kasachstan kaufte sich auch bei BG in den Kashagan-Feld ein und holte sich einen 33% Anteil an PetroKazakhstan zurück. Ebenfalls wurden im selben Jahr die Steuern, die Energieunternehmen in Kasachstan zu zahlen haben, von 25-30% auf 60-85% angehoben. Ein Jahr später änderte Kasachstan weitere Gesetze. Diese sollten verhindern, dass Unternehmen, wie bis dahin möglich, nach zwei Jahren ihre Rechte an andere Akteure weiter transferieren durften. In erster Linie sollte damit einerseits verhindert werden, dass Investitionen aus einem bestimmten Land den kasachischen Markt beherrschen können, andererseits sollte Kasachstan stärkere Kontrolle über die eigenen strategischen Ressourcen erhalten.

Erneut wurden die Eingriffsmöglichkeiten und die Kontrolle des Staates bezüglich strategischer Ressourcen Ende 2007 verstärkt. Es wurde gesetzlich ermöglicht, geschlossene Verträge unilateral zu überdenken, zu überarbeiten und sogar rückgängig zu machen. Kasachstan kann hiernach jeden Vertrag aus Gründen der „nationalen Sicherheit“ aufheben, wenn es im Widerspruch zu den wirtschaftlichen Interessen des Staates steht. Dem betroffenen Unternehmen bleiben dann nur zwei Möglichkeiten: entweder akzeptiert es, in neue Verhandlungen zu treten oder Kasachstan kann den Vertrag (unter Beachtung einer zweimonatigen Frist) aufheben.<sup>1068</sup>

Das wichtigste Instrument Kasachstans im Energiebereich ist die staatliche Energiegesellschaft KMG. Das Unternehmen ist bedeutendster Akteur im Energiesektor und wird über die staatliche Investitionsgesellschaft (Samruk) kontrolliert. Allerdings gibt es auf anderen Ebenen enge Beziehungen zwischen KMG und Regierung. Neben weltweit üblichen Einflussmöglichkeiten (z. B. über die Gesetzgebung), bestehen enge persönliche Beziehungen zwischen dem Präsidenten nahestehenden oder verwandten Eliten und der Energieindustrie. Der Schwiegersohn des Präsidenten z. B. hält den Vize-Vorsitz bei Samruk.<sup>1069</sup>

---

<sup>1067</sup> Vgl. KazMunaiGaz eyes Karazhanbas slice, Upstream Online, 02.01.2007, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article125473.ece>, 07.05.09.

<sup>1068</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence, S. 120ff.

<sup>1069</sup> Vgl. Brill Olcott, Martha: KazMunaiGaz: Kazakhstan's National Oil and Gas Company, The James A. Baker III. Institute for Public Policy of Rice University, Houston 2007, S. 3, 23ff, unter: [http://www.rice.edu/energy/publications/docs/NOCs/Papers/NOC\\_Kaz\\_Olcott.pdf](http://www.rice.edu/energy/publications/docs/NOCs/Papers/NOC_Kaz_Olcott.pdf), 08.05.09.

#### 7.4.6.3 Usbekistan

In Usbekistan ist der Staat der maßgebliche Akteur. Ihm obliegt es, alle relevanten Entscheidungen bezüglich des Energiesektors zu treffen. Neben dem Präsidenten und der Regierung ist der sogenannte usbekische Energiekomplex (Fuel Energy Complex, FEC) die wichtigste Instanz im Energiesektor. Der FEC wird von einem stellvertretenden Premierminister geleitet und setzt die Anweisungen der Staatsspitze bezüglich der Regulierung, der Struktur der Industrie, einzelner Unternehmensstrukturen, der Energiepreise, der Privatisierung und der privaten Beteiligungen am Energiesektor um. Neben dem FEC, oder ihm nachgeordnet, gibt es eine Vielzahl von Agenturen und Behörden. Reguliert werden die Preise von Erdöl und Erdgas von dem Finanzministerium. Die technische Seite der Regulierung übernimmt UzNefteGasInspectsia. Der dominierende operative Akteur im Erdgas- und Erdölsektor in Usbekistan ist Uzbekneftegaz.<sup>1070</sup>

Wie bei SOCAR und KMG handelt es sich bei Uzbekneftegaz um ein vertikal integriertes, staatliches Energieunternehmen, das mit ähnlichen Problemen wie seine Pendanten zu kämpfen hat (wenig Transparenz, Korruption, Reformbedarf etc.). Vor einigen Jahren haben eine abnehmende Produktion sowie Schwierigkeiten bei der Erschließung des usbekischen Energiepotentials dazu geführt, dass Taschkent Reformen im Energiesektor zuließ. Um erhöhte internationale Investitionen anzulocken, wurden mehrere PSAs angeboten, bei denen Uzbekneftegaz jedoch immer mit 50% beteiligt werden musste. Sogar über eine Teilprivatisierung Uzbekneftegaz wurde diskutiert.<sup>1071</sup> Die (Teil-) Privatisierung von Uzbekneftegaz steht bereits seit 2003 in verschiedenen Formen immer wieder auf der Tagesordnung, ist jedoch bis jetzt an den damit geknüpften usbekischen Forderungen gescheitert.

#### 7.4.6.4 Turkmenistan

Von allen erdgasexportierenden Staaten in der kaspischen Region ist Turkmenistan das mit den problematischsten Rahmenbedingungen. Entsprechend wurde Turkmenistan trotz der hohen Reserven von internationalen Energieunternehmen oft gemieden, so dass es Aschgabat in der Vergangenheit nicht möglich war, sein Potential auszuschöpfen. Die Macht des Staates ist in Turkmenistan allgegenwärtig und unterliegt in jeder Beziehung dem Präsidenten der

---

<sup>1070</sup> Vgl. Usbekistan - The Energy Base Of Usbekistan, in: APS Review Downstream Trends, 06.10.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/energy-utility-sector-performance-oil-gas/11604893-1.html>, 08.05.09.

<sup>1071</sup> Vgl. European Bank for Reconstruction and Development: Document, Energy Operations Policy. As approved by the Board of Directors on 11 July 2006, ANNEX 2, London 2006, S. 73f, unter: <http://www.ebrd.com/about/policies/sector/energy.pdf>, 08.05.09.



Republik. Die Allmacht des Staatsoberhauptes ist so stark, dass das Regime des früheren Präsidenten nicht als Diktatur, sondern, wegen seiner unumschränkten Macht und des ausgeprägten Personenkultes, als „Sultanat“ bezeichnet wurde.

Alle Energieangelegenheiten unterliegen der Regierung, die wiederum dem Präsidenten untergeordnet ist. Implementiert werden die meisten Anweisungen von dem Energieministerium, doch übernimmt dies teilweise ebenfalls eine separate Behörde (Engl.: State Agency for the Management and Use of Hydrocarbon Resources), die direkt dem Präsidenten untersteht. Ausländische Unternehmen können nur im Rahmen von PSAs und JV mit der staatlichen Turkmenneft in Turkmenistan aktiv werden. Den ausländischen Unternehmen werden aber in aller Regel nur Minderheitsbeteiligungen angeboten. Die Auswahl der Unternehmen, die sich in Turkmenistan engagieren dürfen, ist hoch politisiert. Entsprechend werden die Unternehmen meistens danach ausgesucht, ob sie aus einem „befreundeten“ Staat kommen. Erst seit dem Tod des turkmenischen Präsidenten Niyazov ist ein erneutes Interesse internationaler Unternehmen zu erkennen, in Turkmenistan zu investieren. Im August 2008 wurde von dem neuen Präsidenten Berdimuhamedov eine Überarbeitung der relevanten Gesetzgebung in Turkmenistan angekündigt. Bis jetzt aber ist es zu keinen Reformen gekommen.<sup>1072</sup>

#### **Verdichtung 37 (7.4.6)**

Der staatliche Einfluss ist in allen Ländern der Region sehr stark ausgeprägt und scheint mit steigenden Energiepreisen weiter zuzunehmen. In allen Staaten dominieren entsprechend die jeweiligen staatlichen Energiekonzerne. Der Öffnungsgrad der Sektoren für Investitionen und die Beteiligungsmöglichkeiten für internationale Unternehmen ist aber von Staat zu Staat sehr unterschiedlich. Wurden Anfang der 90er Jahre noch PSAs angeboten, bei denen die staatlichen Konzerne Minderheitsbeteiligungen akzeptierten, war in den letzten Jahren jedoch besonders Kasachstan bemüht, die Kontrolle über wichtige Projekte im Energiesektor unter Verweis auf das „nationale Interesse“ zurückzuerlangen. Aserbaidschan zielt durch die Stärkung SOCARs auf die Bildung eines international tätigen, staatlichen Unternehmens nach Vorbild Gazproms. Im Allgemeinen ist der Energie- und Gassektor der Region von mangelnder Transparenz, Korruption, politisch-strategischen Interessen und einer unterentwickelten Reformbereitschaft geprägt. Wer sich an Projekte beteiligen darf, wird weniger durch ökonomische Faktoren als durch die politischen Beziehungen und Interessen entschieden, so dass verschiedenste Themen miteinander verknüpft werden. Dies könnte erneut besonders für staatliche Konzerne, z. B. aus Asien, von Vorteil gegenüber rein profitorientierten Unternehmen sein.

<sup>1072</sup> Vgl. Freeman, Sasha: The growing Sino–Central Asia energy nexus, in: Current Practice, The International Bar Association, Vol. 5, Nr. 1, Calgary / London 2009, S. 4f, unter: <http://www.ibanet.org/Document/Default.aspx?DocumentUid=85E7767B-6F66-4B9F-AB6D-8AF49CFB5FF4>, 08.05.09.

#### 7.4.7 Beziehungsebene

Auf der Beziehungsebene gibt es zwischen Aserbaidshan, Kasachstan, Usbekistan und Turkmenistan zahlreiche Dispute und Konflikte, die durchaus ernsthafte Konsequenzen für Erdgasexporte in Richtung EU haben könnten. Dabei sind solche Risiken, die zwischen den Staaten der Region bestehen von solchen zu unterscheiden, die durch den Wettbewerb außerregionaler Akteure um Einfluss in der Region entstehen („*New Great Game*“). Leider kann im Rahmen dieser Arbeit nicht detailliert auf alle Konflikte in der Region eingegangen werden. Eine kurze Übersicht der bedeutendsten oder akutesten Fälle, die Auswirkungen auf den Erdgasbereich haben könnten, soll einen Einblick in die Konflikt dynamiken ermöglichen.

##### 7.4.7.1 Berg-Karabach (Nagorny-Karabakh)

Wie bereits einige Male angesprochen, besteht zwischen Aserbaidshan und Armenien ein Konflikt bezüglich der Region Berg-Karabach. Der Konflikt um diese von ethnischen Armeniern bewohnte Region Aserbaidshans geht lange in der Geschichte zurück. Seit der Gründung der beiden Staaten nach dem Ersten Weltkrieg (und der sowjetischen Grenzziehung in den frühen 1920er) ist die Region zum Streitobjekt zwischen beiden Staaten geworden. Nach dem Zerfall der UdSSR kam es 1991 zum Krieg zwischen Armenien und Aserbaidshan, dem bis zu 25 000 Menschen zum Opfer fielen und vor dem mehr als 1 Mio. weitere fliehen mussten. Die armenische Bevölkerung in Berg-Karabach schaffte es mit der Unterstützung Armeniens bis 1994, den größten Teil Berg-Karabachs (und einige anliegende Gebiete Aserbaidshans) dauerhaft zu besetzen. Während man von Baku aus die Zugehörigkeit des Gebiets zu Aserbaidshan weiterhin betont, weisen Armenier auf das Recht der armenischen Mehrheit auf Selbstbestimmung hin. Seit 2004 versucht man im Rahmen der sogenannten Minsk Gruppe (OSZE), den Konflikt friedlich zu lösen.<sup>1073</sup>

In dieser zu den „*frozen conflicts*“ der post-sowjetischen Zeit zählenden Auseinandersetzungen stehen sich nicht nur Armenien und Aserbaidshan gegenüber, sondern ebenfalls Russland und die Türkei. Während Russland auf armenischer Seite Stellung bezog, fand Aserbaidshan in der ethnisch und sprachlich verwandten Türkei solidarische Unterstützung. Die Beziehungen zwischen Armenien und der Türkei sind zudem durch den tausendfachen Mord an der armenischen Bevölkerung während des Ersten Weltkrieges schwer belastet. Die türkisch-armenischen Spannungen waren für Baku eine Garantie für die

---

<sup>1073</sup> Vgl. International Crisis Group: Nagorno-Karabakh: Risking War, Europe Report Nr. 187, Brüssel 2007, S. 1ff.

anhaltende türkische Unterstützung Bakus gegenüber Eriwan. Grundsätzlich hat sich an dieser Konstellation bis heute nichts geändert.

In den letzten Jahren hat es mehrerer Versuche gegeben, die türkisch-armenischen Beziehungen zu verbessern, was tendenziell dazu führen sollte, den von Krisen und Spannungen geprägten Südkaukasus zu stabilisieren. Paradoxerweise hat eine mögliche Verbesserung der türkisch-armenischen Beziehungen potentiell negative Auswirkungen auf die Sicherheit der europäischen Gasversorgung mit kaspischem Erdgas. Denn Aserbaidschan befürchtet bei einer Annäherung Ankaras an Eriwan schwindende Unterstützung bezüglich des Berg-Karabach Konfliktes. Baku droht einerseits dem Westen und der Türkei, sein Erdgas zukünftig über Russland zu transportieren und die Diversifizierungsbemühungen Europas in der Region zu vereiteln, andererseits bietet Aserbaidschan Moskau Erdgas an, um im Gegenzug die russische Unterstützung im Berg-Karabach Konflikt zu erhalten.<sup>1074</sup>

Wie weit Baku bereit ist zu gehen, um Moskaus Unterstützung zu erlangen, bleibt abzuwarten. Darf man aber den Aussagen einiger Politiker in Aserbaidschan glauben, könnten in Zukunft sogar russische Truppen in Aserbaidschan stationiert werden – erstmals seit deren Abzug nach dem Zerfall der UdSSR. Selbst auf Säbelrasseln gegenüber Armenien greift Baku zurück. So erklärte der Vizepräsident des aserbaidschanischen Parlaments in Anspielung auf Russlands Einmarsch in Georgien 2008 und der Unabhängigkeit des Kosovo: „[...] *the Karabakh conflict [could] be solved by the Azerbaijani army.*“ und fügte dann als Begründung noch hinzu. „*US foreign policy has become a hostage of the Armenian lobby.*“<sup>1075</sup>

#### 7.4.7.2 Russland-Georgien Konflikt (Abchasien und Südossetien)

Nach der Auflösung der UdSSR war es Tiflis nicht gelungen, die Gesamtheit des international anerkannten Territoriums Georgiens unter Kontrolle zu bringen. Die neue georgische Regierung, die durch die „Rosenrevolution“ 2003 an die Macht gelangt war, scheiterte mit zahlreichen Versuchen, die volle territoriale Integrität des Staates wiederherzustellen. Während die Eingliederung Adschariens im Großen und Ganzen gelang, widersetzten sich die von Russland unterstützten Gebiete Abchasien und Südossetien den Bemühungen Tiflis. In

---

<sup>1074</sup> Vgl. Abbasov, Shahin: Azerbaijan: Is Baku ready to cause geopolitical problems over turkish-armenian thaw?, Eurasia Insight, Eurasianet, 14.04.2009, unter:

<http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav041409.shtml>, 08.05.09; und vgl. Ders., Azerbaijan: Is Baku offering a natural gas carrot to Moscow for help with Karabakh?, Eurasia Insight.

<sup>1075</sup> zit. in: Ders., Azerbaijan: Baku upset over lack of Karabakh Progress, Steps up anti-western rhetoric, Eurasia Insight, Eurasianet, 04.12.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav120409a.shtml>, 05.12.09.

der Nacht vom 7-8 August 2008 startete die georgische Armee einen Angriff auf Südossetien mit dem Ziel, das Gebiet unter ihre Kontrolle zu bringen. Nach eigenen Angaben reagierte Georgien mit der Militäraktion auf Angriffe südossetischer Verbände auf georgische Dörfer und Stellungen im Umland Südossetiens. Im Gegenzug marschierten russische Verbände in Südossetien ein, schlugen die georgische Armee zurück und drangen weiter in georgisches Gebiet vor (sogenanntes „Kern-Georgien“, also Georgien abzüglich der separatistischen Gebiete). Dabei unterstützten russische Streitkräfte ebenfalls abchasische Kräfte, von Tiflis kontrollierte Gebiete Abchasiens einzunehmen.<sup>1076</sup> Einem Waffenstillstand (dessen Bedingungen bis heute von Moskau nicht komplett erfüllt werden) folgte am 26. August die russische Anerkennung der abchasischen und südossetischen Unabhängigkeit.

Erstarkende Proteste der politischen Opposition in Georgien führten in der Folgezeit zu einer weiteren Destabilisierung Georgiens. Den vorläufigen Höhepunkt erreichte die innere Instabilität Georgiens mit einem Putschversuch gegen die Regierung von Präsident Micheil Saakaschwili. Während die georgische Regierung behauptet, der Putschversuch sei von Russland unterstützt worden, bezweifeln andere, dass es überhaupt den Versuch eines Staatsstreichs gegeben hat und behaupten, es hätte sich lediglich um ein Ablenkungsmanöver der unter Druck stehenden georgischen Regierung gehandelt.<sup>1077</sup>

Obwohl Beschädigungen an der Transportinfrastruktur durch den russisch-georgischen „Fünf-Tage-Krieg“ nicht die Ursache für die Unterbrechung der Energielieferungen über georgisches Territorium waren (die Lieferungen wurden nur zur Sicherheit und wegen einer Pipelineexplosion in der Türkei gestoppt), hat die Auseinandersetzung die Vulnerabilität der Transitroute über Georgien vor Augen geführt. Zudem hat der Krieg zu einer starken Destabilisierung des bereits problematischen inner-georgischen Machtgefüges geführt und so die zukünftige Verlässlichkeit Tiflis als Transitroute in Frage gestellt. Insgesamt dürfte die bedeutendste Folge des russisch-georgischen Krieges die Frage nach der Verlässlichkeit und damit die Frage nach der Attraktivität der georgischen Transitroute für zukünftige Infrastrukturprojekte sein (inkl. CNG oder LNG).<sup>1078</sup>

---

<sup>1076</sup> Vgl. International Crisis Group: Russia vs Georgia: The Fallout, Europe Report, Nr. 195, Brüssel 2008, S. 1ff.

<sup>1077</sup> Vgl. Lomsadze, Giorgi: Georgia: Saakashvili administration puts down alleged anti-NATO mutiny, Eurasia Insight, Eurasianet, 05.05.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav050409.shtml>, 07.07.09.

<sup>1078</sup> Vgl. Tsereteli, Mamuka: The Impact of the Russia-Georgia War on the South Caucasus Transportation Corridor, The Jamestown Foundation, Washington D.C. 2009, S. 11ff.

### 7.4.7.3 Der rechtliche Status des kaspischen Meeres

Vor dem Zusammenbruch der Sowjetunion lagen lediglich zwei Staaten am Kaspischen Meer, die Sowjetunion im Norden und Iran im Süden. Die Landgrenze zwischen der UdSSR und dem Iran (damals Persien) war klar durch den Vertrag von Moskau aus dem Jahr 1921 festgelegt. Im Jahr 1940 unterzeichneten beide Länder ein Protokoll, in welchem man das Kaspische Meer zum gemeinschaftlichen Besitz beider Staaten machte. Die Grenze entlang des Kaspischen Meeres galt spätestens seit 1960 als endgültig geregelt. Die Entstehung neuer souveräner Staaten am Kaspischen Meer hat eine Neuregelung des rechtlichen Status des Meeres notwendig gemacht. Dies ist noch nicht gelungen.

Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene Positionen, die sich in der Beantwortung der Frage unterscheiden, ob das Kaspische Meer tatsächlich ein Meer ist oder es sich eigentlich um einen See handelt.<sup>1079</sup> Falls das Gewässer als Meer einzustufen ist, fiel es unter Artikel 122 des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen von 1982. Dann würde die Seegrenze nach Artikel 15 (über die Abgrenzung des Küstenmeers zwischen Staaten mit gegenüberliegenden oder aneinander angrenzenden Küsten) so geregelt, dass keiner der Anrainer sein Gebiet über die Mittellinie ausdehnt *„auf der jeder Punkt gleich weit von den nächstgelegenen Punkten der Basislinien entfernt ist, von denen aus die Breite des Küstenmeers jedes der beiden Staaten gemessen wird“*<sup>1080</sup>.

Soweit das Kaspische Meer nicht unter die UN-Konvention fiel, könnten die Ressourcen von allen Anrainerstaaten gemeinsam erschlossen werden. Man spricht in diesem Fall von einem sogenannten *„condominium approach“*. Setzten sich noch in den 1990er Jahre v. a. Russland und Iran für ein solches Vorgehen ein, besteht heute nur noch Iran darauf.<sup>1081</sup> Als einzige Alternative bietet Teheran die Aufteilung des Meeres in gleich große Sektoren an, womit jeder 20% des kaspischen Meeres erhalten würde. Angesichts der Tatsache, dass Iran lediglich 13% der kaspischen Küste ausmacht, ist es kaum verwunderlich, dass die anderen Anrainer sich dieser Lösung widersetzen.

Mittlerweile ist der nördliche Teil des Meeres durch bilaterale Verträge zwischen Russland, Kasachstan und Aserbaidschan geregelt. Dabei hat man sich darauf geeinigt, den

---

<sup>1079</sup> Vgl. Kuniholm, Bruce R.: The Geopolitics of the Caspian Basin, in: Middle East Journal, Vol. 4, Herbst 2000, S. 547f.

<sup>1080</sup> United Nations Convention on the Law of the Sea, Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982, BGBl. 1994 II S. 1798, Artikel 15; deutscher Vertragstext aus der Internetseite des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, S. 7, unter: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/SrUe.pdf>, 11.05.09.

<sup>1081</sup> Vgl. Janusz, Barbara: The Caspian Sea. Legal Status and Regime Problems, Russia and Eurasia Programme, REP BP 05/02, The Royal Institute of International Affairs, Chatham House, London 2005, S. 3ff.

Meeresgrund und die darunter liegenden Bodenschätze nach dem Prinzip der modifizierten Mittellinie (s. o.) aufzuteilen, die Wasseroberfläche aber gemeinsam zu nutzen. Zwar ist damit der rechtliche Status von gut 60% der im nördlichen Teil liegenden Bodenschätze des Kaspischen Meeres geregelt, doch bleibt die Regelung des südlichen Teils noch aus. Bis jetzt scheitert dies v. a. an Iran. Es bestehen jedoch auch Dispute zwischen Baku und Aschgabat bezüglich der Energievorkommen in den gemeinsamen Grenzgewässern (Kyapaz/Serdar-Ölfeld), ebenso wie es ähnlichen Streit zwischen Baku und Teheran gibt. Bis jetzt ist nur ein 2006 in Kraft getretener Vertrag zum ökologischen Schutz des Kaspischen Meeres von allen Anrainerstaaten unterzeichnet worden.<sup>1082</sup>

Allerdings zeigte sich der russische Außenminister Sergej Lawrow nach einem Treffen aller Außenminister der kaspischen Anrainer im April 2009 zuversichtlich, bald zu einer endgültigen Einigung zwischen allen Staaten zu kommen. Das nächste Treffen soll in der turkmenischen Hauptstadt an einem noch festzulegenden Termin stattfinden.<sup>1083</sup>

#### 7.4.7.4 Das Ferghana-Tal

Das Ferghana-Tal verbindet Kirgisistan, Usbekistan und Tadschikistan miteinander. Bis in die zwanziger Jahre des 19. Jahrhunderts gehörte Ferghana vollständig zu dem Khanat von Quqand (Kokand). Später wurde das Khanat vom zaristischen Russland komplett annektiert. Die UdSSR setzte mit der Gründung der zentralasiatischen Sowjetrepubliken die Grenzen neu fest. Ein hohes Bevölkerungswachstum, die schnelle Urbanisierung der ländlichen Bevölkerung, hohe Arbeitslosigkeit und starke Umweltverschmutzung durch die dort angesiedelte Industrie haben das soziale Gefüge dieser Region stark belastet. Das Tal, das mit über zehn Millionen Einwohnern das am dichtesten besiedelte Gebiet Zentralasiens ist, war mit lediglich einer Ausnahme Schauplatz aller post-sowjetischen Konflikte in dieser Region.<sup>1084</sup> Zudem sind die Grenzen zwischen den drei Staaten im Ferghana-Tal gespickt mit Enklaven (acht Enklaven insgesamt: vier usbekische Gebiete befinden sich in Kirgisien, zwei tadschikische Gebiete befinden sich ebenfalls in Kirgisien, jeweils ein kirgisches und ein

---

<sup>1082</sup> Vgl. Kaspisches Meer: Kein Zankapfel mehr, aber noch kein Meer der Freundschaft, RIA Novosti, 25.10.2006, unter: <http://de.rian.ru/analysis/20061025/55133113.html>, 12.05.09.

<sup>1083</sup> Vgl. Kasp-Anrainer bemühen sich um Einvernehmen in Grenzfragen - Russlands Außenminister, RIA Novosti, 14.04.2009, unter: <http://de.rian.ru/world/20090414/121103321.html>, 12.05.09.

<sup>1084</sup> Vgl. Weisbrode, Kenneth: Central Eurasia: Prize or Quicksand? Contending views of instability in Karabakh, Ferghana and Afghanistan, New York 2001, S. 45ff.

tadschikisches Gebiet befinden sich in Usbekistan). Die sozialen Spannungen sind in diesen Gebieten in der Vergangenheit besonders stark gewesen.<sup>1085</sup>

Im usbekischen Teil des Ferghana-Tals kam es am 13. Mai 2005 zum sogenannten Andijan Massaker, als ein Teil der Bevölkerung zu spontanen Protesten zusammenkam und usbekische Sicherheitskräfte auf die Demonstranten das Feuer eröffneten. Obwohl die genauen Geschehnisse unklar bleiben, kann davon ausgegangen werden, dass exzessive Gewaltanwendung seitens der staatlichen Sicherheitsorgane Grund für den Tod vieler unschuldiger gewesen ist. Usbekistan behauptet in den Protesten einen terroristischen Hintergrund erkannt zu haben und hat dies als Vorwand genommen, gegen zahlreichen NGOs im Land vorzugehen.<sup>1086</sup>

Währenddessen ist die terroristische Gefahr laut US-Außenministerium im Ferghana-Tal tatsächlich angestiegen. Besonders im kirgisisch-usbekischen Grenzgebiet ist es der radikal-islamischen Gruppe Hizb ut-Tahrir gelungen, von ehemals 5.000 im Jahr 2006 auf nun mehr als 15.000 Mitglieder (2008) zu wachsen.<sup>1087</sup> Auch am tadschikisch-usbekischen Grenzgebiet ist es in jüngster Vergangenheit verstärkt zu Aktivitäten islamistischer-militanter Gruppierungen gekommen. Grund hierfür sollen die Militäraktionen Islamabads gegen die Taliban im April und Mai 2009 gewesen sein. Die Militäraktionen hätten viele Extremisten dazu gezwungen, in ihre Ursprungsländer in Zentralasien zurückzukehren und die pakistanischen Stammesgebiete, in denen sie Zuflucht gefunden hatten, zu verlassen.<sup>1088</sup>

Obwohl es nicht im direkten Zusammenhang mit dem Ferghana-Tal steht, sollte an dieser Stelle kurz auf den sogenannten zentralasiatischen Energiering eingegangen werden. In diesem sind alle Länder Zentralasiens, jedoch besonders Usbekistan, Kirgisien und Tadschikistan, aus Zeiten der UdSSR eingebunden. Prinzipiell besteht der Energiering aus einer Reihe von Absprachen, die Strom-, Erdgas- und Wasserlieferungen regeln. Während Kirgisien und Tadschikistan im Sommer neben Wasser auch Strom aus ihren hydroelektrischen Kraftwerken an Taschkent lieferten, versorgte Usbekistan die Nachbarn mit

---

<sup>1085</sup> Vgl. Khamidov, Alisher: Fergana Valley: Stringent border measures fuelling tension in enclaves, Eurasia Insight, Eurasianet, 13.08.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav081309.shtml>, 20.08.09.

<sup>1086</sup> Vgl. Beehner, Lionel: Documenting Andijan. Backgrounder, Council on Foreign Relations (Online), 26.06.2006, unter: [http://www.cfr.org/publication/10984/documenting\\_andijan.html#6](http://www.cfr.org/publication/10984/documenting_andijan.html#6), 12.05.09.

<sup>1087</sup> Vgl. United States Department of State, Publication Office of the Coordinator for Counterterrorism: Country Reports on Terrorism 2008, o.O. 2009, S. 148ff, unter: <http://www.state.gov/documents/organization/122599.pdf>, 12.05.09.

<sup>1088</sup> Vgl. Tajikistan: Are islamic militants trying to make a comeback in Central Asia?, Eurasia Insight, 26.05.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav052609a.shtml> und vgl. Uzbekistan: If a Taliban outpost falls in Pakistan, ist the ripple felt in the Ferghana Valley?, Eurasia Insight, 26.05.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav052609.shtml>, beide 27.05.09.

Strom und Erdgas im Winter. Aus diesem System ist Usbekistan nun ausgeschieden.<sup>1089</sup> Die Ursache für diese Entscheidung lag laut usbekischer Regierung an wiederholten unerlaubten Strom- und Gasentnahmen, besonders durch Tadschikistan, was Taschkent nicht weiter hinnehmen wolle. Duschanbe wiederum hat erklärt, die Wasserlieferungen, die für die bedeutende usbekische Baumwollproduktion unerlässlich sind, im Sommer überprüfen zu wollen. Wenn Tadschikistan in Zukunft ganzjährig mehr eigenen Strom brauche, könne das Land nicht so viel Wasser im Sommer aus den Stauseen freigeben wie bisher. Diese Konstellation, besonders die Beziehung zwischen Usbekistan und Tadschikistan, birgt bereits für sich allein enormes Konfliktpotential, das sich jedoch schnell auf alle Länder der Region ausbreiten könnte.

Die Situation wird durch die Neuregelung der usbekischen Gaslieferungen an Tadschikistan (und Kirgisien) weiter verschärft. Die im Dezember 2009 geänderten Vertragsmodalitäten für die Gasexporte nach Tadschikistan sehen nun v. a. die Vorauszahlung des Gases vor. Obwohl es bereits früher kaum vorstellbar war, dass der tadschikische Staat hierzu in der Lage sein würde, stimmte die staatliche tadschikische Tajiktransgaz den neuen ToP-Verträgen zu. Nun aber hat das Unternehmen erklärt, nicht über die notwendigen Mittel für Vorauszahlungen zu verfügen. Im Januar 2010 kürzte Usbekistan einseitig die Gaslieferungen um 50%.<sup>1090</sup>

#### 7.4.7.5 Der Wettbewerb um die Energievorkommen der kaspischen Region

Zusätzlich zu den intraregionalen Konflikten konkurrieren zahlreiche außerregionale Akteure um den Zugang zu den kaspischen Erdöl- und Erdgaslager. Im Verlauf des Kapitels ist dieser Wettbewerb immer wieder hervorgetreten, weshalb im Anschluss nicht mehr ausführlich auf diese Materie eingegangen wird. Darüber hinaus können viele Einzelheiten auch aus anderen Kapiteln der Arbeit (z. B. Kapitel zur Russischen Föderation) entnommen werden. Der Vollständigkeit halber wird jedoch skizzenhaft auf die wichtigsten Akteure und ihre Interessen eingegangen.

Russland sieht die kaspische Region als Teil der eigenen ausschließlichen Einflussphäre (Near Abroad) und ist zudem mittlerweile auf Erdgaslieferungen aus Zentralasien angewiesen. Die Angebote an die Staaten der Region, deren Erdgas zu „europäischen“ Preisen aufkaufen zu wollen, deuten darauf hin. Allerdings hat sich die Situation der letzten

---

<sup>1089</sup> Vgl. Zentralasien verliert gemeinsames Energie-Netz, Russland Aktuell, 01.12.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2028.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2028.html), 02.01.10.

<sup>1090</sup> Vgl. Watkins, Eric: Uzbekistan cuts gas by 50% to Tajikistan, in: Oil & Gas Journal (Online), 11.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3385289416/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/2010/01/uzbekistan-cuts\\_gas/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary122010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3385289416/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/2010/01/uzbekistan-cuts_gas/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary122010.html), 13.01.10.



Monate nicht zu Gunsten Moskaus entwickelt (siehe z. B. energetische Unabhängigkeitserklärung Turkmenistans). Die russische Strategie, die Region für andere Akteure abzuschotten, zeigt Risse, wie die chinesischen Investitionen in der Region, aber auch das Abkommen zwischen RWE und Turkmenistan, deutlich belegen.<sup>1091</sup>

Ebenso ist das Angebot, die gesamte zukünftige Erdgasproduktion aus dem aserbajdschanischen Shah Deniz-Feld aufzukaufen, weder endgültig beschlossen noch eine Art Vorentscheidung. Während einige westliche Medien Anfang April von einem Abkommen zwischen Russland und Aserbaidschan berichteten, sprachen russische Medien lediglich von einer Vereinbarung zur Aufnahme von Gesprächen. Im Mai wiederum wurden die unterschiedlichen Ansichten Moskaus und Bakus deutlich, die eine Einigung in der Sache zwischenzeitlich sehr unwahrscheinlich erscheinen ließen.<sup>1092</sup> Während Aserbaidschan Russland höchstens als Transitstaat für Erdgas nach Europa in Erwägung zog, wollte Russland aserbajdschanisches Gas an der aserbajdschanisch-russischen Grenze aufkaufen (sogenannte „*delivery-at-frontier*“-Vereinbarungen). Das letzten Endes im Juni 2009 zwischen Baku und Moskau zustande gekommene Abkommen sieht ab 2010 den Transport von lediglich 500 Millionen Kubikmeter jährlich über Russland nach Europa vor<sup>1093</sup>, allerdings beinhaltet das Abkommen die Möglichkeit, die Lieferungen in Zukunft auf 2 Bcm<sup>1094</sup> zu erhöhen. Darüber hinaus positioniert sich Moskau als bislang einziger potentieller Käufer für Erdgas aus der Shah Deniz zweiter Phase. Russland hat außerdem Interesse bekundet, sich an dem Shah Deniz-Projekt zu beteiligen.<sup>1095</sup>

Aserbaidschan hat v. a. seit der Verschlechterung der Beziehungen zwischen Russland und Turkmenistan (Verringerung der turkmenischen Exporte wegen „Pipelinedefekt“, s. o.) für Moskau als Instrument zur Behinderung der westlichen Gaspipelineprojekte (Nabucco und TCGP) an Bedeutung gewonnen. Baku ist sich dieser gestiegenen Bedeutung für Moskau bewusst und könnte gewillt sein, im Gegenzug für die Unterstützung Russlands bei dem Berg-Karabach Konflikt, dem russischen Drängen nachzugeben. Die ausgerechnet durch

---

<sup>1091</sup> Vgl. Tynan, Deirdre: Turkmenistan: The bell tolls for Gazprom's dominance of caspian energy market; und vgl. Russia: Trying to remain standing on Central Asia's slippery energy slope, Business & Economics, Eurasianet, 21.04.2009.

<sup>1092</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Azerbaijan Looking at Narrow Gas Export Options. Als Beispiel für die westliche Berichterstattung im März/April vgl. Russland-Aserbaidschan Gasabkommen schadet Nabucco, EurActiv, 01.04.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/russland-aserbaidschan-gasabkommen-schadet-nabucco/article-180855>, 12.05.09; für die zurückhaltendere russische Berichterstattung z.B. vgl. „Azeris Agree To Consider Gazprom“, in: The Moscow Times (online), 30.03.2009, unter: <http://www.themoscowtimes.com/article/600/42/375753.htm>, 30.03.09.

<sup>1093</sup> Vgl. Watkins, Eric: Gazprom seeks to rattle EU with Azerbaijan gas agreement.

<sup>1094</sup> Vgl. Azerbaijan: Baku set to quadruple gas exports to Russia by 2011, Eurasianet, 22.01.2010.

<sup>1095</sup> Vgl. Abbasov, Shahin: Russia Scores Double Match Point with Azerbaijani Gas Deal, Eurasia Insight.

Turkmenistan in den letzten Monaten betriebene Eskalation bezüglich der Zugehörigkeit einiger Erdöl- und Erdgasfelder im Kaspischen Meer, könnten Baku einen Weg bieten, sich aus den westlichen Pipelineprojekten zurückzuziehen und sich Moskau zuzuwenden, ohne das Gesicht zu verlieren.<sup>1096</sup>

China ist in der kaspischen Region zunehmend aktiv, da es den wachsenden Erdgasbedarf nicht mehr wie noch vor wenigen Jahren durch eigene Förderung decken kann. Die kaspischen Staaten, besonders die zentralasiatischen, liegen geographisch günstig für Peking und verfügen über bedeutende Erdgasreserven. Zudem wurde China der Zugang zu den kaspischen Ressourcen dadurch erleichtert, dass die meisten kaspischen Staaten versuchen, sich der russischen Umklammerung zu entziehen und nach alternativen Exportmärkten Ausschau halten.

Kasachstan und besonders Turkmenistan, spielen für die chinesische Gasstrategie in der Region eine bedeutende Rolle. Peking finanziert dort mehrere Pipelineprojekte durch die in Zukunft größere Mengen Erdgas China erreichen sollen. Auf diesem Weg sollen die Staaten langfristig an China gebunden werden. Die Region dürfte für China in Zukunft in Bezug auf Erdgas bedeutender sein als in Bezug auf Erdöl. Laut IEA könnte China bis 2020 insgesamt einen Erdgasbedarf von bis zu 200 Bcm erreichen, von denen 40 Bcm durch Pipelinegas gedeckt werden müssten. Turkmenistan soll spätestens ab 2012 mindestens 30 Bcm Richtung Osten liefern.<sup>1097</sup> Das wachsende Engagement Pekings hat dazu geführt, dass von Zentralasien mittlerweile oft als die „*Chinesische Tankstelle*“ oder dem „*Chinesischen Energiekraftwerk*“ gesprochen wird. Mit zunehmender Präsenz chinesischer Akteure aber, schwindet die Attraktivität Chinas als alternativer Zielmarkt für kaspische Energieexporte.<sup>1098</sup> Wie bereits vorher erwähnt, kooperieren China und Russland in verschiedenen Bereichen in Zentralasien über die SCO, doch dürfte die langfristige Beziehung aufgrund konkurrierender Interessen eher durch Wettbewerb geprägt sein als durch Kooperation.<sup>1099</sup>

Die westlichen Akteure (v. a. europäische) in der Region waren bis jetzt besonders auf der westlichen Seite des Kaspischen Meeres aktiv, da es bis jetzt keine Möglichkeit gibt, größere Mengen Erdgas aus Zentralasien nach Westen (unter Umgehung Russlands) zu transportieren. Dabei gelten die kaspischen Reserven und Ressourcen bei vielen als der Schlüssel zur Diversifizierung der Erdgasimporte Europas. Für das Vorzeigeprojekt Nabucco sind

---

<sup>1096</sup> Vgl. Ders., Azerbaijan: No jitters over Turkmenistan's Caspian Sea threat.

<sup>1097</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 10.

<sup>1098</sup> Vgl. Splidsboel Hansen, Flemming: The Shanghai Co-operation Organisation: Probing the Myths, Brief, Royal Danish Defence College, Kopenhagen 2008, S. 6f.

<sup>1099</sup> Vgl. Flikke, Geir / Wilhelmsen, Julie: Central Asia, S. 54ff.

Lieferungen aus dem östlichen kaspischen Raum wahrscheinlich notwendig, um die Pipeline rentabel auszulasten (siehe RWE Engagement in Turkmenistan). Die gegenüber Erdöl im Erdgasbereich geringen Fortschritte bei der Erschließung der kaspischen Vorkommen werden manchmal mit dem geringeren Interesse der USA in diesem Bereich erklärt. Von den drei Akteuren (Europa, Russland und China) in der gesamten kaspischen Region scheinen Russland und China momentan am besten positioniert.

Weitere Akteure, wenn auch bei weitem nicht so aktiv, sind Indien und Iran. Teheran ist mit Turkmenistan und Aserbaidschan über Pipelines verbunden und würde gerne mehr Erdgas importieren bzw. als Transitstaat für kaspisches Erdgas dienen. Die Rolle Irans wird jedoch durch politische Sanktionen sowie durch verschiedene Dispute in der Region und einem geringeren Investitionspotential eingegrenzt. Indiens Rolle im kaspischen Erdgassektor wird ebenfalls durch Probleme bei der Finanzierung von Großprojekten gedämpft. Eine direkte Anbindung der kaspischen Erdgaslager mit dem indischen Markt ist besonders an den verschiedenen Pipelinerouten gescheitert (Iran, Pakistan, Afghanistan), so dass indische Unternehmen sich eher auf die Beteiligung an strategischen Projekten konzentrieren.<sup>1100</sup>

#### **Verdichtung 38 (7.4.7)**

In der Region gibt es mehrere Konflikte, sowohl zwischen den einzelnen Staaten als auch mit und zwischen außerregionalen Akteuren. Bei dem Berg-Karabach Konflikt besteht die Gefahr weniger in einer kriegerischen Auseinandersetzung zwischen Aserbaidschan und Armenien, sondern mehr in der Veränderung der traditionellen Beziehungskonstellationen. Dies könnte die Richtung zukünftiger Gasexporte verändern – mit erheblichen Folgen für die EU-Diversifizierungsstrategie. Der Konflikt zwischen Georgien und Russland mindert die Attraktivität des Korridors für zukünftige Lieferungen über diese Route. Der rechtliche Status des Kaspischen Meeres behindert oder erschwert die Exploration und Erschließung der Vorkommen. Besonders problematisch sind die iranische Position und die Spannungen zwischen Aschgabat und Baku. Das Ferghana-Tal und die Auflösung des zentralasiatischen Energierings haben großes Konfliktpotential mit sehr weitreichenden Folgen, da es alle Staaten in Zentralasien hineinziehen könnte. Die Region ist zudem von einem sehr ausgeprägten Wettbewerb um die Energievorkommen gekennzeichnet. Dabei stehen sich v. a. westliche, russische und asiatische Akteure gegenüber. Dies eröffnet allen Staaten der Region mehrere Optionen, wobei Russland aufgrund der traditionellen Dominanz am meisten zu verlieren hat. Obwohl Peking in den letzten Jahren an Einfluss gewinnen konnte, stößt auch China langsam auf Widerstand. Hierin könnte eine Chance für die EU liegen, sich nun stärker zu engagieren.

---

<sup>1100</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 26ff, 36ff.

#### 7.4.8 Fazit

Die kaspische Region könnte für die EU in Zukunft eine bedeutende Alternative zur Diversifizierung der Erdgasimporte bieten, v. a. wenn es den Staaten gelingt, die Erdgasproduktion wie geplant zu erhöhen und den Eigenverbrauch in Grenzen zu halten. Die dazu notwendige rohstoffseitige Verfügbarkeit ist spätestens seit der Neubewertung der turkmenischen Reserven vorhanden. Wichtig ist jedoch sowohl die rasche Erschließung der Erdgasreserven als auch der Bau der zum Transport dieses Gases notwendigen Infrastruktur. Beides wird sehr hohe Investitionen erfordern, die aber mit einem hohen Risiko verbunden sein werden. Zwar erscheint die Region momentan durch den starken Wettbewerb von mehreren Akteuren umworben zu sein, die Schaukelpolitik der Staaten, ihre politische Instabilität, transnationale Gefahren und ihre Verstrickung in mehrere internationale Konflikte aber machen die Region zum Minenfeld für potentielle Investoren.

Besonders in Bezug auf Turkmenistan ist es sehr schwer zu sagen, wie sich die Situation entwickeln könnte. Aschgabats Wankelmütigkeit und die häufigen politischen Manöver machen Turkmenistan zu einem nur schwer berechenbaren Partner. Vor einigen Jahren beispielsweise erklärte Turkmenistan, auf Distanz zu Moskau gehen zu wollen. Mitte 2008 kam es dann zu einer solch engen Kooperation mit Russland, dass es schien, als ob Moskau im internationalen Wettbewerb um die zentralasiatischen Ressourcen endgültig die Oberhand gewonnen hätte.<sup>1101</sup> Heute dagegen proklamiert Aschgabat die energetische Unabhängigkeit von Moskau und vollzieht erneut eine Kehrtwende. Allerdings sind Aschgabats Absichten sehr undurchsichtig, so dass es sich bei der Distanzierung von Russland ebenfalls um ein Manöver zur Erlangung höherer Gaspreise handeln könnte. Die bereits von einigen Beobachtern als vollzogen betrachtete Kurswechsel Aschgabats und die vermeintlich vollführte Westorientierung Turkmenistans könnten also in einigen Monaten schon wieder überholt sein.<sup>1102</sup> Ebenso könnte der Energie-Pakt<sup>1103</sup> zwischen Aschgabat und der deutschen RWE, trotz der vielversprechenden Aussichten, am Ende enttäuschen.

Wenn sich aber die Beziehungen zwischen Russland und Turkmenistan langfristig als gestört erweisen, wäre die Position Moskaus nicht nur in der Region langfristig geschwächt. Es ist davon auszugehen, dass Gazprom turkmenisches Erdgas brauchen wird, sobald sich die krisenbedingte, niedrige EU-Nachfrage und in anderen Märkten erholt. Blicke aber

---

<sup>1101</sup> Vgl. Bhadrakumar, M. K.: „Russia takes control of Turkmen (world?) gas“, in: Asia Times Online, 30.07.2008, unter: [http://www.atimes.com/atimes/Central\\_Asia/JG30Ag01.html](http://www.atimes.com/atimes/Central_Asia/JG30Ag01.html), 07.05.09.

<sup>1102</sup> Vgl. „Turkmenistan orientiert sich nach Westen“, in: Handelsblatt (Online), 23.04.2009, unter: <http://www.handelsblatt.com/politik/international/turkmenistan-orientiert-sich-nach-westen;2250404>, 12.05.09.

<sup>1103</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: RWE, Turkmenistan sign energy pact.

turkmenisches Gas für Russland außer Reichweite oder nur zu sehr hohen Preisen erhältlich, dürften Eigenbedarf und Exportverpflichtungen aus eigener Kraft kaum zu decken sein. Davon abgesehen würden die verschiedenen Pipelineprojekte, -erweiterungen und sonstige Investitionen im Gasbereich, die Russland in Zentralasien getätigt hat, kaum Sinn machen.

Schwer einzuschätzen ist ebenfalls die Position Aserbaidschans. Baku ist besonders geneigt, verschiedene Themengebiete mit der Ausrichtung seiner zukünftigen Gasströme zu vermengen (Berg-Karabach) und verschiedene Akteure gegeneinander auszuspielen, wenn dies den eigenen Interessen dient. Je länger die bestehenden Konflikte ungelöst bleiben (Transit durch die Türkei, Berg-Karabach etc.), desto weiter in die Zukunft wird sich wahrscheinlich die für Baku zentrale Erschließung der zweiten Shah Deniz-Phase verschieben. Aserbaidschan aber benötigt die Einnahmen aus dem Gasexport, um die dringenden wirtschaftlichen und sozialen Probleme angehen zu können. Unter Umständen könnte sich Baku dann tatsächlich an Russland oder Iran wenden, obwohl die Route über Georgien und die Türkei von Aserbaidschan bevorzugt wird. Entsprechend steigt die Attraktivität eines aserbaidischen CNG- oder LNG-Projekts ohne die Beteiligung eines der „großen“ Nachbarn. Die anvisierten Kapazitäten von maximal 8 Bcm wären jedoch deutlich geringer als die geplanten Exporte per Pipeline.

Der staatliche Einfluss in dem Energiesektor ist in allen Staaten der Region seit jeher groß. Es ist jedoch tendenziell eine weitere Stärkung staatlicher Akteure zu beobachten, v. a. der wichtigsten staatlichen Energiekonzerne. Diese konzentrieren ihre Macht nicht nur durch Zusammenschlüsse im Heimatmarkt oder durch die Übernahme von Anteilen an Projekten im eigenen Land (oft auf Kosten privater Unternehmen). Die staatlichen Energiekonzerne werden offensichtlich auf ein internationales Engagement vorbereitet.

Nach dem Vorbild Gazproms in Russland, scheinen die kaspischen und zentralasiatischen Unternehmen nicht nur in Nachbarländern, sondern ebenfalls in anderen Regionen der Welt tätig werden zu wollen. Die Stärkung der eigenen Position im Heimatmarkt soll ihre Position gegenüber den internationalen Konzernen im weltweiten Wettbewerb verbessern. Ob verstärkter Ressourcennationalismus tatsächlich ihre Position langfristig verbessern kann, wird sich zeigen. Die globale Finanz- und Wirtschaftskrise hat verdeutlicht, wie dringend diese Länder auf internationale Investitionen angewiesen sind, um ihre Wirtschaft im Allgemeinen und ihren Energiesektor im Besonderen zu entwickeln. Konnte man sich die Partner vor einigen Monaten noch frei aussuchen, hat die Krise zu einer – zumindest temporären – Verringerung des Wettbewerbs geführt, da einige Akteure sich krisenbedingt

zurückziehen mussten. Niedrige Rohstoffpreise haben zudem die Fähigkeiten der kaspischen und zentralasiatischen Akteure verringert, selbst für die Investitionen zu sorgen.

Für europäische Akteure stehen alle Möglichkeiten offen, sofern sie bereit sind, die Risiken einzugehen, die mit Investitionen in diesen Ländern verbunden sind. Neben den verschiedenen Krisenherden in der Region sind dies v. a. Risiken, die mit dem starken Wettbewerb und den politischen Zuständen bei einigen Akteuren zusammenhängen. Sollte Europa tatsächlich in Zukunft Erdgas z. B. aus Turkmenistan beziehen, muss die EU unbedingt die Unberechenbarkeit der Regime berücksichtigen. Je größer der Beitrag dieser Region, desto höher die potentiellen Kosten, die z. B. aus Preisdisputen und eventuellen Lieferunterbrechungen resultieren können. Wenn die Gaskrise zwischen Moskau und Aschgabat etwas eindrucksvoll gezeigt hat, dann dass Turkmenistan bereit war – ähnlich wie Libyen – außerordentlich hohe Kosten zu ertragen, um sich durchzusetzen (immerhin betrug die Kosten aus dem 9-monatigen Lieferstopp 25% des BIPs).

Im Moment scheint sich Russland aus dem Geschehen etwas zurückzuziehen (Finanzkrise, niedrige Energiepreise, Krise mit Turkmenistan) und China trifft – je stärker die Präsenz – auf größeres Misstrauen. Die kaspischen Staaten wollen am Ende weder „strategische Reserve“ der Russischen Föderation, noch „Chinesische Tankstelle“ sein. Somit ergibt sich für Europa eine Chance, stärker in der Region in Erscheinung zu treten. Insgesamt aber bleibt die Region in absehbarer Zeit nur eine geringe Quelle zur Diversifizierung der Importe, v. a. da die Förderung nur schrittweise zunehmen kann, es viele potentielle Abnehmer für kaspischen Gas gibt und sich die Umsetzung von Projekten in westliche Richtung als problematisch erweist.

### **7.5 Die Golfregion: Iran, Irak und Katar**

In der Golfregion gibt es viele bedeutende Energieproduzenten und -exporteure. Besonders aktiv sind die Staaten am Persischen Golf als Erdölexporteur, doch könnten einige Staaten in Zukunft auch große Mengen Erdgas nach Europa exportieren. Während Katar bereits zum bedeutendsten LNG-Exporteur der Welt avanciert ist, hat aufgrund der Reservenbasis v. a. Iran das Potential, zu einem weltweit bedeutenden Erdgasexporteur zu werden. Bedeutende Reserven und eine günstige geographische Lage könnten in Zukunft auch Irak dazu verhelfen, sich zu einem Erdgaslieferanten für den europäischen Markt zu entwickeln. Während auch andere Staaten in der Golfregion über substantielle Erdgasreserven verfügen, handelt es sich bei diesen drei Staaten um die einzigen, die entweder bereits bedeutende Erdgasmengen an

Europa liefern (Katar) oder die immer wieder im Gespräch als Erdgaslieferanten für Europa sind (Iran, Irak) – nicht zuletzt zur Auslastung der Nabucco-Pipeline. Auch andere Staaten in der Region, wie die Vereinigten Arabischen Emirate oder Saudi Arabien, verfügen über hohe Erdgasreserven. Sie werden ihre Exporte jedoch voraussichtlich in erster Linie auf andere Märkte richten oder in Zukunft gar auf Importe angewiesen sein. In einigen Fällen sollen die Erdgasreserven genutzt werden, um den steigenden Eigenbedarf zu decken oder um die eigene Erdölproduktion und -exporte zu erhöhen.<sup>1104</sup> Die Untersuchung der Region folgt dem bekannten Muster vorheriger Kapitel.

### 7.5.1 Die politische Lage in den Ländern am Golf

#### 7.5.1.1 Katar

Die Lage in den drei Staaten Katar, Iran und Irak ist sehr unterschiedlich. Am entspanntesten ist die Lage im Emirat Katar. Scheich Hamad bin Chalifa Al Thani regiert als absoluter Monarch seit 1995, als er in einem unblutigen Staatsstreich die Macht von seinem Vater übernahm. Seit dem hat er verschiedene Schritte unternommen, um sein Land politisch zu reformieren und zu liberalisieren. Herausgehoben werden kann die Gründung des ersten pan-arabischen Nachrichtensenders Al-Jazeera, aber v. a. das Recht von Frauen zu wählen und für öffentliche Ämter zu kandidieren. Außenpolitisch hat der Emir von Katar die Nähe des Westens, v. a. der USA gesucht. Die Wirtschaft des Emirats ist trotz Diversifizierungsversuche, immer noch hochgradig von Erdöl- und Erdgasexporten abhängig (über 60% des BIPs). Der Export von Energierohstoffen hat aus der kleinen katarischen Bevölkerung (ca. 1 Mio.) die reichste im Nahe Osten gemacht.<sup>1105</sup>

#### 7.5.1.2 Iran

Iran ist seit der Islamischen Revolution 1979 eine Islamische Republik. Oberster Rechtsgelehrter und Staatsoberhaupt („Revolutionsführer“) ist seit 1989 Ali Khamenei, Regierungschef ist Mahmud Ahmadinedschad. Iran wird immer wieder wegen Menschenrechtsverletzungen oder Verstößen gegen die Pressefreiheit kritisiert. International sind die Unterstützung von terroristischen Gruppen durch Teheran (z. B. Hamas/Hisbollah)

---

<sup>1104</sup> Vgl. EIA: Saudi Arabia. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S.8ff, unter: [http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi\\_Arabia/pdf.pdf](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Saudi_Arabia/pdf.pdf), und vgl. Ders., United Arab Emirates. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 4ff, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/UAE/pdf.pdf>, beides 13.05.09.

<sup>1105</sup> Vgl. Blanchard, Christopher M.: Qatar: Background and U.S. Relations, Congressional Research Service, Washington D.C. 2008, S. 4ff.

und das iranische Atomprogramm Grund für große Besorgnis. Besonders das iranische Atomprogramm hat in den letzten Jahren zu einer ganzen Reihe neuer internationaler Wirtschaftsanktionen geführt, die zu dem bereits vorhandenen Sanktionsregime hinzukamen. Die Genfer Atomgespräche von Anfang Oktober 2009 gaben zwar Anlass zur Hoffnung<sup>1106</sup>, konnten jedoch keine nennenswerten Ergebnisse produzieren. Neben den verschiedenen UN Sanktionen kommen noch Sanktionen einzelner Staaten, v. a. der USA hinzu, die zum Teil bereits seit 1979 in Kraft sind (Folge der Islamische Revolution und der Geiselnahme US-amerikanischer Botschaftsangehöriger in Teheran).

Schlagzeilen machten in jüngster Vergangenheit die Demonstrationen der iranischen Opposition nach den Präsidentschaftswahlen vom Juni 2009. Nach einer von großen Teilen der v. a. urbanen Bevölkerung als manipuliert gesehene Präsidentschaftswahl gingen Anhänger des Reformers Mir Hossein Mussawi auf die Straßen Teherans, um gegen die Wiederwahl Ahmadinedschad zu protestieren. Die gewaltsame Niederschlagung der Proteste und die zahlreichen Festnahmen haben Iran weitere scharfe internationale Kritik eingebracht. Die Proteste erstreckten sich über mehrere Tage und flammten auch Wochen nach der Wahl immer wieder auf (z. B. bei der Amtseinführung Ahmadinedschad Anfang August oder am Jahrestag der Erstürmung der US-Botschaft während der Islamischen Revolution im November 2009), wenn mit einer geringeren Intensität.<sup>1107</sup>

Zum Jahreswechsel 2009/2010 spitzte sich die Sicherheitslage in Teheran erneut zu. Die Situation der iranischen Regierung wird von Experten als äußerst kritisch erachtet. In vielerlei Hinsicht hätte die Ahmadinedschad-Regierung mittlerweile die Kontrolle über die Ereignisse verloren. Ihre Strategie, den Protesten mit massiver Gewalt zu begegnen, hätten lediglich zu stärkeren Protesten geführt, oft im Rahmen der für Getötete organisierten Trauermärsche oder wie bei dem Tod des oppositionellen Großayatollahs Hossein Ali Montezari. Zwar sei die Lage prekär, doch wäre es zu früh, das Ende des Regimes zu verkünden. Besonders ein „*Grand Bargain*“ zwischen den Eliten könne nicht ausgeschlossen werden.<sup>1108</sup>

Obwohl Mir Hossein Mussawi ein Angehöriger der aserbaidischen Minderheit im Iran ist, ist es nicht zu Protesten dieser Minderheit im Rahmen der Wahlen gekommen. Iran ist zwar zum größten Teil von Persern bewohnt, doch leben im Land auch wichtige

---

<sup>1106</sup> Vgl. Sechsergruppe einigt sich mit Iran auf Urananreicherung im Ausland, Spiegel Online, 01.10.2009, unter: <http://www.spiegel.de/politik/ausland/0,1518,652703,00.html#ref=nldt>, 02.10.09.

<sup>1107</sup> Vgl. USA drohen mit härteren Sanktionen gegen Iran, Spiegel Online, 03.08.2009, unter: <http://www.spiegel.de/politik/ausland/0,1518,640163,00.html#ref=nldt>, 04.08.09.

<sup>1108</sup> Vgl. Evans, Sophie: Iranian ruling regime is under threat, in: Middle East Economic Digest (Online), 24.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3003088.article>, 02.01.10.



aserbaidshische und kurdische Minderheiten (in etwa 24% und 7%<sup>1109</sup> der Bevölkerung). Aufstände der ethnischen Minderheiten gelten für den Iran als eine der größten Gefahren für die territoriale Integrität des Landes.<sup>1110</sup> Im Nordosten kämpft Teheran bereits gegen kurdische Rebellen, z. B. gegen die PJAK (The Free Life Party of Kurdistan), eine der PKK nahe stehenden Gruppe, die einen eigenen kurdischen Staat anstrebt. Erst im Januar 2010 kam es in der Grenzregion zwischen Iran, der Türkei und Irak zu Kämpfen zwischen der PJAK und iranischem Militär, bei denen mehrere Menschen getötet wurden.<sup>1111</sup>

Die Wirtschaft Irans leidet sehr unter der internationalen Isolation. Neben den jahrzehntelangen Wirtschaftssanktionen, die eine Hauptursache für die geringen Investitionen im Land und besonders im Energiesektor sind, treffen Iran in Zeiten der globalen Wirtschaftskrise auch die niedrigen Energiepreise hart.

### 7.5.1.3 Irak

Die politische Lage im Irak ist nach dem Krieg von 2003 immer noch instabil, wenn auch viele eine Besserung gegenüber den letzten Jahren sehen. Vor allem die relativ ruhigen Regionalwahlen vom Januar 2009 haben Beobachtern Grund zur Hoffnung gegeben, da sich überwiegend als moderat geltende Kandidaten durchsetzten, die dem amtierenden Ministerpräsidenten Nuri al-Maliki nahe stehen. Die Regionalwahlen werden dabei als Indikator für die kommenden Parlamentswahlen im März 2010 gesehen.<sup>1112</sup> Die Situation im Irak bleibt auch nach dem Rückzug der US-Truppen aus den Städten sehr angespannt. Es vergeht kaum eine Woche, ohne dass neue Anschläge in den Medien vermeldet werden. Neben der Zivilbevölkerung wird von den Terroristen auch gezielt die Energieinfrastruktur angegriffen. Besonders haben es Terroristen auf Exportpipelines abgesehen. So musste z. B. eine Leitung zum Erdölexport in die türkische Hafenstadt Ceyhan in nur zwei Monaten (Oktober/November 2009) dreimal durch Angriffe ihren Betrieb anhalten.<sup>1113</sup>

---

<sup>1109</sup> Vgl. CIA The World Factbook (Internetauftritt): Iran, unter: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ir.html>, 11.08.09.

<sup>1110</sup> Vgl. Abbasov, Shahn: Iran: Azeris cautious about supporting native son Mousavi in Tehran political fight, Civil Society, Eurasianet, 23.06.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav062309c.shtml>, 11.08.09.

<sup>1111</sup> Vgl. Iranian forces clash with Kurdish separatist group, BBC News (Online), 27.01.2010, unter: [http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle\\_east/8482802.stm](http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle_east/8482802.stm), 27.01.2010.

<sup>1112</sup> Vgl. Katzman, Kenneth: Iraq: Politics, Elections, and Benchmarks, Congressional Research Service, 02.06.2009, S.4ff, unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/mideast/RS21968.pdf>, 04.08.09.

<sup>1113</sup> Vgl. Watkins, Eric: Iraqi oil export pipeline hit by saboteurs, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.11.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/9930875469/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/2009/11/iraqi-oil-export-pipeline/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember302009.html>, 01.12.09.

Eine erneute Eskalation der Gewalt, besonders zwischen Schiiten und Sunniten, könnte in kurzer Zeit wieder aufflammen und sich schnell ausbreiten. Auslöser für eine solche Eskalation könnten Anschläge wie die von Ende Juli und Anfang August 2009 sein, bei denen nach Attentaten auf fünf schiitische Moscheen Vergeltungsangriffe auf sunnitische Gotteshäuser folgten. Diese Art von Anschlägen zielt genau auf eine solche Eskalation der Gewalt zwischen den zwei wichtigsten irakischen Religionsgruppen ab.<sup>1114</sup>

Neben den Spannungen zwischen Sunniten und Schiiten ist vor allem eine Verschärfung des Konflikts zwischen Araber und Kurden im Irak eine Gefahr für das Land. Seit dem Zweiten Golfkrieg ist der kurdische Nordirak, dank des Schutzes Washingtons, de facto unabhängig. Als 2003 die zweite US-amerikanische Invasion des Landes stattfand, nutzen kurdische Peschmerga die Situation, um auf von der kurdischen Regierung in Arbil beanspruchte Territorien vorzurücken, v. a. in die öl- und gasreichen Gebiete um die Stadt Kirkuk. Entlang der dadurch neu entstandenen de facto-Grenze zwischen der Autonomen Region Kurdistan sowie den darüber hinaus gehenden kurdisch besetzten Gebieten und dem restlichen Irak stehen sich irakische und kurdische Truppen gegenüber. Experten schätzen, dass lediglich die Präsenz der US-Armee in der Region beide Seiten davon abhält, entlang dieser sogenannten „*Trigger Line*“, aufeinander zu schießen. Die „*Trigger Line*“ erstreckt sich von der syrisch-irakischen bis zur irakisch-iranischen Grenze. Nach den Plänen der Obama Regierung sollen alle US-Kampfeinheiten bis August 2010 abgezogen werden.<sup>1115</sup>

## 7.5.2 Die historische Entwicklung des Gassektors am Persischen Golf

Obwohl die Staaten der Region eine lange Geschichte in der Förderung von Erdöl haben, hat sich erst in den letzten Jahrzehnten eine nennenswerte Gaswirtschaft entwickelt. Die Entwicklung in den jeweiligen Ländern unterscheidet sich dabei deutlich.

### 7.5.2.1 Katar

In Katar werden erst seit Ende der 1970er Jahre nennenswerte Mengen Erdgas für den Eigenbedarf gefördert, obwohl es durch Shells Entdeckung des North Fields (auch North West Dome) im Jahr 1971 bekannt war, dass das Land über enorme Erdgasreserven verfügt.

---

<sup>1114</sup> Vgl. „Bombenanschlag auf Sunniten-Moschee“, in: Die Zeit (Online), 01.08.2009, unter: <http://www.zeit.de/online/2009/32/irak-anschlag-sunniten-moschee>, 04.08.09.

<sup>1115</sup> Vgl. International Crisis Group: Iraq and the Kurds: Trouble along the Trigger Line, Middle East Report, Nr. 88, Brüssel 2009, S. 10ff, unter: [http://www.crisisgroup.org/library/documents/middle\\_east\\_\\_\\_north\\_africa/iraq\\_iran\\_gulf/88\\_iraq\\_and\\_the\\_kurds\\_\\_\\_trouble\\_along\\_the\\_trigger\\_line.pdf](http://www.crisisgroup.org/library/documents/middle_east___north_africa/iraq_iran_gulf/88_iraq_and_the_kurds___trouble_along_the_trigger_line.pdf), 04.08.09.

Als in den 1980er Jahren immer deutlicher wurde, dass Katars Erdölreserven schwinden und die Ölproduktion weiter sinken würde, ging man zu einer Politik über, die die Erschließung der katarischen Erdgasreserven vorsah. Die erste Produktionsphase des North Fields startete 1990, gut zwanzig Jahre nach der Entdeckung des Feldes, und war ebenfalls für den eigenen Bedarf gedacht.

Die zweite Phase sollte ab 1996 Erdgas über eine Pipeline in benachbarte Emirate und nach Saudi Arabien exportieren, wurde jedoch nicht verwirklicht. Grund hierfür war, neben politischen Spannungen mit den Nachbarn, die Entdeckung von Erdgasreserven in Saudi Arabien. In 1997 starteten dann die ersten katarischen Erdgasexporte als LNG.<sup>1116</sup> Wenige Jahre davor hatten noch viele Beobachter dem hochverschuldeten Katar die Implementierung der technisch anspruchsvollen und kapitalintensiven LNG-Technologie nicht zugetraut. Zu arm sei Katar und zu weit entfernt die anvisierten Märkte. Heute hat Erdgas eine größere Bedeutung für das Emirat als Erdöl, Katar ist zum größten LNG-Exporteur der Welt avanciert und das pro Kopfeinkommen der Bevölkerung ist von etwas mehr als 21.000 US\$ in 1999 auf schätzungsweise knapp 82.000 US\$ in 2009 gestiegen.<sup>1117</sup>

#### 7.5.2.2 Iran

Im Iran setzte die Entwicklung der eigenen Gasreserven deutlich früher ein. Teheran förderte bereits vor den 1960er Jahren bedeutende Mengen Erdgas als Begleitgas bei der Ölförderung, doch wurde das meiste Gas abgefackelt. Der Abschluss eines Lieferabkommens zum Erdgasexport in die UdSSR (1966) ermöglichte Erdgas den Durchbruch. Mit dem Bau der Pipeline in die UdSSR ging auch der Ausbau der Gasinfrastruktur für den Eigenbedarf einher. Ein Teil der Exportpipeline in die UdSSR wurde mit einer höheren Kapazität gebaut als notwendig. Während die Lieferungen an die UdSSR gut 10 Bcm betragen, konnte ein Teil der Leitung bis zu 17 Bcm transportieren. Auf diesem Weg konnten sowohl die Region um Teheran als auch andere nördliche Regionen mit Gas versorgt werden. Als die ersten Lieferungen 1970 einsetzten, begann der Erdgasverbrauch in Iran stetig zu steigen.

Erdgas begann einen immer größeren Anteil an der Energiematrix zu übernehmen und wurde für den heimischen Gebrauch (zuerst besonders bei der Industrie), zum Export und ab Mitte der 70er auch zur Erhöhung der fallenden Erdölproduktion eingesetzt. Besonders ab 1975 investierte Iran in den Ausbau der Gasinfrastruktur. Nach der Islamischen Revolution (1979)

---

<sup>1116</sup> Vgl. Hashimoto, Kohei / Elass, Fareer / Eller, Stacy L.: Liquefied natural gas from Qatar: the Qatargas project, in: Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.), Natural Gas and Geopolitics, S. 234ff, 263f.

<sup>1117</sup> Vgl. Boehm, Rachel: RasGas LNG And ExxonMobil Train 6 Inaugurated In Qatar.

stoppten die Exporte in die UdSSR. Zudem verzögerten sich Projekte massiv, die den Einsatz von Erdgas zur Erhöhung der Ölförderung vorsahen. Diese Projekte konnten erst nach dem Ersten Golfkrieg (Iran-Irak Krieg, 1980-1988) wiederaufgenommen werden.<sup>1118</sup> Nach dem Ende des Krieges wurde der Wiederaufbau und der Ausbau der Gasinfrastruktur in Iran zu eines der prioritären Projekte im Energiebereich.<sup>1119</sup>

### 7.5.2.3 Irak

Im Irak wurde bis in die 1980er Jahre über 70% des geförderten Erdgases abgefackelt. Dies lag vornehmlich daran, dass keinerlei Infrastruktur zur Vermarktung des Gases vorhanden war und das meiste Erdgas als Begleitgas bei der Erdölförderung anfiel. Irak nahm sich in einem Fünfjahresplan bis 1990 vor, die zur Nutzung des Gases notwendige Infrastruktur aufzubauen. Trotz des Ersten Golfkrieges wurden im irakischen Energiesektor milliardenschwere Investitionen getätigt. Im Jahr 1987 entschied man, verstärkt auf die heimische Nutzung von Erdgas zu setzen, um mehr Erdöl für den Export frei zu machen. Neben dem Bau von Pipelines für den Verbrauch in Irak, sollten auch eine Pipeline nach Kuwait und eine LNG-Anlage gebaut werden.<sup>1120</sup> Der Zweite Golfkrieg aber machte die irakischen Gaspläne zunichte. Diese konnten auch nach dem Krieg in Folge der Sanktionen in den 1990er Jahren nicht wieder aufgenommen werden. Erst nach dem Irakkrieg von 2003 konnte die Nutzung der Gasreserven erneut in Betracht gezogen werden.

## 7.5.3 Reserven, Ressourcen und ihre Konzentration

### 7.5.3.1 Katar

Laut BP verfügt das Emirat Katar über Erdgasreserven von über 25 Tcm, was sich mit den Angaben der BGR deckt. Über diese Reserven hinaus rechnet die BGR mit 2,5 Tcm Ressourcen.<sup>1121</sup> Aufgrund der geringen Größe des katarischen Territoriums sind die Erdgaslager sehr stark konzentriert. Allein das North Field verfügt über geschätzte Reserven

---

<sup>1118</sup> Vgl. Badakhshan, A. / Najamabad, F.: Iran's Oil and Gas Resources, Oil Industry, Encyclopaedia Iranica Online, 18.12.2004, unter: [http://www.iranica.com/newsite/index.isc?Article=http://www.iranica.com/newsite/articles/unicode/ot\\_grp7/ot\\_oil\\_ind\\_ii\\_20041218.html](http://www.iranica.com/newsite/index.isc?Article=http://www.iranica.com/newsite/articles/unicode/ot_grp7/ot_oil_ind_ii_20041218.html), 13.05.09.

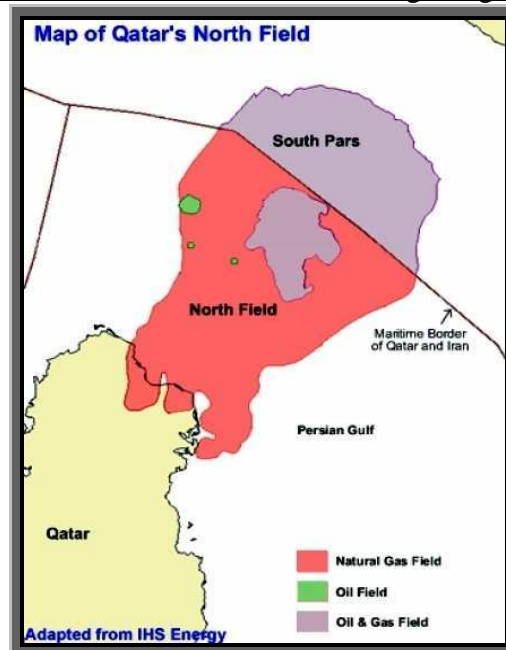
<sup>1119</sup> Vgl. Petropars (Internetauftritt): Oil & Gas in Iran, Brief History, unter: <http://www.petropars.com/tabid/306/Default.aspx>, 13.05.09.

<sup>1120</sup> Vgl. Mason, Robert Scott: The Economy, The Oil Sector, Oil in the 1980s, Mai 1988, in: Library of Congress Country Studies, A Country Study: Iraq, Chapter 3, unter: <http://lcweb2.loc.gov/frd/cs/iqtoc.html#iq0055>, 13.05.09.

<sup>1121</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22 und vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 46.

in Höhe von 25 Tcm, was ihn zum größten (non-associated) Erdgasfeld der Welt macht. Der größte Teil des Reservoirs befindet sich offshore und erstreckt sich bis in iranische Gewässer (wo es allerdings South Pars heißt). Zwar gibt es noch kleinere Erdgasfelder in Katar, diese können jedoch aufgrund der geringen Bedeutung vernachlässigt werden.<sup>1122</sup>

Abb. 76: Das katarische North Field und dessen Verlängerung auf iranischen Gewässern



Quelle IHS/EIA, Qatar – Country Analysis Brief, o.O. 2009, S. 7.

### 7.5.3.2 Iran

Iran liegt bezüglich der Erdgasreserven weltweit an zweiter Stelle, vor Katar und nur hinter der Russischen Föderation. BP schätzt die iranischen Erdgasreserven auf 29,6 Tcm, zu denen die BGR weitere 11 Tcm Ressourcen rechnet.<sup>1123</sup> Bei gut drei Viertel der iranischen Gasreserven handelt es sich um Non-Associated Gas. Die Gasreserven des Landes sind zum größten Teil noch nicht erschlossen worden. Die wichtigsten iranischen Erdgasfelder sind South und North Pars, Tabnak und Kangan-Nar. Das South Pars-Feld ist die geologische Verlängerung des katarischen North Fields und bei weitem das bedeutendste Erdgaslager im Iran. Die Reserven dieses Offshore-Feldes liegen bei über 14 Tcm<sup>1124</sup> und stellen damit gut die Hälfte der gesamten iranischen Reservenbasis. Das North Pars-Feld, das ebenfalls offshore liegt, wurde bereits 1967 entdeckt. Obwohl es im Vergleich zum South Pars-Feld

<sup>1122</sup> Vgl. EIA: Qatar. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 5.

<sup>1123</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22 und vgl. BGR: Energierohstoffen 2009. Tabellen, S. 46.

<sup>1124</sup> Vgl. Pars Oil & Gas Company (Internetauftritt), South Pars gas field, unter: <http://www.pogc.ir/Default.aspx?tabid=136>, 13.05.09.

klein erscheint, ist es mit über 1,6 Tcm in situ, von denen gut 1,3 Tcm als förderbar gelten, immer noch sehr bedeutsam und das größte unabhängige Erdgasfeld Irans.<sup>1125</sup>

Das Tabnak-Erdgasfeld liegt onshore im Südwesten Irans. Mit Reserven in Höhe von 420 Bcm gilt er als das größte iranische Erdgasfeld mit „sweet gas“ (im Gegensatz zum „sour gas“ hat „sweet gas“ nur einen geringen Schwefelwasserstoff-Anteil).<sup>1126</sup> Bei Kangan-Nar handelt es sich um einen Felderkomplex bestehend aus den zwei Feldern Kangan und Nar (zusammen über 1,1 Tcm). Darüber hinaus verfügt Iran über mehrere, für iranische Verhältnisse, mittelgroße Felder wie das Khangiran-Feld (über 300 Bcm)<sup>1127</sup>, die Felder Aghar und Dalan, die gemeinsam über 368 Bcm verfügen oder das 181 Bcm Khuff (Dalan) Gasreservoir des Salman-Erdölfeldes.<sup>1128</sup>

### 7.5.3.3 Irak

Die Reserven des Iraks erscheinen auf den ersten Blick gegenüber den iranischen und katarischen gering zu sein. BP schätzt die irakischen Reserven (2007) auf 3,17 Tcm. Die BGR teilt diese Einschätzung und rechnet mit weiteren 4 Tcm Erdgasressourcen auf irakischem Territorium.<sup>1129</sup> Allerdings waren die Explorationsaktivitäten im Irak in der Vergangenheit zum überwiegenden Teil auf Erdöl ausgerichtet. Das ist auch hauptsächlich der Grund, warum fast 70% der irakischen Gasreserven als Begleitgas in Erdölfeldern, wie Kirkuk, das südliche Nahr (Bin) Umar, Majnoon, Halfaya, Nassiriya und die Rumaila-Felder vorhanden ist. Die meisten reinen Erdgasfelder des Iraks (non-associated) befinden sich im nördlichen Teil des Landes. Einige dieser Felder sind u. a. Ajil (früher Saddam, 140 Bcm), Chemchemal (60 Bcm), Kor Mor, Akkas (oder Saladin, je nach Quelle zwischen 60 Bcm und über 130 Bcm, laut IGS sogar knapp 200 Bcm), Al-Anfal (ca. 130 Bcm), Jaria Pika (25 Bcm), Siba (60 Bcm) und Al-Mansuriyah (90 Bcm). Bagdad hofft in Zukunft, durch die gezielte Exploration nach Erdgas, die Reserven dieses Rohstoffs stark erhöhen zu können.<sup>1130</sup>

---

<sup>1125</sup> Vgl. Ders., North Pars Gas Field, unter: <http://www.pogc.ir/Default.aspx?tabid=155>, 13.05.09.

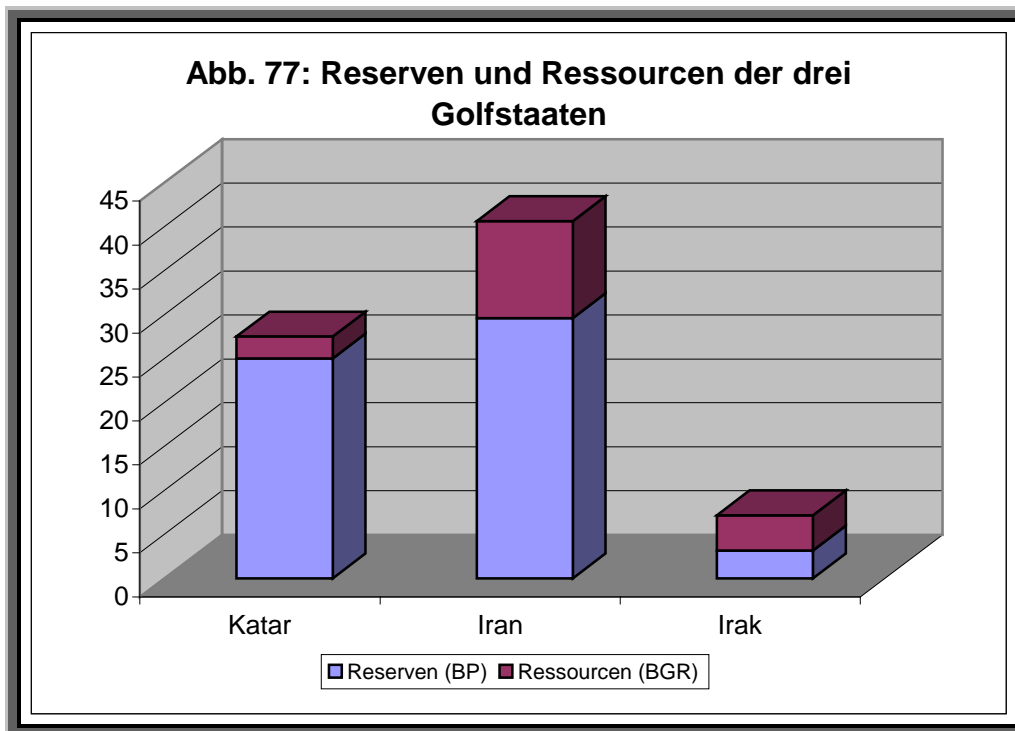
<sup>1126</sup> Vgl. Iran - Onshore Oil & Gas Fields - Saadatabad/Sarvestan, in: APS Review Gas Market Trends, 13.04.09, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/oil-gas-industry-oil-processing/12303723-1.html>, 13.05.09.

<sup>1127</sup> Vgl. Iran's aggressive natural gas expansion plans, in: Irano-British Quarterly Magazine Vol. 7, Nr. 25, Irano - British Chamber of Commerce Industries and Mines, Teheran 2007, unter: <http://www.ibchamber.org/Magazine%2025/Irans%20aggressive%20natural%20gas.pdf>, 13.05.09.

<sup>1128</sup> Vgl. Iran pushes for regional energy market, in: Pipeline & Gas Journal, 01.01.2003, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/support-activities-mining-support-oil/447154-1.html>, 13.05.09.

<sup>1129</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22 und vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 46.

<sup>1130</sup> Vgl. EIA: Iraq. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 6ff, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iraq/pdf.pdf>, 14.05.09; ergänzende Reservenangaben aus Al-Shalchi, Wisam: Development of Akkas Gas Field in Iraq, Amman 2008, S. 2ff, unter: <http://www.scribd.com/doc/6435129/Development-of-Akkas-Gas-Field-in-Iraq>, 14.05.09.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP, BGR.

### **Verdichtung 39 (7.5.1-7.5.3)**

Während sich Katar bis zu einem gewissen Grad öffnet und dem Westen zuwendet, besteht seit der Islamischen Revolution zwischen Iran und den westlichen Staaten ein Dauerkonflikt. Teheran hat wegen des Sanktionsregimes schwere wirtschaftliche Probleme und ist aufgrund von Massenprotesten nach der Präsidentenwahl politisch instabil. Zudem hat Iran Minderheiten, die zum Teil gewaltsam für ihre Unabhängigkeit eintreten. Irak ist seit dem Krieg von 2003 immer noch sehr instabil. Die territoriale Integrität des Staates gilt aufgrund zahlreicher ethnischer und religiöser Konflikte nicht als gesichert. Alle Länder sind von dem Energiesektor hochgradig abhängig, Katar ist besonders auf die LNG-Exporte angewiesen. Irans größtes Erdgasfeld ist die geologische Verlängerung des North Fields, das fast die gesamten Vorkommen Katars beherbergt. Der Ausbau des Gassektors gehört zu den Prioritäten Teherans. Irak versuchte in den 1980er, die eigenen Gasvorkommen selbst zu nutzen und zu exportieren. Der Irakkrieg von 1990 und die Sanktionen verhinderten dies jedoch. Nach 2003 wurde der Ausbau des Gassektors erneut in Betracht gezogen. Die irakischen Vorkommen finden sich v. a. als Begleitgas in Erdölfeldern, was jedoch mit dem geringen Explorationsgrad zusammenhängt.

#### 7.5.4 Erdgas am Golf: Produktion, Verbrauch, Export, Investitionen

In den folgenden Unterkapiteln wird im Detail auf die Gasversorgung Katars, Irans und Iraks eingegangen. Nach der Untersuchung von Erdgasförderung und -verbrauch wird noch auf den Erdgasexport (bzw. auf den möglichen, zukünftigen Export) sowie auf die im Gassektor der drei Länder benötigten Investitionen eingegangen. Dabei werden die Unterschiede zwischen den drei Staaten deutlich, besonders ihr unterschiedliches Potential als EU-Erdgaslieferanten.

## 7.5.4.1 Die Erdgasproduktion

### 7.5.4.1.1 Katar

Katar ist es in den letzten Jahrzehnten stetig gelungen, die Erdgasproduktion zu steigern. Besonders in den 1990er Jahren ist die Förderung des Emirats steil angestiegen, so dass es zwischen 1991 und 2000 zu mehr als einer Verdreifachung des Gasvolumens kam. Auch in diesem Jahrzehnt setzt sich das starke Wachstum fort. So konnte man zwischen 2001 und 2008 die Förderung von 27 Bcm auf 76,6 Bcm p. a. mehr als verdoppeln.<sup>1131</sup> Wenn es nach dem Emirat geht, soll die Gasförderung weiter erhöht werden. Katar hat sich bis 2012 das Ziel gesetzt, über 200 Bcm jährlich aus dem North Field zu fördern. Dies würde eine Erhöhung um mehr als das Zweieinhalbfache gegenüber 2008 bedeuten. Manager von Qatar Petroleum gingen Mitte 2009 von einer Produktionserhöhung auf gut 240 Bcm p. a. in 2014<sup>1132</sup> aus.

Die Erfolgsgeschichte und die Zukunft der katarischen Erdgasförderung hängen dabei eng mit dem North Field zusammen, aus dem fast die gesamte Förderung stammt und das auch die zukünftigen Fördererhöhungen verantworten soll. Entsprechend beunruhigt war die Führung des Emirats im Jahr 2005, als Zeichen auftraten, die auf eine zu schnelle Erschließung des riesigen Erdgasfeldes hindeuteten. Es wurde befürchtet, dass der Druck im Reservoir durch die intensive Erschließung fallen und sich deshalb das langfristige Potential des Erdgaslagers verringern könnte. Aus diesem Grund verhängte Katar ein fünfjähriges Moratorium auf neue Förderprojekte im North Field, bis ein entsprechendes Gutachten endgültig Klarheit über den Zustand des Feldes schafft. Das Moratorium ist bereits mehrmals verlängert worden, zuletzt bis 2015. Die vor 2005 beschlossenen Projekte aber bleiben von dem Moratorium unberührt. Diese sollen weitestgehend ausreichen, um die ehrgeizigen Produktionsziele des Emirats zu erreichen.<sup>1133</sup> Das Emirat hat dabei klar gemacht, dass das Produktionsziel durch Modernisierung und Ausbau bestehender Projekte unterstützt werden muss. Allein 12 mmtpa LNG (etwas über 16 Bcm) könnten mit bestehenden Anlagen zusätzlich produziert werden, wenn das Produktionsverfahren optimiert wird.<sup>1134</sup>

---

<sup>1131</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy, Workbook 2009.

<sup>1132</sup> Vgl. Watkins, Eric: Dolphin eyes completion of Taweelah-Fujairah line in 2010, in: Oil & Gas Journal (Online), 24.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7022986993/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-construction/s-articles/s-dolphin-eyes\\_completion.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7022986993/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-construction/s-articles/s-dolphin-eyes_completion.html), 29.09.09.

<sup>1133</sup> Vgl. EIA, Qatar – Country Analysis Brief, Dezember 2009, S. 5ff.

<sup>1134</sup> Vgl. Nield, Richard: Doha's plan to increase gas output, in: Middle East Economic Digest (Online), Nr. 42, 16-22 October 2009, unter: <http://www.meed.com/3001434.article>, 17.10.09.



#### 7.5.4.1.2 Iran

Die Erdgasproduktion des Irans konnte besonders in den 1990er Jahren stark zunehmen, nachdem sie in den Achtzigern, aufgrund des Ersten Golfkrieges, nur langsam ansteigen konnte. Auch in diesem Jahrzehnt gelang es Teheran, die Erdgasproduktion deutlich auszuweiten. Betrug die Erdgasförderung im Jahr 2001 noch 66 Bcm, verdoppelte sie sich fast bis 2008 auf 116,3 Bcm.<sup>1135</sup> Trotz dieses beeindruckenden Produktionswachstums wird im Iran, laut OPEC-Statistik, nur etwas über 64% des geförderten Erdgases vermarktet, der Rest wird zum größten Teil zur Erhöhung der Erdölproduktion in Reservoirs zurückgeführt (ca. 15%), ein geringer Teil wird abgefackelt (über 9%) oder geht verloren (ca. 11%, sogenanntes „Shrinkage“<sup>1136</sup>).<sup>1137</sup>

Iran plant, die Erdgasförderung im Land in den kommenden Jahren weiter deutlich zu erhöhen. Ziel der Islamischen Republik ist es, im kommenden Jahrzehnt ein Produktionswachstum zu erreichen, das deutlich über dem voraussichtlichen Anstieg des Erdgasverbrauchs liegt. Laut IEA strebt die Islamische Republik eine Erdgasproduktion von rund 500 Bcm p. a. ab dem Jahr 2017 an.<sup>1138</sup> Das Gros der Erhöhung soll aus dem South Pars-Feld stammen, das in 24 Phasen und in einem Zeitraum von rund 20 Jahren erschlossen werden soll. Während die Phasen 1-8 bereits betriebsbereit sind, werden die 9. und 10. Phase gerade umgesetzt. Nach Implementierung aller Phasen sollen aus dem South Pars-Feld bis zu 300 Bcm jährlich gefördert werden. Zusätzlich zum South Pars-Feld erschließt Teheran auch andere Erdgasfelder, u. a. im Farsi-Block (zusammen mit der indischen ONGC) oder, in Zusammenarbeit mit dem Oman, das offshore gelegene Kish-Feld.<sup>1139</sup>

#### 7.5.4.1.3 Irak

Stärker noch als bei der iranischen Erdgasproduktion wurde die Erdgasförderung im Irak durch kriegerische Auseinandersetzungen in den letzten 30 Jahren geprägt. Besonders die

---

<sup>1135</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy, Workbook 2009.

<sup>1136</sup> Unter „shrinkage“ versteht man Verluste, die durch beschädigte Pipelines oder Diebstählen verursacht werden, aber auch solche, die aufgrund des Eigenverbrauchs der Förderung, Produktion und Transport (z.B. für das Betreiben der Kompressoren entlang der Pipelines, „technisches Gas“) entstehen. „*Shrinkage is a term used to describe gas either consumed within or lost from a transporter’s system. e.g. Shrinkage can result from gas transmission companies using gas within their transportation systems to fuel gas compressors. Gas leaks from distribution mains are vented by certain types of equipment and shrinkage also occurs when gas is stolen or not charged for in error.*“, vgl. Ofgem (Internetauftritt): Gas quality and shrinkage, unter: <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Techn/NetwrkSupp/GasQual/Pages/Gsqliityandshrinkg.aspx>, 14.05.09.

<sup>1137</sup> Vgl. OPEC: Annual Statistical Bulletin 2007, Wien 2008, S.63.

<sup>1138</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 26.

<sup>1139</sup> Vgl. Pars Oil & Gas Company (Internetauftritt), South Pars gas field, unter: <http://www.pogc.ir/Default.aspx?tabid=136>, sowie Fulfilling Projects, Phases 9 & 10, unter: <http://www.pogc.ir/Default.aspx?tabid=146>, beide 15.05.09; und vgl. EIA: Iran. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S.6ff.

Zerstörungen nach dem Zweiten Golfkrieg (1990/91) führten zu einem massiven Rückgang der Erdgasproduktion und des vermarkteten Gases von über 6 Bcm in 1989 auf nur 4,2 Bcm in 1990 und 1,1 Bcm 1991. Der Zeitraum zwischen dem Zweiten Golfkrieg und dem Einmarsch der USA in 2003 war geprägt von internationalen Sanktionen. In der Zeit schaffte es der Irak nicht, die Gasinfrastruktur Wiederauf- geschweige denn auszubauen, so dass die Erdgasproduktion nicht auf die Werte der 1980er Jahre zurückkehren konnte. Ebenso wenig konnten die in den Achziger gesetzten Ziele, Erdgas verstärkt im Land einzusetzen, wiederaufgenommen werden. Obwohl sie sich bereits auf einem sehr niedrigen Niveau befand, brach die Produktion 2003 erneut ein und erreichte mit etwas weniger als 1,1 Bcm ihren vorläufigen Tiefpunkt.<sup>1140</sup>

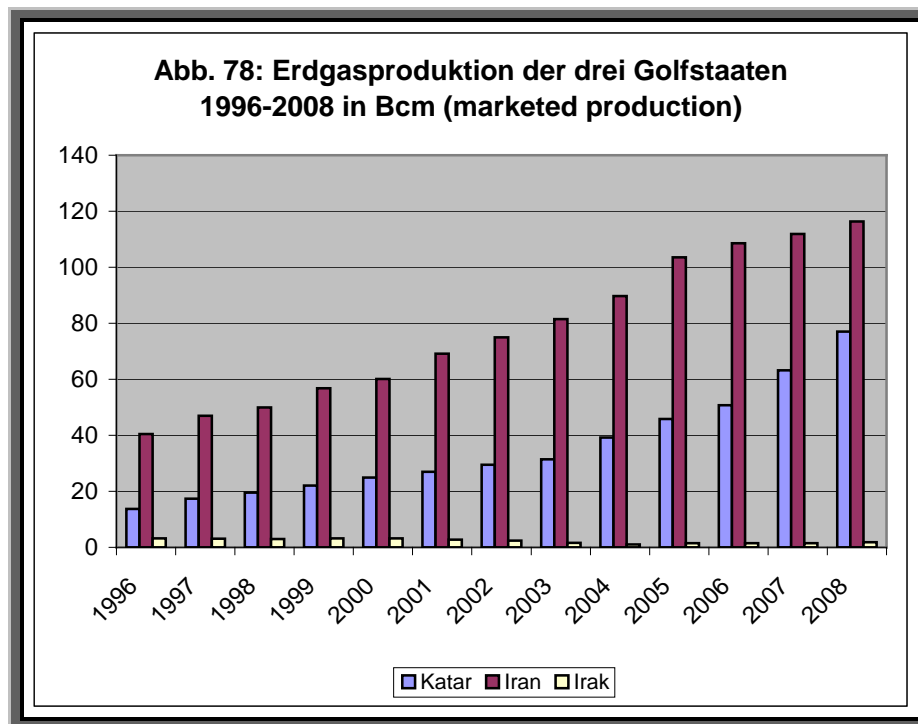
Laut OPEC betrug die irakische Erdgasförderung 2008 brutto ca. 14,8 Bcm, von denen jedoch nur 1,9 Bcm vermarktet werden konnten. Die Statistiken des Ölkartells weisen 0,9 Bcm Erdgas aus, die zurück in die Reservoirs gepumpt, ganze 6 Bcm, die abgefackelt wurden und rund 6 Bcm, die verloren gingen.<sup>1141</sup> Die EIA berechnet den Wert des verloren gegangenen, abgefackelten oder zurück in die Reservoirs gepumpten Erdgases im Irak auf jährlich rund 4 Mrd. US\$. Der Rückgang der Erdgasproduktion im Irak hängt direkt mit der parallel gesunkenen Erdölproduktion zusammen, da das meiste Erdgas im Irak als Begleitgas bei der Erdölförderung anfällt. Entsprechend wird das meiste Begleitgas im südlichen Irak gefördert, wo sich die wichtigsten produzierenden Erdölfelder befinden. Die Mehrzahl der reinen Erdgasfelder dagegen befindet sich im nördlichen Irak. Im Süden wird 57% des irakischen Erdgases gefördert, der Großteil als Begleitgas. Der Nordirak dagegen stellt rund 43% der Erdgasförderung, wobei es sich zum größten Teil um non-associated Erdgas handelt. Die irakische Führung plant in den nächsten fünf bis zehn Jahren den Ausbau der Erdgasförderkapazitäten. In 2017 soll die Gasproduktion des Iraks knapp 31 Bcm erreichen. Bis dahin soll auch kein Begleitgas mehr abgefackelt werden. Vorrang soll zwar die Erschließung neuer Erdgasfelder in Iraks Norden haben (v. a. nahe Kirkuk, z. B. die Felder Al-Mansuriyah, Akkas, Chemchemal und Siba), jedoch soll die Nutzung von Begleitgas im Süden ebenfalls intensiviert werden (z. B. an den Feldern Rumaila und Az-Zubair).<sup>1142</sup>

---

<sup>1140</sup> Vgl. EIA (Internetauftritt): Irak Energy Data, unter: <http://tonto.eia.doe.gov/country/excel.cfm?fips=IZ>, 10.08.09.

<sup>1141</sup> Vgl. OPEC: Annual Statistical Bulletin 2008, S.63.

<sup>1142</sup> Vgl. EIA: Iraq, Juni 2009, S. 6ff; und vgl. EIA: Iraq. Country Analysis Briefs, o.O. 2007, S. 9f. Die EIA gibt als Produktionsziel für 2017 über 70 Bcm bzw. 2,5 Tcf. Andere Publikationen sprechen von 2,5-3 Bcf pro Tag, was 20-31 Bcm jährlich entspräche. Wahrscheinlich handelt es sich bei dem EIA-Wert um einen Zahlendreher, da eine Prfoduktion von über 70 Bcm in nicht einmal 8 Jahren zu hoch erscheint.



#### 7.5.4.2 Der Erdgaskonsum

##### 7.5.4.2.1 Katar

Katar verbraucht rund 19,8 Bcm p. a. (2008), was relativ zu den Reserven und zu der Produktion wenig ist. Gemessen an der Bevölkerung aber ist das ein respektabler Wert. In den letzten Jahrzehnten hat der Erdgasverbrauch in Katar deutlich zugenommen. Benötigte das Emirat 1987 nur 5,8 Bcm, lag der Verbrauch 20 Jahr später mehr als 3,5-mal so hoch.<sup>1143</sup>

Obwohl die geringe Bevölkerung des Emirats dem Gaskonsum Grenzen setzt, liegt die Wachstumsrate des katarischen Strombedarfs im zweistelligen Prozentbereich. Katar hat in den vergangenen Jahren konsequent die Industrialisierung der Halbinsel mit solchen Industriezweigen vorangetrieben, die Erdgas als Rohstoff nutzen oder besonders stromintensiv sind. Neben petrochemischen Anlagen, Aluminiumhütten und Einrichtungen zur Wasserentsalzung wird Erdgas für die Stromerzeugung sowie für die GtL-Erzeugung gebraucht. Im Zeitraum zwischen den Jahren 2000 und 2004 stieg der Stromverbrauch Katars um über 44% an. Da die gesamte Stromerzeugung des Emirats auf Erdgas basiert, ist aus dieser Seite auch in Zukunft mit einer Erhöhung des Verbrauchs zu rechnen.<sup>1144</sup>

<sup>1143</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy, Workbook 2009.

<sup>1144</sup> Vgl. EIA: Qatar, o.O. 2009, S. 5ff; und vgl. EIA: Qatar, o.O. 2007, S. 9.

Der Grund für den hohen Stromverbrauch des Emirats liegt u. a. darin, dass die Stromkraftwerke relativ alt und ineffizient sind und nicht selten mit einer Wasserentsalzungsanlage kombiniert werden. Die schrittweise Erneuerung des Kraftwerkparks durch effizientere CCGT-Kraftwerke, könnte zu einer Verlangsamung des Verbrauchanstiegs führen.<sup>1145</sup> Nichtsdestotrotz hat der steigende Verbrauch des Emirats bereits zur Annullierung von Exportprojekten geführt. So sagte der katarische Energieminister 2007, als ein gemeinsames GtL-Projekt zwischen Katar und ExxonMobil abgesagt wurde: „*We need the gas [...]. The country is one big workshop. We cannot just export gas when we need it ourselves. We have to give domestic supply priority.*“<sup>1146</sup>

#### 7.5.4.2.2 Iran

Iran verfügt über riesige Erdgasreserven, einer stark ansteigenden Förderung und einem ebenso steil ansteigenden Erdgasverbrauch. Angetrieben von sehr günstigen, subventionierten Inlandspreisen, steigt der Eigenverbrauch der Islamischen Republik mit der Erhöhung der Förderung parallel an. Im Jahr 2008 verbrauchte Iran mit 117,6 Bcm mehr als die gesamte Erdgasproduktion des Jahres, dagegen waren es noch in 1997 nur 47,1 Bcm.<sup>1147</sup>

In Zukunft rechnet die iranische Führung mit einem weiterhin stark ansteigenden Eigenverbrauch von durchschnittlich 7% jährlich. Wie auch in anderen gas- und ölfreien Ländern wird ein Großteil des Erdgases im Iran zur Substitution von Erdöl verwendet, so dass mehr Erdöl für den Export zur Verfügung steht. Dadurch konnte der Anteil von Erdöl an der Energiematrix des Landes von über 80% zu Beginn der 1970er Jahre auf unter 50% gesenkt werden. Entsprechend ist der Anteil von Erdgas gestiegen und beträgt nun fast 50%. Besonders hoch ist der Anteil von Erdgas bei der Stromerzeugung, wo Teheran bemüht ist, seine Abhängigkeit von importiertem Heizöl (fuel oil) zu reduzieren. Aktuell beträgt durch Erdgas erzeugter Strom gut 83% der gesamten Stromerzeugung im Land. Neben der Erdölsubstitution und ökologischen Überlegungen erklärt sich dieser hohe Gasanteil bei der Stromerzeugung durch den sehr günstigen Gaspreis im Iran. Dieser ist sehr stark subventioniert und trägt so zu dem steigenden Strombedarf im Land bei. Die iranischen Energiesubventionen betragen in den letzten Jahrzehnten relativ konstant 10% des BIP. Doch obwohl die Subventionen bereits in der Vergangenheit eine große Belastung für den Iran

---

<sup>1145</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 336, 468f.

<sup>1146</sup> Abdullah Al Attiyah, Energieminister des Emirat Katar, zit. in: Gas crunch likely as Mideast races to meet local needs, Reuters, 07.04.2007, unter: <http://archive.gulfnews.com/articles/07/04/07/10116507.html>, 15.05.09.

<sup>1147</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy, Workbook 2009.

darstellten, sollen sie in den letzten Jahren auf bis 17% des BIPs<sup>1148</sup> explodiert sein und überlasten somit die Staatskassen stark.<sup>1149</sup>

Ein Großteil der Erdgasförderung wird im Iran nicht einmal vermarktet, sondern direkt in Erdöllager gepumpt, um die Ölförderung aus älteren Ölfeldern mit fallender Förderung zu verbessern. Mit einer Fortführung oder gar einer Ausweitung dieser Praxis, ist in Zukunft zu rechnen. Wurden für diese Praxis im Iran 2008 noch zwischen 30-40 Bcm verwendet (laut OPEC waren es nur 27,4 Bcm), könnte eine Stabilisierung der sinkenden Erdölförderung im Jahr 2015 bis zu 115 Bcm benötigen. Ebenfalls ist im Iran vorgesehen, die petrochemische Industrie auszubauen, wodurch weitere bedeutende Mengen Erdgas gebunden werden.<sup>1150</sup>

#### 7.5.4.2.3 Irak

Der Irak verbraucht nur geringe Mengen Erdgas, was mit der durch Krisen, Kriege und Sanktionen in Mitleidenschaft genommenen Infrastruktur zusammenhängt. Die irakische Regierung hat jedoch Pläne, die Infrastruktur in Stand zu setzen und auszubauen, damit Erdgas im Land eine wichtigere Rolle übernehmen kann. In 2004 hat sich Shell bereit erklärt, kostenlos für den Irak ein „*Domestic Master Gas Plan*“ zu erstellen.<sup>1151</sup>

Im Jahr 2008 unterzeichneten Shell und die irakische Führung ein Abkommen zur Bildung des South Gas Utilization Project (SGUP). Das JV hat das Ziel, gefördertes Begleitgas nicht weiter abzufackeln, sondern es dem südlichen Irak zur Verfügung zu stellen. In einem ersten Schritt sollte das Gas u. a. zur Stromerzeugung verwendet werden.<sup>1152</sup> Für eine spätere Phase wurde die Möglichkeit offen gelassen, einen Teil des Erdgases als LNG zu exportieren. Das Abkommen zwischen Shell und Irak kam jedoch stark in die Kritik, nachdem Einzelheiten bekannt wurden. Demnach könnte das Abkommen Shell zu einer quasi Monopolstellung im irakischen Gassektor für die nächsten 25 Jahren verhelfen.<sup>1153</sup> Zur Entschärfung der

---

<sup>1148</sup> Vgl. International Monetary Fund: Islamic Republic of Iran: Selected Issues, IMF Country Report Nr. 08/285, Washington D.C. 2008, S. 26, unter: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2008/cr08285.pdf>, 20.05.09.

<sup>1149</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 336, 242f.

<sup>1150</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 28.

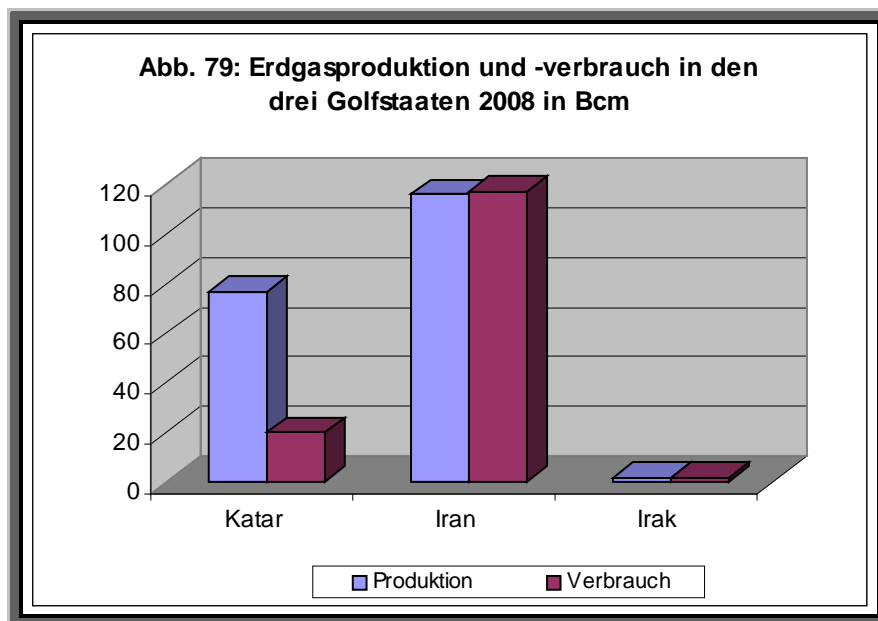
<sup>1151</sup> Vgl. EIA: Iraq, S. 9.

<sup>1152</sup> Vgl. Shell p.l.c. (Internetauftritt): Iraq and Shell sign agreement on south Iraq gas, News and Media Releases, 22.09.2008, unter: [http://www.shell.com/home/content/media/news\\_and\\_library/press\\_releases/2008/iraq\\_shell\\_gas\\_agreement\\_22092008.html](http://www.shell.com/home/content/media/news_and_library/press_releases/2008/iraq_shell_gas_agreement_22092008.html), 15.05.09.

<sup>1153</sup> Vgl. Mitsubishi added to Shell-Iraq gas deal, Iraq Oil Report, 12.02.2009, unter: <http://www.iraqoilreport.com/economy/mitsubishi-added-to-shell-iraq-gas-deal/>, und vgl. Lando, Ben: Shell-Iraq gas company is a monopoly, secret agreement shows, United Press International, 04.11.2008, unter: [http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2008/11/04/Shell-Iraq-gas-company-is-a-monopoly-secret-agreement-shows/UPI-13121225814147/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2008/11/04/Shell-Iraq-gas-company-is-a-monopoly-secret-agreement-shows/UPI-13121225814147/), beides 15.05.09.

Vereinbarung stieg im August 2009 der japanische Konzern Mitsubishi in das SGUP mit 5% ein, womit sich Shells Anteil auf 44% reduzierte.<sup>1154</sup>

Trotzdem stößt die Vereinbarung mit Shell weiterhin auf heftigen Widerstand, besonders bei Teilen des irakischen Parlaments und dort v. a. aus dem Öl- und Gasausschuss (Parliamentary Oil and Gas Committee).<sup>1155</sup> Sollte in den nächsten Jahren die Gasinfrastruktur verbessert werden, so dass beispielsweise Begleitgas im Irak zur Verfügung stünde, ist noch unklar, ob das Erdgas komplett innerhalb Iraks vermarktet oder ebenfalls exportiert werden soll. Im Moment wird das gesamte im Irak geförderte (vermarktbar) Erdgas im Land verbraucht.



### 7.5.4.3 Die Erdgasexporte

#### 7.5.4.3.1 Katar

Katar exportierte 2008 laut OPEC knapp 57 Bcm<sup>1156</sup> Erdgas, knapp 40 Bcm als LNG. Die wichtigsten Absatzmärkte für katarisches LNG waren 2008 laut Statistikbehörde des Emirats: Südkorea (30,6%), Japan (28,6%) und Indien (21,4%). Erst an vierter Stelle folgt mit Spanien (11,8%) ein europäischer Staat.<sup>1157</sup>

<sup>1154</sup> Vgl. Watkins, Eric: Mitsubishi joins Iraqi gas-processing JV, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.08.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/5493288573/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing-2/s-gas-processing/s-capacities/s-2009/s-08/s-mitsubishi-joins-iraqi.html>, 26.08.09.

<sup>1155</sup> Vgl. Scotland, Matthew: Iraq gas deal in doubt for Shell, Arabian Oil and Gas, 20.04.2009, unter: [http://www.arabianoilandgas.com/article-5323-iraq\\_gas\\_deal\\_in\\_doubt\\_for\\_shell/](http://www.arabianoilandgas.com/article-5323-iraq_gas_deal_in_doubt_for_shell/), 15.05.09.

<sup>1156</sup> Vgl. OPEC: Annual Statistical Bulletin 2007, S. 39.

<sup>1157</sup> Vgl. Statistikbehörde des Emirats Katars (The Qatar Statistics Authority): Statistics, Foreign Trade 2007, Exports & Re-Exports Classified by Commodity (by Harmonized System) & Country of Destination, o.O. o.J.,

Allerdings haben sich die Werte bezüglich der LNG-Lieferungen wahrscheinlich geändert, da mittlerweile neue Terminals (v. a. in VK, Qatargas II.) in Betrieb gegangen sind. Auch wenn noch nicht alle LNG-Projekte für den europäischen Markt fertig oder betriebsbereit sind, beläuft sich die aktuelle und mittelfristig verfügbare Gesamtkapazität für katarische LNG-Exporte nach Europa auf über 30 Bcm jährlich (z. B. QatarGas I und II, RasGas Trains Nr. 4 und 5, ab 2015 polnische LNG-Importe). Die für Europa bestimmten LNG-Exportkapazitäten sind bereits ausführlich im Kapitel über die EU angesprochen worden und werden an dieser Stelle nicht weiter vertieft. Bis 2011 oder 2012 hofft das Emirat, die LNG-Exporte insgesamt auf ca. 110 Bcm (78,2 mmtpa) erhöhen zu können.<sup>1158</sup> Zu erwähnen ist noch die Erhöhung der LNG-Exporte nach China. Qatargas hat mit chinesischen Konzernen (China National Offshore Oil Co. und PetroChina) vereinbart, bis zu 7 mmtpa zusätzlich zu den bisher gelieferten Mengen auf Grundlage langfristiger Verträge zu exportieren. Qatargas würde dann (wahrscheinlich ab 2013) insgesamt 12 mmtpa an das Reich der Mitte liefern.<sup>1159</sup>

Seit dem Sommer 2007 ist Katar zusätzlich zu den LNG-Exporten ebenfalls als Pipelineexporteur tätig. In dem Jahr nahm die Dolphin-Pipeline ihren partiellen Betrieb auf, im Februar 2008 dann auch den vollständig Betrieb. Die Pipeline transportiert Erdgas aus dem North Field nach Ras Laffan in Katar, wo das Gas aufbereitet und in die Vereinigten Arabischen Emirate weitertransportiert wird. Dabei verläuft die Röhre 364 km unter dem Persischen Golf bis sie das Taweelah Terminal in den VAE bei Abu Dabi erreicht. Die Pipeline wurde für eine Maximalkapazität von 32 Bcm jährlich geplant, kann aktuell aber nur rund 20 Bcm transportieren. Die verbleibende Kapazität von 12 Bcm steht für mögliche Exporterhöhungen in Zukunft zur Verfügung.<sup>1160</sup>

Erst vor kurzem wurde frisches Geld aufgebracht, um eine Verlängerungspipeline zu bauen, die parallel zu einer bereits bestehenden Leitung, Erdgas an zwei Strom- und Entsalzungskraftwerke an der Ostküste Abu Dhabis transportieren soll (Taweelah-Fujairah-Pipeline).<sup>1161</sup> Seit Ende 2008 wird über eine weitere Pipeline, die ebenfalls Teil des Dolphin-Projekts ist, katarisches Erdgas über die VAE in den Oman exportiert. Im Rahmen eines 2005

---

S. 148, unter: <http://www.qsa.gov.qa/Eng/publication/annabs/fortrade/export/export2007/STATR007.pdf>, 15.05.09. Werte für 2008 aus EIA: Qatar, 2009, S. 7.

<sup>1158</sup> Vgl. EIA: Qatar, 2009, S. 7f.

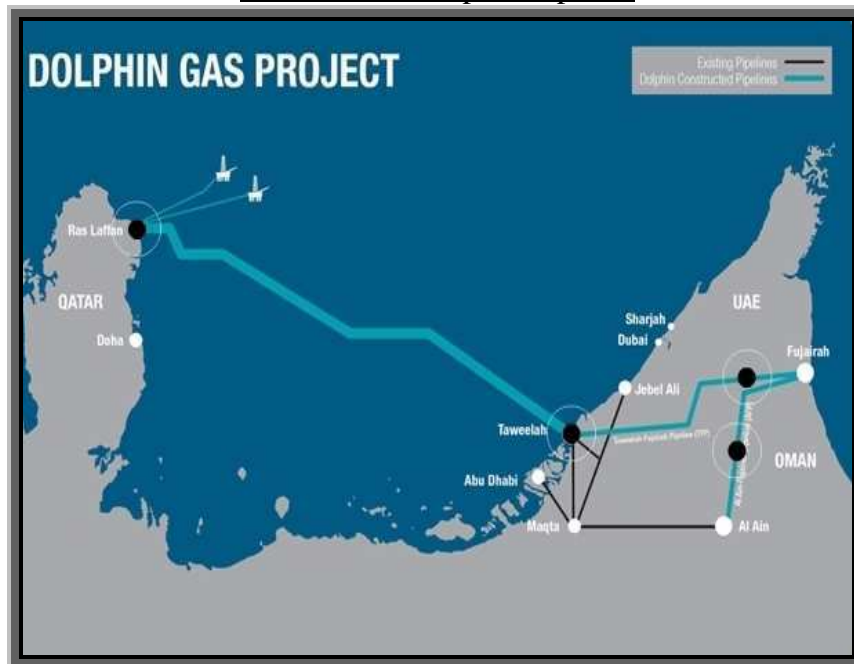
<sup>1159</sup> Vgl. Watkins, Eric: CNOOC, PetroChina to buy more LNG from Qatar, in: Oil & Gas Journal (Online), 18.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/1439785501/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/markets/2009/11/cnooc\\_-petrochina/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember192009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/1439785501/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/markets/2009/11/cnooc_-petrochina/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember192009.html), 20.11.09.

<sup>1160</sup> Vgl. Dolphin Energy Limited (Internetauftritt): Export Pipeline, Qatar – UAE, unter: <http://www.dolphinenergy.com/Public/facilities/facilities-transmission-qatar-uae.htm>, 15.05.09.

<sup>1161</sup> Vgl. Watkins, Eric: Dolphin Energy announces \$4.1 billion financing arrangement, in: Oil & Gas Journal (Online), 05.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5155208122/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-dolphin-energy\\_announces.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5155208122/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-dolphin-energy_announces.html), 25.08.09.

unterzeichneten Vertrages wird Katar 25 Jahre lang 2 Bcm an den Oman liefern. Insgesamt beliefen sich die Kosten des Dolphin-Projektes auf 4,8 Mrd. US\$. Es handelt sich bei diesem Projekt um das erste grenzüberschreitende Gasexportprojekt am Persischen Golf überhaupt.<sup>1162</sup>

Abb. 80: Die Dolphin-Pipeline



Quelle: Dolphin Energy.

Ursprünglich gab es Pläne, die Pipeline von Oman aus weiter nach Pakistan und Indien zu erweitern, wobei sowohl eine Option über den Iran als auch eine Option komplett unter Wasser in Betracht gezogen wurde. Die erste Option scheiterte einerseits aus finanziellen Gründen, andererseits an dem Widerstand Teherans. Die zweite Möglichkeit scheiterte an der Finanzierung, günstigeren Alternativen und an den technischen Herausforderungen. Ebenfalls gab es einen katarischen Vorschlag, eine Pipeline vom North Field Richtung Norden bis nach Israel zu bauen. Diese Idee einer „Friedens-Pipeline“ scheiterte an den Spannungen des Nahostkonflikts und an dem Beitritt Katars in die Arabische Liga 1995, die es dem Emirat verbot, die Wirtschaftsbeziehungen zu Israel zu normalisieren.<sup>1163</sup> Medienberichte zufolge hat sich Katar als Lieferant für die europäische Nabucco ins Spiel gebracht, allerdings bleibt hierbei unklar, welche Route eine Pipeline aus Katar in die Türkei nehmen sollte.<sup>1164</sup> Eine

<sup>1162</sup> Vgl. Dolphin makes Oman leap, Upstream Online, 03.11.2008, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article165849.ece>, 15.05.09.

<sup>1163</sup> Vgl. Dargin, Justin: The Dolphin Project: The Development of a Gulf Gas Initiative, Oxford Institute for Energy Studies, NG22, Oxford 2008, S. 28ff, 45f, unter: <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG22.pdf>, 15.05.09.

<sup>1164</sup> Vgl. Ankara courts EU over Nabucco gas supplies, EurActiv, 06.10.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/ankara-courts-eu-nabucco-gas-supplies/article-186094#>, 09.10.09.



katarische Pipeline in Richtung Türkei müsste über Saudi Arabien oder über Iran (bzw. deren Gewässern) führen. Eine katarische Beteiligung an Nabucco wäre durch LNG-Lieferungen an ein türkisches Wiederverdampfungsterminal unproblematischer, doch stellt sich dann die Frage, warum das Flüssigerdgas nicht direkt an die entsprechenden Verbraucherstaaten geliefert werden sollte, statt über die Türkei und Nabucco transportiert zu werden.

#### 7.5.4.3.2 Iran

Die Islamische Republik Iran ist bemüht, ihre Erdgasexporte zu erhöhen. Laut OPEC-Statistiken exportierte Iran 2008 insgesamt gut 4,2 Bcm. Allerdings importierte Teheran im gleichen Jahr 6,9 Bcm aus Turkmenistan und zu einem geringen Teil aus Aserbaidschan, womit das Land Netto-Erdgasimporteuer war.<sup>1165</sup> Zentral für die zukünftigen iranischen Erdgasexporte ist die Erschließung des South Pars-Feldes, dessen Entwicklung in den kommenden 10 Jahren laut NIOC rund 40 Mrd. US\$ kosten wird. Das Feld wird praktisch für die gesamte Produktionserhöhung Irans verantwortlich sein. Obwohl ein Großteil der Förderung aus diesem riesigen Feld für den heimischen Bedarf vorgesehen ist, soll ein Teil auch nach Südasien und Europa exportiert werden.

Für zukünftige Exporte verfolgt Iran mehrere Pipelineoptionen. Eines der bedeutendsten Projekte ist die sogenannte Iran-Pakistan-Indien-Pipeline (IPI-Pipeline). Das Projekt würde voraussichtlich 7,4 Mrd. US\$ kosten und könnte bis zu 55 Bcm jährlich nach Südasien transportieren. Allerdings ist das Projekt auf Schwierigkeiten bezüglich der Transportkosten für das iranische Gas gestoßen. Hinzu kommt, dass sich Neu Delhi nicht an den neuesten Verhandlungen mit Teheran und Islamabad beteiligt hat. Dagegen ist es zwischen Iran und Pakistan bereits zum Abschluss konkreter Verträge gekommen (gas sales purchase agreement und intergouvernementaler Rahmenvertrag). Dadurch steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Iran sich lediglich zu der Erweiterung der IGAT-VII des inländischen Pipelinenetzes (Iranian Gas Trunkline, Pipeline Nr. 7) auf pakistanisches Territorium entschließt, ohne eine zusätzliche Exportpipeline zu bauen. Obwohl Indien momentan das Pipelineprojekt nicht aktiv weiterverfolgt, hat sich Neu Delhi die Option offen gehalten, in Zukunft erneut in das Projekt einzusteigen – unabhängig vom Bestehen wirtschaftlicher Sanktionen gegen den Iran.<sup>1166</sup>

Am 24. Mai 2009 unterzeichneten Iran und Pakistan eine Erklärung, wonach sich beide Staaten auf den Bau der Gaspipeline einigten. Hiernach verpflichtet sich Pakistan langfristig,

---

<sup>1165</sup> Vgl. OPEC: Annual Statistical Bulletin 2008, S. 39, 96.

<sup>1166</sup> Vgl. Luft, Gal: The New Iran Sanctions: Worse Than the Old Ones, in: Foreign Policy (Online), 11.08.2009, unter: [http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/08/11/the\\_new\\_iran\\_sanctions\\_worse\\_than\\_the\\_old\\_ones](http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/08/11/the_new_iran_sanctions_worse_than_the_old_ones), 12.08.09.

bis zu 27 Bcm p. a. aus Iran für die nächsten 25 Jahre zu beziehen.<sup>1167</sup> Die ersten iranischen Erdgaslieferungen werden in Pakistan nicht vor 2014 erwartet.<sup>1168</sup> Pakistan und Iran unterzeichneten weitere Verträge im Juli 2009, wonach Pakistan in einer ersten Phase knapp 8 Bcm p. a. zur Stromerzeugung (laut Presseberichten ca. 5.000 MW<sup>1169</sup>) importiert würde. Eine Verbindung zwischen Iran und Pakistan nach Indien könnte für die drei erdgasexportierenden Staaten Zentralasiens eine Alternative zur politisch risikoreichen afghanischen Route sein (sogenannte TAPI-Pipeline, siehe Kap. 7.4.4.3.4). Sollte sich Indien endgültig gegen den Bezug iranischen Erdgases über Pakistan entscheiden, gibt es u. a. iranische Überlegungen, eine Pipeline über Pakistan nach China zu bauen.<sup>1170</sup>

Abb. 81: Die IPI-Pipeline



Quelle: EIA: Iran. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 9.

Seit 2009 werden jährlich 0,4 Bcm durch die Schweizer Firma EGL über die bestehende Türkei-Iran-Pipeline (Maximalkapazität von ca. 14 Bcm bzw. 1,4 Bcf/d) in die Türkei

<sup>1167</sup> Vgl. Pakistan, Iran sign gas pipeline agreements, in: Oil & Gas Journal (Online), 27.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363322/7/ARTCL/none/none/Pakistan,-Iran-sign-gas-pipeline-agreements/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363322/7/ARTCL/none/none/Pakistan,-Iran-sign-gas-pipeline-agreements/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 29.05.09.

<sup>1168</sup> Vgl. Smith, Christopher E.: FACTS: No natural gas imports for Pakistan before 2014-15, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0760034057/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-facts\\_-no\\_natural.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0760034057/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-facts_-no_natural.html), 24.08.09.

<sup>1169</sup> Vgl. „New Delhi weighs role in IPI“, in: Tehran Times (Online), 12.07.2009, unter: [http://www.tehrantimes.com/index\\_View.asp?code=198597](http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=198597), 16.07.09.

<sup>1170</sup> Vgl. Iran To Pakistan Pipeline Deal Signed, in: Pipeline & Gas Journal (Online), Vol. 236, Nr. 7, Juli 2009, unter: [http://pipelineandgasjournal.com/iran-pakistan-pipeline-deal-signed?utm\\_medium=email&utm\\_source=Email%20marketing%20software&utm\\_content=176789142&utm\\_campaign=July+PGJ+Newsletter+\\_+iduyjr&utm\\_term=Iran+To+Pakistan+Pipeline+Deal+Signed](http://pipelineandgasjournal.com/iran-pakistan-pipeline-deal-signed?utm_medium=email&utm_source=Email%20marketing%20software&utm_content=176789142&utm_campaign=July+PGJ+Newsletter+_+iduyjr&utm_term=Iran+To+Pakistan+Pipeline+Deal+Signed), 16.07.09.

exportiert. Die diesbezüglichen Verträge mit dem Unternehmen EGL wurden 2007 abgeschlossen, gelten für 25 Jahre und sollen in Zukunft Europa mit Erdgas versorgen. Insgesamt könnten Investitionen von 10 bis 22 Mrd. € nötig werden, damit ab 2012 die iranischen Lieferungen auf 4-5,5 Bcm ansteigen.<sup>1171</sup> Iranische Gaslieferungen werden des Öfteren mit der Nabucco-Pipeline in Zusammenhang gebracht, jedoch gibt es v. a. aus politischen Gründen hierzu noch keine Entscheidung. Besonders die Türkei setzt sich immer wieder für die Berücksichtigung iranischen Erdgases für das europäische Projekt ein.<sup>1172</sup>

Ungewiss ist die Umsetzung eines in 2007 zwischen Iran und der Türkei abgeschlossenen MoUs. Hierbei war vereinbart worden (im Zuge der Schlichtung eines seit 2003 ausgetragenen Preisdisputs zwischen Ankara und Teheran), 30 Bcm turkmenisches (10 Bcm p. a.) und iranisches (20 Bcm p. a.) Erdgas über türkisches Territorium nach Europa zu transportieren. Das iranische Erdgas würde aus drei Blöcken des South Pars stammen, die von der staatlichen türkischen Gesellschaft TPAO zu erschließen wären.<sup>1173</sup> Im Januar 2010 nahm dieses Projekt konkretere Formen an, als der türkische Energieminister und der iranische Erdölminister einen E&P-Vertrag unterzeichneten. Der Vertrag sieht türkische Investitionen in den South Pars-Feld in Höhe von 4 Mrd. US\$ vor, um in Zukunft 35 Bcm Erdgas zu fördern. Im Rahmen der Vertragsunterzeichnung wurden die Absichtserklärungen sowohl bezüglich des Transports iranischen Erdgases nach Europa über die Türkei als auch über Lieferungen turkmenischen Erdgases über Iran und die Türkei bestätigt.<sup>1174</sup>

Ende Mai 2009 wurde ein weiteres MoU bekannt, wonach eine Pipeline mit dem Namen Persische-Pipeline (Persian-Pipeline) von South Pars aus über 30 Bcm p. a. durch Irak, Syrien und die Türkei nach Europa transportieren soll. Weitere Verhandlungen zwischen den Parteien sollen folgen.<sup>1175</sup> Unklar bleibt indes die Route der Pipeline. Während eine Pipeline über die Türkei nach Europa bereits des Öfteren diskutiert wurde, ist die Umsetzung von Alternativrouten nur selten thematisiert worden. Neben der Route Iran-Türkei-Europa wird im Zusammenhang mit der Persischen-Pipeline ebenfalls von einer Route Iran-Irak-Syrien-

---

<sup>1171</sup> Vgl. EIA: Iran, S. 9; und vgl. Maushagen, Peter: Swiss firm EGL in 25-yr gas deal with Iran, Reuters, 04.06.2007, unter: <http://uk.reuters.com/article/oilRpt/idUKL0475410020070604>, 16.05.09.

<sup>1172</sup> Vgl. Ankara courts EU over Nabucco gas supplies, EurActiv, 06.10.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/ankara-courts-eu-nabucco-gas-supplies/article-186094#>, 09.10.09.

<sup>1173</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Turkey offers route to Europe for iranian and turkmen gas, Eurasia Daily Monitor Vol. 4, Issue 140, 19.07.2007, unter:

[http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=32877](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32877), 09.07.09.

<sup>1174</sup> Vgl. Leblond, Doris: Turkey signs E&P agreement for South Pars field, in: Oil & Gas Journal (Online), 08.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5407138558/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/turkey-signs\\_e\\_p\\_agreement/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary82010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5407138558/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/turkey-signs_e_p_agreement/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary82010.html), 09.01.10.

<sup>1175</sup> Vgl. Iran, Turkey: Iraq sign energy deal, United Press International, 29.05.2009, unter: [http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2009/05/29/Iran-Turkey-Iraq-sign-energy-deal/UPI-54381243608975/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2009/05/29/Iran-Turkey-Iraq-sign-energy-deal/UPI-54381243608975/), 09.07.09.

Türkei-Europa gesprochen. Diese Route würde nur dann Sinn machen, wenn im Verlauf irakisches und z. B. ägyptisches Erdgas (über die Arabische Pipeline) zu den iranischen Lieferungen hinzukämen, da es sonst nicht ersichtlich wäre, warum Teheran zwei zusätzliche Transitstaaten in Kauf nehmen sollte. Eine weitere Route, die in der Vergangenheit im Gespräch gewesen ist, ist die Route Iran-Irak-Syrien-Griechenland unter dem Mittelmeer.<sup>1176</sup> Die hiermit verbundenen technischen Herausforderungen und die entsprechend hohen Kosten sprechen jedoch deutlich gegen die letzte Variante. Laut iranischen Medienberichten wurde auf iranischem Territorium bereits mit dem Bau der Persischen-Pipeline begonnen.<sup>1177</sup> Der iranische Abschnitt der Pipeline entspricht allerdings der IGAT-IX-Pipeline des iranischen Pipelinenetzes, die aus dem South Pars-Feld führt und deren Bau ohnehin geplant war.

Im Jahr 2001 vereinbarten Iran und das Unternehmen Crescent Petroleum den Export iranischen Erdgases aus dem Salman-Feld (offshore) an die VAE in Höhe von 6 Bcm jährlich. In 2006 ist es aber zu Differenzen bezüglich des Gaspreises gekommen, so dass ein Beginn der Lieferungen im September 2008 nicht wie vorgesehen aufgenommen werden konnte. Iran beharrt auf einen höheren, „fairen“ Gaspreis und hat wiederholt betont, nicht mit den Gaslieferungen beginnen zu wollen, bis Oman einlenkt. Teheran hat sogar gedroht, das Projekt aufzugeben und das Erdgas aus Salman selbst zu verwenden, sollte sich Crescent nicht bereit erklären, die iranischen Forderungen zu erfüllen.

In 2008 wurden trotzdem weitere Exportvereinbarungen zwischen Iran und Oman beschlossen. Hiernach sollen in Zukunft 10 Bcm p. a. per Pipeline in den Oman exportiert werden. Darüber hinaus haben sich beide Staaten auf die gemeinsame Erschließung der Felder Kish und Hengam geeinigt (die Verhandlungen über Kish wurden zwischenzeitlich abgebrochen und erst im November 2009 erneut aufgenommen<sup>1178</sup>). Das Erdgas aus diesen Feldern könnte bei einem weiteren Projekt, das vollständig vom Sultanat finanziert werden würde, an dem omanischen LNG-Verflüssigungsterminal Qalhat verarbeitet werden.

Weitere 10 Bcm p. a. sollten laut einem 2007 unterzeichneten MoU in Zukunft vom Iran nach Bahrain exportiert werden. Wann diese Exporte jedoch beginnen werden, ist sehr ungewiss, da es verschiedene Meldungen Anfang 2009 gegeben hat, Bahrain hätte das MoU aufgelöst. Teheran lagen jedoch nach eigenen Angaben keine offiziellen Unterlagen zu einer

---

<sup>1176</sup> Vgl. Iran pushes Persian Pipeline as european alternative to russian gas, Eurasianet, News Briefs, 01.04.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav040109a.shtml>, 20.07.09.

<sup>1177</sup> Vgl. Iran starts Persian gas pipeline construction, PressTV, 30.05.2009, unter: <http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=96451&sectionid=351020103>, 20.07.09.

<sup>1178</sup> Vgl. Williams, Perry: Iran restarts talks with Oman on Kish gas development, in: Middle East Economic Digest (Online), 25.11.2009, unter: <http://www.meed.com/3002396.article>, 30.11.09.

Suspendierung des Vorhabens durch Bahrain vor. Hintergrund waren Äußerungen eines hohen iranischer Beamten, das Königreich Bahrain sei eigentlich eine iranische Provinz.<sup>1179</sup> Anfang 2010 wurde bekannt, dass die technischen Gespräche fortgesetzt werden sollten. Eine Delegation aus Bahrain sollte hierzu im Februar in den Iran reisen.

Seit einigen Jahren befindet sich auch Kuwait mit dem Iran in Gesprächen, um iranisches Erdgas zu importieren. Bis jetzt ist nicht klar, wann das Gas Kuwait erreichen wird, doch sollen 3 Bcm jährlich das Emirat durch eine unter dem Persischen Golf führenden Pipeline erreichen.<sup>1180</sup> Mit Damaskus hat Teheran 2008 ebenfalls ein Abkommen zum Gasexport unterzeichnet. Die ersten Lieferungen iranischen Erdgases waren für Ende 2009 geplant und sollten über türkisches Territorium verlaufen. Die Gasmengen sollen zu Beginn nur 1 Bcm betragen, könnten aber in den kommenden drei Jahren schrittweise auf 3 Bcm erhöht werden.<sup>1181</sup>

Außerdem unterstützte Iran in den 1990er Jahren eine mögliche Alternative für turkmenische Erdgasexporte nach Westen. Hierbei sollte das Gas von Turkmenistan südlich des Kaspischen Meeres über iranisches Territorium in die Türkei transportiert werden und sollte nach der Unabhängigkeit Turkmenistans ein Zeichen für die iranisch-turkmenischen Freundschaft setzen. Die Verwirklichung dieser Pipelinerroute scheiterte jedoch an der Finanzierung, die sich durch die Sanktionen gegen den Iran als äußerst schwer herausstellte.<sup>1182</sup> Durch die Eröffnung der neuen turkmenisch-iranischen Pipeline Dovletabat-Sarakhs-Khangiran im Januar 2010 könnte dieser Route jedoch in Zukunft höhere Aufmerksamkeit zuteil werden. Immerhin besitzt die erweiterte Route eine maximale Kapazität von 20 Bcm jährlich. Iran kann sich damit als Transitstaat für zentralasiatisches Erdgas in westliche Richtung verstärkt ins Gespräch bringen und schafft mit der neuen Pipeline vollendete Tatsachen, während die TCGP noch mit einer ganzen Reihe von Problemen zu kämpfen hat.<sup>1183</sup> Gleichzeitig könnten eventuelle turkmenische Lieferungen nach Westen mit iranischem Erdgas aus South Pars kombiniert werden, dass von TPAO erschlossen werden soll.

---

<sup>1179</sup> Vgl. Iran will not deliver gas to UAE until contract price is corrected, Gulfnews, 25.04.2009, unter: [http://archive.gulfnews.com/business/Oil\\_and\\_Gas/10307776.html](http://archive.gulfnews.com/business/Oil_and_Gas/10307776.html); und vgl. Iran says Bahrain gas talks still in effect, Xinhua News Agency, 23.02.2009, unter: [http://news.xinhuanet.com/english/2009-02/23/content\\_10871634.htm](http://news.xinhuanet.com/english/2009-02/23/content_10871634.htm), beide 16.05.09.

<sup>1180</sup> Vgl. „Iran, Kuwait hold gas talks“, in: Teheran Times (online), 18.04.2009, unter: [http://www.tehrantimes.com/index\\_View.asp?code=192480](http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=192480), 16.05.09.

<sup>1181</sup> Vgl. Iran to build joint oil refinery in Syria, Press TV, 01.04.2009, unter: <http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=90201&sectionid=351020103>, 16.05.09.

<sup>1182</sup> Vgl. Brill Olcott, Martha: International Gas Trade in Central Asia: Turkmenistan, Iran, Russia and Afghanistan, in: Victor, David G./ Jaffe, Amy M./ Hayes, Mark H. (Hrsg.), Natural Gas and Geopolitics, S. 203.

<sup>1183</sup> Vgl. Turkmenistan: Iranian president gushes about pipeline potential, Eurasianet, 07.01.2010.

Neben dem Bau verschiedener Pipelines ist der Aufbau von LNG-Verflüssigungskapazitäten geplant, über die die Islamische Republik im Moment noch nicht verfügt. Das hierzu benötigte Erdgas wird voraussichtlich aus den Phasen 11-14 des South Pars-Projektes stammen.<sup>1184</sup> Da Iran nicht über das notwendige technische Know-how verfügt, um die LNG-Kapazitäten aufzubauen, sind in den verschiedenen Phasen JVs mit internationalen Energieunternehmen wie Total, Petronas (beide Phase 11) oder Shell und Repsol (Phasen 13 und 14) eingegangen worden.<sup>1185</sup> Die iranischen LNG-Projekte sind bisher jedoch alles andere als reibungslos verlaufen. Besonders zwischen der Iranischen NIOC und der französischen Total ist es zu Konflikten gekommen. Mitte 2009 hatte Iran die Franzosen durch die chinesische CNPC ersetzt, obwohl zwischen Total und der NIOC bereits ein entsprechendes MoU bestand. Der neue Vertrag zwischen der NIOC und CNPC hat ein Volumen von 4,7 Mrd. US\$. Begründet wurde der Ausschluss Totals mit Verzögerungen bei der 11. Phase. Medienberichten zufolge hat die iranische Seite Total mittlerweile angeboten, als Partner CNPCs im Downstream-Bereich des Projekts wiedereinzusteigen.<sup>1186</sup>

Neben den Optionen, Erdgas über Pipelines und LNG zu exportieren, ist die Islamische Republik stark in sogenannten Swap-Geschäften mit seinen nördlichen Nachbarn am Kaspischen Meer aktiv. Hierbei liefern v. a. Armenien und Aserbaidschan Strom bzw. Erdgas in den Norden Irans und der Iran liefert im Gegenzug Erdgas nach Armenien und in die aserbaidshische Region (Autonome Republik) Nachitschewan. Teheran plant eine Ausweitung dieser Geschäfte (z. B. für turkmenisches Erdgas in den Oman, für turkmenisches Gas nach Pakistan und Indien sowie Swap-Geschäfte mit Gazprom). Da es sich jedoch nicht um Erdgasexporte im eigentlichen Sinne handelt, wird auf eine Vertiefung der Thematik an dieser Stelle verzichtet.<sup>1187</sup>

#### 7.5.4.3.3 Irak

Der Irak exportiert im Moment kein Erdgas. Es gibt aber verschiedene Pläne, in Zukunft zum Erdgasexporteur aufzusteigen. Noch ist unklar, ab wann Bagdad in der Lage sein wird, zu diesem Zweck genügend Erdgas zu produzieren. In der Vergangenheit hat Irak nur für eine kurze Zeit in den 1980er Jahren überhaupt Erdgas exportiert. Die Lieferungen gingen damals

---

<sup>1184</sup> Vgl. EIA: Iran, S. 7f.

<sup>1185</sup> Vgl. Pars Oil & Gas Company (Internetauftritt), South Pars Gas Field, Phase 11, unter: <http://www.pogc.ir/Default.aspx?tabid=147>, und ebenfalls vgl. Pars Oil & Gas Company (Internetauftritt), South Pars Gas Field, Phase 13&14, unter: <http://www.pogc.ir/Default.aspx?tabid=150>, beides 15.05.09.

<sup>1186</sup> Vgl. Iran, Total resume talks on gas project – report, Reuters, 10.10.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/idUSDAH04001920091010>, 17.12.09.

<sup>1187</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 29.

nach Kuwait und betrogen in etwa 4 Bcm, hörten jedoch mit dem Einmarsch Saddam Husseins in das südliche Nachbarland auf.

Seit 2004 hat Kuwait immer wieder Interesse an dem Import irakischen Erdgases bekundet, da das kleine Land am Golf zwar über wichtige Erdöl- nicht aber über Erdgasreserven verfügt. Kuwait aber benötigt dringend Erdgas für seine Gaskraftwerke, um den steigenden Strombedarf decken zu können. In 2005 schien das Geschäft perfekt zu sein. Bereits im Dezember 2004 hatte man ein MoU unterzeichnet und wartete lediglich auf die Bestätigung desselben durch die neue Regierung des Iraks, da sowohl die Finanzierung von 800 Mio. US\$ als auch die technischen Aspekte als geklärt galten. Nach einer ersten Phase, in der Irak 0,4 Bcm p. a. an Kuwait hätte liefern sollen, wären die Exporte in einer zweiten Phase auf 2 Bcm angestiegen. Es wurde sogar in Betracht gezogen, gemeinsam irakische Gasfelder zu erschließen und die Lieferungen auf rund 4 Bcm zu erhöhen.<sup>1188</sup> Das Gasexportprojekt nach Kuwait ist 2007 erneut zwischen beiden Seiten besprochen worden, bis jetzt ist es jedoch zu keinem bindenden Vertrag gekommen. Eines der Hauptprobleme bei diesem Exportvorhaben, aber auch bei allen anderen Öl- und Gasexportprojekten, ist das Unvermögen der irakischen Führung, nach dem Krieg von 2003 ein neues Gesetz zur Regelung des Kohlenwasserstoffsektors (petroleum law bzw. auch hydrocarbon law) zu erlassen.

Neben einer südlichen Route nach Kuwait prüft Bagdad auch nördliche Exportrouten. Eine davon würde nach Norden in die Türkei führen. Hierbei wird immer wieder über die Option eines irakischen Beitrages für das europäische Nabucco-Projekt gesprochen, doch ist es trotz verschiedener Bemühungen noch zu keinem endgültigen Vertragsabschluß gekommen. Die vorerst letzten Verhandlungen fanden am 17. Mai 2009 statt, als eine Gruppe europäischer (OMV, MOL) und arabischer (Dana Gas, Crescent Petroleum) Unternehmen ein Abkommen zur Erschließung und dem Export irakischer Erdgasvorkommen im nördlichen, kurdischen Irak abschlossen (Khor Mor-Feld). Die Investition in Höhe von 8 Mrd. US\$ sollte die Förderung von 30 Bcm Erdgas jährlich ermöglichen, was in etwa der geplanten Kapazität der Nabucco-Pipeline entsprochen hätte. Allerdings hat die irakische Zentralregierung bereits am Tag nach der Bekanntgabe des Abkommens zwischen der kurdischen Regionalregierung und den beteiligten Unternehmen dieses für illegal erklärt.<sup>1189</sup>

Schon vorher hatte es Bemühungen gegeben, irakisches Erdgas für Nabucco zu sichern. In diesem Zusammenhang sollten ab 2015 ca. 8 Bcm über die nördliche Route in das Nabucco-

---

<sup>1188</sup> Vgl. Iraq - Gas Sales To Kuwait, in: APS Review Gas Market Trends, 09.05.2005, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/414809-1.html>, 16.05.09.

<sup>1189</sup> Vgl. Schleifer, Yigal: Potential Iraq connection keeps Nabucco Pipeline project on life support, Business & Economics, Eurasianet, 19.05.2009; und vgl. International Crisis Group: Iraq and the Kurds, S. 22ff.

Leitungssystem eingespeist werden. Experten scheinen dieses Datum allerdings für viel zu optimistisch zu halten und rechnen nicht vor 2020 mit einem irakischen Beitrag zum europäischen Pipelineprojekt.<sup>1190</sup> Ebenfalls interessiert zeigte man sich im Irak über eine Route, die nordwestlich über Syrien führen würde, um irakisches Erdgas durch die Arabische-Gaspipeline Richtung Norden zu transportieren, z. B. aus dem Akkas-Feld oder dem 2007 entdeckten Ukash-Erdgasfeld nahe der irakisch-saudischen Grenze.<sup>1191</sup>

#### 7.5.4.4 Investitionen

In den drei Ländern der Golfregion werden in den kommenden Jahren sehr hohe Investitionen im Gassektor notwendig sein. In einer Schätzung von 2005 geht die IEA für den Gassektor aller drei Staaten von einem benötigten Investitionsvolumen von ca. 196 Mrd. US\$ bis 2030 aus. Allerdings gibt es zwischen den Staaten deutliche Unterschiede.

In Katar werden aktuell viele Projekte umgesetzt, weitere sind bereits beschlossen. Aufgrund der ehrgeizigen Exportziele des Emirats werden bis 2030 im Gassektor enorme Investitionen notwendig sein. Nach Schätzungen der IEA werden die Investitionen im katarischen Erdgassektor bis 2030 mit 100 Mrd. US\$ gut 60% der gesamten Investitionen im Energiesektor stellen. Gut zwei Drittel dieser 100 Mrd. US\$ werden für Projekte im Upstream gebraucht und ca. 20 Mrd. US\$ für die Implementierung von LNG-Projekten. Die restlichen 14 Mrd. US\$ werden voraussichtlich für die Transmission und Distribution gebraucht.<sup>1192</sup> Die Schätzungen der IEA sind bereits aus dem Jahr 2005 und könnten sich mit der Annahme von durchschnittlich knapp 4 Mrd. US\$ benötigter, jährlicher Investitionen in dem Gassektor als zu konservativ herausstellen. Andere Schätzungen von 2008 gehen allein für den Zeitraum 2009 bis 2012/13 von einem jährlichen Investitionsbedarf von bis zu 6 Mrd. US\$ p. a. aus. In diesem Zusammenhang ist jedoch zu erwähnen, dass ein Großteil des gestiegenen Investitionsbedarfes ab 2007/2008 den erhöhten Projektkosten geschuldet ist, die sich als Folge der hohen Rohstoffpreise ergeben (z. B. Stahlpreise, die sich in vier Jahren mehr als vervierfacht haben).<sup>1193</sup> Diese Kosten dürften sich während der aktuellen Krise deutlich reduziert haben.

---

<sup>1190</sup> Vgl. Mortimer, Jasper: Reducing Natural Gas Dependence on Russia, in: Pipeline & Gas Journal, Februar 2009, S. 44f.

<sup>1191</sup> Vgl. EIA: Iraq, 2009, S. 7f; und vgl. EIA: Iraq, 2007, S. 10.

<sup>1192</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 481f.

<sup>1193</sup> Vgl. Bains, Elizabeth: Tide may be set to turn, in: Utilities Middle East, Arabian Oil & Gas, 04.05.2008, unter: [http://www.arabianoilandgas.com/article-4724-tide\\_may\\_be\\_set\\_to\\_turn/](http://www.arabianoilandgas.com/article-4724-tide_may_be_set_to_turn/), vgl. Cizuk, Samuel: Iraq oil infrastructure needs \$50B, Iraq Oil Report, 30.04.2009, unter: <http://www.iraqoilreport.com/the-biz/iraq-oil-infrastructure-needs-50b/1398/>, beides 19.05.09.



Dabei zeichnet sich seit Ende 2008 jedoch ein starker Rückgang der erwarteten Investitionen als Folge der weltweiten Finanzkrise ab, die nun auf den Energiesektor am Persischen Golf durchschlägt. Im Durchschnitt beträgt der Rückgang der potentiellen Investitionen in dem Energiesektor der rohstoffreichen MENA Staaten (Mittlerer Osten und Nordafrika) 15%. Katar ist von diesem Rückgang (neben Saudi Arabien) besonders stark betroffen. Aufgrund der Krise wird von der Arab Petroleum Investment Corporation (APICORP) damit gerechnet, dass viele Projekte nicht weiterverfolgt werden, so dass neben dem Investitionspotential auch der Investitionsbedarf Katars sinken wird. Insgesamt soll im Energiesektor (Gas macht hier ca. 80% aus) von Investitionen im Wert von 26 Mrd. US\$ in den kommenden 5 Jahren (Investitionszeitraum 2010-2014) abgesehen werden, womit der Investitionsbedarf gegenüber dem bereits gesenkten Investitionspotential des Emirats (62 Mrd. US\$) laut APICORP um 43% sinken könnte.<sup>1194</sup>

Die IEA geht davon aus, dass Iran 85 Mrd. US\$ bis 2030 in den Gassektor investieren muss, um sowohl die heimische Nachfrage decken als auch die Exportambitionen erfüllen zu können. Hierbei wird das meiste (rund 60%) in den Upstream fließen. Bis zu 32 Mrd. US\$ werden in den Bau von LNG-Anlagen investiert werden müssen.<sup>1195</sup> Trotz des Rückgangs aufgrund der Krise, sieht APICORP in Iran Investitionen, die mit 82 Mrd. US\$ deutlich höher ausfallen als bei der IEA. Diese Investitionen gelten für den Zeitraum von 2010 bis 2014 und beziehen sich sowohl auf Investitionen im Öl- als auch im Gassektor, wobei der Gassektor ca. 65% ausmacht. Doch auch hier geht APICORP davon aus, dass der aktuelle Investitionsbedarf des Irans mit 54 Mrd. US\$ wegen gestrichener Projekte rund 36% unter den potentiellen Investitionen liegen wird.<sup>1196</sup>

Teheran dagegen sieht für die nächsten Jahre einen noch höheren Investitionsbedarf und zielt darauf ab, bis 2025 mindestens 200 Mrd. US\$ in den gesamten Energiesektor zu investieren.<sup>1197</sup> Der 20-Jahres-Investitionsplan für den Upstream Gassektor (Gas Upstream Required Investment, 20year Plan), der ab 2005 in vier Fünfjahrespläne eingeteilt ist, sieht bis 2025 Investitionen von knapp 138 Mrd. US\$ vor. Dabei sollen im ersten Fünfjahresplan 26,5 Mrd. US\$ investiert werden. Im zweiten Fünfjahresplan sollen die Investitionen sogar auf 62

---

<sup>1194</sup> Vgl. Aissaoui, Ali: MENA Energy Investment Outlook reassessed, S. 1; sowie vgl. Sfakianakis, John: Qatar: a gas-fired economy. High growth, high inflation, big ambitions, SABB Notes, März 2008, S. 3, unter: <http://www.sabb.com/Attachments/Publications/SABB-Qatar-Macro-En.pdf>; und vgl. Kawach, Nadim: \$200bn Arab downstream gas projects shelved, Emirates Business 24/7, 18.03.2009, unter: [http://www.business24-7.ae/Articles/2009/5/Pages/09052009/05102009\\_1045929537d64110b90e445fac786806.aspx](http://www.business24-7.ae/Articles/2009/5/Pages/09052009/05102009_1045929537d64110b90e445fac786806.aspx), beides 18.05.09.

<sup>1195</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 369f.

<sup>1196</sup> Vgl. Aissaoui, Ali: MENA Energy Investment Outlook reassessed, S. 1.

<sup>1197</sup> Vgl. A \$200bn Investment in NIOC Projects: Official Petroenergy Information Network, Shana, 11.06.2008, unter: <http://www.shana.ir/131107-en.html>, 18.05.09.

Mrd. US\$ steigen. Die letzten beiden Pläne sehen entsprechend 37 Mrd. US\$ und 11,7 Mrd. US\$ vor, wobei während des gesamten 20-jährigen Zeitraumes 77% der Investitionen von ausländischen Geldgebern kommen sollen. Wenn die internationalen Investitionen nicht das erstrebte Niveau erreichen, wird Iran seinen Anteil ebenfalls entsprechend zurückschrauben und würde nicht zur Schließung der Investitionslücke einspringen. Gleiches gilt für den 20-Jahresplan im Downstream-Gassektor, der sogar noch ambitionierter ist. Hier peilt der Iran bis 2025 insgesamt Investitionen in Höhe von 172,6 Mrd. US\$ für Distribution, Gasspeicher und ähnliches an. Ausländische Investitionen sollen hier 42% decken.<sup>1198</sup>

Nach Jahrzehnten kriegerischer Auseinandersetzungen benötigt der Irak massive Investitionen im Energiesektor. Die Erschließung der Vorkommen und der Bau der notwendigen Infrastruktur werden jedoch mehrere Milliarden US-Dollar benötigen. Wie viel es letzten Endes genau wird, kann jedoch nicht mit Sicherheit gesagt werden. Im Gassektor wird als erstes in die Infrastruktur zur Förderung von Begleitgas investiert werden müssen, um das Abfackeln des Gases verringern zu können. Dadurch könnte die Rolle von Erdöl im Inland verringert werden und es bliebe mehr Öl zum Export frei. Parallel muss dringend in die Exploration und in die Erschließung von Erdgasfeldern investiert werden. Die IEA sieht die Priorität bei den Investitionen im Erdölsektor. Entsprechend werden für den Zeitraum bis 2030 nur 11 Mrd. US\$ der insgesamt 59 Mrd. US\$ für den Erdgassektor vorgesehen. Der größte Teil dieser Investitionen wird voraussichtlich erst in den 2020er gebraucht werden und zum überwiegenden Teil von internationalen Investoren kommen.<sup>1199</sup>

Die irakische Regierung dagegen sieht im Energiesektor einen deutlich höheren Investitionsbedarf. Der irakische Ölminister Hussain al Shahrastani sprach im Rahmen einer internationalen OPEC Konferenz in Wien von mindestens 35 Mrd. US\$ an benötigten Investitionen bis 2015 für den gesamten Energiesektor. Er erklärte jedoch weiter, der Irak strebe internationalen Investitionen von insgesamt 50 Mrd. US\$ an.<sup>1200</sup> Um die notwendigen Investitionen anzuziehen, könnte der Irak großen internationalen Energieunternehmen die Beteiligung am irakischen Energiesektor durch PSAs schmackhaft machen, was aufgrund der fehlenden gesetzlichen Rahmenbedingungen (Petroleum bzw. Hydrocarbon Law) in der Vergangenheit nicht möglich war. Zudem wird die Vergabe von PSAs von einigen politischen

---

<sup>1198</sup> Vgl. Torkan, Akbar: Präsentation des Planning Deputy of Iranian Petroleum Ministry vom Juli 2008, S. 28, 30, unter:

<http://www.nioc.ir/pshr/Documents/Speeches/Iran%20Investment%20Plan/Iran%20Investment%20Plan.pdf>, 16.05.09.

<sup>1199</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2005, S. 402ff.

<sup>1200</sup> Vgl. Carlisle, Tamsin: „Iraq targets production boost“, in: The National (Online), 19.03.2009, unter: <http://www.thenational.ae/article/20090319/BUSINESS/55939659/1005>, 18.05.09.

Sektoren im Land abgelehnt. Stattdessen wurden den internationalen Konzernen verstärkt Service Contracts angeboten.<sup>1201</sup>

Generell besteht eines der größten Probleme im Irak darin, dass es noch nicht zu der Verabschiedung einer neuen Rahmengesetzgebung für Investitionen im Energiesektor gekommen ist, so dass es für interessierte Unternehmen kaum Rechtssicherheit über bereits abgeschlossene Verträge gibt.<sup>1202</sup> Darüber hinaus stehen 2010 landesweite Wahlen bevor. Viele Energieunternehmen begründen ihr geringes Engagement im irakischen Energiesektor mit der Unsicherheit über die zukünftige Politik der Zentralregierung. Oft wird die Sorge geäußert, ob sich eine neue Zentralregierung in 2010 an Verträge gebunden sehen wird, die mit ihrer Vorgängerin abgeschlossen worden sind.<sup>1203</sup>

Zur Zurückhaltung potentieller internationaler Investoren tragen ebenfalls die Spannungen zwischen den Regionen (besonders der nördlichen, kurdischen Region) und der Zentralregierung in Bagdad bei. So bestehen Zweifel über die Gültigkeit von Erdöl- und Erdgasexportverträgen, die mit der kurdischen Regionalregierung abgeschlossen wurden. Obwohl Bagdad prinzipiell Erdöl- und Erdgasexporte aus der kurdischen Region befürwortet, betrachtet die Zentralregierung die Exportverträge als illegal<sup>1204</sup>, die von der kurdischen Regionalregierung abgeschlossen wurden. Grundsätzlich aber stritt Bagdad das Recht auf den Abschluss von Verträgen durch die Regionalregierung nicht ab.<sup>1205</sup>

Trotz allen Problemen hat der Irak zwei Bieterunden abgehalten. Die erste galt für sechs Erdöl- und zwei Erdgasfelder. Um den Erfolg der Bieterunde zu sichern, hatte Bagdad im Vorfeld attraktive Konditionen angekündigt. So sollten z. B. die Unternehmen einen Anteil von 75% statt 45% der Reserven (Öl und Gas) bekommen.<sup>1206</sup> Eine zweite Runde wurde Ende 2009 durchgeführt.

---

<sup>1201</sup> Vgl. Lauerman, Vincent: „Lauerman: Is Iraq on collision course with OPEC?“, in: Financial Post (Online), 14.05.2009, unter: <http://www.nationalpost.com/story.html?id=1596462>, 25.05.09.

<sup>1202</sup> Vgl. Izundu, Uchenna: Iraq considers PSAs for second licensing round, in: Oil & Gas Journal (online), 30.03.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/357715/7/ONART/none/ExpID/1/Iraq-considers-PSAs-for-second-licensing-round/](http://www.ogj.com/display_article/357715/7/ONART/none/ExpID/1/Iraq-considers-PSAs-for-second-licensing-round/), 18.05.09.

<sup>1203</sup> Vgl. Williams, Perry: Baghdad oil ministry must calm nerves, in: Middle East Economic Digest (Online), 11.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3002804.article>, 14.12.09.

<sup>1204</sup> Vgl. Watkins, Eric: Baghdad approves Kurdish exports; considers contracts 'illegal', in: Oil & Gas Journal (Online), 12.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/361949/7/ARTCL/none/none/Baghdad-approves-Kurdish-exports;-considers-contracts-'illegal'/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/361949/7/ARTCL/none/none/Baghdad-approves-Kurdish-exports;-considers-contracts-'illegal'/?dcmp=OGJ.Daily.Update), und vgl. Hiltermann, Joost: Kurdish crude bails out Baghdad, in: Foreign Policy (Online), 13.05.2009, unter: [http://experts.foreignpolicy.com/posts/2009/05/13/kurdish\\_crude\\_bails\\_out\\_baghdad](http://experts.foreignpolicy.com/posts/2009/05/13/kurdish_crude_bails_out_baghdad), beides 18.05.09.

<sup>1205</sup> Vgl. Watkins, Eric: Iraq wants 'coordination' with Kurds over oil agreements, in: Oil & Gas Journal (Online), 02.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363872/7/ARTCL/none/none/Iraq-wants-'coordination'-with-Kurds-over-oil-agreements/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363872/7/ARTCL/none/none/Iraq-wants-'coordination'-with-Kurds-over-oil-agreements/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 04.06.09.

<sup>1206</sup> Vgl. Lauerman, Vincent: Lauerman: Is Iraq on collision course with OPEC?.

Das Ergebnis der ersten Bierrunde allerdings war ernüchternd. Von den sechs Erdöl- und zwei Erdgasfelder konnte nur ein Vertrag für das Rumaila-Erdölfeld mit BP und CNPC abgeschlossen werden. Während sich BP und der chinesische Konzern zufrieden zeigten, sagten andere Energieunternehmen – 31 Unternehmen gaben insgesamt ein Gebot ab – das Lizenzierungsverfahren sei eine Farce gewesen. Die Mehrheit zeigte sich sehr unzufrieden darüber, dass die vom Irak angebotenen Service Contracts lediglich eine fixe Summe pro geförderter Erdöl- oder Erdgaseinheit boten, anstatt die Konzerne prozentual an der Förderung zu beteiligen. Dabei lagen die Vorstellungen sehr weit auseinander: während die irakische Regierung beispielsweise nur 2,30 US\$/bbl anbot, lag die Vorstellung der Konzerne zum Teil bei 25,40 US\$/bbl. Außerdem sahen die irakischen Verträge vor, staatliche irakische Unternehmen an dem Betrieb der Felder zu beteiligen, obwohl die internationalen Energiekonzerne die Aktivitäten komplett selbst zu finanzieren hatten. Analysten von IHS bezeichneten das Ergebnis als katastrophal für den Irak und den irakischen Ambitionen im Energiesektor insgesamt.<sup>1207</sup>

Die zweite Bierrunde galt unter internationalen Investoren als interessant, da bedeutende unerschlossene Felder im Angebot standen. Bei dieser Gelegenheit standen 10 Feldkomplexe zur Auktion frei, sieben Lizenzen wurden vergeben. Einen Zuschlag bekamen u. a. Lukoil und Statoil (West Qurna-Phase 2), Royal Dutch Shell und Petronas (Majnoon), Gazprom und TPAO (Badra) sowie die CNPC und Total (Halfaya). Interessanterweise bot keine US-amerikanische Firma mit, was daran gelegen haben könnte, dass die Konditionen wenig attraktiv waren. Beispielsweise gaben sich Shell und Petronas mit einer Gebühr von 1,29 US\$ pro Barrel zufrieden. Lukoil und Statoil boten gar 1,19 US\$/bbl an. Die irakische Regierung jedenfalls bezeichnete die zweite Bierrunde als einen großen Erfolg.<sup>1208</sup>

Analysten unterdessen zeigten sich weniger euphorisch als die Regierung und warnten vor übertriebenen Erwartungen. Zwar sei die zweite Runde, gegenüber der sehr enttäuschenden ersten, erfolgreicher verlaufen, doch könnten noch zahlreiche Hindernisse das Erreichen der anvisierten Ziele vereiteln. Neben der angespannten Sicherheitslage und den politischen Verhältnissen im Land könnte sich die Erschließung der Felder aus der zweiten Runde als technisch anspruchsvoller herausstellen als gedacht, so dass es zu einer Verringerung der Reserven kommen könnte. Darüber hinaus könnten bereits erschlossene Felder, besonders die

---

<sup>1207</sup> Vgl. Watkins, Eric: IOCs mostly reject terms of Iraq's latest bid round, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5729875866/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-iocs-mostly\\_reject.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5729875866/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-iocs-mostly_reject.html), 01.07.09.

<sup>1208</sup> Vgl. Hafidh, Hassan: Iraq ends 'successful' oil bid round, output seen tripled, MarketWatch, 13.12.2009, unter: <http://www.marketwatch.com/story/iraq-ends-successful-oil-bid-round-output-seen-tripled-2009-12-13>, 17.12.09.

aus der ersten Runde, durch jahrzehntelange Überproduktion und schlechtes Reservoirmanagement irreparabel beschädigt worden sein, was das zukünftige Produktionsniveau negativ beeinträchtigen könnte.<sup>1209</sup>

Ein weiteres Problem, das sowohl im Allgemeinen als auch im Energiesektor im Besonderen die Beschaffung adäquater Investitionsniveaus erschwert, ist die hohe Korruption im Irak. Zwar sind Korruption und Vetternwirtschaft ein in der gesamten Golfregion verbreitetes Phänomen, doch sind die Zustände an Euphrat und Tigris besonders problematisch. Der im Januar 2010 bekannt gegebene Beitritt Bagdads in die Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) könnte in Zukunft helfen, die Situation zu verbessern. Die EITI ist eine norwegische Initiative, die sich zum Ziel gesetzt hat, die Transparenz in den Schlüsselindustrien ressourcenreicher Länder zu erhöhen.<sup>1210</sup>

#### **Verdichtung 40 (7.5.4)**

Während Iraks Erdgasförderung massiv gesunken ist, konnten Katar und Iran ihre Förderung deutlich erhöhen. Iran konnte allerdings nur zwei Drittel dieser Förderung vermarkten. Zudem ist die katarische Erdgasförderung von dem riesigen North Field abhängig, das erste Anzeichen einer Überbeanspruchung gezeigt hat. Sowohl in Katar als auch im Iran steigt der Gasverbrauch schnell an. Während das Emirat hohe Überschüsse für den Export produziert, ist Teheran auf Importe angewiesen. Irak fackelt das meiste Gas als Begleitgas ab, die zur Nutzung notwendige Infrastruktur soll aber aufgebaut werden. Ob das Gas dann im Inland verbraucht oder exportiert werden soll, steht noch nicht fest. Katar und Iran dagegen exportieren bereits Erdgas und planen diese Exporte auszuweiten. Doha ist bereits der größte LNG-Exporteur und plant die Lieferungen weiter auszuweiten. Teheran plant besonders viele Exportprojekte. Obwohl sich die meisten an die regionalen Nachbarn richten, ist Iran auch an Exporte in westliche Richtung interessiert, was in der EU aus politischen Gründen abgelehnt wird. Teheran ist auch daran interessiert, als Transitland für turkmenische Lieferungen in die EU zu fungieren, was Brüssel ebenfalls ablehnt. Im Irak verhindern v. a. innere Konflikte und die fehlende Rahmengesetzgebung bis jetzt die konsequente Entwicklung des Gassektors. Dies gilt auch für einen möglichen Beitrag für Nabucco oder für Exporte nach Kuwait. Um ihre Ziele zu erreichen, benötigen alle drei Länder sehr hohe Investitionen. Am besten positioniert ist Katar. Iran dagegen dürfte es aufgrund des politischen Umfelds schwerer fallen, die nötigen Investitionen anzuziehen.

---

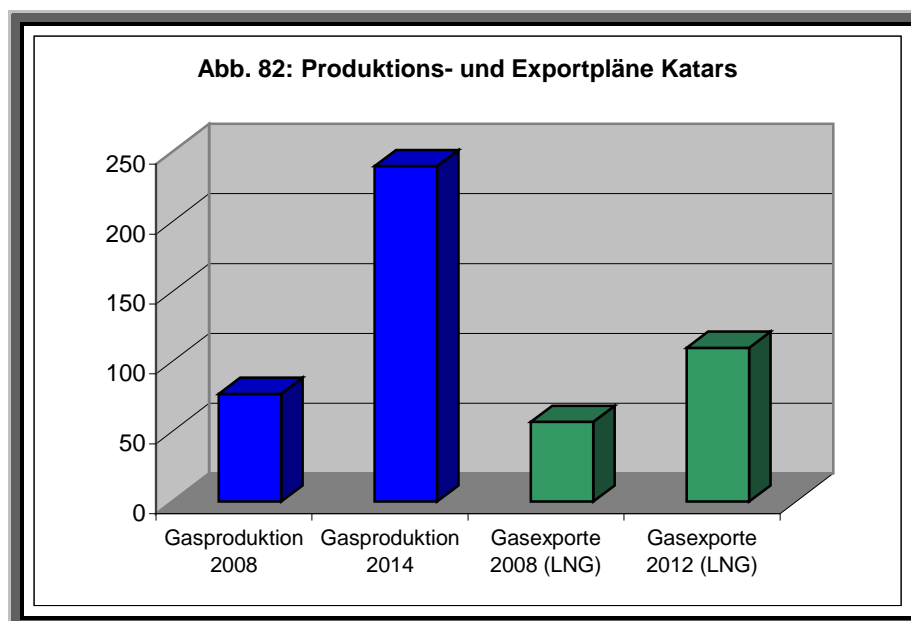
<sup>1209</sup> Vgl. Watkins, Eric: Iraq offers seven contracts in second licensing round, in: Oil & Gas Journal (Online), 17.12.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7642632691/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/12/iraq-offers\\_seven/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyDecember172009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7642632691/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/12/iraq-offers_seven/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyDecember172009.html), 19.12.09.

<sup>1210</sup> Vgl. Iraq joins oil transparency group, Upstreamonline, 11.01.2010, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article203113.ece>, 18.01.10.

## 7.5.5 Die Energiestrategie der Golfstaaten

### 7.5.5.1 Katar

Katar verfolgt sehr ambitionierte wirtschaftliche Pläne. Die Grundlage dieser Pläne bilden seit Ende der 1980er Jahre die Erdgasvorkommen des Emirats. Damals entschied der Emir von Katar, den Fokus der katarischen Strategie auf Erdgas statt auf Erdöl zu setzen. Im Mittelpunkt steht der massive Ausbau der Erdgasförderung auf 240 Bcm bis 2014, was trotz Moratorium mit bereits beschlossenen Projekten erreicht werden soll. Ein Großteil der Erdgasproduktion wird in den Export gehen, hauptsächlich als LNG, das spätestens 2012 über 78 mmtpa betragen soll – etwas weniger als 110 Bcm. Dabei möchte das Emirat die LNG-Exporte möglichst regional diversifizieren und peilt mittelfristig eine Verteilung von jeweils ein Drittel der LNG-Exporte auf Europa (besonders VK, Spanien und Italien), Asien (v. a. Japan, Südkorea und Indien) und Nordamerika (USA) an.<sup>1211</sup> Katar könnte die angestrebte LNG-Exportkapazität mit der Fertigstellung von Qatargas IV bereits 2010 oder 2011 erreichen. Dann könnte das Emirat seinen Anteil am LNG-Markt auf über 30% erweitern (laut BP betrug der Anteil 2008 gut 17,5%).<sup>1212</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: OPEC, QP.

<sup>1211</sup> Vgl. Bin Hamad Al-Attayah, Abdullah: The Role of Qatar in the Global LNG Market, Rede des Vize Premierministers sowie Energie- und Industrieministers des Emirats Katar im Rahmen der Konferenz „Energy Policy Foundation Conference“ in Sanderstolen, Norwegen am 04. Februar 2005, unter: <http://www.qp.com.qa/wp.nsf/8c264276b952633c432571290026c60e/d01e013fc0955b88432571440021a4ca?OpenDocument>, 18.05.09

<sup>1212</sup> Vgl. O'Sullivan, Edmund: Developing a coherent economic strategy moves up the Qatari agenda, in: Middle East Economic Digest (Online), 01.02.2010, unter: <http://www.meed.com/3003915.article>, 08.02.10.

Auch der Gasexport über Pipelines könnte in Zukunft für Katar eine wichtigere Rolle einnehmen, da die gesamte Golfregion von einem steigenden Erdgasbedarf gekennzeichnet ist. Allerdings kann sich auch Katar diesem Trend nicht entziehen, so dass voraussichtlich ein immer größerer Anteil der Gasförderung im Land verbleiben dürfte. In den kommenden Jahren werden die meisten Energieprojekte in Betrieb gehen, die vor Verhängung des Moratoriums beschlossen wurden. Nun plant das Emirat die verstärkte Exploration neuer Ressourcen für den eigenen Bedarf und die Entwicklung des heimischen Erdgasmarktes.<sup>1213</sup>

Katar hat 2008 eine Strategie bekannt gegeben, die die gesamtwirtschaftliche und soziale Entwicklung des Emirats betrifft: die sogenannte „Qatar National Vision 2030“ (QNV). Die QNV erkennt an, dass das Land – trotz der Diversifizierung der Gasexporte – hochgradig abhängig von den Entwicklungen im Gas- und LNG-Sektor bleibt. Entsprechend strebt die QNV die Diversifizierung der katarischen Wirtschaft insgesamt an. Die QNV baut auf vier Säulen auf: menschliche Entwicklung (human development), soziale Entwicklung (social development), wirtschaftliche Entwicklung (economic development) und nachhaltigen Entwicklung im Umweltbereich (environmental development).<sup>1214</sup>

#### 7.5.5.2 Iran

Iran verfolgt ebenfalls ehrgeizige Ziele im Erdgasbereich. In Zukunft soll Erdgas sowohl im Inland stärker eingesetzt als auch per Pipeline und als LNG exportiert werden. Im Inland ist geplant, die Subventionen für Benzin und andere Erdölprodukte schrittweise zu verringern, um so den Konsumanstieg bei dieser Produktgruppe zu verlangsamen. Gleichzeitig gehört in Iran die Förderung von Erdgas im Transportsektor zu einem der wichtigsten Projekte, um die Abhängigkeit von Erdölprodukten aus dem Ausland weiter senken zu können. Die Substitution von Benzin durch Erdgas gehört im Transportsektor zu den Grundpfeilern der iranischen Bestrebungen zur Energie-Unabhängigkeit. Bis 2015 sollen nach dem Willen des Präsidenten Ahmadinedschad die meisten Fahrzeuge in Iran nicht mehr mit Benzin, sondern mit Erdgas betrieben werden. Ebenfalls bis 2015 soll die zum Betrieb der Fahrzeuge nötige Infrastruktur aufgebaut und einsatzbereit sein (v. a. Tankstellennetz).<sup>1215</sup>

---

<sup>1213</sup> Vgl. Bains, Elizabeth: Doha government revises energy strategy, in: Middle East Economic Digest (Online), 08.02.2009, unter:

[http://www.meed.com/special\\_report/2009/02/doha\\_government\\_revises\\_energy\\_strategy.html](http://www.meed.com/special_report/2009/02/doha_government_revises_energy_strategy.html), 09.06.09.

<sup>1214</sup> Vgl. General Secretariat for Development Planning (Emirat Katar), Qatar National Vision 2030, Doha 2008, unter: <http://www.investinqatar.com.qa/about/qatar%20vision>, 02.11.2009.

<sup>1215</sup> Vgl. Korin, Anne / Luft, Gal: Ahmadinejad's Gas Revolution: A Plan to Defeat Economic Sanctions, Institute for the Analysis of Global Security (IAGS), Washington D.C. 2006, S. 3ff.

Zusätzlich betreibt Teheran seit einigen Jahren eine massive Erweiterung der Gasinfrastruktur. Milliarden schwere Investitionen in Pipelines, Verdichterstationen, Terminals zur Gasaufbereitung oder Gasspeicheranlagen wurden von Iran bereits in den vergangenen Jahren getätigt. Das Gasverteilungssystem (gas distribution) sollte bis 2009 eine Länge von insgesamt 125.000 km erreicht haben, das Fernleitungsnetz (gas transmission) eine Länge von 30.000 km. Diese Infrastruktur ist ausreichend, damit Erdgas in Zukunft mehr als 69% des iranischen Energiemarktes stellt und 54 Mio. Iraner (gut 80% der Bevölkerung) an das Erdgasnetz angebunden sind.<sup>1216</sup>

Alle bedeutenden Erweiterungen des iranischen Transmissionsnetzes, IGAT, werden in den kommenden Jahren fertig gestellt sein. Eine Besonderheit der IGAT-IX-Pipeline, die erst 2014 in Betrieb gehen soll, ist die Vergabe einer kombinierten Lizenz zum Bau, Eigentum und Betrieb der Pipeline, was bisher einmalig im Iran ist. Alle IGAT-Pipelines werden durch Phasen der Erschließung des South Pars-Feldes versorgt, womit das Feld eine Schlüsselposition für die iranische Erdgasversorgung erhält. Doch auch für den Erdgasexport ist die Erschließung von South Pars von zentraler Bedeutung, denn Erdgas aus diesem Feld soll ebenfalls über Pipelines nach Europa und Asien exportiert werden. Damit Iran jedoch über genügend Erdgas zur Umsetzung der Inlands- und Exportpläne verfügt, muss sich die Produktion bis 2020 gut verdreifachen. Sie soll dann mindestens 475 Bcm jährlich betragen – die IEA spricht sogar von 500 Bcm in 2017 (s. o. Kap. 7.5.4.1).<sup>1217</sup>

Die iranischen Exportpläne sehen auch die Ausfuhr von Erdgasprodukten wie GtL und den Export von Erdgas als LNG vor. Die zukünftigen LNG-Exporte werden ebenfalls aus South Pars stammen. Wenn alle LNG-Projekte Teherans umgesetzt werden, dürfte die LNG-Verflüssigungskapazität im Iran bei 69,7 mmtpa liegen. Allerdings ist der Iran besonders in Bezug auf die Erdgasverflüssigung stark auf die Kooperation mit internationalen Energieunternehmen angewiesen. Gleichzeitig verfügen nur wenige dieser Konzerne über das nötige Know-how. Neben den bestehenden Sanktionen könnten neue Sanktionen die ambitionierten Pläne Irans im LNG-Bereich ausbremsen. Das Repräsentantenhaus in Washington hat bereits zusätzliche Sanktionen verabschiedet, die alle Unternehmen, die im iranischen Energiesektor tätig sind, Aktivitäten in den USA untersagen.<sup>1218</sup>

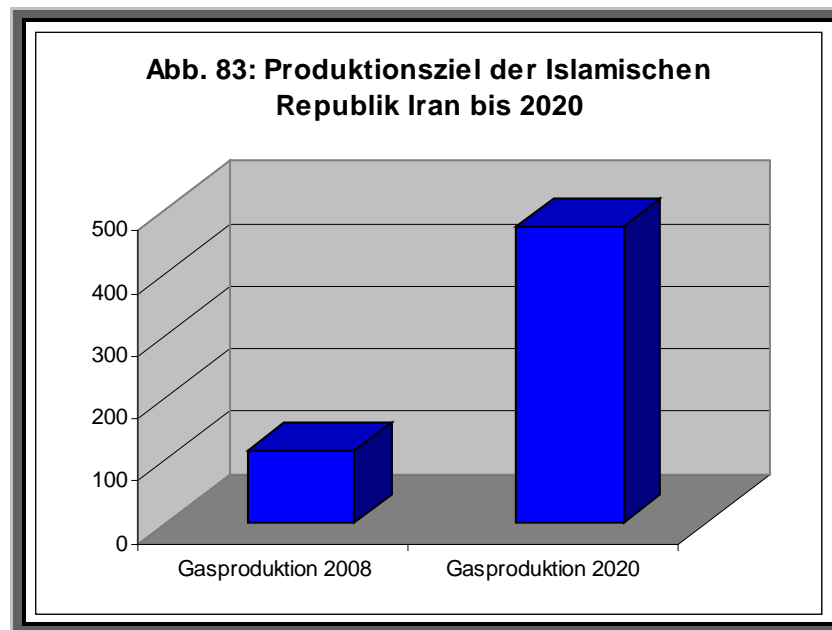
---

<sup>1216</sup> Vgl. Omidvar, Hedayat: Iran's Aggressive Natural Gas Expansion Plans, in: Energy Tribune, September 2007, S. 19.

<sup>1217</sup> Vgl. EIA: Iran, S. S. 7ff.

<sup>1218</sup> Vgl. Evans, Sophie: Special Report: Iran - Regime prepares to face down critics, in: Middle East Economic Digest (Online), 24.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3003070.article>, 02.01.10.





Quelle: Eigene Darstellung; Daten: OPEC, EIA.

### 7.5.5.3 Irak

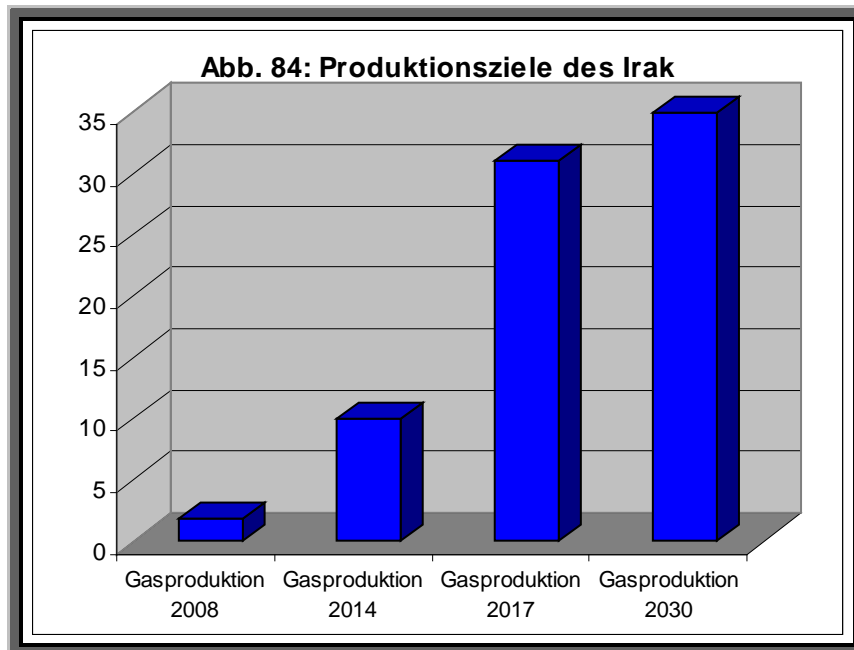
Der Irak ist kein armes Land. Es verfügt über die weltweit dritt größten Erdöl- und über bedeutende Erdgasreserven. Allerdings müssen diese Reserven nach Jahrzehnten des Krieges und der internationalen Sanktionen erneut nutzbar gemacht werden. So ist es die absolute Priorität der irakischen Führung, so schnell wie möglich die Erdöl- und Erdgasproduktion zu steigern und die Kapazität der Raffinerien zu vergrößern. Die Erdölproduktion hat in diesem Zusammenhang Vorrang, da sie vergleichsweise unkompliziert ist und die Felder zum Teil bereits erschlossen sind. Die Erdölproduktion soll von momentan 2,5 auf mindestens 4 Mio. b/d in den kommenden drei bis fünf Jahren und auf 6 Mio. b/d im Jahr 2017 erhöht werden. Auch die Erdgasförderung soll erhöht werden. Angestrebt wird eine Förderung und Nutzung von rund 10 Bcm bis 2014 und von gut 31 Bcm in 2017.<sup>1219</sup>

Möglicherweise könnten diese Ziele aber zu hoch gesteckt sein. Die IEA jedenfalls schätzt, je nach Szenario, dass die irakische Erdgasproduktion erst im Jahr 2030 ein Niveau von 25-35 Bcm jährlich erreichen wird.<sup>1220</sup> Für die Felder, die als erstes erschlossen werden sollen, hofft Bagdad, 5 Mrd. US\$ an Investitionen anziehen zu können. Zum Erreichen des Ziels sollen zudem rund 7 Bcm aus der Nutzung des bisher abgepackelten Begleitgases dienen, vor allem im südlichen Irak. Im Zentrum der Strategie bis 2017 steht jedoch auch eine Intensivierung

<sup>1219</sup> Vgl. Iraq - Part 2 - The Oil & Gas Fields, in: APS Review Oil Market Trends, 11.05.2009, unter: <http://www.allbusiness.com/government/government-bodies-offices-legislative/12336101-1.html>, 17.12.09.

<sup>1220</sup> Vgl. IEA: World Energy Outlook 2009, S. 497.

der Exploration. Dadurch sollen laut Thamer A. Ghadhban, einem engen Berater des Premierministers, rund 2 Tcm zu den bereits vorhandenen Reserven hinzukommen.<sup>1221</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: OPEC, IEA, Irakisches Erdölministerium.

Obwohl allgemein Einigkeit über diese Ziele besteht, gibt es unterschiedliche Ansichten, was mit dem dann nutzbar gemachten Erdgas geschehen soll. Auf der einen Seite gibt es Bemühungen, die Förderung dermaßen zu erhöhen, um ab 2012 Erdgas besonders nach Europa zu exportieren.<sup>1222</sup> Die Erdgasexporte, deren Verfechter sich besonders im parlamentarischen Ausschuss für Wirtschafts-, Erdöl- und Erdgasangelegenheiten finden, könnten dabei über verschiedene Pipelinerouten (z. B. Arabische-Gaspipeline) oder später auch als LNG die Zielmärkte erreichen.<sup>1223</sup> Auf der anderen Seite gibt es Bestrebungen, das geförderte Erdgas im Irak zur Stromerzeugung insbesondere und zur Erdölsubstitution im Allgemeinen zu nutzen. Eine Erhöhung der Erdgasförderung auf ein Niveau, das beide Ziele ermöglichen könnte, ist mittelfristig kaum zu erreichen.

<sup>1221</sup> Vgl. Ghadhban, Thamer A.: Rede im Rahmen der Iraq Petroleum Conference 2009 in London am 07. Dezember 2009, unter: <http://www.iraqoilforum.com/wp-content/uploads/2009/12/Iraqs-Crude-Oil-Capacity-The-Way-Ahead.pdf>, 17.12.09.

<sup>1222</sup> Vgl. Carlisle, Tamsin: Iraq targets production boost; und vgl. Schindelar, Alex / van Schaik, John: Iraq Needs \$50 Billion, May Offer PSAs, in: International Oil Daily (Online), 19.03.2009, unter: [http://www.energyintel.com/print\\_me.asp?document\\_id=254322](http://www.energyintel.com/print_me.asp?document_id=254322), beides 18.05.09.

<sup>1223</sup> Vgl. MPs urge accelerated exploitation of natural gas, Aswat al-Iraq (Voices of Iraq), 16.05.2009, unter: <http://en.aswataliraq.info/?p=113237>, 18.05.2009.

#### **Verdichtung 41 (7.5.5)**

Im Zentrum der katarischen Wirtschaftsstrategie steht die deutliche Erhöhung der Erdgasproduktion und der Exportkapazitäten. Neben höheren und besser diversifizierten LNG-Exporten soll auch Erdgas in die Golfregion exportiert werden. Allerdings wird auch ein höherer Eigenverbrauch durch die Industrialisierungspolitik des Emirats eingeplant. Langfristig soll die Dominanz des Gassektors in der katarischen Wirtschaft reduziert werden. Der Iran verfolgt eine Doppelstrategie, die eine Substitution von Erdöl durch Gas aber auch eine deutliche Produktionserhöhung vorsieht, die gleichzeitig höhere Exporte zulassen soll. Für beide Ziele ist das South Pars-Feld zentral. Obwohl für Bagdad der Erdölsektor Vorrang hat, soll auch die Erdgasförderung steigen. Das Erdgas könnte dann entweder im Land selbst genutzt oder exportiert werden, z. B. in die EU. Einen politischen Konsens diesbezüglich gibt es aber noch nicht. Verstärkte Exploration soll die rohstoffseitige Verfügbarkeit von Erdgas im Irak deutlich erhöhen.

#### 7.5.6 Die Organisation des Erdgasmarktes

In allen drei Ländern spielen der Staat oder staatliche Akteure eine dominierende Rolle. Mehrere große internationale private und staatliche Unternehmen sind jedoch ebenfalls in den drei Ländern tätig. Diese haben aber je nach Staat sehr unterschiedliche Möglichkeiten, sich an Projekten zu beteiligen.

##### 7.5.6.1 Katar

In Katar dominiert die staatliche Qatar Petroleum (QP) den Gassektor, vom Upstream bis zum Downstream. QP kooperiert jedoch vornehmlich mit großen internationalen Energieunternehmen wie z. B. Shell, ExxonMobil oder Total. Dies liegt v. a. daran, dass es sich bei den meisten Projekten in Katar um große, sogenannte Megaprojekte handelt, für die das Emirat auf die technologische Expertise der Großunternehmen zurückgreifen muss. Im LNG-Bereich gibt es auf der Halbinsel zwei bedeutende Akteure, Qatar LNG Company (Qatargas) und Ras Laffan LNG Company (RasGas). Bei beiden handelt es sich um Gemeinschaftsunternehmen der QP und internationalen Energiekonzernen. Während die RasGas zu 70% QP und zu 30% ExxonMobil gehört, sind bei Qatargas neben QP auch Total, ExxonMobil, Mitsui, Marubeni und ConocoPhillips beteiligt. Die genauen Anteile der einzelnen Partner variieren von Projekt zu Projekt. Beide LNG-Gesellschaften sind innerhalb ihrer Projekte für alle Projektstufen verantwortlich (Upstream bis Downstream). Für die Verschiffung des LNGs ist in der Regel die Qatar Gas Transport Company zuständig.<sup>1224</sup>

---

<sup>1224</sup> Vgl. EIA: Qatar, 2009, S. 5.

### 7.5.6.2 Iran

Im Iran sind die staatliche National Iranian Gas Company (NIGC) oder ihre Tochterunternehmen (z. B. die National Iranian South Oil Company, die 2007 für gut 65% der iranischen Gasförderung zuständig war) für die gesamte Gasinfrastruktur, den Transport und die Gasverteilung zuständig. Für die großen westlichen Energieunternehmen bietet Iran nur schwierige Investitionsbedingungen, zumal weiterhin Wirtschaftsanktionen gegen Teheran bestehen. Die Beteiligungsmöglichkeiten für nicht-iranische Unternehmen am iranischen Erdgassektor sind begrenzt, da es nur dem Staat gestattet ist, die Rohstoffe zu besitzen und zu vermarkten. Als Lösung bietet Teheran sogenannte „buy-back“-Schemata an. Bei diesem System kauft die NIOC die Erdgasfelder nach der Erschließung von den ausländischen Unternehmen zurück. Die Investitionen der Unternehmen werden durch den Verkauf des Erdgases zurückbezahlt. In der Vergangenheit haben diese komplizierten Bedingungen zum Rückzug mehrerer Unternehmen aus Iran geführt, z. B. Repsol, Shell und Total. Um trotzdem die benötigten Investitionen im Energiesektor abzudecken, hat sich Iran anderen staatlichen Unternehmen geöffnet, wie beispielsweise der Indian Oil Corp., der China Petroleum & Chemical Corporation oder der Gazprom.<sup>1225</sup>

### 7.5.6.3 Irak

Die Organisation des irakischen Erdgassektors muss noch durch die endgültige Verabschiedung der entsprechenden Rahmengesetzgebung (Petroleum Law) geregelt werden. Im Moment wird noch über einen 2007 vorgeschlagenen Gesetzesentwurf diskutiert. Seit Oktober 2008 befindet sich der Entwurf im Ministerrat zur Überprüfung, allerdings ist immer noch nicht absehbar, wann es zu einer Einigung kommen wird.

Der Gesetzesvorschlag von 2007 sieht für den irakischen Energiesektor die Wiedereinführung des staatlichen Dachunternehmens Iraq National Oil Company (INOC) sowie einer Regulierungsbehörde zur Prüfung von Verträgen vor, wie dem Federal Oil and Gas Council. Zentraler Punkt des Gesetzes wird der Schlüssel sein, nach dem entschieden wird, wie die Öl- und Gaseinnahmen zwischen der Zentralregierung und den Regionen verteilt werden. Unbeeindruckt von den langsamen Fortschritten der Zentralregierung hat die kurdische Regionalregierung bereits in 2007 eine eigene Rahmengesetzgebung für den Energiesektor

---

<sup>1225</sup> Vgl. EIA: Iran, S. S. 7.

verabschiedet und erste Verträge mit internationalen Konzernen abgeschlossen. Dies hat wiederholt zu Konflikten zwischen Bagdad und Arbil geführt.<sup>1226</sup>

Momentan bestehen im Irak innerhalb des Erdölministeriums mehrere staatliche Gesellschaften, die sich mit der Erdöl- und Erdgasförderung befassen und meistens regional in eine Nord- und eine Südgesellschaft unterteilt sind. Die North Oil Company (N.O.C.) beispielsweise befasst sich in den nördlichen irakischen Gebieten (Kirkuk, Nineveh, Arbil, Bagdad, Diyala und Teile von Hilla sowie Kut) mit der Erdöl- und Erdgasförderung.<sup>1227</sup> Allerdings gibt es ebenfalls eine North Gas Company (N.G.C.), die sich im Norden des Staates exklusiv mit der Nutzung von Begleitgas (u. a. zur Stromerzeugung, LPG, als Kraftstoff im Transportsektor) befasst.<sup>1228</sup> Zu diesen beiden Gesellschaften gibt es ein südliches Pendant, die South Oil Company (S.O.C.) und die South Gas Company (S.G.C.). Es existieren zudem auch Gesellschaften zur Exploration und zur Erschließung von Öl- und Gasfelder, zum Transport von Öl und Gas sowie zur Verarbeitung zu Öl- und Gasprodukten.<sup>1229</sup>

#### **Verdichtung 42 (7.5.6)**

In allen drei Staaten dominieren staatliche Akteure. Während internationale Energieunternehmen in Katar aber sehr gute Partizipationsmöglichkeiten geboten bekommen, sind Projekte in Iran und Irak weniger attraktiv. In Iran sorgen besonders das bestehende Sanktionsregime und das „buy-back“-Schema für wenig attraktive Konditionen, besonders für private internationale Energiekonzerne. Deswegen suchte die NIOC in der Vergangenheit die Nähe zu anderen staatlichen Konzernen aus China, Indien oder Russland. Die endgültige Organisation des irakischen Energiesektors muss noch durch die Verabschiedung der Petroleum Law geregelt werden. In der Vergangenheit ist es oft zu Konflikten zwischen Zentralregierung und kurdischen Regionalregierung gekommen, weil Arbil bereits eine eigene Gesetzgebung erlassen und Exportverträge abgeschlossen hat.

#### 7.5.7 Beziehungsebene

Auf der Beziehungsebene ergeben sich aufgrund der Unterschiedlichkeit der drei untersuchten Staaten wenige gemeinsame Muster. Übergreifend steht in der Region lediglich der Nahost Konflikt zwischen Israel und Palästina. Auf diesen gründlich einzugehen würde aber den Rahmen dieser Arbeit bei weitem sprengen. Zudem ist der Konflikt bereits oft genug thematisiert worden, so dass es an dieser Stelle ausreicht, den Konflikt im Hinterkopf zu behalten.

<sup>1226</sup> Vgl. EIA: Iraq, 2007, S. 1f, 4; und vgl. Ders., Iraq, 2009, S. 4.

<sup>1227</sup> Vgl. North Oil Company (Internetauftritt): Company Profile, unter: [http://www.noc.gov.iq/english\\_ver/homepage\\_en.htm](http://www.noc.gov.iq/english_ver/homepage_en.htm), 20.05.09.

<sup>1228</sup> Vgl. North Gas Company (Internetauftritt): unter: [http://www.northgasco.com/en\\_index.htm](http://www.northgasco.com/en_index.htm), 20.05.09.

<sup>1229</sup> Eine Auflistung aller Gesellschaften unter dem Erdölministerium gibt es auf dem Internetauftritt desselben unter: <http://www.oil.gov.iq/index.php>, 20.05.09.

Das Emirat Katar hat es in den letzten Jahren geschafft, die langjährigen Grenzdispute mit Bahrain und Saudi Arabien komplett beizulegen bzw. deutlich zu entschärfen. Alle drei Staaten sind Mitglieder des Golf-Kooperationsrates (Gulf Cooperation Council, GCC) und streben eine weitreichende wirtschaftliche Integration an (beispielsweise eine gemeinsame Währung bis 2010). Trotzdem sind die Beziehungen Katars zu den Nachbarn in der Region nicht ohne Spannungen, was u. a. an der – oft auf eine sehr selbstbewusste Art und Weise – zur Schau gestellten Unabhängigkeit des Emirats zurückzuführen ist. Für Verstimmungen zwischen Katar und einigen seiner Nachbarn sorgten in der Vergangenheit z. B. die Gründung des TV Senders Al Jazeera und die Verlegung der vorgeschobenen Basis des Regionalkommandos Zentrum (United States Central Command, CENTCOM) des US-amerikanischen Militärs auf katarisches Territorium. Die Beziehungen zu den USA und zum Iran gelten als die wichtigsten des Emirats

Die US-amerikanische Militärpräsenz gilt dem OPEC-Mitglied Katar als Abschreckung vor möglichen Übergriffen seitens der großen Nachbarn Saudi Arabien und Iran. Dabei macht die Militärpräsenz Washingtons Katar gleichzeitig zu einem potentiellen Ziel. So ist bereits mehrmals darüber spekuliert worden, ob bei einem möglichen Angriff Israels oder der USA auf iranische Atomanlagen, Katar nicht eines der ersten iranischen Vergeltungsziele darstellen könnte. Von Seiten Teherans zumindest hat es in der Vergangenheit bereits Drohungen gegeben, für einen solchen Fall die katarische Öl- und Gasinfrastruktur mit Raketen und Selbstmordbooten anzugreifen.<sup>1230</sup>

Zwischen Doha und Teheran sind die Beziehungen zwar oft angespannt, jedoch alles in allem kooperativ. Ein großer Anteil der katarischen Bevölkerung ist wie die meisten Iraner persisch, was bis jetzt aber zu keinen Problemen geführt hat. Im Erdgasbereich hat sich zwischen den beiden Staaten eine gute Zusammenarbeit entwickelt, nicht zuletzt wegen des gemeinsam genutzten North Fields bzw. South Pars-Feldes. Trotzdem ist auch diese Kooperation nicht ohne Probleme gewesen, so hat es z. B. 2004 iranische Vorwürfe gegeben, Katar würde mehr Erdgas aus dem Feld fördern als vereinbart. Katar befürchtet, Iran könnte in Zukunft einen größeren Anteil an dem Feld verlangen, da die maritime Grenze erst wenige Jahre vor der Entdeckung des Feldes geregelt wurde. Zusammen mit anderen Erdgasproduzenten sind sie Mitglieder des GECF und haben zusammen mit Russland im Januar 2009 eine „Gas-Troika“ gegründet, die eine verstärkte Kooperation zwischen Erdgasexporteuren untersuchen soll. Bei

---

<sup>1230</sup> Vgl. Guitta, Oliver: „First target for Iran: Qatar?“, in: Middle East Times (Online), 26.11.2007, unter: [http://www.metimes.com/International/2007/11/26/first\\_target\\_for\\_iran\\_qatar/1356/](http://www.metimes.com/International/2007/11/26/first_target_for_iran_qatar/1356/), 22.05.09.

anderen arabischen Staaten, allen voran bei Saudi Arabien, haben die vergleichsweise guten Beziehungen Katars zur Islamischen Republik zu Spannungen geführt.

Riad wirft Doha vor, eine zu pro-iranische Politik zu verfolgen, die die Position der arabischen Länder schwäche und Irans Machtansprüchen am Golf Vorschub leiste. Die Beziehungen zwischen Saudi Arabien und Katar erreichten 1992 ihren bisherigen Tiefpunkt, als es in dem Grenzgebiet beider Staaten zu einer kurzen, bewaffneten Auseinandersetzung zwischen den jeweiligen Grenztruppen kam.<sup>1231</sup> Spannungen zwischen Saudi Arabien und Katar haben in der Vergangenheit bereits Auswirkungen auf Energieprojekte gehabt. Eine geplante Pipeline von Katar über Saudi Arabien nach Kuwait scheiterte z. B. an dem Einspruch Riads. Auch der Bau der Dolphin-Pipeline wäre durch einem ähnlichen Einspruch fast blockiert worden.<sup>1232</sup>

Teheran sieht sich als Schutzmacht der schiitischen Muslime und strebt in der Golfregion und im Nahen Osten eine Vormachtstellung an. Dieses Streben setzt den Iran in direkte Konkurrenz zu Saudi Arabien und Ägypten und führt in der Region immer wieder zu Spannungen. Besonders Saudi Arabien hat in der Vergangenheit Besorgnis geäußert, sowohl über den steigenden Einfluss Teherans im Mittleren und Nahen Osten (z. B. im Irak oder im Libanon) als auch über die iranische Praktik, schiitische (extremistische und terroristische) Gruppen in verschiedenen arabisch oder sunnitisch regierten Staaten zu unterstützen (u. a. Saudi Arabien, Irak, Bahrain, Libanon, Syrien, Palästina).

Obwohl Iran stets betont, nur an der friedlichen Nutzung der nuklearen Energie interessiert zu sein, bestehen Befürchtungen auf Seiten der arabischen Staaten bezüglich der atomaren Ambitionen Teherans. Arabische Staaten haben als Reaktion auf die iranischen Bestrebungen bereits bekundet, möglicherweise selbst die „friedliche Nutzung“ der Kernkraft anzustreben. Der Aufbau atomarer Fähigkeiten durch Iran hat überregionale Auswirkungen und ruft v. a. Israel und die USA auf den Plan. Bei einer militärischen Auseinandersetzung befürchten arabische Golfstaaten iranische Vergeltungsschläge auf die Energieinfrastruktur und die Abriegelung der Straße von Hormus.<sup>1233</sup> Die Meerenge zwischen Oman und Iran ist ein sogenannter „Energy Bottleneck“ oder „Chokepoint“ und hat besonders für die Erdölversorgung eine hohe Bedeutung. Etwa ein Fünftel der globalen Erdöllieferungen und sogar 40% des per Tanker transportierten Erdöls passieren die Meerenge. Bei einer

---

<sup>1231</sup> Vgl. Qatar-Iran ties raise Arab hackles , Press TV, 01.04.2009, unter:

<http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=90189&sectionid=351020101>, 22.05.09.

<sup>1232</sup> Vgl. Blanchard, Christopher M.: Qatar: Background and U.S. Relations, S. 16.

<sup>1233</sup> Vgl. Katzman, Kenneth: Iran: U.S. Concerns and Policy Responses, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009, S. 24ff.

Abriegelung wären jedoch ebenso die katarischen LNG-Exporte betroffen<sup>1234</sup>, die voraussichtlich bald gut ein Drittel des Marktes ausmachen werden.

Die Islamische Republik hat mehrere territoriale Dispute mit seinen Nachbarstaaten. Unter anderem beanspruchen die VAE die Rückgabe mehrerer Inseln, in erster Linie die in 1992 vom Iran besetzte Insel Abu Musa. Während die Emirate den Disput im Rahmen des Internationalen Gerichtshofes lösen wollen, besteht Teheran auf eine bilaterale Lösung. Mit dem Irak bleibt weiterhin die Frage der Grenze am Schatt al Arab offen, die ebenfalls mit der Ziehung der maritimen Grenze beider Staaten am Persischen Golf zusammenhängt. Auch entlang der nicht demarkierten iranisch-irakischen Landgrenze gibt es Diskrepanzen über den genauen Grenzverlauf. Ende 2009 ist es beispielsweise zu mehreren Vorfällen gekommen, bei denen iranische Truppen auf irakisches Territorium eingedrungen sind. Am bekanntesten wurde der Vorfall, bei dem iranische Einheiten ein im Grenzgebiet liegendes Erdölfeld (Fakka) tagelang besetzten und sogar die iranische Flagge hissten – ohne eine Reaktion der nahe stationierten irakischen oder US-Truppen ausgelöst zu haben.<sup>1235</sup>

Bezüglich der kaspischen Region wurde bereits auf die Probleme rund um den rechtlichen Status des Kaspischen Meeres und auf die isolierte Position der Islamische Republik eingegangen. Besonders gegenüber Aserbaidschan sind die Beziehungen kompliziert. Hier ist es 2001 zu einem Zwischenfall gekommen, als ein von Aserbaidschan beauftragtes Explorationsschiff von BP mit Waffengewalt gezwungen wurde, seine Aktivitäten in den Grenzgewässern aufzugeben. Obwohl die Bevölkerungsmehrheit in Aserbaidschan muslimische Schiiten sind, tendiert Iran zum christlichen Nachbarn Armenien. Dies liegt an iranischen Befürchtungen, Aserbaidschan könnte die große türkisch-aserbaidschanische Minderheit im Norden Irans gegen Teheran aufbringen. Im Jahr 2006 ist es in diesem Zusammenhang zu teilweise gewalttätigen Unruhen gekommen, als ethnische Aserbaidschaner in Iran für mehr kulturelle Rechte protestierten.<sup>1236</sup>

Die Situation des Irak ist nach dem Krieg von 2003 durch die innere Zerrissenheit des Landes gekennzeichnet. Neben den Problemen, die diese Zerrissenheit für das Land im Inneren hat, gibt es ebenfalls eine internationale Dimension. Der Sturz des Saddam Hussein-Regimes hat

---

<sup>1234</sup> Vgl. EIA: World Oil Transit Chokepoints, Country Analysis Briefs, o.O. 2008, S. 2f, unter: [http://www.eia.doe.gov/cabs/World\\_Oil\\_Transit\\_Chokepoints/pdf.pdf](http://www.eia.doe.gov/cabs/World_Oil_Transit_Chokepoints/pdf.pdf), 23.05.09.

<sup>1235</sup> Vgl. Iran troops 'seize Iraq oil well', BBC News (Online), 18.12.2009, unter: [http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle\\_east/8420774.stm](http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle_east/8420774.stm), und vgl. Abbas, Mohammed: Iraqi and Iranian forces stand off in oil well row, Reuters, 26.12.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/idUSTRE5BP10420091226>, beide 28.12.09.

<sup>1236</sup> Vgl. Katzman, Kenneth: Iran: U.S. Concerns and Policy Responses, S. 31 und vgl. Iran adopts firm stance on minority rights issue, Civil Society, Eurasianet, 20.10.2006, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/civilsociety/articles/eav102006a.shtml>, 23.05.09.



zu erhöhten iranischen Aktivitäten im Land geführt. Teheran sieht in der aktuellen Situation die historische Chance, Irak als Bedrohung auf absehbare Zeit zu neutralisieren. Hierzu versucht Iran die schiitische (arabische) Mehrheit im Irak zu beeinflussen und zu unterstützen. Darüber hinaus ist die vergrößerte Autonomie der nordirakischen kurdischen Region eines der wichtigsten Folgen des Krieges von 2003. Vor allem in der Türkei hat dies zu Befürchtungen geführt, eine autonome kurdische Region im Irak könnte zu verstärkten Unabhängigkeitsbestrebungen der kurdischen Minderheit in der südöstlichen Türkei führen.

Für die Türkei hat ein souveränes, eigenständiges und vor allem vereinigtes Irak (also die Vermeidung eines unabhängigen Kurdistan) und der Schutz der kleinen türkischen Minderheit im nördlichen Teil des Landes absolute Priorität. Ankara hat in der Vergangenheit des Öfteren auf die Angriffe kurdischer Extremisten aus irakischem Gebiet hingewiesen. Kurdische Extremisten werden auch für Anschläge auf türkische Energieinfrastruktur verantwortlich gemacht. Zu diesen Anschlägen gehört z. B. auch die Pipelineexplosion, die kurz vor dem russischen Einmarsch in Georgien zum Stopp der Energieimporte über diese Route führte. Die Türkei hat gedroht, selbst für die Lösung des Sicherheitsproblems zu sorgen, sollte Bagdad nicht hierzu in der Lage sein. Ankara ist in den 1980er und 90er mehrmals mit militärischen Verbänden in den Nordirak eingedrungen, um – nach eigenen Angaben – kurdische Extremisten bis zu ihren Rückzugsgebieten zu verfolgen. Auch nach 2003 ist es zu türkischen Militäraktionen im Nordirak gekommen, wenn auch in geringerem Umfang als früher. Noch Ende 2007 kam es zu verstärkten türkischen Militäraktivitäten an der türkisch-irakischen Grenze, die als Drohung an Bagdad verstanden werden konnten. Iran hat, wie die Türkei, eine bedeutende kurdische Minderheit im Land. Auch Teheran wirft Bagdad vor, nicht genug gegen kurdische Separatisten zu unternehmen, die im Iran aktiv sind, jedoch von irakischem Territorium aus operieren sollen.<sup>1237</sup>

Die Beziehungen zwischen Katar und der EU spielen sich zu einem Großteil eher auf bilateraler Ebene, zwischen den einzelnen EU-Mitgliedern und dem Emirat ab, aber auch mit den anderen Ländern des Persischen Golfs. Im Energiebereich existiert eine Zusammenarbeit zwischen dem Golfkooperationsrat und der Europäischen Union. Breiter gefächert ist die Kooperation zwischen Brüssel und der OPEC. Hierbei zielt die EU auf die Stabilisierung der Energiemärkte (vorrangig der Erdölmärkte) und der Preise, die Unterstützung eines attraktiven Investitionsklimas, die Erhöhung der Transparenz an den Märkten der Region und eine Stärkung der technologischen und politischen Kooperation.

---

<sup>1237</sup> Vgl. Blanchard, Christopher M. u.a.: Iraq: Regional Perspectives and U.S. Policy, Congressional Research Service, Washington D.C. 2008, S. 8.

### **Verdichtung 43 (7.5.7)**

Die Beziehungen zwischen den drei Staaten und zwischen diesen und anderen Ländern der Region sind z. T. historisch belastet und gespannt. Die Beziehungen des Emirats sind geprägt durch die Kontakte zu den USA und zu Iran. Während die Beziehungen zu Washington immer wieder zu Spannungen mit Teheran führen, verursachen die Beziehungen zu Teheran Dissonanzen mit Riad. Die Anwesenheit des US-Militärs auf der Halbinsel macht aus Katar ein mögliches Ziel, sollte Iran durch Israel oder den USA angegriffen werden. Dabei ist die Beziehung zwischen Iran und Katar von den persischen Mehrheiten in den Ländern und der gemeinsamen Nutzung des North Field / South Pars-Feldes geprägt. Während der Iran zahlreiche Konflikte mit seinen Nachbarn hat (VAE, Irak, Aserbaidschan, etc.), rühren die meisten Konflikte des Iraks von der inneren Zerrissenheit des Landes. Zentral ist hierbei die weitgehende Autonomie des kurdisch dominierten Nordiraks, die die Interessen anderer Nachbarländer mit kurdischen Minderheiten berührt (v. a. Türkei, Iran).

### 7.5.8 Fazit

Bei Katar, Iran und Irak handelt es sich um sehr unterschiedliche Staaten. Alle drei Staaten verfügen über eine bedeutende Reserven- und Ressourcenbasis. Von ihnen ist jedoch nur Katar Netto-Exporteur. Während das Emirat keine wesentlichen Erhöhungen der Erdgasexporte über die bereits vor dem Moratorium beschlossenen Kapazitäten plant und für Europa bereits die LNG-Kapazitäten deutlich erhöht hat, möchten Iran und Irak erst zu (Netto-) Gasexporteuren aufsteigen. Der Iran möchte dies durch massive Fördererhöhungen schaffen. Im Irak soll in einem ersten Schritt die bessere Nutzung des Begleitgases helfen, dieses Ziel zu erreichen. Inwiefern beide Staaten Erfolg haben werden, bleibt offen.

Wie in der Golfregion insgesamt, steigt ebenfalls bei den drei untersuchten Ländern der eigene Erdgasbedarf stetig an. Der Anstieg des in der Region verbrauchten Erdgases ist selbst bei Ländern mit hohen Reserven und bedeutender Förderung so gravierend, dass für viele Staaten von einem Gasdefizit bis 2015 gesprochen wird.<sup>1238</sup> Besonders der Stromsektor trägt zu der Verknappung von Erdgas in der Golfregion bei, so dass in mehreren Ländern der Region (z. B. Oman, VAE) Projekte zur Kohleverstromung vorangetrieben werden. Zum überwiegenden Teil werden diese Staaten Kohle von außerregionalen Lieferanten beziehen müssen.<sup>1239</sup> In diesem Zusammenhang ist auch der Einstieg der VAE in die Kernkraftnutzung zu verstehen. Das mit dem 20 Mrd. US\$ schweren Projekt betraute Konsortium wird von der

---

<sup>1238</sup> Vgl. Gas crunch likely as Mideast races to meet local needs, Reuters, 07.04.2007.

<sup>1239</sup> Vgl. Bains, Elizabeth: Gas shortage sparks switch to coal, in: Middle East Economic Digest (Online), 26.11.2009, unter: <http://www.meed.com/3002412.article>, 30.11.09.

Korea Electric Power Corporation (KEPCO) angeführt. Bis 2020 sollen vier Reaktoren mit einer Kapazität von jeweils 1.400 MW entstehen.<sup>1240</sup>

Während der Verbrauch bei Katar mittelfristig zu einer Verringerung des Gesamtexportpotentials führen könnte, wäre es im Fall von Iran und Irak sogar möglich, dass diese Staaten in absehbarer Zeit ihre Ziele verfehlen. Besonders bei Iran fällt auf, dass die Doppelstrategie, im Inland die Nutzung von Erdgas zu erhöhen (als Erdölsubstitut, zur Erhöhung der Erdölförderung, etc.), dabei aber gleichzeitig größere Erdgasvolumina zu exportieren, trotz massiver Ausweitung der Erdgasförderung nur sehr schwer zu erreichen sein wird. Teheran hatte in den letzten Jahren immer wieder Schwierigkeiten, die Gasversorgung des Landes aufrecht zu erhalten. So kam es beispielsweise im besonders kalten Winter 2007/2008 zu Versorgungsengpässen, nachdem Turkmenistan aufgrund von gescheiterten Gaspreisverhandlungen die Lieferungen stoppte. Iran sah sich damals selbst gezwungen, die Exporte in die Türkei einzustellen, um zumindest einen Teil der Bevölkerung mit Gas versorgen zu können. Die in den letzten Jahren getätigten Investitionen im Gasbereich werden dem Iran helfen, in Zukunft solche Ausfälle zu minimieren, doch muss kontinuierlich investiert werden, um zumindest mit dem steigenden Bedarf mitzuhalten. Dabei dürfte es Iran angesichts des negativen politischen und regulatorischen Umfelds nur äußerst schwer fallen, risikobereite Investoren für die Exportprojekte zu finden.<sup>1241</sup>

Iranische Erdgasexporte, z. B. nach Europa über die Türkei, scheinen zwar in Zukunft möglich, doch wird Teheran dann das Erdgas gleichzeitig von anderen, z. B. Turkmenistan, importieren müssen, um den Eigenbedarf zu decken – zumindest kurz- bis mittelfristig. Die EU möchte im aktuellen politischen Umfeld nicht auf Iran zurückgreifen – weder als Erdgaslieferant noch als Transitstaat. Allerdings schafft Teheran im Augenblick vollendete Tatsachen. Mittlerweile ist Iran in der Lage größere Mengen aus Turkmenistan zu importieren, gleichzeitig erschließt TPAO Phasen des South Pars-Feldes. Zusammen mit dem dort geförderten Erdgas soll turkmenisches Gas in die Türkei exportiert werden. Von der Türkei ist es dann nur ein kleiner Schritt bis nach Europa. Dabei müsste Teheran wahrscheinlich nicht einmal direkte Lieferverträge mit der EU abschließen, da die Türkei üblicherweise Überschüsse re-exportiert. Zudem stellt sich die Frage, was die europäischen

---

<sup>1240</sup> Vgl. Südkorea baut Atomkraftwerk in der Wüste, Spiegel Online, 27.12.2009, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,669140,00.html#ref=nldt>, 28.12.09.

<sup>1241</sup> Vgl. Forbes, Alex: Iran: Gas-export hopes fade, as home supply grows, Petroleum Economist (Online), September 2008, unter: <http://www.petroleum-economist.com/default.asp?Page=14&PUB=46&ISS=24954&SID=710535>, 25.05.09.

Nabucco-Partner tun werden, wenn es bis zur Inbetriebnahme der Pipeline immer noch keine TCGP gäbe, turkmenisches Erdgas aber über den Iran zur Verfügung stünde.

Exportprojekte in östliche Richtung dagegen sind im Iran einfacher zu realisieren. Die iranisch-pakistanische Pipeline hat in den letzten Monaten Fortschritte erzielen können, auch wenn das Projekt immer noch einige Hürden zu nehmen hat. Zumindest die Finanzierung der Pipeline scheint unproblematisch zu sein, da es mehrere Akteure gibt, die Interesse an einer Projektbeteiligung gezeigt haben. Nicht zuletzt hat die russische Gazprom ihr Interesse signalisiert, da der Bau der Pipeline die russische Position insgesamt verbessert. Erstens würde Iran große Teile der Erdgasexporte nicht nach Europa, sondern Richtung Osten binden. Dort hat Russland momentan ohnehin kaum Chancen, wettbewerbsfähig Erdgas zu exportieren. Ohne iranisches Erdgas wird zudem die Wahrscheinlichkeit des Baus der Nabucco-Pipeline geringer.<sup>1242</sup> Zweitens bedeuten iranische Exporte nach Pakistan und möglicherweise in entfernterer Zukunft nach Indien oder gar China Konkurrenz für zentralasiatisches Erdgas, das Moskau am liebsten komplett über das eigene Territorium transportieren würde.

Insgesamt fallen bei der iranischen Strategie die Vielzahl an Zielen und Richtungen ins Auge. Dieser Umstand könnte der internationalen Isolation Irans sowie dem Sanktionsregime geschuldet sein, durch die Teheran jede auch noch so geringe Option wahrzunehmen versucht. Während im Iran aber zumindest Klarheit über die Ziele besteht, ist im Fall von Irak noch weitestgehend unklar, was mit dem Erdgas geschehen soll. Einig ist man sich in Bagdad darüber, dass die Erdgasvorkommen des Staates besser genutzt werden sollen, z. B. durch den Verzicht auf die Abfackelung von Begleitgas. Allerdings ist nicht klar, was mit dem Erdgas dann geschehen soll. Während eine Gruppe das Gas exportieren möchte, will eine andere das Gas im Land nutzen. Die Nutzung von Erdgas im Irak soll besonders im Stromsektor helfen, von Erdölprodukten weg zu kommen, die heute für einen Großteil der gesamten Erzeugung verantwortlich sind.<sup>1243</sup>

Doch selbst wenn in Bagdad Klarheit über die Ziele bestünde, werden die notwendigen Investitionen ohne sichere gesetzliche Rahmenbedingungen (von der prekären Sicherheitssituation des Landes einmal abgesehen) kaum angelockt werden können. Solange die Hydrocarbon Law nicht verabschiedet wird, können kaum langfristige Verträge zur

---

<sup>1242</sup> Vgl. Luft, Gal: Iran-Pakistan Pipeline: Iran's New Economic Lifeline, in: Journal of Energy Security, 18.06.2009, Institute for the Analysis of Global Security, unter: [http://www.ensec.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=199:iran-pakistan-pipeline-irans-new-economic-lifeline&catid=96:content&Itemid=345](http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=199:iran-pakistan-pipeline-irans-new-economic-lifeline&catid=96:content&Itemid=345), 06.07.09.

<sup>1243</sup> Vgl. EIA: Iraq, 2007, S. 10f.

Exploration, Erschließung und Produktion neuer Erdgasfelder abgeschlossen werden. Zudem müssen alle Verträge einzeln vom Parlament ratifiziert werden, was langwierig sein kann und im Prinzip vom Ergebnis her offen ist. Der mittel- und langfristige Erfolg der ersten beiden Bierrunden für irakische Erdöl- und Erdgasfelder wird zeigen, was von dem Irak in den kommenden Jahren zu erwarten sein wird. Ein Schlüsselereignis werden auch die kommenden Wahlen im März 2010 darstellen. Neben dem Verlauf der eigentlichen Wahlen interessiert v. a. die Einstellung der neuen Regierung zu bereits abgeschlossenen Verträgen mit internationalen Unternehmen.

## **8. Die Transitländer und -regionen**

In den vergangenen Kapiteln wurde auf die Situation der EU und ihrer wichtigsten Lieferländer eingegangen. Mit dem nächsten Schritt soll auf die Transitstaaten und -regionen eingegangen werden, die Pipelinelieferungen auf ihrem Weg in die EU passieren müssen.

Wie gesehen gibt es Gasexporteure, die keine Transitstaaten benötigen, um ihr Erdgas nach Europa zu exportieren. Norwegen beispielsweise kann das Gas direkt von der Nordsee ins VK oder nach Kontinentaleuropa transportieren. Auch aus Nordafrika ist es möglich (über die libysche Greenstream sowie in Zukunft über die algerischen Medgaz und Galsi), Erdgas über Pipelines direkt nach Spanien oder Italien zu transportieren. Darüber hinaus erreicht ein wachsender Teil der europäischen Gaslieferungen die EU als LNG (die aktuelle LNG-Importkapazität beträgt 102,4 Bcm p. a., weitere 60 Bcm p. a. befinden sich im Bau<sup>1244</sup>) und umgehen so selbst auf größere Entfernung die Notwendigkeit von Transitstaaten.

Die Gaspipelines, die die EU mit Erdgas versorgen, haben (an der EU-Grenze) eine maximale Gesamtkapazität von ca. 367 Bcm<sup>1245</sup> jährlich. Diese Kapazität ist deutlich höher als die gesamten tatsächlichen Erdgasimporte der EU (ca. 250 Bcm in 2008 laut BP). Dabei beinhalten die Gesamtimporte zusätzlich zu den Pipelineimporten ebenfalls LNG-Lieferungen. Eine Kapazität von ca. 145 Bcm<sup>1246</sup> p. a. (ca. 40%) wird von Pipelines gestellt, die Produzenten und EU direkt miteinander verbinden. Die auf den Transit durch Drittstaaten angewiesenen Pipelines haben eine Kapazität von 215 Bcm (ca. 60%). Es ist zu beachten, dass es sich bei den angegebenen Kapazitäten lediglich um Näherungswerte handelt, da für die verschiedenen Pipelines je nach Quelle zum Teil unterschiedliche Werte angegeben werden. Beispielsweise wird die Kapazität des norwegischen Pipelinenetzes mit 120 Bcm p. a. vom NPD angegeben, doch erreicht die gemeinsame Kapazität aller für den europäischen Markt bestimmten Leitungen laut Gassco, dem Pipelinebetreiber, ca. 137 Bcm.<sup>1247</sup>

Zu den bestehenden Pipelines kommen weitere Leitungen oder Erweiterungen bestehender Pipelines, die sich bereits in Bau oder zumindest in fortgeschrittenen Projektphasen befinden. Gemeinsam werden diese Röhren eine zusätzliche Kapazität von annähernd 230 Bcm<sup>1248</sup> pro

---

<sup>1244</sup> Vgl. Vanden Borre, Tom: European Gas Landscape, S. 10.

<sup>1245</sup> Hierbei werden folgende Werte angenommen: über die Ukraine 145 Bcm (140-150), über Belarus 33 Bcm (ohne Northern Lights); aus Russland nach Finnland 7 Bcm, aus Norwegen 130, aus Nordafrika 45,5 Bcm (ohne Medgaz); über die Türkei (über TGI) im Moment 7 Bcm.

<sup>1246</sup> Aus Norwegen 130 Bcm, aus Russland nach Finnland 7 Bcm, aus Libyen über Greenstream 8 Bcm.

<sup>1247</sup> Vgl. Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009, S. 46 und vgl.

Gassco AS (Internetauftritt), The integrated gas transportation system, unter:

<http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-EN/gassco/home/norsk-gass/gas-transport-system/>, 03.06.09.

<sup>1248</sup> Hierin berücksichtigt sind in erster Linie die Pipelines: Nord Stream, South Stream, Enrico Mattei/Transmed (Erweiterung), Pedro Duran Farrell (Erweiterung), GALSI, Medgaz, TSGP, Nabucco, ITGI, Skanled.

Jahr haben. Unter diesen neuen Pipelines (bzw. Erweiterungen) werden 5 Projekte (gut 62 % der zukünftigen, zusätzlichen Kapazität mit bis zu 143 Bcm p. a.) ihr Erdgas direkt und ohne Transitstaaten an die EU-Grenze liefern können. Das restliche Gas soll die EU über Drittstaaten erreichen. Durch die möglichen zusätzlichen Pipelinekapazitäten könnten, zusammen mit den bereits bestehenden Kapazitäten, maximal 590 Bcm p. a. in die EU transportiert werden. Je nach Schätzung und Szenario liegt dieser Wert nur knapp unter dem gesamten EU-Erdgasbedarf in 2030 (Referenzszenario WEO der IEA geht von 619 Bcm aus). Gegenüber einigen ehrgeizigen Alternativszenarien läge die Pipelineimportkapazität sogar deutlich darüber, z. B. bei dem EETT-EU 2006 CER, der von 457 Bcm ausgeht (siehe Kapitel 4). Bei den zukünftigen Pipelines bzw. der Erweiterung bestehender Röhren ist es wie bei den bestehenden Pipelines wichtig zu beachten, dass hier die Angaben bezüglich der Kapazitäten noch stärker variieren, da im Laufe der Projekte Änderungen vorgenommen werden oder im Extremfall einige Projekte nicht realisiert werden.

Es gibt mehrere Staaten, die die Erdgaslieferungen in Richtung Europa passieren müssen, bevor sie die Unionsgrenze erreichen. Am häufigsten ist die Konstellation „Produzent-Transitstaat-EU“ zu finden, bei der nur ein Transitstaat zu überqueren ist (z. B. Russland-Ukraine-Slowakei oder Algerien-Marokko-Spanien). Besonders in Zukunft könnten andere Konstellationen, an denen mehrere Transitstaaten beteiligt sind, in dem Maße zunehmen, in dem auf weiter entfernte Gasquellen zurückgegriffen wird. Dies gilt beispielsweise für Erdgas aus der kaspischen und zentralasiatischen Region, das eventuell bis zu vier Transitstaaten durchqueren müsste (z. B. kasachisches Gas über Turkmenistan, die noch zu bauende Pipeline unter dem Kaspischen Meer, Aserbaidshon, Georgien und die Türkei).

Tabelle 20 bietet einen Gesamtüberblick über alle bestehenden und zukünftigen Importpipelines für den EU-Gasmarkt. Bei der Tabelle handelt es sich um eine Zusammenfassung der in den vorhergegangenen Kapiteln angesprochenen Pipelines- und Pipelineprojekte.

**Tabelle 20: Pipeline und Pipelineprojekte in die EU**

Pipeline / Transitkorridor	Lieferstaaten	Transitstaaten	max. Kapazität (Bcm)	Anteil an Gesamtkapazität (alle Routen, alle Quellen)	Kapazität in Zukunft (Bcm)	Anteil in Zukunft (alle Routen, alle Quellen)
Yamal-Europe	Russland	Belarus	33	8,63%	33	5,43%
Bruderschaft/Fortschritt (Bratsvo/Progress)	Russland	Ukraine	62	16,21%	62	10,21%
Union (Soyuz)	Russland	Ukraine	31	8,10%	31	5,10%
Northern Lights	Russland	Belarus, Ukraine	25	6,54%	25	4,12%
Trans-Balkan	Russland	Ukraine, Moldau	30	7,84%	30	4,94%
Finnlad-Pipeline (Wolga-Wyborg-Imatra)	Russland	-	7	1,83%	7	1,15%
Nord Stream	Russland	-	-	-	55	9,05%
South Stream	Russland	-	-	-	63	10,37%
Blue Stream (für Türkei)	Russland	-	16	-	16	-
Ukrainische Exportroute insgesamt	Russland	-	148	38,69%	148	24,36%
<b>Russland insgesamt (ohne Blue Stream)</b>	<b>Russland</b>	<b>-</b>	<b>188</b>	<b>49,15%</b>	<b>306</b>	<b>50,37%</b>
Norpipe (Gas)	Norwegen	-	16	4,18%	16	2,63%
Europipe	Norwegen	-	16	4,18%	16	2,63%
Europipe II	Norwegen	-	23	6,01%	23	3,79%
Langeled	Norwegen	-	25	6,55%	25	4,13%
Vesterled	Norwegen	-	13	3,40%	13	2,14%
Tampen	Norwegen	-	9	2,35%	9	1,48%
Franpipe	Norwegen	-	20	5,23%	20	3,29%
Zeepipe	Norwegen	-	15	3,92%	15	2,45%
Skanelled	Norwegen	-	-	-	9	1,50%
<b>Norwegen gesamt</b>	<b>Norwegen</b>	<b>-</b>	<b>137</b>	<b>35,82%</b>	<b>146</b>	<b>24,04%</b>
Enrico Mattei (Transmed)	Algerien	Tunesien	26	6,80%	33	5,43%
Pedro Duran Farell (Maghreb-Europe)	Algerien	Marokko	8,5	2,22%	8,5	1,40%
Galsi	Algerien	-	-	-	8	1,31%
Medgaz	Algerien	-	8	2,09%	16	2,63%
Trans Saharan Gas-Pipeline	Nigeria	Niger, Algerien	-	-	20 (max. 30)	3,29%
Greenstream	Libyen	-	8	2,09%	11	1,81%
Arabische Gaspipeline (Gas für Türkei und Nabucco)	Ägypten, u. a.	Jordanien, Syrien, Türkei	-	-	7	1,15%
Nabucco	Aserbaidshjan, Turkmenistan, Iran, u. a.	Georgien, Türkei, u. a.	-	-	30	4,94%
ITGI (inkl. TGI und IGI)	hauptsächlich kaspische Region	Türkei	7	1,83%	12	1,98%
TAP (Trans-Adriatic-Pipeline)	Golf- und kaspische Region	Türkei	-	-	10 (max. 20)	1,65%
<b>Aus Nordafrika (inkl. TSGP)</b>	<b>verschiedene Quellen</b>	<b>-</b>	<b>50,5</b>	<b>13,20%</b>	<b>113,5</b>	<b>18,68%</b>
<b>v. a. aus kaspischer Region (ex. TAP)</b>	<b>verschiedene Quellen</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>1,83%</b>	<b>42</b>	<b>6,91%</b>
<b>Kapazität insgesamt</b>	<b>aus allen Quellen</b>	<b>über alle Routen</b>	<b>382,5</b>	<b>100%</b>	<b>607,5</b>	<b>100%</b>

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: EIA, IEA, EU, Gazprom, Gassco, Sonatrach, NaftoGaz, BOTAS.



Die Ukraine ist im Moment mit dem höchsten Transitvolumen noch der wichtigste Transitstaat. Die Türkei dagegen besitzt zurzeit nur geringe Kapazitäten, um Gas nach Westen zu transportieren, könnte jedoch beträchtlich an Bedeutung gewinnen, wenn Projekte wie Nabucco umgesetzt werden. Insgesamt ist die Region um das Schwarzen Meer die wichtigste Transitregion für Europa. Bedeutende Mengen Gas werden auch über Belarus und Tunesien nach Europa transportiert. Georgien könnte mit der Umsetzung der zweiten Phase des Shah Deniz-Feldes in die erste Liga der Transitstaaten aufsteigen. Auch Aserbaidshan könnte in Zukunft ein wichtiger Transitstaat für kaspisches Erdgas aus Zentralasien werden. Zudem fällt auf, dass ein Großteil der neuen Pipelinerouten auf Transitstaaten verzichtet. Größter Verlierer bei diesem Trend dürfte die Ukraine sein, momentan wichtigster Transitstaat für Gas aus dem Osten. Bei den Pipelinerouten, die nicht auf Transitstaaten verzichten können, sticht die potentielle Bedeutungszunahme der Türkei hervor. Ankara könnte sich zu einem wichtigen Transitstaat für Gas aus Zentralasien, der Golfregion und Nordafrika entwickeln. Aufgrund der heutigen Bedeutung bzw. der zukünftigen Bedeutung der Ukraine und der Türkei wird nur auf diese beiden Transitstaaten detailliert eingegangen.

### **8.1 Die Ukraine**

Erdgas spielt in der ukrainischen Energiematrix eine bedeutende Rolle. Wie bereits oben dargestellt (Kapitel 6.1 und 7.1.2) stand die Ukraine im Zentrum der Anfänge der sowjetischen Gaswirtschaft und hat somit eine lange Geschichte bezüglich der Förderung, des Konsums und des Transports von Erdgas. Diesen frühen Jahren verdankt Kiew die heutige Position als wichtigstes Transitland für russisches Erdgas in Richtung EU. In dieser Eigenschaft soll die Ukraine im Folgenden untersucht werden. Hierbei wird größtenteils auf den historischen Rückblick der Entwicklung der Gaswirtschaft verzichtet, da dieser bis zum Ende der UdSSR bereits im Kapitel über Russland berücksichtigt worden ist. Ausführlich soll auf die Struktur der ukrainischen Gaswirtschaft, auf die Bedeutung des Energieträgers und auf das Gastransportsystem eingegangen werden. Die Untersuchung der politischen Ereignisse der vergangenen Jahren und die Beziehungen der Ukraine zu Staaten der Region sollen helfen, die ukrainischen Interessen und ihre (potentiellen) Auswirkungen auf den Erdgastransit Richtung Westen aufzudecken.

### 8.1.1 Die Ukraine seit dem Ende der UdSSR

Seit der Unabhängigkeit des Landes 1991 wurde die Ukraine stark von wirtschaftlichen, sozialen und politischen Veränderungen geprägt. Der Zerfall der Sowjetunion wirkte sich wirtschaftlich verheerend auf das Land aus. Neben einem Zusammenbruch des BIPs um 68% und der Industrieproduktion um 52%, fielen die Investitionen um 74% und das Land wurde von Hyperinflation beherrscht. Als das wirtschaftliche Beziehungsgeflecht der UdSSR mit dieser verschwand, verlor Kiew den Großteil der Abnehmer für die eigenen Waren (keiner konnte dafür bezahlen bzw. wurden die Waren in anderen Ländern günstiger oder besser hergestellt), blieb jedoch abhängig von (preisgünstigen) russischen Energielieferungen. Als wichtigster Transitstaat für russische Energielieferungen nach Europa, konnte Russland nicht auf die Ukraine verzichten, immerhin wurde das Gas, bis zum Bau der Yamal-Europa-Pipeline über Belarus Ende der 1990er, ausschließlich über ukrainisches Territorium in die EU exportiert. Entsprechend gingen die Lieferungen zwar weiter, doch wurde über den zu zahlenden Preis gestritten – zum Teil dauert dieser Streit bis heute an.

Anfang der 1990er begann man mit der Privatisierung der ukrainischen Wirtschaft. Diese erste Privatisierungsphase war zum großen Teil von Korruption geprägt. Sie gilt auch als Ausgangspunkt für die Formierung vieler bis heute mächtiger Gruppen und Personen mit wirtschaftlichen Interessen im Land, der sogenannten Oligarchen. Diese rekrutierten sich in erster Linie aus der sowjetischen Bürokratie und haben im Laufe der 90er ihren Einfluss kontinuierlich ausgebaut. Die größte Aufgabe für Kiew zu der Zeit war das Formen einer Nation und der Erhalt der ukrainischen Souveränität, was insgesamt gelang.<sup>1249</sup>

Dabei wurden damals verschiedenste Worst-Case-Szenarien durchgespielt, die von einem Krieg zwischen Russland und Ukraine bis hin zur Auflösung des Landes gingen. Generell wird Ukraine auch heute noch als ein in sich gespaltenes Land dargestellt. Vor allem die Anwesenheit einer russischen Mehrheit in der Ost- und Süd-Ukraine haben oft zu Befürchtungen über eine mögliche Abspaltung dieser Gebiete von dem „ukrainischen“ Rest geführt. Doch trotz der ethnischen Vielfalt der Ukraine, sind ethnische Spannungen eher die Ausnahme geblieben. Dies gilt selbst für politisch turbulente Zeiten, wie z. B. während der Präsidentschaftswahl Ende 2004.

Die Präsidentschaftswahlen 2004 waren der Ausgangspunkt für die sogenannte „Orangen Revolution“<sup>1250</sup>, bei der sich eine westlich orientierte Koalition, unter Führung des heutigen Präsidenten Juschtschenko, nach langen Protesten gegen den von Moskau favorisierten

---

<sup>1249</sup> Vgl. Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, S. 4ff.

<sup>1250</sup> Auch die Begriffe „*Orangene Revolution*“ oder „*Orangefarbene Revolution*“ sind gebräuchlich.

Kandidaten Janukowitsch durchsetzte. Die Freude auf Seiten des orangefarbenen Lagers jedoch war nicht von langer Dauer. Die Koalition enttäuschte und zerstritt sich, so dass zwischenzeitlich der unterlegene Kandidat Janukowitsch Ministerpräsident wurde. Dauerhaft jedoch war die Verschlechterung der Beziehungen zwischen Kiew und Moskau, die sich ebenfalls im Gassektor widerspiegelte. Obwohl die Erhöhung der Erdgaspreise von russischer Seite durchaus einer wirtschaftlichen Logik folgte, werden oft der Zeitpunkt und die Größenordnung der Preiserhöhungen als Folge der Westorientierung des siegreichen orangefarbenen Lagers interpretiert. Zwar war es bereits vor der „Orangen Revolution“ zu Preisdisputen zwischen Moskau und Kiew gekommen, doch nahmen diese ab 2005 an Intensität deutlich zu.

#### **Verdichtung 44 (8.1.1)**

Die Ukraine ist von dem Zerfall des sowjetischen Wirtschaftssystems hart getroffen worden. Auf der einen Seite verlor das Land die Märkte für eigene Produkte, auf der anderen Seite blieb es auf vergünstigte Energielieferungen aus Russland angewiesen. Neben der prekären finanziellen und wirtschaftlichen Lage, wird das Land von der politischen Spaltung zwischen Ost- und West-Ukraine sowie zwischen „pro-westlichen“ und „pro-russischen“ Lagern belastet. All diese Faktoren tragen zur Instabilität der Ukraine bei.

### 8.1.2 Erdgas in der Ukraine: Reserven, Förderung, Konsum, Transit und Investitionen

#### 8.1.2.1 Die ukrainischen Reserven

Die ukrainischen Erdgaslager standen zu Beginn der sowjetischen Erdgaswirtschaft im Mittelpunkt. Zwar wanderte die Erdgasförderung im Laufe der Zeit in östliche Richtung ab, doch verfügt die Ukraine auch heute noch über eigene Erdgasreserven. Laut BP verfügte das Land 2008 über etwas weniger als 1 Tcm Erdgasreserven, die BGR rechnet zusätzlich mit konventionellen Erdgasressourcen in Höhe von gut 900 Bcm.<sup>1251</sup> Die Ukraine hat jedoch auch Potential für nicht-konventionelle Erdgasvorkommen, besonders für Erdgas aus dichten Lagerstätten (Shale Gas) und Kohleflözgas (CBM). Erst in jüngster Vergangenheit haben die Explorationsaktivitäten internationaler Energieunternehmen sowohl im Osten (Donezbecken) als auch im Westen (Lublin-Becken) des Landes zugenommen.<sup>1252</sup>

Das wichtigste staatlich-ukrainische Energieunternehmen, NaftoGaz, geht dagegen von einer viel höheren möglichen Ressourcenbasis aus. Das Unternehmen rechnet landesweit mit

---

<sup>1251</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical review of world energy June 2009, S. 22 und vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 45.

<sup>1252</sup> Vgl. European unconventional gas attracts firms, in: Oil & Gas Journal (Online), 29.01.2010, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/0613425662/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/european-unconventional/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary292010.html>, 31.01.10.

Erdgasressourcen von bis zu 5,4 Tcm<sup>1253</sup>, was in etwa den kombinierten Reserven und Ressourcen Norwegens entspräche. Die bekannten Erdgasreserven der Ukraine befinden sich zum größten Teil in drei Gebieten: in den Karpaten (im Westen des Landes), im Dnipro-Donetsk-Becken (im Osten) und im Süden des Landes am Schwarzen sowie am Asowschen Meer.<sup>1254</sup>

#### 8.1.2.2 Die ukrainische Erdgasförderung

Die ukrainische Erdgasförderung erreichte mit knapp 69 Bcm ihren Höhepunkt in 1975 und stellte damals fast ein Viertel der sowjetischen Förderung. Im Laufe der Zeit sank die Förderung, sowohl als Anteil der gesamten sowjetischen Förderung als auch absolut.<sup>1255</sup> In den 1990er Jahren sank die Förderung auf ein Niveau um die 17 Bcm und erreichte den tiefsten Stand in 2000 (16,2 Bcm). Sie erholte sich jedoch in den folgenden Jahren leicht und blieb relativ konstant bei ca. 19 Bcm p. a.<sup>1256</sup>, was laut NaftoGaz auf verbesserte Fördertechniken und die Erschließung neuer Lager zurück zu führen ist. Im Jahr 2008 betrug die ukrainische Förderung dem Unternehmen nach sogar rund 21 Bcm.<sup>1257</sup>

#### 8.1.2.3 Der ukrainische Erdgaskonsum

Die Ukraine ist einer der größten Erdgaskonsumenten der Welt. Laut BP verbrauchte das Land 2008 insgesamt 59,7 Bcm, was jedoch nur gut die Hälfte von dem 1990 verbrauchten Erdgas bedeutete (124 Bcm laut BP Workbook 2009). Teilweise wird der Verbrauch der Ukraine auch wesentlich höher angesetzt. So geht die US-amerikanische EIA von einem Erdgasverbrauch von über 87 Bcm aus (3,1 Tcf für das Jahr 2006, BP aber nur 65,1 Bcm). Unterschiedliche Angaben gibt es ebenfalls bezüglich des Erdgasanteils und der Erdgasimporte. Je nach Quelle wird die Energiematrix des Landes mit einem Anteil von 49%<sup>1258</sup> oder nur 41-43%<sup>1259</sup> von Erdgas dominiert. Während sich der ukrainische

---

<sup>1253</sup> Vgl. NJSC NaftoGaz (Internetauftritt): The Company Today, Activities, Production, unter: <http://www.naftogaz.com/www/2/nakweben.nsf/0/0C0BF45644CE22A7C22574090043D5DE?OpenDocument&Expand=2.2.2&#>, 09.06.09.

<sup>1254</sup> Vgl. IEA: Ukraine. Energy Policy Review 2006, Paris 2006, S. 172.

<sup>1255</sup> Vgl. Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, S. 17.

<sup>1256</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy Workbook 2009.

<sup>1257</sup> Vgl. NJSC NaftoGaz (Internetauftritt): The Company Today, Activities, Production, unter: <http://www.naftogaz.com/www/2/nakweben.nsf/0/0C0BF45644CE22A7C22574090043D5DE?OpenDocument&Expand=2.2.2&#>, 09.06.09.

<sup>1258</sup> Vgl. EIA: Ukraine. Country Analysis Briefs, o.O. 2007, S. 1, 4ff.

<sup>1259</sup> Vgl. NJSC NaftoGaz (Internetauftritt): The Company Today, Activities, Distribution and Consumption, unter: <http://www.naftogaz.com/www/2/nakweben.nsf/0/BCCB6EF8E28D4250C225740900464ECB?OpenDocument&Expand=2.2.5&#>, 09.06.09.

Erdgasverbrauch seit dem Ende der UdSSR in erster Linie aufgrund des Niedergangs der energieintensiven Industrie praktisch halbiert hat, stieg der Anteil von Erdgas an der Energiematrix um gut 10%. Doch die Ukraine ist nicht nur einer der größten Erdgaskonsumenten der Welt, sondern ebenfalls einer der größten Erdgasimporteure.

Laut IEA steht Ukraine mit einem Erdgasimport von 53 Bcm (2008) auf dem fünften Platz weltweit nach Italien und noch vor Frankreich<sup>1260</sup>. Die EIA geht dagegen von Importen in Höhe von über 65 Bcm (2007)<sup>1261</sup> aus. Gazprom gibt an, in 2007 59,2 Bcm, meist zentralasiatisches Erdgas, in die Ukraine exportiert zu haben. Ein Jahr später waren es nur noch 56,2 Bcm. Nach Abzug der sieben Prozent, die sich durch die russische Messungen ergeben, betragen die Lieferungen Gazproms ca. 55 Bcm (2007) und ca. 52 Bcm (2008).<sup>1262</sup> Trotz der deutlich auseinandergelassenen Werte der EIA und der IEA, ergibt sich bei beiden ein ähnlicher prozentualer Importbedarf der Ukraine von 75% (IEA) bzw. 78% (EIA). Die Importe der Ukraine stammen dabei vorwiegend aus zwei Quellen: Russland und Zentralasien. Spätestens seit dem Gaskonflikt von 2006 dominieren die zentralasiatischen Lieferungen deutlich. In 2006 stammten die ukrainischen Importe nur zu 16% (9,1 Bcm) aus Russland, jedoch zu 64% (36,5 Bcm) aus Turkmenistan, 11% (6,5 Bcm) aus Kasachstan und knapp unter 9% (4,8 Bcm) aus Usbekistan.<sup>1263</sup>

Einer der wichtigsten Gründe für die herausragende Bedeutung von Erdgas in der Ukraine war und ist der vergleichsweise geringe Gaspreis. Selbst nach der Anhebung der Preise durch Gazprom, hält Kiew die Preise im eigenen Land durch Subventionen niedrig, was die Haushaltskasse des bereits durch die Finanzkrise stark angeschlagenen Landes zusätzlich belastet. Neben den sehr niedrigen Gaspreisen für die privaten Haushalte (in 2006 ca. 37 US\$ pro 1000m<sup>3</sup> gegenüber bis zu 524 US\$ in Europa), sind für die energieintensive, ukrainische Schwerindustrie niedrige Erdgaspreise ein unverzichtbarer Wettbewerbsvorteil (in 2006, ca. 142 US\$ pro 1000 m<sup>3</sup> gegenüber ca. 430 US\$ in Europa).<sup>1264</sup> Es ist fraglich, wie lange Kiew solch niedrige Preise finanzieren soll, da langfristig mit weiterhin deutlich ansteigenden Gaspreisen zu rechnen ist. Bereits nach dem Gaskonflikt von 2006 stiegen die Preise für die Ukraine von durchschnittlich ca. 55 US\$ (2005) auf ca. 103 US\$ pro 1000 m<sup>3</sup> an. Dabei

---

<sup>1260</sup> Vgl. IEA: Key World Energy Statistics 2009, Paris 2009, S. 13.

<sup>1261</sup> Vgl. EIA (Internetauftritt): Ukraine Energy Profile, 19.11.2009, unter: [http://tonto.eia.doe.gov/country/country\\_energy\\_data.cfm?fips=UP](http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=UP), 17.12.09.

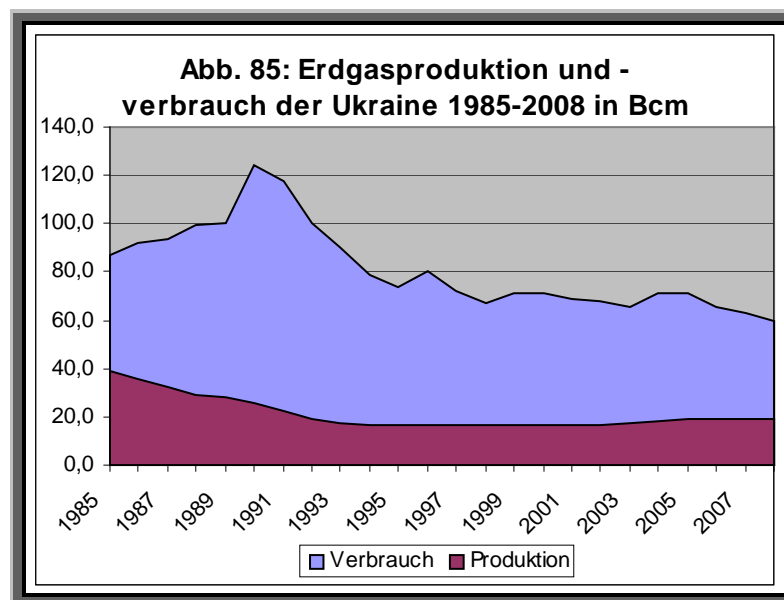
<sup>1262</sup> Vgl. OAO Gazprom: Annual Report 2008, S. 51.

<sup>1263</sup> Werte stammen aus dem ukrainischen Energieministerium, in: Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, S. 28.

<sup>1264</sup> Die Werte stammen aus der ukrainischen Energiestrategie und Eurostat, vgl. Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, S. 26.

wurde Kiew ein Erdgasmix aus russischem Gas für 230 US\$ und aus zentralasiatischem Erdgas für nur 65 US\$ pro 1000 m<sup>3</sup> berechnet.<sup>1265</sup>

Dieses System funktionierte nur so lange Gazprom günstiges zentralasiatisches Erdgas aufkaufen und an Kiew weiterverkaufen konnte (über einen nach der Einigung von 2009 abgeschaffenen Zwischenhändler RosUkrEnerg). Durch die Entscheidung Moskaus, den Republiken Zentralasiens „europäische Preise“ für ihr Erdgas zu zahlen, wurde das ukrainische Modell hinfällig. Die neue Einigung zwischen Russland und Ukraine sieht für Kiew nun Erdgaspreise vor, die sich an die Preisentwicklung anderer Ölprodukte richten, wie für andere europäische Staaten auch. Konkret bedeutet dies, dass Kiew ähnliche Preise wie die EU-Staaten (abzüglich Transportkosten) zahlen wird. Je nach Entwicklung des Ölpreises könnte in der Ukraine der „europäische Erdgaspreis“ in 2012 bei bis zu 550 US\$ pro 1000 m<sup>3</sup> liegen.<sup>1266</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

Bedingt durch die globale Finanz- und Wirtschaftskrise, die Kiew besonders hart getroffen hat, sind die Erdgasimporte 2009 drastisch gesunken. Obwohl NaftoGaz oder Gazprom noch keine offiziellen Zahlen vorgelegt haben, weiß man aus Medienberichten, dass der ukrainische Bedarf unter die vertraglich bindende Mindestabnahme der ToP-Verträge gesunken ist. Unter normalen Umständen müsste die ukrainische Seite dafür Strafzahlungen an Gazprom leisten – was Kiew jedoch nicht kann. Stattdessen haben Verhandlungen zwischen Moskau und Kiew zu einer Herabsetzung der Liefermenge geführt, die im

<sup>1265</sup> Vgl. EIA: Ukraine, S. 6.

<sup>1266</sup> Vgl. Pavel, Ferdinand / Yuzefovych, Inna: How to deal with 'European gas prices' in Ukraine?, Policy Paper Series, PP/06/2008, German Advisory Group / Institute for Economic Research and Policy Consulting, Berlin/Kiew 2008, S. 4, unter: [http://ierpc.org/ierpc/papers/pp\\_06\\_en.pdf](http://ierpc.org/ierpc/papers/pp_06_en.pdf), 21.06.09.

kommenden Jahr bei 33,75 Bcm liegen wird (vorher: 41,6 Bcm). Da das ToP-Volumen 80% der Lieferungen beträgt, entspricht die Reduzierung der Liefermengen genau den ukrainischen Wünschen, die bei rund 27 Bcm p. a. gelegen hatten. Das russische Entgegenkommen ist deutlich politisch motiviert und wird im Zusammenhang mit einer Unterstützung der amtierenden Ministerpräsidentin bei den kommenden Präsidentschaftswahlen gesehen. Dass die Einigung nicht wirtschaftlichen Motiven folgt, zeigt sich daran, dass während Gazprom auf Strafzahlungen in Höhe von ca. 2,9 Mrd. US\$ verzichtet, NaftoGaz in 2010 durch verminderte Verpflichtungen rund 4 Mrd. US\$ spart.<sup>1267</sup>

#### 8.1.2.4 Erdgastransit durch die Ukraine

Mit dem Beginn der sowjetischen Erdgaslieferungen an die osteuropäischen Satellitenstaaten und später auch an Westeuropa wurde die Ukraine zum wichtigsten Transitstaat für Erdgas in westliche Richtung. Neben der geographischen Lage des Landes schaffte die Entwicklung der Ukraine von einem Hauptförderland innerhalb der UdSSR zu einem großen importabhängigen Konsumenten zwei wichtige Vorteile für die spätere Herausbildung des Landes zur wichtigsten Transitroute nach Westen: ein ausgedehntes Pipelinetz und angemessene Gasspeicherkapazitäten.

Der Gastransit ist für Ukraine ein bedeutender wirtschaftlicher Faktor. Schätzungen zufolge hat die staatliche NaftoGaz in den vergangenen Jahren etwa 2,2 Mrd. US\$ p. a. durch Transitgebühren eingenommen.<sup>1268</sup> Nach der Gaskrise von Anfang 2009 wird NaftoGaz für 2009 und 2010 mit geringeren Einnahmen rechnen müssen, da laut Vereinbarung, das Unternehmen 1,7 Mrd. US\$ Schulden an Gazprom zurück zu zahlen hat. Zur Tilgung dieser Schulden hat Gazprom dem ukrainischen Unternehmen eine Vorauszahlung in gleicher Höhe für die Transportdienstleistungen gewährt. Insgesamt jedoch werden sich die Transitgebühren für russisches Erdgas durch die Ukraine erhöhen. Die Gebühren, die nach dem Gaskonflikt von 2006 auf ca. 1,60 US\$ pro 1000 m<sup>3</sup> für 100 km gestiegen waren (eine Erhöhung von 47% gegenüber 2005), werden für 2009 bei 1,70 US\$ liegen. Hierbei handelt es sich um eine Vorzugrate, die den Transitgebühren von 2008 entspricht und von der Ukraine nur gegen die Gewährung eines Rabattes auf den für dasselbe Jahr gültigen Erdgaspreis eingeräumt wurde. Später sollen die Gebühren nach einer Formel berechnet werden, die sich an den Gaspreisen orientiert (und an den Ölpreis gekoppelt sind). Die Transitgebühr kann jedoch ab 2010 nicht

---

<sup>1267</sup> Vgl. Julia Timoschenko ist Gazproms neue Prinzessin, Russland-Aktuell, 25.11.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2024.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2024.html), 02.12.09.

<sup>1268</sup> Vgl. Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, S. 84ff.

mehr unter 2,04 US\$ pro 1000 m<sup>3</sup> für 100 km fallen und steigt – allerdings nicht im gleichen Maß – bei Gaspreisen von über 280 US\$ pro 1000 m<sup>3</sup> schrittweise an.<sup>1269</sup>

Die russische Seite hat angekündigt, die kommenden Transitgebühren lägen, der neuen Preisformel nach, bei 2,66 US\$ pro 1000m<sup>3</sup>, was immer noch weit unter dem europäischen Durchschnitt von ca. 4 US\$ liegt und noch weiter unter den 5,11 US\$, die einige ukrainische Experten für notwendig halten, um das Pipelinenetz überhaupt wirtschaftlich in Stand halten zu können.<sup>1270</sup> Ob sich die höheren Transitgebühren auch in höheren Einnahmen für NaftoGaz niederschlagen, wird von den Erdgasmengen abhängen, die über das ukrainische Pipelinesystem transportiert werden. In den letzten Jahren sind die durch das Transportsystem beförderten Erdgasmengen zurückgegangen und liegen nahe dem historischen Tief von 2007. Wie sich der Gastransit durch die Ukraine entwickeln wird, dürfte von der Modernisierung des Pipelinenetzes und von der Umsetzung alternativer Pipelinerouten abhängen.

#### 8.1.2.4.1 Die ukrainischen Gasspeicherkapazitäten

Die EIA geht davon aus, dass Kiew über 31 Bcm (1,1 Tcf) Speicherkapazitäten verfügt – nach Russland die größten Speicherkapazitäten auf dem europäischen Kontinent. Diese Kapazitäten verteilen sich auf 13 Anlagen von denen die größten nahe Lemberg, Kiew und Tschernihiw liegen (zum Vergleich: Deutschland verfügt laut BDEW über Gasspeicher von etwa 20 Bcm, verteilt auf 46 Anlagen<sup>1271</sup>). Bei den meisten dieser Speicheranlagen handelt es sich um erschöpfte Erdgaslager, aus denen man bei Bedarf bis zu 200 Mio. Kubikmeter pro Tag entnehmen kann. Die Speicherkapazitäten, die zum größten Teil NaftoGaz gehören, sollen in den kommenden Jahren um knapp 3 Bcm erweitert werden.<sup>1272</sup> Die Werte der EIA decken sich in etwa mit denen des Unternehmens NaftoGaz, das von 34,5 Bcm

---

<sup>1269</sup> Vgl. Grätz, Jonas / Westphal, Kirsten: Trügerischer Friede? Kosten und Nutzen der Gasverträge zwischen Russland und Ukraine, in: Pleines, Heiko (Hrsg.), Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien, Nr. 101, Forschungsstelle Osteuropa, Bremen 2009, S. 9. Zu der Höhe der Transitgebühren nach dem Gaskonflikt 2006 vgl. EIA: Ukraine, S. 7.

<sup>1270</sup> Vgl. Malygina, Katerina: Der neue Gasvertrag: Bedrohung und Risiken für die Ukraine, in: Pleines, Heiko (Hrsg.), Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien, Nr. 101, Forschungsstelle Osteuropa, Bremen 2009, S. 12.

<sup>1271</sup> Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Internetauftritt): Deutschland verfügt über große Gasspeicher-Kapazitäten, 08.01.2009, unter: [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_20090108\\_PM\\_Deutschland\\_verfuegt\\_ueber\\_groesze\\_Gasspeicher-Kapazitaeten?open](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20090108_PM_Deutschland_verfuegt_ueber_groesze_Gasspeicher-Kapazitaeten?open), 10.06.09.

<sup>1272</sup> Vgl. EIA: Ukraine, S. 5.



Speicherkapazität ausgeht. Allerdings wird hier die maximale, tägliche Entnahme höher angegeben, bei ca. 250 Mio. Kubikmeter pro Tag.<sup>1273</sup>

Ausreichende Gasspeicherkapazitäten sind für die Ukraine als Transitstaat äußerst wichtig, da saisonale Schwankungen durch die Gasentnahme bzw. durch die Befüllung der Speicher ausgeglichen werden können. In jüngster Vergangenheit war die staatliche NaftoGaz nicht in der Lage, selbst die notwendigen Finanzmittel aufzubringen, um Erdgas zur Befüllung der unterirdischen Gasspeicher zu kaufen. Moskau hatte bereits signalisiert, die Erdgaslieferungen durch das ukrainische Pipelinennetz zu stoppen, sollte NaftoGaz nicht rechtzeitig für das Gas bezahlen. Aus diesem Grund hat Kiew bereits im Sommer 2009 um einen 4 Mrd. US\$ Kredit bei europäischen Banken gebeten.<sup>1274</sup> Mit Unterstützung der EU-Kommission erhielt Kiew die dringend benötigten Mittel, die jedoch mit 1,7 Mrd. US\$ niedriger als erwartet ausfielen. Zudem sind die Mittel an Reformen des Gasmarktes gebunden, besonders der Abschaffung von Gassubventionen. Obwohl die Kredite notwendig waren, um eine unmittelbare Krise abzuwenden, haben sie die Lage der bereits hoch verschuldeten NaftoGaz weiter verschlechtert. Darüber hinaus hatte das Unternehmen vereinbarte Reformen bis Januar 2010 nicht in Angriff genommen, so dass die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung drohte, einen Teil der Kredite in Höhe von 300 Mio. US\$ zurückzuhalten.<sup>1275</sup>

#### 8.1.2.4.2 Das ukrainische Gastransportsystem

Das ukrainische Netz besteht laut NaftoGaz aus 38.200 km Pipelines, von denen rund 14.000 km einen Durchmesser von 1.020 bis 1.420 mm haben. Die 73 Verdichterstationen sorgen für eine Kapazität von 5.400 MW. Das System hat eine Eingangskapazität (input capacity) von 288 Bcm p. a. und eine Ausgangskapazität (output capacity) von 178,5 Bcm jährlich.

Das Pipelinesystem wird zum überwiegenden Teil von SC Ukratransgas betrieben, einem Tochterunternehmen von NJSC NaftoGaz. Das System transportiert sowohl das für den ukrainischen Eigenbedarf vorgesehene Erdgas als auch das für den Export in die EU

---

<sup>1273</sup> Vgl. NJSC NaftoGaz (Internetauftritt): The Company Today, Activities, Transport, unter: <http://www.naftogaz.com/www/2/nakweben.nsf/0/B9D8558AE5F6C551C22574090044D7A8?OpenDocument&Expand=2.2.3&#>, 10.06.09.

<sup>1274</sup> Vgl. Ukraine seeks gas billions from European banks, EurActiv, 17.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/ukraine-seeks-gas-billions-european-banks/article-183232>, und vgl. Putin droht der Ukraine erneut mit Lieferstopp, Spiegel Online, 03.06.2009, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,628434,00.html#ref=nldt>, beide 20.06.09.

<sup>1275</sup> Vgl. Kanter, James: „Questions Surround Gas Deal Brokered by E.U. for Ukraine“, in: New York Times (Online), 03.08.2009, unter: <http://www.nytimes.com/2009/08/04/business/global/04gas.html>; und vgl. Eastern Europe and CIS, Petroleum Economist (Online), News in brief, Dezember 2009, unter: <http://www.petroleum-economist.com/default.asp?page=14&PubID=46&ISS=25529&SID=723604>, beide 18.12.09.

bestimmte russische Gas. Während jährlich rund 70 Bcm des durch das ukrainische Pipelinesystem transportierten Erdgases für das Land selbst bestimmt sind, können über das System 110-120 Bcm weiter nach Zentral- und Westeuropa transportiert werden. Aktuell bestehen bereits die technischen Möglichkeiten, das Transitvolumen in westliche Richtung auf 140 Bcm p. a. zu erhöhen.<sup>1276</sup> In Kapitel 6.2.1 ist bereits auf die wichtigsten Pipelines eingegangen worden, die russisches Erdgas durch die Ukraine nach Europa transportieren (v. a. Bruderschaft, Progress, Soyuz, Northern Lights, Trans-Balkan). Zusätzlich zu diesen Pipelines gibt es noch eine weitere Leitung, die den Osten der Ukraine (von Norden nach Süden) durchquert und von Russland kommend zurück auf russisches Territorium führt.<sup>1277</sup>

Abb. 86: Das ukrainische Gastransportsystem



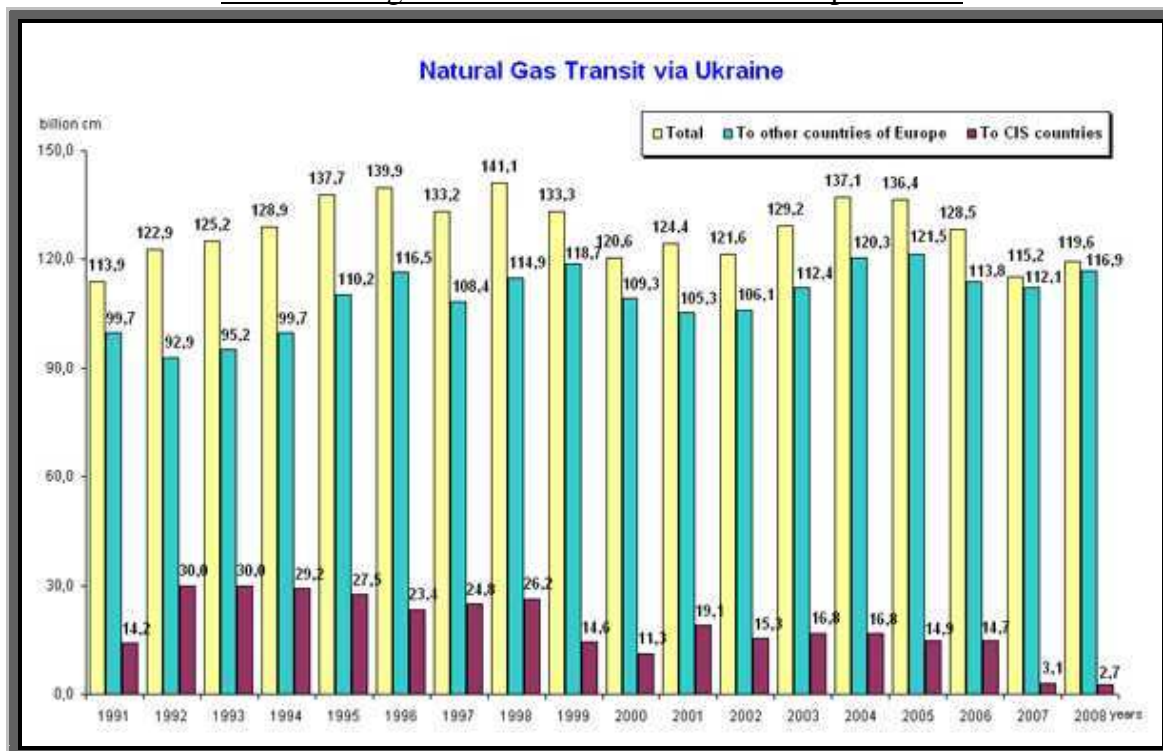
Quelle: NJSC NaftoGaz.

<sup>1276</sup> Vgl. NJSC NaftoGaz (Internetauftritt): The Company Today, Activities, Transport, unter: <http://www.naftogaz.com/www/2/nakweben.nsf/0/B9D8558AE5F6C551C22574090044D7A8?OpenDocument&Expand=2.2.3&#>, 10.06.09.

<sup>1277</sup> Diese Pipeline wurde in den letzten Jahren lediglich zum Auffüllen der Gasspeicher von April bis Oktober verwendet. Gazprom hat nun eine alternative Route gebaut, die die Ukraine komplett umgeht, obwohl es in der Vergangenheit keinerlei Probleme mit der alten Pipelinerroute gegeben hat. Es wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei um eine rein politische Entscheidung gehandelt hat, da den Baukosten von ca. 1 Mrd. US\$ lediglich die Einsparung von 40 Mio. US\$ jährlich an Transitgebühren stehen. Zudem sind die Betriebskosten der neuen Pipeline höher, als die der alten ukrainischen Pipeline. Seit 2008 scheint kein Gas mehr über die ukrainische Route nach Südrussland transportiert zu werden. Hierzu vgl. Korchemkin, Mikhail: Gazprom inaugurates the least important pipeline project, *East European Gas Analysis*, 21.11.2007 unter: [http://www.eegas.com/sokhranovka\\_en.htm](http://www.eegas.com/sokhranovka_en.htm); vgl. Bekker, Michael: Master Plan. Ukrainian Gas Transmission System (UGTS). Priority Objects. Modernisation and Reconstruction, Präsentation des Chefsingenieurs der staatlichen-ukrainischen Ukrtransgas während der Konferenz: EU-Ukraine: Partners for securing gas to Europe, S. 4, unter: [http://ec.europa.eu/external\\_relations/energy/events/eu\\_ukraine\\_2009/bekker\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/external_relations/energy/events/eu_ukraine_2009/bekker_en.pdf), beide 25.06.09.

Wie aus der unteren Abbildung (Abb. 87) ersichtlich, geht der Großteil des durch die Ukraine transportierten Erdgases in benachbarte europäische Staaten. Obwohl keine deutliche Entwicklung der Volumina zu sehen ist, pendelte das für Europa bestimmte Erdgas in den letzten Jahren zwischen 105,3 Bcm in 2001 und 121,5 Bcm in 2005. Auffallend sind die reduzierten Erdgasmengen für andere GUS-Staaten, die 2008 nur noch 2,7 Bcm betragen. Im gleichen Jahr waren es für andere europäische Staaten 116,9 Bcm und das insgesamt durch die Ukraine transportierte Gas lag bei 119,6 Bcm. Theoretisch bedeutet dies, dass das ukrainische Pipelinennetz nicht voll ausgelastet ist und in westliche Richtung über freie Kapazitäten verfügt. Den rund 120 Bcm, die 2008 über die Ukraine transportiert wurden, stehen Gazproms Gasexporte in den Far Abroad von ca. 184 Bcm<sup>1278</sup> gegenüber. Damit gingen knapp 65% der Gazprom-Exporte in westliche Richtung über Kiew's Territorium. Nimmt man lediglich die Exporte russischen Erdgases in Höhe von 158,4 Bcm (bei 20°C, siehe Kapitel 7.1.4.3), gingen knapp 76% der Lieferungen über ukrainisches Territorium.

Abb. 87: Erdgas transit durch das ukrainische Pipelinennetz



Quelle: NJSC NaftoGaz.

Ob es tatsächlich freie Transportkapazitäten gibt und wie hoch diese genau sind, ist nur schwer zu sagen. Dies liegt in erster Linie an dem veralteten, noch aus sowjetischer Zeit stammenden Pipelinesystem. Dieses verbraucht zum einen relativ hohe Erdgasmengen selbst und befindet sich zum anderen in einem schlechten technischen Zustand, was eine volle

<sup>1278</sup> Vgl. OAO Gazprom: Annual Report 2008, S. 47.

Auslastung des Systems verhindert. Laut IEA befinden sich mehr als 60% der ukrainischen Pipelines seit 10 bis 33 Jahren in Betrieb. Zudem haben ca. 29% der ukrainischen Verdichterstationen und Pipelines ihre vorgesehene Lebensdauer bereits überschritten und benötigen dringend eine Modernisierung. Das Pipelinesystem der Ukraine gilt zwar insgesamt als zuverlässig (trotz häufiger Störungen können die Gasströme meistens umgeleitet werden), doch ist es im Vergleich zu denen in Westeuropa höchst ineffizient. Die Probleme des Pipelinenetzes ähneln denen des russischen Gastransportsystems: veraltete und ineffiziente Kompressoren (ca. 8 Bcm jährlich werden für den Gastransport durch die Kompressoren verbraucht) sowie überdurchschnittlich häufige Gaslecks.<sup>1279</sup>

Die ukrainische Regierung hat ein vitales Interesse daran, das Pipelinenetz zu modernisieren, um die Attraktivität der ukrainischen Transitroute zu erhalten und auszubauen. Kiew geht davon aus, dass das Pipelinesystem bis 2030 Investitionen in einer Größenordnung von ca. 18 Mrd. US\$ benötigt – überwiegend zur Modernisierung des Systems, nicht zur Erweiterung desselben.<sup>1280</sup> Allerdings ist die Ukraine nicht in der Lage, die benötigten Investitionen aus eigener Kraft zu schultern. In der Vergangenheit sind mehrere großangelegte Anläufe zur Modernisierung des Pipelinenetzes mit internationalen Partnern unternommen worden, ohne jedoch substantielle Ergebnisse zu liefern.

Gazprom hat immer wieder Interesse gezeigt, gegen Übernahme von Anteilen am Netz, in das Pipelinesystem der Ukraine zu investieren (meistens im Zusammenhang mit der Begleichung von ukrainischen Gasschulden). Für Kiew allerdings bleibt auch nur eine teilweise Übernahme der eigenen Pipelines durch einen russischen Akteur keine Option. In 2002 wurde zum ersten Mal versucht, für das ukrainische Pipelinenetz ein Konsortium aus russischen (OAO Gazprom), ukrainischen (NJSC NaftoGaz) und europäischen (Ruhrgas AG) Akteuren zu gründen, um das Netz zu betreiben und zu modernisieren. Allerdings stieß die Gründung des Konsortiums, die vom damaligen Präsidenten Kuchma unterstützt wurde, bei der ukrainischen Opposition (damals geführt von dem heutigen Präsidenten Juschtschenko) auf heftigen Widerstand. Es wurde befürchtet, Gazprom könnte über das Konsortium in den Besitz von Teilen des Pipelinenetzes gelangen, das für immerhin rund 15% der damaligen Staatseinnahmen verantwortlich war. Nach der Unterzeichnung des MoU gingen die

---

<sup>1279</sup> Insgesamt wird die Datenlage bezüglich des jährlich verlorengegangenen Erdgases in der Ukraine als wenig transparent betrachtet. Einige gehen davon aus, dass ein bedeutender Teil des als durch Lecks und ähnliches als „verlorenes“ bezeichnetes Gas in Wirklichkeit illegal aus den Pipelines entnommen wird. Z.B. vgl. Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, S. 82f.

<sup>1280</sup> Vgl. IEA: Ukraine. Energy Policy Review 2006, S. 214ff.

Diskussionen über die Aktivierung des Konsortiums weiter, doch schien auch Kuchma das Interesse an der Idee verloren zu haben.

Ein „Rumpfkonsortium“ zwischen NaftoGaz und Gazprom wurde zwar gegründet, es übernahm aber nur sehr begrenzte Aufgaben, u. a. den Bau einer 234 km kurzen Pipeline von Bohorodchany nach Uzhgorod. Die Orange Revolution und die Machtübernahme jener politischen Kräfte, die der Konsortialidee von Beginn an entgegen gestanden hatten, versetzten dem Konsortium-Projekt einen weiteren Schlag. Für Gazprom verlor die Idee eines Konsortiums 2007 deutlich an Attraktivität, als die Ministerpräsidentin Julija Tymoschenko ein Gesetz durchsetzte, das die Übernahme des Pipelinenetzes durch ausländische Akteure untersagte. Das Desinteresse des russischen Gasriesen diente den Gegnern eines Konsortiums als Beweis, Gazprom habe die Idee nur mit dem Hintergedanken unterstützt, das ukrainische Pipelinesystem zu übernehmen. Zuletzt wurde Anfang 2009, während der letzten russisch-ukrainischen Gaskrise, die Konsortialidee reaktiviert, allerdings ohne Ergebnisse.<sup>1281</sup>

Im März 2009 einigte man sich im Rahmen einer Konferenz in Brüssel zwischen der EU und der Ukraine auf die Modernisierung und Erweiterung des ukrainischen Pipelinesystems. Konkret wurde beschlossen ca. 3 Mrd. € zu investieren, um 13.500 km Pipelines in Stand zu setzen und zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 60 Bcm in Richtung EU zur Verfügung zu stellen. Russland wurde bei diesem Abkommen nicht berücksichtigt, was zu Spannungen führte. Moskau betonte zum einen, die Modernisierung der Pipelines ohne die Beteiligung Russlands als Hauptlieferant könnte zu (technisch bedingten) Lieferproblemen führen und zum anderen, lägen die Kosten für eine ernstgemeinte Modernisierung des Transportsystems um ein Vielfaches über den veranschlagten 3 Mrd. €.<sup>1282</sup>

Kiew verhandelte – nicht zuletzt auf Druck Moskaus – mit Gazprom nach. So sollen die laufenden Verhandlungen zu einem Vertragsabschluß im März 2010 führen, durch den Gazprom die gleichen Rechte wie europäische Unternehmen bei der Modernisierung des

---

<sup>1281</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Russia Seeks Control of Ukraine's Gas Transit System Through a Consortium, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 9, 15.01.2009, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34357](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34357); und vgl. „Ukrainian lawmakers oppose gas pipeline consortium deal with Russia“, in: Ukrayinska Pravda (online), 09.10.2002, unter: <http://www2.pravda.com.ua/en/news/2002/10/9/2008.htm>, beide 20.06.09; ebenfalls vgl. IEA: Ukraine. Energy Policy Review 2006, S. 216f und Interview mit Stephan Kohler, Geschäftsführer der Deutschen Energie Agentur, vgl. Folgen der Gaskrise: Russlands Gas genug für China u. EU?, Russland-Aktuell, 31.01.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/kommentar/gaskrise\\_1\\_reicht\\_russlands\\_gas\\_f\\_china\\_und\\_EU\\_431.html](http://www.aktuell.ru/russland/kommentar/gaskrise_1_reicht_russlands_gas_f_china_und_EU_431.html), 20.06.09.

<sup>1282</sup> Vgl. Europäische Kommission: Joint EU-Ukraine International Conference on the Modernisation of Ukraine's Gas Transit System, Joint Declaration, Brüssel 2009, unter: [http://ec.europa.eu/external\\_relations/energy/events/eu\\_ukraine\\_2009/joint\\_declaration\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/external_relations/energy/events/eu_ukraine_2009/joint_declaration_en.pdf); und vgl. Putin warns EU over Ukraine pipeline deal, EurActiv, 24.03.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/putin-warns-eu-ukraine-pipeline-deal/article-180577>, 20.06.09.

Pipelinenetzes erhalten soll. Zwar wird auch diese Kooperation keinerlei Einfluss auf die Eigentumsrechte der Pipelines haben, doch spricht man auf ukrainischer und russischer Seite nun wieder verstärkt über die Möglichkeit der Bildung einer Betreibergesellschaft für das ukrainische Pipelinesystem bestehend aus europäischen, russischen und ukrainischen Unternehmen.<sup>1283</sup>

Offen bleibt die Frage, ob eine Erweiterung der Transportkapazitäten über ukrainisches Territorium sinnvoll ist oder nicht. Unweigerlich stellt sich nämlich die Frage, woher das Erdgas kommen soll, das über einen erweiterten ukrainischen Transitkorridor transportiert werden könnte. Russland zumindest plant den Bau von Nord und South Stream, die ukrainisches und belarussisches Gebiet umgehen werden. Eine Verwirklichung der Pipelineprojekte würde Kapazitäten zur Verfügung stellen, die in etwa dem Transitvolumen der Ukraine entsprechen. Für diesen Fall ist also eher mit einer deutlichen Reduzierung des Gastransits durch die Ukraine (und Belarus) zu rechnen. In diesem Zusammenhang ist öfters darüber spekuliert worden, ob Moskau den Bau der Umgehungspipelines (v. a. South Stream) nur als Druckmittel verwendet, um von den Transitstaaten bessere Konditionen zu bekommen (Beteiligung an den Pipelines und niedrige Transitgebühren) ohne dabei ernsthaft den Bau beider Pipelines zu beabsichtigen.

Zusätzliches Erdgas wäre vorhanden, wenn es Moskau gelänge, kaspisches oder zentralasiatisches Erdgas über Russland und Ukraine in die EU zu transportieren. Dies setzt aber nicht nur eine Fortsetzung der Zusammenarbeit zwischen Russland und Ukraine voraus. Vielmehr ist kaum damit zu rechnen, dass Moskau den Staaten der kaspischen und zentralasiatischen Region Zugang zu den lukrativeren EU-Märkten gewährt. Wie bei dem Angebot an Aserbaidschan (2009), ist Russland nur daran interessiert, das Gas aufzukaufen, um es an Europa weiterzuverkaufen – nicht jedoch „nur“ als Transitstaat zu fungieren.

Das White Stream-Pipelineprojekt soll helfen, kaspisches Erdgas über Ukraine nach Europa zu transportieren, ohne das russische Pipelinenetzt zu benutzen (siehe auch Kapitel 7.4.4.3). Das Projekt, das auch unter dem Namen GUEU-Pipeline bekannt ist (Georgien-Ukraine-Europäische Union), ist eine Alternative zur russischen Route (sowohl über Russland-Ukraine, als auch über die noch zu bauende South Stream), aber auch zu Routen, die über die Türkei laufen würden (v. a. Nabucco). Eine Variante der White Stream-Pipeline sieht sogar die Umgehung der Ukraine vor. Hierbei würde die Röhre von Georgien aus unter dem Schwarzen Meer direkt an der rumänischen Schwarzmeerküste ankommen.

---

<sup>1283</sup> Vgl. Russland an Sanierung ukrainischer Pipelines beteiligt, Russland-Aktuell, 17.11.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2020.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2020.html), 02.12.09.

Das für das White Stream-Projekt benötigte Erdgas würde am Anfang aus dem Shah Deniz-Feld in Aserbaidschan stammen, womit das Projekt nicht nur mit Nabucco sondern auch mit anderen Vorhaben konkurriert, aserbaidchanisches Erdgas in die EU zu transportieren (z. B. auch als CNG oder LNG). In einer späteren Phase müsste die Pipeline auch Zugang zum Erdgas anderer Länder haben, um die geplante Kapazität von 32 Bcm p. a. auszulasten. Das Erdgas soll über die SCP nach Georgien transportiert werden, doch müsste deren Kapazität von 8 Bcm auf 16 Bcm und schließlich auf 32 Bcm p. a. erweitert werden. Damit steht das Projekt noch deutlicher in direkter Konkurrenz zu Nabucco (ähnliche Kapazität, gleiche Erdgasquellen und Zielmärkte).<sup>1284</sup>

Abb. 88: Route und Alternativroute des White Stream-Projekts



Quelle: White Stream Pipeline Company Ltd.

Trotzdem könnte das White Stream-Projekt im Rahmen des Südlichen Korridors (Southern Corridor oder auch New Silk Road) von der Unterstützung der EU profitieren. Die gemeinsame Erklärung des Prager Gipfeltreffens (08.05.2009) bezieht sich zwar nicht direkt auf das Projekt (namentlich werden nur Nabucco und die ITGI-Pipeline erwähnt), doch wird

<sup>1284</sup> Vgl. Patsuria, Nino: White Stream: Georgia's ticket to the Pipeline Big Time?.



dort eine mögliche politische und finanzielle Unterstützung für alle strategischen Projekte innerhalb des Südlichen Korridors in Aussicht gestellt.<sup>1285</sup> Medienberichten zufolge einigte man sich bei dem Gipfeltreffen ausdrücklich auf drei zu unterstützende Gaspipelines, die alle Teil des Südlichen Korridors sind: neben Nabucco und dem ITGI auch White Stream.<sup>1286</sup>

#### **Verdichtung 45 (8.1.2)**

International werden den konventionellen Erdgasvorkommen der Ukraine geringe Bedeutung zugesprochen. Die Gasförderung hat bereits vor langer Zeit den Förderzenit überschritten, konnte aber auf niedrigem Niveau stabilisiert werden. Das Potential der Ukraine für nicht-konventionelle Erdgase könnte in Zukunft von Bedeutung sein. Dies gilt besonders angesichts der Tatsache, dass Kiew zu den weltweit größten Erdgaskonsumenten und -importeuren gehört. Dabei sind die Importpreise für Kiew in der Vergangenheit ständig gestiegen. Der Gastransit ist in der Ukraine ein bedeutender Wirtschaftsfaktor und wurde durch die Entwicklung des Landes von einem wichtigen Produzenten zu einem Konsumenten begünstigt. Trotz Erhöhungen der Transitgebühren, liegen diese weit unter dem europäischen Durchschnitt und sind laut Kritikern unzureichend für die Instandhaltung des Systems. Die zukünftigen Gasmengen, die durch den ukrainischen Transitkorridor transportiert werden, dürften sowohl von der Modernisierung des Systems als auch von der Umsetzung alternativer Routen abhängen. Dabei dominiert die Ukraine noch als Korridor für Gazprom (65%) und für russische Gasexporte (76%). Das veraltete Transportsystem hat aber die vorgesehene Lebensdauer z. T. bereits überschritten und verbraucht selbst sehr viel Erdgas. Für die dringende Modernisierung benötigt Kiew ausländische Investitionen, doch sollen dabei die Besitzverhältnisse des Transportsystems nicht geändert werden.

#### 8.1.3 Die Energiestrategie der Ukraine

Nach mehreren kurz- und mittelfristigen Energiestrategien in den 1990er, verabschiedete Kiew im Jahr 2006 eine ausführliche und langfristige Energiestrategie bis zum Jahr 2030.<sup>1287</sup> Diese Strategie umfasst alle wesentlichen Energieträger des ukrainischen Energiesektors sowie Themen rund um Energieeffizienz oder Umweltschutz. Konkret hat sich die Strategie zum Ziel gesetzt:

- a) Rahmenbedingungen herzustellen, um den Energiebedarf des Landes nachhaltig decken zu können;
- b) Mechanismen einzuführen, durch die die Energieversorgung sicherer, verlässlicher und stabiler wird sowie deren Ausbau effizienter vorangetrieben werden kann;
- c) die eigene Energiesicherheit zu erhöhen;

<sup>1285</sup> Vgl. Prague Summit: The Declaration, Southern Corridor, 08.05.2009, S. 4, unter: <http://www.eu2009.cz/scripts/file.php?id=48081&down=yes>, 22.06.09.

<sup>1286</sup> Vgl. Samant, Prajakt / Topping, Adam: EU Southern Corridor — The 'New Silk Road', Law360, 05.06.2009, S. 1-3, unter: <http://www.mwe.com/info/pubs/law360eusouthern.pdf>; und vgl. Lobjakas, Ahto: Central Asian Gas: An Opportunity Europe Seems Determined To Miss, RFE/RL (Online), 29.05.2009, unter: [http://www.rferl.org/content/Central\\_Asian\\_Gas\\_An\\_Opportunity\\_Europe\\_Seems\\_Determined\\_To\\_Miss/1742586.html](http://www.rferl.org/content/Central_Asian_Gas_An_Opportunity_Europe_Seems_Determined_To_Miss/1742586.html), beide 22.06.09.

<sup>1287</sup> Die Energiestrategie ist auf dem Internetauftritt des Energieministeriums (Ministry of Fuel and Energy of Ukraine) unter: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50505> erhältlich.



- d) die negativen Auswirkungen auf die Umwelt zu verringern;
- e) die Produktionskosten pro Energieeinheit zu verringern (u. a. durch eine effizientere Energienutzung, modernere Technologien oder der Reduzierung energieintensiver Technologien);
- f) den ukrainischen Energiesektor in den europäischen zu integrieren, wobei es gilt, die Stromexporte in die EU schrittweise zu erhöhen und die Rolle der Ukraine als Transitstaat für Öl und Gas zu stärken.<sup>1288</sup>

In Bezug auf Erdgas legt die ukrainische Regierung Wert darauf, die Energiesicherheit des Landes zu erhöhen, indem die Importe aus Russland und aus Turkmenistan (über Russland) reduziert und durch Importe aus anderen Staaten und über verschiedene Routen ersetzt werden. Als mögliche Erdgaslieferanten sieht Kiew u. a. Aserbaidschan, Iran, Turkmenistan (über alternative Routen) und Irak, wobei die Regierung auf den Abschluss langfristiger Verträge setzt. Neben der oben bereits erwähnten White Stream-Pipeline, sieht man sich in der Ukraine auch als potentiellen Kunden der geplanten Nabucco-Pipeline, die dann über Rumänien Erdgas in das Land transportieren könnte. Alternativ könnte Erdgas auch am Schwarzen Meer als LNG aufgenommen werden oder in Form von Swaps an der russisch-ukrainischen Grenze ankommen. Aufgrund des Ziels, den eigenen Energiesektor in den europäischen zu integrieren, hält Kiew eine Lösung bezüglich der Importalternativen und -routen in einem ganzheitlichen, europäischen Rahmen für erstrebenswert.

Nicht nur die Importe aus und über Russland, sondern die Importe von Gas (und Öl) insgesamt sollen deutlich reduziert werden. Hierzu ist geplant, die Anteile von Kohle und Kernkraft in der ukrainischen Energiematrix auszuweiten. Gleichzeitig soll die Exploration und die Produktion von Erdgas im Land langfristig verstärkt werden. Zusätzlich zu der Produktionserhöhung im eigenen Land, möchte Kiew das Engagement der staatlichen Energieunternehmen (in erster Linie NaftoGaz) im Ausland erhöhen, so dass diese die Ukraine auch mit im Ausland gefördertem Erdgas versorgen können (z. B. aus Kasachstan, Algerien und Libyen). Im Jahr 2030 sollen ukrainische Unternehmen im Ausland bis zu 11,6 Bcm jährlich produzieren.

Ein bereits oben angesprochenes Anliegen Kiews ist die Modernisierung und der Ausbau des Gastransportsystems, um die Rolle der Ukraine als Transitstaat zu stärken. Hierbei soll das Pipelinennetz erneut die maximale Transportkapazität erreichen. Außerdem ist vorgesehen, die Gasspeicherkapazitäten zu erweitern und zusätzliche 30-35 Bcm p. a. an Transitkapazitäten

---

<sup>1288</sup> Vgl. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine: Energy Strategy of Ukraine for the Period until 2030, General Provisions, Kiew 2006, S. 6, unter: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/doccatalog/document?id=50509>, 23.06.09.

verfügbar zu machen. Des Weiteren sollen die Erdgasverluste bei dem Transport drastisch verringert werden: von 2,8% des insgesamt in Ukraine verbrauchten Erdgases auf 0,3% in 2030. Dies soll u. a. durch neue, effizientere Kompressoren sowie durch den Bau von Messstationen an der ukrainisch-russischen und ukrainisch-weißrussischen Grenze geschehen. Zu einer Senkung des Energiebedarfs soll allgemein die Energieeffizienz erhöht und die Energieintensität der Wirtschaft gesenkt werden. Um den hohen Gasbedarf weiter zu senken, sieht die Energiestrategie bis 2030 Preiserhöhungen auf ein „wirtschaftlich sinnvolles“ Niveau für alle Verbrauchersegmente vor (ohne das Niveau zu präzisieren).<sup>1289</sup>

Die IEA kritisiert an der ukrainischen Energiestrategie, sie lasse sich zu sehr von politischen Zielen leiten, ohne dabei auf die ökonomische Realität zu achten. Diese mache es sehr schwer, viele der geplanten Ziele zu erreichen. Zudem setze sich die Strategie zu intensiv mit der Deckung des Energiebedarfes auseinander, ohne sich eingehend genug mit der Erhöhung der Energieeffizienz, des Umweltschutzes und allgemein mit der Senkung des Energieverbrauchs zu beschäftigen. Die Agentur moniert außerdem, dass die Strategie keinerlei Hinweise darüber gibt, auf welchem Wege die von ukrainischen Unternehmen im Ausland geförderten Energieträger das Land erreichen sollen. Ebenfalls werden keine Hinweise auf eine Reform der Rahmenbedingungen für Investments im Upstream gegeben, was jedoch unbedingt notwendig sei, um die benötigten Finanzmittel anzulocken.<sup>1290</sup> Obwohl die Energiestrategie die wesentlichen Herausforderungen erkennt und auch einige Handlungsoptionen aufzeigt, liegt das größte Hindernis im politischen Willen zur Umsetzung der notwendigen Maßnahmen.<sup>1291</sup>

#### 8.1.4 Die Organisation des Gassektors

Eines der wichtigsten politischen Ziele der ukrainischen Regierung ist die Integration in die EU. Die Integration des ukrainischen Energiesektors in das europäische wird von Kiew als ein wichtiger Schritt in diese Richtung gesehen. Allerdings zeigt die Realität gegenüber den Ansprüchen Kiews klaren Reformbedarf auf. Dort wo die EU-Regeln Wettbewerb, staatliche Regulierung, Liberalisierung und Chancen für private Investoren vorsehen, herrschen in der Ukraine Monopol, staatliche Lenkung, zentrale Planung und Staatsbesitz.<sup>1292</sup>

---

<sup>1289</sup> Vgl. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine: Energy Strategy of Ukraine for the Period until 2030.

<sup>1290</sup> Vgl. IEA: Ukraine. Energy Policy Review 2006, S. 51ff.

<sup>1291</sup> Vgl. Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, S. 106f.

<sup>1292</sup> Vgl. IEA: Ukraine. Energy Policy Review 2006, S. 56.

Der wichtigste Akteur im ukrainischen Erdöl- und Erdgassektor ist das zu 100% staatliche Unternehmen NJSC NaftoGaz. Im Jahr 2007 setzte NaftoGaz laut eigenem Finanzbericht<sup>1293</sup> über 30 Mrd. UAH um (was in etwa 7,5 Mrd. US\$ entsprach), machte jedoch insgesamt leichte Verluste (66 Mio. UAH). Seit einigen Jahren befindet sich das Unternehmen am Rande des Bankrotts und kann nur durch staatliche Kredite über Wasser gehalten werden, was jedoch maßgeblich zur Überschuldung NaftoGazs geführt hat. Noch 2004 stellte NaftoGaz 13% des ukrainischen BIP und trug zu 10% des Staatshaushalts bei. Das Unternehmen und seine Tochtergesellschaften beherrschen in der Ukraine praktisch den gesamten Upstream, sind im Besitz des größten und bedeutendsten Teils des Pipelinenetzes (Distribution und Transmission), verfügen über Gasaufbereitungsanlagen und sind sowohl direkt als auch über Beteiligungen ebenfalls im Downstream tätig.

Einer der wichtigsten Gründe für die wirtschaftlichen Probleme NaftoGazs ist der nach dem Gaskonflikt von 2006 eingeführte Gaszwischenhändler RosUkrEnergo (das zur Hälfte Gazprom gehörte). Hatte NaftoGaz zuvor selbst den Import russischen und zentralasiatischen Erdgases zu verantworten, übernahm für die Jahre 2006-2008 RosUkrEnergo diese Aufgabe und betätigte sich zudem am Verkauf von Erdgas innerhalb der Ukraine. Dies geschah sowohl über RosUkrEnergo als auch über ein JV mit NaftoGaz namens UkrGasEnergo, wodurch NaftoGaz die lukrativsten Kunden verlor.<sup>1294</sup> Eines der für NaftoGaz positivsten Neuerungen, die aus den Vereinbarungen zur Lösung der Gaskrise 2009 resultierten, ist die Abschaffung von RosUkrEnergo als Zwischenhändler (allerdings scheint RosUkrEnergo innerhalb der Ukraine aktiv bleiben zu wollen). Hierdurch übernimmt NaftoGaz erneut den direkten Import von Erdgas in die Ukraine, was zudem die Transparenz des undurchsichtigen ukrainischen Gashandels erhöht. Im inner-ukrainischen Erdgasmarkt allerdings erhält NaftoGaz nach dem Verschwinden RosUkrEnergos nur einen Teil des verlorengegangenen Marktes zurück. Den Vereinbarungen zufolge bleiben 25% des ukrainischen Erdgasmarktes einer Gazprom-Tochter vorbehalten.<sup>1295</sup>

Ein weiterer Grund für den prekären Zustand des ukrainischen Energieriesen NaftoGaz ist die Korruption, die Vetternwirtschaft und die geringe Transparenz des Sektors im Land. Oft stehen hinter den wichtigsten Entscheidungen die Interessen mächtiger Oligarchen oder die ihrer politischen Verbündeten. Die Erstürmung der NaftoGaz-Zentrale im März 2009 durch Spezialeinheiten des Geheimdienstes beispielsweise, wird oft im Rahmen des Wettstreits um

---

<sup>1293</sup> Vgl. NJSC NaftoGaz: „Naftogas of Ukraine“. Consolidated Financial Statements, Kiew 2008, S. 4, unter [http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Consolidated\\_FS\\_2007\\_en.pdf](http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Consolidated_FS_2007_en.pdf), 24.06.09.

<sup>1294</sup> Vgl. IEA: Ukraine. Energy Policy Review 2006, S. 159ff.

<sup>1295</sup> Vgl. Malygina, Katerina: Der neue Gasvertrag: Bedrohung und Risiken für die Ukraine, S. 13.

Einfluss zwischen Präsident Juschtschenko und Premierministerin Tymoschenko interpretiert. Während die Premierministerin zum Kreis um NaftoGaz gezählt wird, wird dem Präsidenten eine Nähe zu RosUkrEnergo nachgesagt.<sup>1296</sup>

Nicht-staatliche Energieunternehmen können in Ukraine theoretisch durch PSAs im Gassektor aktiv werden. Besonders internationale Konzerne sind Kiew willkommen, da sie in der Lage sind, die dringend notwendigen Investitionen zu tätigen. Um die in der Energiestrategie gesetzten Ziele im Upstream erreichen zu können (E&P), ist NaftoGaz nicht nur auf internationale Finanzmittel angewiesen. Die Expertise und die Technologien internationaler Konzerne sind zur Verbesserung der Produktion in reifen Erdgasfeldern unablässig und werden ebenso dringend für die Exploration und Erschließung neuer, z. B. offshore gelegener Lager benötigt. Die aktuell gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen bieten jedoch kaum Anreize hierzu.

Die seit 1999 bestehende PSA-Regelung, die zuletzt 2006 geändert wurde, hat bis heute zu keiner Partnerschaft im Rahmen eines PSAs geführt. Lediglich Anfang 2006, nach einem sehr undurchsichtigen Verfahren, wurde ein PSA zur Erschließung des offshore gelegenen Prikerchenskiy-Blocks unterzeichnet. Die Vertragsbedingungen waren 2007 von der scheidenden (Janukowitsch-) Regierung ausgehandelt worden. Entsprechend überraschte es nicht, als 2008 die neue (Tymoschenko-) Regierung den Vertrag aufhob (erst recht als sich herausstellte, dass Janukowitsch nahe Oligarchen aus der Ost-Ukraine Anteile am PSA hielten).<sup>1297</sup> Für PSAs in Offshore-Regionen gilt für internationale Investoren zudem die Begrenzung des Anteils auf maximal 40% als zusätzliche Restriktion. Neben den Problemen bei dem Abschluss von PSAs bestehen für Unternehmen, die im ukrainischen Upstream tätig sein möchten, nur geringe Anreize. Selbst wenn ein Unternehmen eine Explorationslizenz erhält, ist es nicht sicher, dass es bei einem Fund auch eine Lizenz zur Erschließung des Feldes und zur Förderung des Gases bekommt. Selbst für den Fall, dass ein Unternehmen in Ukraine Gas fördern darf, ist es dazu verpflichtet, das Gas innerhalb der Ukraine zu niedrigen, regulierten Preisen zu vermarkten. Für den Export von ukrainischem Erdgas existiert lediglich eine geringe Quote.<sup>1298</sup>

Mit ähnlichen Problemen wird die Produktion von Kohleflözgasen (CBM) in der Ukraine zu kämpfen haben, die von der Regierung gefördert werden soll. Denn die im Juni 2009 von

---

<sup>1296</sup> Vgl. Gathmann, Moritz: Machtkampf in der Ukraine eskaliert, Spiegel Online, 04.03.2009, unter: <http://www.spiegel.de/politik/ausland/0,1518,611421,00.html#ref=nldt>, 24.06.09.

<sup>1297</sup> Vgl. Chow, Eduard / Elkind, Jonathan: Where East Meets West: European Gas and Ukrainian Reality, in: The Washington Quarterly, Vol. 32, Nr. 1, Januar 2009, S. 85.

<sup>1298</sup> Vgl. IEA: Ukraine. Energy Policy Review 2006, S. 165ff.

Präsident Juschtschenko unterzeichnete zehnjährige Steuerbefreiung der CBM-Produktion und -nutzung, ist ebenfalls mit Einschränkungen bezüglich der Vermarktung verbunden. So dürfen Regulierungsbehörden beispielsweise die Gaspreise begrenzen, wenn das Gas staatliche Hilfen erhalten hat.<sup>1299</sup> Einige (optimistische) Experten schätzen, dass es Kiew gelingen könnte, die in der Energiestrategie anvisierte Erdgasproduktion sogar zu übertreffen. Wenn sich das Land zu einer ambitionierten Marktreform und entsprechenden Änderungen in den legalen und regulatorischen Rahmenbedingungen durchringen würde, sei eine Verdoppelung der heutigen Erdgasproduktion möglich.<sup>1300</sup>

#### **Verdichtung 46 (8.1.3-8.1.4)**

Die ukrainische Energiestrategie sieht u. a. die Integration des Energiesektors in den europäischen und die Stärkung der Ukraine als Transitroute für Erdöl und -gas nach Europa vor. Außerdem sollen die Energieimporte verringert werden, besonders jene, die über russisches Territorium verlaufen. Hierzu sollen alternative Quellen und Routen erschlossen werden, die eigene Erdgasproduktion erhöht (nicht-konventionelle Erdgase und Erdgasförderung im Ausland) und andere Energieträger stärker genutzt werden. Zu den Zielen der Strategie gehören auch die dringend benötigte Modernisierung und die Erweiterung des Gastransportsystems. Um die Ziele zu erreichen, braucht das Land hohe internationale Investitionen, doch ist der Energiesektor geprägt von staatlichem Einfluss, geringem Wettbewerb, grassierender Korruption und der Dominanz der finanziell maroden NaftoGaz. Internationale Unterstützung bedarf Ukraine auch für die Umsetzung der E&P-Ziele der Energiestrategie. Theoretisch können internationale Unternehmen über PSAs tätig werden, doch ist noch nie ein PSA umgesetzt worden. Reformen sind dringend notwendig, um die Ziele der Energiestrategie zu erreichen.

#### 8.1.5 Die Beziehungsebene

Zweifelsohne sind die ukrainisch-russischen Beziehungen am wichtigsten. Sowohl in diesem als auch im Kapitel über die Russische Föderation (Kapitel 7.1) ist zum Teil bereits auf die Beziehungen zwischen beiden Ländern eingegangen worden. Im Gassektor ist besonders auf die sich veränderten Geschäftsmodalitäten zwischen der Russischen Föderation und der Ukraine zu achten, die sich in der Vergangenheit, meistens als Folge der verschiedenen Gaskrisen, manifestiert haben. Nach der letzten Krise im Januar 2009 wurden zum ersten Mal langfristige Verträge (früher wurde jedes Jahr neu verhandelt) zwischen den zwei wichtigsten Unternehmen NaftoGaz und Gazprom (ohne Zwischenhändler) geschlossen. Zudem hat man sich nun anscheinend endgültig von Festpreisen verabschiedet (oder gar wie bis 2005 von Tauschgeschäften). Die Gas- und Transitpreise sind außerdem nun an die Entwicklung der

<sup>1299</sup> Vgl. Ukraine, in: Oil & Gas Journal (Online), 18.06.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/6715728663/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-area-drilling/s-articles/s-ukraine.html>, 26.06.09.

<sup>1300</sup> Vgl. Chow, Eduard / Elkind, Jonathan: Where East Meets West: European Gas and Ukrainian Reality, S. 79.

Ölmärkte gekoppelt, wenn auch nicht – wie in Europa üblich – mit einer sechs- oder neunmonatigen Verzögerung.

Insgesamt werden die neuen Gasverträge als Sieg der russischen Seite über die Ukraine interpretiert. Dies liegt einerseits daran, dass die Transitpreise nicht in dem Maße steigen können wie die Gaspreise und weit unter dem Wert bleiben, den die ukrainische Seite zur Instandhaltung des Netzes für nötig hält. Andererseits bleibt Kiew auch weiterhin auf Gaslieferungen angewiesen, die über oder aus Russland kommen, während Moskau an alternativen Transportrouten arbeitet. Das Interesse der russischen Seite, Anteile am ukrainischen Transitsystem zu kaufen oder zumindest den Betrieb der Transitpipelines zu übernehmen sinkt mit der Zeit, zumal die Ukraine besonders ersteres kategorisch ablehnt.

Zwei Faktoren könnten jedoch in den nächsten Monaten für eine Änderung der Lage sorgen. Zum einen ist in den neuen Verträgen festgehalten, dass Kiew die Gasrechnungen bei Fälligkeit sofort zu zahlen hat und dass Gazprom unter gewissen Umständen berechtigt ist, Gas nur gegen Vorkasse zu liefern. Für die wirtschaftlich angeschlagene NaftoGaz (und allgemein für die Ukraine) wird es sehr schwer sein, rechtzeitig – geschweige denn im Voraus – für das benötigte Erdgas zu zahlen.<sup>1301</sup> Aus genau diesem Grund zeichnete sich die nächste Gaskrise bereits im Sommer 2009 ab. Kommissionspräsident Barroso ermahnte die Mitgliedsstaaten der EU, sich auf mögliche Unregelmäßigkeiten bei den Gaslieferungen über Ukraine vorzubereiten. Spätestens im kommenden Winter könne Kiew in Zahlungsschwierigkeiten geraten, wenn vorher keine Lösung gefunden werden sollte.<sup>1302</sup>

Um die Situation zu entschärfen, suchte Kiew Hilfe bei europäischen Geldgebern. Die EU half der Ukraine, damit NaftoGaz Gazprom pünktlich bezahlen konnte. Schätzungen zufolge benötigte Kiew mindestens 2 Mrd. US\$, um die Gasspeicher für den Winter füllen zu können. Ukraine versuchte Kredite in Höhe von 4 Mrd. US\$ zu diesem Zweck zu erhalten. Im Gegenzug für die Kredite bot die Ukraine eine Erhöhung der heimischen Gaspreise und eine Sanierung der NaftoGaz-Finanzen an, was nicht ganz den Wünschen der potentiellen Geldgeber entsprach, die eine radikale Umstrukturierung des staatlichen Unternehmens erreichen wollen.<sup>1303</sup> Trotzdem erhielt Kiew ca. 1,7 Mrd. US\$ an Hilfen. Da die ukrainische Seite aber die angekündigten Reformen nicht auf den Weg gebracht hatte, war die Auszahlung einer Tranche in Höhe von 300 Mio. US\$ fraglich (s. o. Kapitel 8.1.2.4.1).

---

<sup>1301</sup> Vgl. Malygina, Katerina: Der neue Gasvertrag: Bedrohung und Risiken für die Ukraine, S. 13.

<sup>1302</sup> Vgl. EU leaders warned about emerging 'major' gas crisis, EurActiv, 19.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-leaders-warned-emerging-major-gas-crisis/article-183359>, 25.06.09.

<sup>1303</sup> Vgl. Ukraine pledges gas reform at EU loan talks, EurActiv, 20.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/ukraine-pledges-gas-reform-eu-loan-talks/article-184240>, 20.07.09.

Als letzter wertvoller Posten des Unternehmens gilt das ukrainische Pipelinesystem, das bei einer Umstrukturierung NaftoGazs möglicherweise (zum Teil) noch unter die Kontrolle Gazproms kommen könnte. Zudem sind bereits im Januar 2010 Präsidentschaftswahlen in der Ukraine. Sollte sich hierbei kein Kandidat aus dem westlich-orientierten Lager durchsetzen können, würde dies möglicherweise zu einer (zumindest oberflächlichen) Verbesserung der Beziehungen zwischen der Ukraine und Russland führen. Der russische Präsident Medwedew hat bereits zu erkennen gegeben, dass er auf einen Präsidentenwechsel in 2010 hofft. Für diesen Fall hat er eine Verbesserung der Beziehungen in Aussicht gestellt.<sup>1304</sup> Gleichzeitig warnte Gazprom vor einer möglichen Verschlechterung der Beziehungen, sollten die Wahlen nicht zu klaren politischen Machtverhältnissen in der Ukraine führen. Anscheinend geben Kreml und Gazprom bei diesen Wahlen der Regierungschefin Julija Tymoschenko den Vorzug. Vladimir Putin und sie waren maßgeblich an der Entschärfung des letzten Gaskonflikts beteiligt. Sie hatten gemeinsam die Lieferbedingungen ausgehandelt<sup>1305</sup> und später bessere Vertragsbedingungen für NaftoGaz eingeführt, als das Unternehmen unfähig war die ToP-Verträge mit Gazprom zu erfüllen bzw. entsprechende Strafzahlungen zu leisten.

Möglicherweise rechnet sich Moskau von einer Unterstützung Tymoschenkos gewisse Chancen auf das ukrainische Transitsystem aus, sollte sie Präsidentin werden. Am wahrscheinlichsten wäre für diesen Fall eine (Minderheits-) Beteiligung Gazproms am Pipelinennetz oder die Übergabe des Pipelinebetriebs für mehrere Jahre (gegebenenfalls über ein Betreiberkonsortium). Doch unabhängig vom Ausgang der Wahlen kann man sicher davon ausgehen, dass diese Entscheidung von keinem der politischen Lager in der Ukraine leichtfertig getroffen werden wird. Denn das Gastransportsystem des Landes wird von den meisten politischen Strömungen als eines der letzten Einflussinstrumente zur Sicherung der politischen und wirtschaftlichen Souveränität des Landes gegenüber dem östlichen Nachbarn gesehen.<sup>1306</sup>

Außerhalb des Gassektors gibt es eine Vielzahl von Themen, die Russland und die Ukraine betreffen, an dieser Stelle aber nicht ausführlich besprochen werden können. Unter anderem geht es z. B. um die Westorientierung der Ukraine und v. a. um eine mögliche NATO-Mitgliedschaft, die Moskau mit allen Mitteln versucht zu verhindern. Ein weiteres Thema ist

---

<sup>1304</sup> Vgl. Medvedev lambasts Ukraine leader, BBC News (Online), 11.08.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/8195194.stm>, 11.08.09.

<sup>1305</sup> Vgl. Gazprom warnt Ukrainer vor falscher Wahlentscheidung, Spiegel Online, 13.09.2009, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/0,1518,648667,00.html#ref=nldt>, 14.09.09.

<sup>1306</sup> Vgl. Mihm, Andreas: „Kiew's letztes Einflussinstrument“, in: F.A.Z. (Online), 13.01.2009, unter: <http://www.faz.net/s/RubFC06D389EE76479E9E76425072B196C3/Doc~E626095215C9E4BA8B1FAAC6D70C16E35~ATpl~Ecommon~Scontent.html>, 24.06.09.

die Krimhalbinsel, die bis 1954, als Chruschtschow sie an die Ukraine schenkte, fester Teil Russlands war. Neben der russischen Mehrheit auf der Halbinsel und im Osten des Landes ist Moskau besonders daran Interessiert, den Militärstützpunkt der russischen Schwarzmeerflotte in Sewastopol zu behalten. Kiew dagegen – bzw. die noch amtierende Regierung – stellt keine Verlängerung der Verträge über 2017 hinaus in Aussicht. Zudem ist die ukrainisch-russische Grenze, zwar gegenseitig anerkannt, doch wie auch die ukrainisch-weißrussische noch nicht demarkiert. Auch bezüglich des Status der Straße von Kertsch (dem sogenannten „Bosporus an der Krim“) und dem Asowschen Meer gibt es unterschiedliche Ansichten. Die ukrainisch-moldawische Grenze ist durch den Transnistrien-Konflikt geprägt, wo die größten Probleme illegale Migration, Waffen- und Drogenschmuggel sind.

Die Beziehungen zum Westen, zur EU und den USA, sind für die ukrainische Regierung von großer Bedeutung. Kiew strebt sowohl in die EU als auch in die NATO. Allerdings bleibt v. a. die NATO-Mitgliedschaft in der Ukraine höchst umstritten und genießt nicht die Zustimmung der Bevölkerungsmehrheit (kaum 20,1% wären dafür, 59,3% dagegen<sup>1307</sup>). Ein Beitritt gilt deswegen eher als Prestigeprojekt des Kreises um Präsident Juschtschenko. Die NATO-Mitgliedschaft der Ukraine wurde zuletzt im Dezember 2008 in Bukarest von dem Bündnis diskutiert, wobei entschieden wurde, Kiew für den Moment keine Mitgliedschaft anzubieten. Allerdings bleibt ein Beitritt in Zukunft offen, so dass das Thema einer ukrainischen Mitgliedschaft erneut auf die Tagesordnung kommen könnte.

Bezüglich einer Mitgliedschaft in der EU ist es für die Ukraine bestenfalls noch ein langer Weg. Dieses Ziel bleibt aber langfristig ein Interesse Kiews. Als Zwischenschritt in Richtung EU betrachtet die ukrainische Regierung die Integration der Energiesektoren. Wie bereits in Kapitel 6.5.4 erwähnt, ist Kiew in der Europäischen Energiegemeinschaft als Beobachter aktiv. Das Land könnte jedoch, gemeinsam mit Moldau, der Gemeinschaft bald als Vollmitglied beitreten. Hierfür müssen beide Staaten vorher noch zahlreiche Reformen im Energiesektor umsetzen. Als besonders reformbedürftig gilt dabei der ukrainische Erdgassektor. Sollten die von der Energiegemeinschaft geforderten Reformen umgesetzt werden, würde dies eine Erweiterung des EU-Acquis im Energiesektor auf die Ukraine bedeuten.<sup>1308</sup>

---

<sup>1307</sup> Die Werte stammen aus der Umfrage des Razumkov Centres und sind vom Juli 2009. Zu finden auf dem Internetauftritt des Razumkov Centres unter: [http://razumkov.org.ua/eng/poll.php?poll\\_id=46](http://razumkov.org.ua/eng/poll.php?poll_id=46), 18.12.09.

<sup>1308</sup> Vgl. Energy Community (Internetauftritt): Ukraine and Moldova to accede to the Energy Community upon amendments of their gas laws, Press Release, 18.12.2009, unter: [http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/NEWS/News\\_Details?p\\_new\\_id=3021](http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/NEWS/News_Details?p_new_id=3021), 22.01.10.



Darüber hinaus nimmt die Ukraine an der neuen Östlichen Partnerschaft teil. Diese Partnerschaft, die von Russland mit großem Misstrauen beobachtet wird<sup>1309</sup>, soll die demokratischen Strukturen der Länder (zu denen auch Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Georgien und Moldau gehören) stärken, die wirtschaftliche Integration vorantreiben und die Energiesicherheit aller Beteiligten erhöhen. Die Partnerschaft beinhaltet jedoch ausdrücklich keinerlei direkte Beitrittsaussichten, spricht jedoch von fortschreitender Integration mit den jeweiligen Staaten.<sup>1310</sup>

Im Energiebereich existiert seit der Unterzeichnung eines MoU im Jahr 2005 ein bilateraler EU-Ukraine Energiedialog. Er bietet einen Rahmen für konkrete Fahrpläne, u. a. in den Bereichen der Integration der Strom- und Gasmärkte und der Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie der Sicherheit des Transits für Erdöl und Erdgas. Auch die Bereiche rund um die Verbesserung der Energieeffizienz, der erneuerbaren Energien und des Umweltschutzes werden berücksichtigt. Hauptziele der EU sind bei dem EU-Ukraine Energiedialog:

- 1) die Entwicklung eines ukrainischen Strom- und Gasmarktes nach den regulatorischen Rahmenbedingungen der EU;
- 2) die Förderung konkreter Infrastrukturprojekte von gemeinsamen Interesse mit dem Ziel, die Energiesicherheit der Ukraine und der EU zu verbessern, auch durch die Berücksichtigung der Sicherheit, der Transparenz und der Verlässlichkeit des Transits von Energieressourcen durch die Ukraine;
- 3) die Verbesserung im Bereich der nuklearen Sicherheit;
- 4) eine bessere Kooperation, um die Energieeffizienz zu erhöhen und Energie einzusparen sowie die Förderung regenerativer Energien und
- 5) die Erhöhung der physischen Unversehrtheit und der Sicherheit der ukrainischen Energieinfrastruktur, inkl. der Anlagen, Netze und maritimer Transporte von Energieressourcen.<sup>1311</sup>

Des Weiteren pflegt Ukraine Beziehungen zu den Schwarzmeeranrainern und zu den Staaten am kaspischen Meer. Zusammen mit Georgien, Aserbaidschan und Moldau ist Kiew Mitglied der Internationalen Organisation GUAM. Gegründet wurde die GUAM 1997 am Rande des

---

<sup>1309</sup> Vgl. EU launches Eastern plan in Russia's backyard, EurActiv, 08.05.2009, unter:

<http://www.euractiv.com/en/enlargement/eu-launches-eastern-plan-russia-backyard/article-182123>, 25.06.09.

<sup>1310</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Joint Declaration of the Prague Eastern Partnership Summit Prague, S. 5ff.

<sup>1311</sup> Vgl. Europäische Union / Regierung der Ukraine: Memorandum of Understanding on co-operation in the field of energy between the European Union and Ukraine, Kiew 2005, unter:

[http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral\\_cooperation/doc/ukraine/2005\\_12\\_01\\_ukraine\\_mou.pdf](http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/doc/ukraine/2005_12_01_ukraine_mou.pdf), 05.08.09.

Europarat-Gipfeltreffens als ein eher informelles Kooperationsforum. Ziel der GUAM, die besonders von den USA unterstützt wurde, war die verstärkte Zusammenarbeit zur Erhöhung der Stabilität und der Sicherheit der beteiligten Staaten. Die GUAM sollte v. a. helfen, die Souveränität der vier ehemaligen sowjetischen Republiken zu schützen. Für kurze Zeit beteiligte sich auch Usbekistan an der Zusammenarbeit im Rahmen der GUUAM (der zusätzliche Buchstabe fiel mit dem Ausscheiden Taschkents weg). In 2006 wurde die Zusammenarbeit zwischen den GUAM-Staaten formalisiert und zu einer Internationalen Organisation mit dem Namen „GUAM – Organization for Democracy and Economic Development“ weiterentwickelt.<sup>1312</sup>

#### **Verdichtung 47 (8.1.5)**

Die russisch-ukrainischen Beziehungen sind von größter Bedeutung. Wichtig sind im Gassektor v. a. die veränderten Modalitäten bei Gasgeschäften: weg von jährlichen Verträgen und Festpreisen, hin zu langfristigen Verträgen mit einer Ölpreisbindung. Die neuen Modalitäten verbessern die russische Position tendenziell, da Moskau Alternativrouten baut, aber Ukraine weiterhin von Lieferungen aus oder über Russland abhängt. Ukraines wichtigster Posten – das Gastransportsystem – verliert dabei an Bedeutung. Im Gasbereich hat Moskau die Oberhand und Kiew kann unter diesen Bedingungen keine anderen Themen in die Waagschale werfen. Der Ausgang der Wahlen 2010 könnte eine, zumindest oberflächliche, Verbesserung der Beziehungen zwischen Moskau und Kiew bringen. Allerdings wird es von keinem politischen Lager Geschenke an Moskau geben, besonders nicht bezüglich des Gastransportsystems, das als letztes Instrument zur Erhaltung der Souveränität gesehen wird. Die Beziehungen der Ukraine zum Westen sind sehr bedeutsam, v. a. als Gegenpol zu den Beziehungen zu Russland. Doch gibt es keinen Konsens bezüglich einer Westintegration, besonders eines NATO-Beitritts. Die Kooperation im Rahmen der Energiegemeinschaft und des EU-Ukraine Energiedialogs bietet der EU eine Möglichkeit, die energiespezifische Integration zu fördern, ohne dabei eine EU-Vollmitgliedschaft in Aussicht stellen zu müssen.

#### 8.1.6 Fazit

Im Moment ist die Bedeutung der Ukraine als Transitstaat für russisches Gas in Europa kaum zu unterschätzen. Die Vorteile durch die hohen Gasspeicherkapazitäten und die bereits vorhandene und amortisierte Transportinfrastruktur sind trotz benötigter hoher Investitionen ein erheblicher Wettbewerbsvorteil gegenüber Alternativrouten. Um langfristig das Pipelinesystem zu modernisieren oder zu erweitern, ist jedoch ein neues Betriebsmodell notwendig, da sich bei den aktuellen Transitgebühren das System nicht einmal in Stand halten lässt (und das obwohl die Gebühren seit der neuen Einigung 2009 höher sind als in der Vergangenheit). Die finanziell marode NaftoGaz muss unbedingt umstrukturiert werden,

---

<sup>1312</sup> Vgl. GUAM (Internetauftritt): About GUAM, History GUAM, unter: <http://guam-organization.org/en/node,11.08.09>.

damit sie nicht am Tropf des Staates hängt. Dieser hat selbst genügend Probleme mit seinen Finanzen, erst recht seit die weltweite Finanz- und Wirtschaftskrise in der ukrainischen Wirtschaft voll angekommen ist (die ukrainische Wirtschaft soll vorläufigen Schätzungen nach 2009 um 15% geschrumpft sein).<sup>1313</sup>

Kiew könnte durch die Umsetzung der eigenen Energiestrategie die ukrainische Position gegenüber Moskau verbessern und gegenüber der EU erhalten. Besonders gegenüber Russland hat sich die ukrainische Position dabei deutlich verschlechtert. Hauptverantwortlich hierfür ist nicht nur der Bau von Pipelines wie Nord und South Stream, die ukrainisches Territorium umgehen, sondern die Aushandlung der Gasverträge zwischen Gazprom und NaftoGaz. Konnten bei den früher üblichen intergouvernementalen Verträgen Themen aus verschiedenen Bereichen miteinander verknüpft werden, ist dies jetzt nicht mehr ohne weiteres möglich. Die große Asymmetrie zwischen Russland und Ukraine im Gassektor führt bei der Aushandlung von Gasverträgen zur Entstehung klarerer Gewinner und Verlierer.

Will Kiew die eigene Position verbessern, reicht nicht nur eine Diversifizierung der Importe. In erster Linie sollte eine Senkung des Eigenbedarfs betrieben werden, die zwar auch von einer Reduzierung des importierten russischen Erdgases begleitet sein kann, jedoch primär durch eine Verbesserung der Energieeffizienz herrühren müsste. Die Erhöhung der heimischen Förderung sollte ebenfalls stärker vorangetrieben werden. Die Reserven und Ressourcen der Ukraine lassen sich durch entsprechende Explorationsbemühungen erheblich erweitern, besonders bei Offshore-Lagern und nicht-konventionellen Erdgasen. Will Kiew die hierzu nötigen Investitionen anlocken, müssen jedoch dringend die Rahmenbedingungen verbessert werden. Zum Teil würde es bereits ein Fortschritt bedeuten, wenn die vorhandenen Möglichkeiten (z. B. PSAs) tatsächlich angewandt und die Korruption im Land bekämpft werden würde.

Eine deutliche Verbesserung des Investitionsklimas in der Ukraine würde wahrscheinlich eine Vollmitgliedschaft Kiews in der Energiegemeinschaft mit sich bringen, die jedoch mit grundlegenden Reformen im Gassektor verbunden ist. Wichtiger als die Reform der Rahmenbedingungen für Investitionen dürften aber grundlegende Marktreformen sein. Ein wettbewerbsfähiger und liberalisierter ukrainischer Gasmarkt würde die Attraktivität Kiews als Markt für Russland und Gazprom deutlich erhöhen und als Konsequenz, die Position der Ukraine gegenüber Moskau verbessern.

---

<sup>1313</sup> Vgl. Menzel, Stefan: „Krise in Osteuropa hat gerade erst begonnen“, Interview mit dem Präsidenten der Osteuropabank EBRD Thomas Mirow, in: Handelsblatt (Online), 12.08.2009, unter: <http://www.handelsblatt.com/politik/international/krise-in-osteuropa-hat-gerade-erst-begonnen;2443604,12.08.09>.

Der Handlungsraum der Ukraine wird dabei zusätzlich in hohem Maße von den politischen Umständen sowohl im Inneren des Landes als auch auf der Beziehungsebene bestimmt und begrenzt. Im Inneren ist das Land, vereinfacht dargestellt, einerseits zwischen einem „pro-westlichen“ und einem „pro-russischen“ Lager gespalten, andererseits zwischen einem „ukrainischen Westen“ und einem „russischen Osten und Süden“. Die aktuell regierende „pro-westliche“ Koalition unter Premierministerin Timoschenko und Präsidenten Juschtschenko ist in sich zerstritten. Nach der ersten Runde der Wahlen im Januar 2010 ist klar, dass der amtierende Präsident abgewählt wurde. Sollte der Führer der Opposition Janukowitsch gewinnen, dürften sich die Beziehungen zu Moskau verbessern, die Annäherung an den Westen aber (mit Ausnahme der NATO) dürfte weiter vorangetrieben werden. Ähnliches dürfte auch bei einer Wahl Timoschenkos gelten, die zwar 2004/2005 noch zum orangenen Lager zählte, sich mittlerweile aber zum Wunschkandidaten Moskaus entwickelt zu haben scheint. Die Ukraine braucht jedoch gute und stabile Beziehungen, sowohl zu Moskau als auch zu Brüssel. Jede Art „anti-russischer“ Politik wird keinen Rückhalt bei der Bevölkerungsmehrheit finden und langfristig die ukrainische Position als Transitstaat schwächen, weil Moskau nach alternativen Routen suchen wird. Ohne russisches Gas aber verliert Kiew auch gegenüber Europa (energiepolitisch) an Bedeutung.

## **8.2 Die Türkei als Transitstaat für Erdgaslieferungen nach Europa**

Die geographische Lage verleiht der Türkei die Chance, sich zu einer Energiebrücke nach Europa zu entwickeln. Bereits heute werden große Mengen Erdöl durch die Türkei oder den Bosphorus in die Weltmärkte transportiert. Wie Tabelle 20 zeigt, könnte sich das Land in Zukunft zu einem der bedeutendsten Transitstaaten entwickeln – auch für die EU. Im Folgenden wird detailliert auf die Rolle der Türkei als Transitstaat für Erdgas eingegangen.

### **8.2.1 Die politische Situation**

Kaum ein Land wurde von nur einer Person so geprägt, wie die Türkei von Mustafa Kemal. Mustafa Kemal, der mit dem Ehrennamen „Atatürk“ – „Vater der Türken“ – von der Großen Türkischen Nationalversammlung 1938 ausgezeichnet wurde, reformierte die Türkei nach dem Zerfall des Osmanischen Reiches von Grund auf. Kern dieser Reformen waren die Aufhebung der islamischen Ordnung (Säkularisierung) und eine radikale Verwestlichung des Landes. Seit den Parlamentswahlen von 2002 regiert zum ersten Mal in der Geschichte der modernen Türkei eine gemäßigte islamische Partei, die konservative AKP, die in den Augen der bis dahin politisch dominierenden Kemalisten eine Gefahr für die Republik darstellt.

Die hieraus resultierenden Spannungen haben sich seit 2007, als die AKP eine zweite Amtszeit errang, besonders zugespitzt. Auf der einen Seite des Konflikts stehen die Vertreter der AKP, die aktuell die wichtigsten Staatsämter stellen (Minister-, Staats-, und Parlamentspräsident), auf der anderen Seite die laizistisch-kemalistischen Eliten (v. a. in der Justiz und dem Militär). Die Auseinandersetzungen zwischen beiden Lagern haben die Türkei bereits öfters an den Rand einer Staatskrise gebracht. Typische Beispiele in diesem Zusammenhang sind der Versuch zur Aufhebung des Kopftuchverbots an Universitäten durch die AKP (worin Kemalisten, wie auch später das Verfassungsgericht, einen Verstoß gegen das in der Verfassung verankerte Laizismusgebot sahen) oder das Anstreben eines Parteiverbotsverfahren gegen die regierende AKP durch die Opposition. Die Klage gegen die AKP nahm das Verfassungsgericht zwar an, verbot die Partei aber nicht. Die Partei wurde jedoch, was oft übersehen wird, vom Gericht als verfassungsfeindlich verurteilt.<sup>1314</sup>

Die Reformen der AKP haben in den vergangenen Jahren nicht nur Kemalisten im Allgemeinen, sondern das Militär ins Besondere geschwächt, das sich traditionell als Wahrer der säkularen Verfassung versteht und seit 1960 vier Regierungen gestürzt hat. Zuletzt verstärkten sich die Spannungen zwischen Militär und AKP, als Präsident Abdullah Gül, trotz Warnungen des Militärs, im Juli 2009 ein Gesetz unterzeichnete, das die Macht von Militärgerichten einschränkt.<sup>1315</sup>

Zusätzlich zu dem Konflikt zwischen laizistischen-kemalistischen Eliten und der AKP kommt die sogenannte Kurdenfrage hinzu. Als die Republik Türkei gegründet wurde, setzte Atatürk das Konzept einer Nation durch, in der nur Türken leben und nur türkisch gesprochen werden sollte. Er baute die Türkei um die Idee von türkischer nationaler Identität und Sprache innerhalb von festgelegten Staatsgrenzen auf. Um diese Homogenität zu erreichen, führte Atatürk sogar „Bevölkerungsaustausche“ mit Griechenland aus.<sup>1316</sup> Bis heute hält ein bedeutender Teil der Türken an dieser Idee der Einheitlichkeit der Bevölkerung fest. Die damit verbundene Diskriminierung der Kurden sowie die Unterdrückung kurdischer Sprache und Kultur, führten zu einem bewaffneten Konflikt zwischen der kurdischen PKK (die international als terroristische Organisation betrachtet wird) und dem türkischen Staat.

---

<sup>1314</sup> Vgl. Kramer, Heinz: Türkische Turbulenzen: der andauernde Kulturkampf um die »richtige« Republik, Stiftung Wissenschaft und Politik, Studie S11, Berlin 2009, S. 7ff.

<sup>1315</sup> Vgl. Turkey limits military courts' powers, EurActiv, 09.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/turkey-limits-military-courts-powers/article-183901>, 09.07.09.

<sup>1316</sup> Vgl. Steinbach, Udo: Die Türkei und die EU. Die Geschichte richtig lesen, in: Aus Politik und Zeitgeschichte. Beilage zur Wochenzeitung Das Parlament, 09.08.2004, S. 4.

Dieser Konflikt kostete seit den frühen 1980er schätzungsweise 30.000 Menschen das Leben (zum Teil geht man sogar von über 40.000 Toten aus). Hatte der Konflikt in den Jahren zwischen der Verhaftung des PKK-Führers Abdullah Öcalan (1999) und der Aufkündigung eines Waffenstillstands seitens der PKK in 2004 an Intensität verloren, ist seit dem jedoch die Gewalt erneut eskaliert. Seit 2007 gab es erneut zahlreiche Bombenanschläge und Entführungen, v. a. im kurdisch geprägten Südosten der Türkei.<sup>1317</sup> Auch die Energieinfrastruktur blieb von kurdischen Anschlägen in der Vergangenheit nicht verschont. So übernahm die PKK beispielsweise die Verantwortung für einen Anschlag im August 2008, durch den die aus Aserbaidschan kommende BTC-Ölpipeline für mehrere Tage den Betrieb anhalten musste.<sup>1318</sup> Auch Erdgaspipelines der türkischen BOTAŞ sowie die Erdgaspipeline zwischen Iran und Türkei sind in der Vergangenheit Ziel von Anschlägen von PKK-Terroristen gewesen.<sup>1319</sup>

Ende August 2009 hat der türkische Ministerpräsident Erdoğan Pläne für eine Reihe neuer Gesetze bekannt gegeben, um der kurdischen Minderheit im Land mehr Rechte einzuräumen. Allerdings werden die Pläne der Regierung von der Opposition und dem türkischen Militär verworfen.<sup>1320</sup> Schätzungsweise leben 12-15 Millionen Kurden auf türkischem Territorium. Je nach Schätzungen schwankt die kurdische Bevölkerungszahl weltweit in erheblichem Maß. Laut der Gesellschaft für Bedrohte Völker gibt es zwischen 30 und 35 Millionen Kurden. Außerhalb der Türkei leben die meisten Kurden in Iran, Irak und Syrien.

### 8.2.2 Die Entwicklung des Gassektors

Erdgas wird in der Türkei erst seit Mitte der Siebziger Jahre genutzt. Ähnlich wie in Europa wurde Erdgas als Substitut für Erdöl politisch gefördert, um den Energiemix zu diversifizieren und die Versorgungssicherheit des Landes zu verbessern. Die ersten kommerziell erschließbaren Erdgasfelder in der Türkei wurden 1970 in den Regionen Hamitabat and Kumrular entdeckt. Im Jahr 1975 war eine Zementfabrik der erste große

---

<sup>1317</sup> Vgl. International Crisis Group: Turkey and Europe: The Decisive Year Ahead, Europe Report Nr. 197, Brüssel 2008, S. 19.

<sup>1318</sup> Vgl. Watkins, Eric: BTC pipeline to get fire, gas-detection systems, in: Oil & Gas Journal (Online), 22.06.2009, unter: [http://www.pennenergy.com/index/articles/display/7992555101/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-constuction/s-articles/s-btc-pipeline\\_to\\_get.html](http://www.pennenergy.com/index/articles/display/7992555101/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-constuction/s-articles/s-btc-pipeline_to_get.html), 09.07.09.

<sup>1319</sup> Vgl. Avcı, İsmail: „6 PKK-related Pipeline Sabotages in 7 Months“, in: Today's Zaman, 21.08.2006, unter: <http://www.todayszaman.com/tz-web/detaylar.do?load=detay&link=35874>, ebenfalls vgl. Press TV, PKK threatens more attacks in Turkey, 09.08.2008, unter: <http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=66077&sectionid=351020204>, beide 09.07.09.

<sup>1320</sup> Vgl. Turkey poised to give Kurds more rights, EurActiv, 20.08.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/turkey-poised-give-kurds-rights/article-184975>, 04.09.09.

Erdgaskonsument in der Türkei.<sup>1321</sup> Allerdings hat das Land erst Mitte der Achtziger Jahre insgesamt größere Erdgasmengen verbraucht.

Die ersten Erdgaslieferungen wurden 1984 durch einen Vertrag zwischen der türkischen BOTAŞ und der sowjetischen Soyuzgazexport geregelt. Die Lieferungen hatten einen Umfang von 6 Bcm p. a. und wurden über Ukraine, Rumänien und Bulgarien geliefert. Der Liefervertrag hatte eine Laufzeit von 25 Jahren und konnte zu 70% durch türkische Waren beglichen werden. Das erste russische Erdgas erreichte die Türkei 1987 über eine 842 km lange Pipeline (Russian Federation-Turkey Natural Gas Main Transmission Line). Zehn Jahre später wurde die Kapazität der Pipeline verdoppelt. Nachdem Ankara 1994 mit Lieferunterbrechungen zu kämpfen hatte, weil es zu Spannungen zwischen der Ukraine und Russland gekommen war, entschied man sich für den Bau einer direkten Verbindung zwischen Russland und der Türkei unter dem Schwarzen Meer: die Blue Stream-Pipeline. Die Blue Stream-Pipeline nahm erstmals 2003 den Betrieb auf, wurde jedoch 2005 offiziell eingeweiht.<sup>1322</sup>

Bereits vor der Inbetriebnahme der Blue Stream begann Ankara in 2001 Erdgas aus Iran über die knapp 1.500 km lange Eastern Anatolia Natural Gas Main Transmission Line zu importieren. Im Jahr 2006 eröffnete die Türkei die SCP (oder BTE-Pipeline), durch die erstmalig größere Mengen kaspischen Erdgases (aus Aserbaidschan) in westliche Richtung transportiert werden konnten. Die Fertigstellung der Pipelineverbindung zwischen den griechischen und türkischen Pipelinenetzen bildet momentan noch die wichtigste Verbindung, um Erdgas über die Türkei nach Europa zu transportieren. Heute gibt es v. a. drei bedeutende Pipelineprojekte, um Erdgas in die Türkei oder über die Türkei in weitere Märkte zu transportieren. Neben dem Prestigeprojekt der EU, der Nabucco-Pipeline, handelt es sich hierbei um die Erweiterung der Blue Stream-Pipeline (sogenannte Blue Stream II) und um die Arabische-Gaspipeline, die Erdgas aus Nordafrika in nördliche Richtung bringen wird. Im entsprechenden Kapitel (8.2.3.4 Erdgastransit durch die Türkei) wird detaillierter auf das türkische Pipelinenetz und auf die wichtigsten Pipelineprojekte eingegangen.

---

<sup>1321</sup> Vgl. OME, Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 334.

<sup>1322</sup> Vgl. BOTAŞ: Annual Report 2008, Ankara 2009, S. 27ff, unter: [http://www.botas.gov.tr/icerik/docs/faalrapor/2008/eng/fr2008\\_full.pdf](http://www.botas.gov.tr/icerik/docs/faalrapor/2008/eng/fr2008_full.pdf), 21.12.09.

### **Verdichtung 48 (8.2.1-8.2.2)**

Jahrzehnte lang wurde die Türkei von Kemalisten regiert. Seit 2002 regiert zum ersten Mal in der Geschichte der modernen Türkei eine gemäßigte islamische Partei, die AKP. Dies hat zu heftigen politischen Spannungen zwischen der AKP und den traditionellen kemalistischen Eliten geführt. Die Türkei wird zudem von der Kurdenfrage und dem Krieg gegen die PKK belastet. Anschläge kurdischer Separatisten hatten in der Vergangenheit auch die Erdgasinfrastruktur des Landes zum Ziel. Dabei wird Gas seit den 1970er zur Diversifizierung des Energieverbrauchs und zur Substitution von Erdöl und Erdölprodukten verwendet. Erste Importe aus der UdSSR erreichten die Türkei in 1987. Lieferunterbrechungen über die genutzte ukrainische Route in 1994 führten zum späteren Bau der Blue Stream. Bereits seit 2001 importiert Ankara Erdgas aus dem Iran, seit 2006 auch aus Aserbaidschan über die SCP (BTE).

## 8.2.3 Erdgas in der Türkei: Reserven, Förderung, Konsum, Transit und Investitionen

### 8.2.3.1 Die türkischen Reserven

Die Türkei ist ein energiearmes Land und verfügt kaum über eigene Erdöl-, Erdgas- oder Kohlereserven. Laut EIA und Oil & Gas Journal belaufen sich die Erdgasreserven des Landes auf 8,5 Bcm (300 Bcf, 2009). Die BGR geht von einer ähnlichen Reservenhöhe aus, zu denen jedoch zusätzliche 20 Bcm Erdgasressourcen hinzukommen. Das größte der insgesamt 14 türkischen Erdgasfelder ist Marmara Kuzey, das offshore im Marmarameer liegt und Teil der sogenannten Thrakien-Gallipoli-Senke ist.<sup>1323</sup>

### 8.2.3.2 Die türkische Erdgasförderung

Das meiste Erdgas wird von den Unternehmen TPAO, BP und Shell gefördert. Das Gas wird jedoch fast ausschließlich zur Steigerung der Erdölförderung verwendet. Die türkische Erdgasförderung ist sehr gering. Sie lag 2006 bei lediglich 0,9 Bcm (32 Bcf).<sup>1324</sup>

### 8.2.3.3 Der türkische Erdgaskonsum

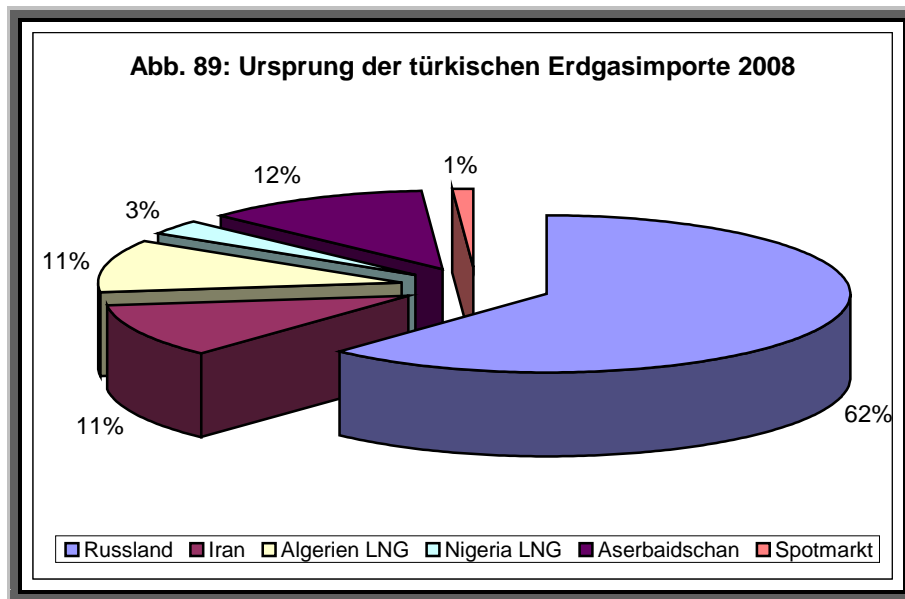
Der Erdgaskonsum in der Türkei ist in den vergangenen Jahren rasant gestiegen. Betrug 1988 der gesamte türkische Erdgasverbrauch lediglich 1,2 Bcm, stieg dieser nur zehn Jahre später auf 10,3 Bcm, um 2008 bereits 36 Bcm zu erreichen. Gegenüber 2006 bedeutete dies einen Anstieg von 15%.<sup>1325</sup>

<sup>1323</sup> Vgl. EIA: Turkey. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 4f, unter: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Turkey/pdf.pdf>, 26.06.09; vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 45.

<sup>1324</sup> Vgl. EIA: Turkey, S. 4f.

<sup>1325</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy Workbook 2009.





Das meiste im Land verbrauchte Erdgas kommt aus Russland und erreicht die Türkei über die Ukraine und die Balkanhalbinsel. Seit 2005 wird russisches Erdgas ebenfalls über die unter dem Schwarzen Meer verlaufende Blue Stream-Pipeline transportiert. Über die SCP (bzw. BCE-Pipeline) wird Erdgas aus dem aserbaidischen Shah Deniz-Feld in das türkische Netz eingespeist. Auch aus Iran bezieht Ankara Erdgas, obwohl sich die Lieferungen aus dem Iran nicht unproblematisch gestaltet haben. Zusätzlich zum Erdgas, das die Türkei über Pipelines erreicht, bezieht das Land ebenfalls LNG aus Algerien und Nigeria.<sup>1326</sup> Das LNG gelangt über das 1994 fertig gestellte Terminal Marmara Ereğlisi in die Türkei. Seit einer Erweiterung im Jahr 1999 kann das Terminal maximal 6 Bcm jährlich aufnehmen (ca. 4,6 mmpa). Ein weiteres LNG-Terminal ähnlicher Kapazität gibt es bei Aliaga seit 2006.<sup>1327</sup>

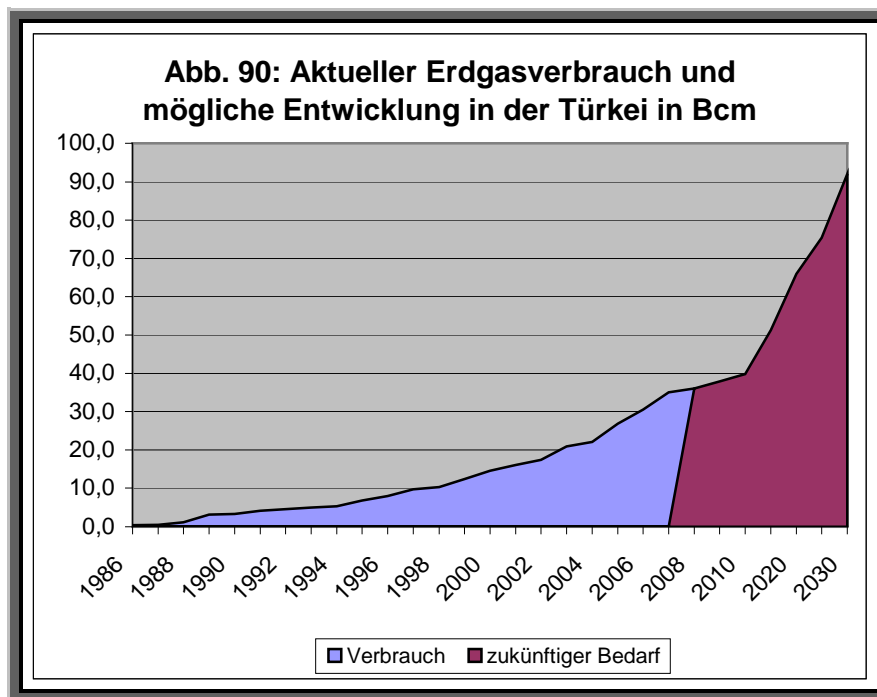
Laut des türkischen Unternehmens BOTAŞ, könnte der türkische Erdgasbedarf bis 2020 insgesamt 66 Bcm betragen. Zur Deckung des Bedarfs müsste die Türkei unbedingt neue Lieferverträge abschließen oder auslaufende Verträge erneuern, da die aktuell laufenden Kontrakte bis 2020 eine Versorgungslücke von ca. 15 Bcm p. a. aufweisen.<sup>1328</sup> Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass die Auswirkungen der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise nicht in den BOTAŞ-Prognosen berücksichtigt werden. Die Wirtschaftskrise ist ebenso wenig in den Szenarien des OME berücksichtigt, bei denen von einem türkischen Bedarf von ca. 92 Bcm in 2030 ausgegangen wird. Wie auch heute, soll jedoch in Zukunft die

<sup>1326</sup> Vgl. EIA: Turkey, S. 5.

<sup>1327</sup> Vgl. Hartley, Peter / Medlock, Kenneth B. III.: Scenarios for Russian Natural Gas Exports: The Role of Domestic Investment, the Caspian and LNG. Russia and the Caspian States in the Global Energy Balance, James A. Baker III Institute, Houston 2009, S. 8.

<sup>1328</sup> Vgl. Winrow, Gareth M.: Problems and Prospects for the "Fourth Corridor": The Positions and Role of Turkey in Gas Transit to Europe, Oxford Institute for Energy Studies, NG 30, Oxford 2009, S. 14ff.

Struktur der wichtigsten Erdgasverbraucher in der Türkei ähnlich bleiben: größter Konsument wird der Stromsektor bleiben (2005, 51%; 2030, 54%), gefolgt von den privaten Haushalten (35% sowohl in 2005 als auch in 2030) und dem Industriesektor (13% in 2005 und 10% in 2030).<sup>1329</sup>



Aufgrund des hohen Importanteils der Türkei hat sich die Regierung u. a. das Ziel gesetzt, das Potential der heimischen regenerativen Energieressourcen (besonders Wasserkraft) besser zu nutzen und die Energieeffizienz der türkischen Wirtschaft zu steigern. Zu diesem Zweck sind 2005 (Gesetz zur Nutzung regenerativer Energien) und 2007 (Gesetz zur Energieeffizienz) entsprechende Gesetze verabschiedet worden.

#### 8.2.3.4 Erdgastransit durch die Türkei

Durch die geographische Lage ist die Türkei prädestiniert, ein bedeutender Transitstaat für Erdgas zu werden. Im Norden, Osten und Süden hat die Türkei Zugang zu den Erdgasquellen Russlands, der kaspischen und zentralasiatischen Region, Irans, Iraks und Ägyptens. Im Westen liegen die auf Erdgasimporte angewiesenen Mitglieder der EU. Die Bedeutung der Türkei als Transitstaat für Erdgaslieferungen nach Europa hat in den Augen Brüssels nach den ukrainischen Gaskrisen von 2006 und besonders 2009 deutlich zugenommen. Im Anschluss soll die Türkei als Transitstaat genauer betrachtet werden.

<sup>1329</sup> Vgl. OME, Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 335.

#### 8.2.3.4.1 Die türkischen Gasspeicherkapazitäten

Aktuell gibt es in der Türkei nur wenige Möglichkeiten, Gas zu speichern. Bis 2006 verfügte das Land sogar über keinerlei Möglichkeiten, Erdgas im Untergrund zu speichern (es gab geringe Kapazitäten von ca. 85.000 m<sup>3</sup> zur Speicherung von LNG am Terminal Marmara Ereğlisi). Von Bedeutung ist das North Marmara and Değirmenköy Natural Gas Underground Storage Project. Hierbei handelt es sich um ein Speicherprojekt, das 1999 durch Kooperation zwischen den türkischen BOTAŞ und TPAO ins Leben gerufen wurde. Das Projekt besteht aus offshore (Silivri) und onshore (Değirmenköy) Einrichtungen mit einer Speicherkapazität von insgesamt 1,6 Bcm. Die Gasspeicher wurden im Juli 2007 in Betrieb genommen. Um die Gasspeicherkapazitäten in der Türkei zu erweitern, wurde das Salt Lake Natural Gas Underground Project (auch Tuz Gölü Speicheranlage genannt) initiiert, das von der Weltbank mitfinanziert wird. Hierbei soll Erdgas in einem Salzstock (salt dome) unter einem Salzsee gespeichert werden. Dieses Speicherprojekt dürfte jedoch frühestens in 2013, wahrscheinlich jedoch erst in 2015, fertig gestellt werden. Die Speicheranlage soll dann eine Kapazität von ca. 1 Bcm haben und in Zentralanatolien helfen, die Bedarfsspitzen auszugleichen sowie die Versorgungssicherheit in der Region zu erhöhen.<sup>1330</sup> Dies ist möglich, weil die Gasentnahme bei einem hohen Bedarf bis zu viermal größer ist (max. 40 Millionen Kubikmeter pro Tag über einen Zeitraum von 20 Tagen), als die Entnahme bei dem Marmara-Speicher.<sup>1331</sup>

#### 8.2.2.4.2 Das türkische Gastransportsystem

Laut BOTAŞ wurden 2008 insgesamt 37,8 Bcm Erdgas über das türkische Pipelinennetz transportiert.<sup>1332</sup> Das Transmissionsnetz der Türkei hatte bis Ende 2007 eine Länge von 9.798 km, verfügte über fünf Verdichterstationen und drei Messstationen. Das türkische Netz war in den vergangenen Jahren eines der am schnellsten wachsenden überhaupt, denn im Jahr 2000 verfügte die Türkei lediglich über rund 2.000 km Pipelines. Bis 2002 verdoppelte sich die Kilometeranzahl bereits, um sich bis 2004 (gegenüber 2000) zu verdreifachen. Vorangetrieben wird der Netzausbau durch das Bestreben, die türkische Bevölkerung flächendeckend mit Erdgas zu versorgen.<sup>1333</sup>

---

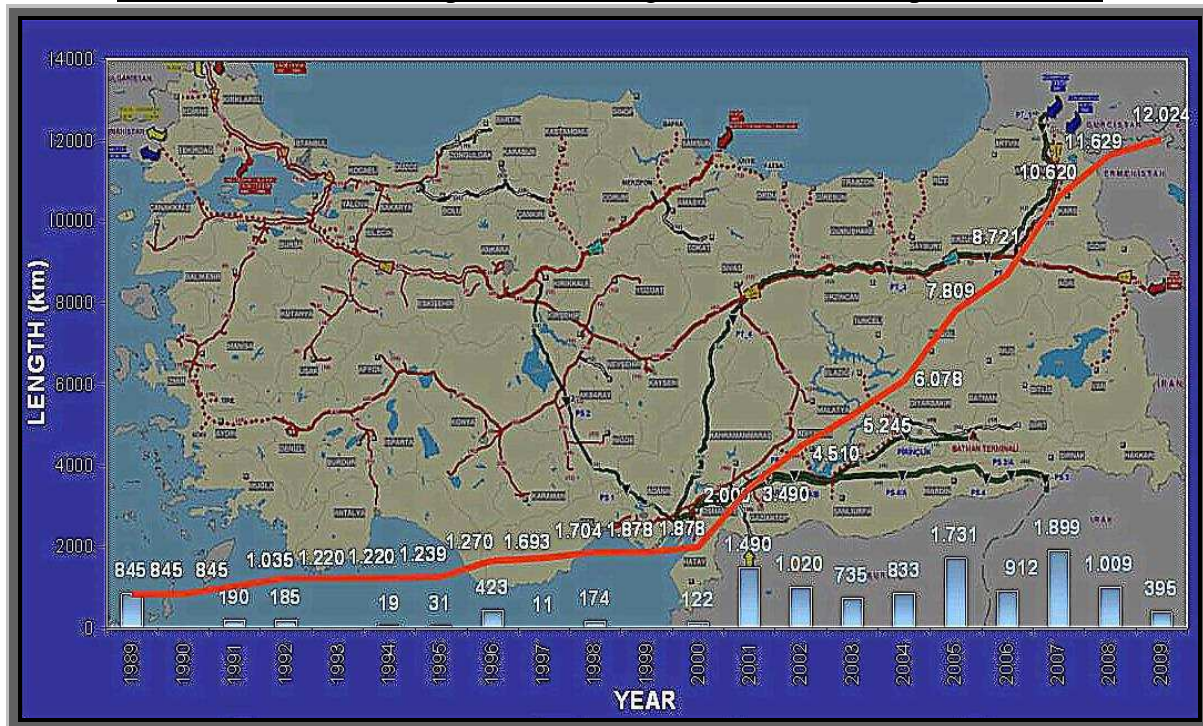
<sup>1330</sup> Vgl. BOTAŞ: Annual Report 2007, Ankara 2008, S. 64ff, und vgl. BOTAŞ (Internetauftritt): Natural Gas Underground Storage Projects, unter: <http://www.botas.gov.tr>, 07.07.09.

<sup>1331</sup> Vgl. The World Bank (Internetauftritt): Turkey, Gas Sector Development Project, unter: <http://go.worldbank.org/7DD2BMYR40>, 07.07.09.

<sup>1332</sup> Vgl. BOTAŞ (Internetauftritt): Trade Figures, Natural Gas and LNG Transportations by Year, unter: <http://www.botas.gov.tr>, 07.07.09.

<sup>1333</sup> Vgl. BOTAŞ: Annual Report 2007, S. 47, 50.

Abb. 91: Das türkische Pipelinenetz: Länge des Netzes und Pipelines im Bau



Quelle: BOTAŞ.

Anfang 2009 überschritt die Länge des Netzes die Marke von 12.000 km. Zudem sollen laut BOTAŞ bald drei Verdichterstationen in Betrieb gehen, durch die das Pipelinenetz zusätzliche Kapazitäten erhalten soll. Die Hanak Verdichterstation ist Teil der Pipelineverbindung zwischen dem aserbaidischen Saha Deniz-Feld und der Türkei, also der SCP oder BTE-Pipeline. Auch zu dieser Strecke zählt der Bau der Türkgözü Messstation, die ursprünglich noch 2009 fertig gestellt werden sollte. Die Sivas Verdichterstation gehört zur East Anatolian Natural Gas Main-Pipeline, bei der Erdgas v. a. aus Iran in die Türkei gelangt. Sowohl die Verdichter- als auch die Messstationen sollten ursprünglich 2008 betriebsbereit sein. Die Inbetriebnahme wurde später auf Ende 2009 verschoben, es war jedoch noch im Januar 2010 unklar, ob diese Frist eingehalten wurde oder nicht. Bereits 2008 ist die Verdichterstation Çorum auf der Route Samsun-Ankara fertig gestellt worden, der terrestrischen Verlängerung der Blue Stream-Pipeline auf türkischem Territorium.<sup>1334</sup>

Das Pipelinesystem der Türkei verfügt aktuell lediglich über eine freie Kapazität von ca. 6 Bcm jährlich. Dies bedeutet, dass jegliche Projekte, die darüber hinaus gehen (z. B. zum Weitertransport von Erdgas nach Europa) Investitionen zur Kapazitätserhöhung benötigen werden. Experten gehen davon aus, dass mindestens Investitionen in Höhe von 6 Mrd. € für das türkische Pipelinenetz notwendig sein werden, sollten alle drei großen Projekte für Gas in

<sup>1334</sup> Vgl. BOTAŞ (Internetauftritt): Projects, Investments, unter: <http://www.botas.gov.tr>, 07.07.09.

Richtung EU (ITGI, TAP, Nabucco) verwirklicht werden. Aktuell könnten unter Umständen die für das ITGI-Projekt benötigten Kapazitäten freigemacht werden. Für jedes weitere Projekt, das über 8 Bcm p. a. transportiert, bräuchte man zurzeit eine eigene, vom Netz unabhängige Röhre (sogenannte Stand-Alone-Pipeline, wie bei Nabucco vorgesehen).<sup>1335</sup>

Zu Bedenken ist im Übrigen auch, dass alle drei Projekte auf Erdgas aus der zweiten Phase des aserbaidischen Shah Deniz-Feld setzen. Während Nabucco zusätzlich Gas aus Ägypten, Irak, Iran und Zentralasien beziehen möchte, wird die TAP möglicherweise auch Erdgas aus Iran nutzen (siehe Vertrag des schweizer Unternehmens EGL mit Iran). Im Folgenden soll detaillierter auf die Rolle der Türkei bei den verschiedenen Pipelineprojekten eingegangen werden.

#### 8.2.3.4.3 Die Türkei und internationale Gaspipelineprojekte

Zwei Themen scheinen immer wieder im Mittelpunkt zu stehen, wenn es um die Beteiligung der Türkei an internationalen Pipelineprojekten geht. Einerseits geht es um den Gaspreis, den Ankara bereit ist zu zahlen, andererseits um die Erdgasvolumina, die bei internationalen Projekten im türkischen Markt verbleiben sollen. Diese Themen werden meistens am Beispiel des Nabucco-Projekts diskutiert. Hier wird die türkische Forderung nach 15% des über Nabucco transportierten Erdgases als viel zu hoch empfunden. Das grundlegende Problem zwischen Ankara und den EU-Mitgliedern, für die das Gas aus der Nabucco-Pipeline in erster Linie gedacht ist, gründet in der türkischen Energiestrategie. Diese strebt im Gasbereich eine Diversifizierung der zumeist russischen Gasimporte an. Internationale Pipelineprojekte sollen Ankara helfen, die notwendigen Gasmengen zu binden, um dieses Ziel zu erreichen. Europäische Akteure dagegen würden die Türkei aber am Liebsten nur als Transitstaat für das Nabucco-Gas sehen.<sup>1336</sup>

Die türkische Position bezüglich der 15% ist nicht exklusiv auf Nabucco zugeschnitten, da die Türkei ebenfalls bei der ITGI-Pipeline und der TAP 15% des transportierten Gases vorsieht. Entsprechend ist es aus türkischer Sicht auch keine Diskriminierung gegenüber dem EU-Prestigeprojekt. Der hohe Gasanteil, der in der Türkei verbleiben soll ist nicht nur zur Deckung des eigenen Bedarfs. Das zusätzliche Erdgas soll ebenfalls dazu beitragen, die Türkei in eine Energiedrehscheibe zu verwandeln. Im Grunde genommen würde dies bedeuten, dass die Türkei das nicht gebrauchte Erdgas re-exportieren würde. Da die Türkei

---

<sup>1335</sup> Vgl. Winrow, Gareth M.: Problems and Prospects for the "Fourth Corridor", S. 27.

<sup>1336</sup> Vgl. Prime ministers to attend Nabucco summit, EurActiv, 09.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/prime-ministers-attend-nabucco-summit/article-183921>, 10.07.09.

für dieses Erdgas jedoch nicht bereit ist, ähnlich hohe Preise wie die EU zu zahlen, sträuben sich auch viele Produzenten, allen voran Aserbaidschan, gegen einen zu hohen türkischen Anteil an den Gaslieferungen. Das recht aggressive Vorgehen Ankaras, um günstiges Erdgas zu beziehen, hat bereits zu Lieferunterbrechungen mit so gut wie allen Lieferanten geführt (Aserbaidschan über die SCP, Russland über Blue Stream und mit Teheran über die iranisch-türkische Pipeline).

Zumindest in Bezug auf Nabucco scheint Ankara zu Kompromissen bereit. So wird die als zögerlich empfundene Kooperation oft als Verhandlungstaktik gegenüber der EU interpretiert, um nicht nur bei Nabucco, sondern vielmehr bei den laufenden EU-Beitrittsverhandlungen die eigene Position zu verbessern. Zur Klärung dieser Angelegenheit zwischen der Türkei und der EU hatte man große Hoffnung auf den am 13. Juli unterzeichneten intergouvernementalen Grundlagenvertrag gelegt. Obwohl verkündet wurde, dass das Problem der türkischen 15%-Forderung überwunden sei, enttäuscht die Unverbindlichkeit und Schwammigkeit der Formulierung. Das Problem kann demnach bei weitem nicht als überwunden, sondern lediglich als vertagt angesehen werden.<sup>1337</sup>

Ebenfalls eine wichtige Rolle spielt die Türkei bei der Umsetzung der TCGP, die Erdgas in erster Linie aus Turkmenistan in westliche Richtung transportieren soll. Denn bereits 1998 unterzeichneten Ankara und Aschgabat einen Rahmenvertrag zum Bau der Leitung unter dem Kaspischen Meer. Im Jahr 1999 schlossen sie sogar einen weiteren Vertrag. Bei letzterem handelt es sich um einen dreißigjährigen Vertrag zur Lieferung von 16 Bcm jährlich an die Türkei.<sup>1338</sup> Die Lieferungen würden mit Fertigstellung der Leitung beginnen. Dies würde aber bedeuten, dass über die Hälfte der vorgesehenen Pipelinekapazität von ca. 30 Bcm p. a. nicht zur Füllung europäischer Projekte zur Verfügung stünde. Zudem ist festzuhalten, dass die SCP, nach einer möglichen Erweiterung im Rahmen der zweiten Shah Deniz-Phase, lediglich über eine maximale Kapazität von 20 Bcm jährlich verfügen wird. Die Pipeline müsste also wahrscheinlich für turkmenische Lieferungen weiter ausgebaut werden.

Auch die Arabische-Gaspipeline oder die Irak-Türkei-Pipeline sollen in Zukunft Erdgas sowohl für den türkischen als auch für den europäischen Markt transportieren. Auf die Arabische-Gaspipeline ist bereits an entsprechender Stelle (Kapitel 7.3.4.3) eingegangen worden. Deswegen soll hier nur kurz in Erinnerung gerufen werden, dass die Pipeline, die aus Ägypten über Jordanien und Syrien führen wird, maximal 10 Bcm ägyptischen Erdgases nach

---

<sup>1337</sup> Vgl. Turkey to help push Nabucco ahead of rival pipeline, EurActiv, 29.05.2009 und vgl. EU countries sign geopolitical Nabucco agreement, EurActiv, 14.07.2009.

<sup>1338</sup> Vgl. BOTAS (Internetauftritt), International Projects, unter: <http://www.botas.gov.t>, 07.07.09.

Norden transportieren soll. Hierbei sind, je nachdem wie viel Erdgas bei den Transitstaaten verbleibt, 2-4 Bcm für die Türkei vorgesehen. Der Beitrag der Arabischen-Gaspipeline für Nabucco wird sich mit lediglich 2 Bcm in Grenzen halten, maximal jedoch 6 Bcm<sup>1339</sup> betragen. Sollte es zum Zusammenschluss verschiedener Pipelines in der Region und damit zur Bildung eines Arabischen Gasnetzes (Arab Gas Network) kommen, könnte das ägyptische Erdgas durch Gas aus beispielsweise dem westlichen Irak ergänzt werden. Dann könnte auch der Beitrag der Arabischen-Gaspipeline im oberen Bereich der 2-6 Bcm Spanne liegen.

Auch Erdgas aus dem Norden Iraks könnte in Zukunft Europa über die Türkei erreichen und auch in diesem Fall wird ein Teil des Erdgases in der Türkei verbleiben. Ursprünglich hatte es Pläne gegeben, rund 10 Bcm über diese Route in die Türkei zu transportieren. Zu diesem Zweck hatte BOTAS bereits 1996 ein Abkommen unterzeichnet. Das Sanktionsregime und der Irakkrieg haben die Verwirklichung des Projekts immer wieder verschoben. Das neu erweckte Interesse Europas an den irakischen Erdgaslagern, um eine rentable Auslastung der Nabucco-Pipeline zu erreichen, hat auch der Irak-Türkei-Pipeline neuen Aufwind gegeben. Beispielsweise haben das türkische Energieministerium und das irakische Erdölministerium in 2007 ein MoU ausgehandelt, dem zufolge Erdgas aus dem Irak über türkisches Territorium nach Europa exportiert werden könnte.<sup>1340</sup> Wie hoch die Kapazität der Pipeline sein wird, ist zu diesem Zeitpunkt noch offen. Die EU hat nur (unverbindliche) Zusagen Bagdads aus dem Jahr 2008 und 2009, bis zu 15 Bcm jährlich für die Nabucco-Pipeline beisteuern zu wollen (siehe Kap. 6.4.3.2 und 7.5.4.3.3).

Ein Abkommen zwischen einer Gruppe europäischer und arabischer Unternehmer und der kurdischen Regionalregierung im Mai 2009, bis zu 30 Bcm in die Türkei und nach Europa zu transportieren, wurde von der Zentralregierung in Bagdad kurz nach Unterzeichnung für ungültig erklärt. Sollte es bei der ursprünglich (1996) vorgesehenen Lieferung für die Türkei von 10 Bcm jährlich bleiben und Irak keine zusätzlichen Erdgasmengen beisteuern können, wäre damit zu rechnen, dass die Türkei einen Großteil des Gases für sich beansprucht. Damit liegt die Türkei sowohl bei der TCGP als auch bei der Arabischen-Gaspipeline und der Irak-Türkei-Pipeline, die alle als Zulieferpipelines für Nabucco fungieren könnten, deutlich über den von Ankara angestrebten 15% des transportierten Erdgases.

Eine weitere Pipeline, die in Zukunft über die Türkei führen könnte, ist die Blue Stream II-Pipeline, die (wie die seit 2003 fertig gestellte Blue Stream) voraussichtlich bis zu 16 Bcm p. a. aus Russland transportieren könnte. Im Gegensatz zu der ersten Blue Stream würde das

---

<sup>1339</sup> Vgl. Ders., International Projects, unter: <http://www.botas.gov.t>, 08.07.09.

<sup>1340</sup> Vgl. Ders., International Projects, unter: <http://www.botas.gov.t>, 08.07.09.



Folgeprojekt Erdgas auch weiter in Richtung Israel (Samsun-Ceyhan-Ashkelon-Pipeline) sowie in den Nahen und Mittleren Osten liefern. Moskau hat in der Vergangenheit keinen Hehl daraus gemacht, dass die South Stream-Pipeline – zumindest zum jetzigen Zeitpunkt – bevorzugt wird. Allerdings wird South Stream nicht über türkisches Territorium führen und soll kein zusätzliches Erdgas in die Türkei transportieren. Russland ist jedoch beim Bau der South Stream-Pipeline darauf angewiesen, die türkische AWZ im Schwarzen Meer zu passieren. Zwar könnte Moskau stattdessen auch theoretisch die ukrainische AWZ durchqueren, doch erscheint dies kaum logisch, versucht Russland durch South Stream gerade die Ukraine als Transitkorridor für Erdgas zu umgehen.

Stimmen, die behauptet hatten, Russland könnte die Blue Stream II schon aus dem Grund vorantreiben, damit Ankara das South Stream-Projekt nicht blockiert oder verzögert<sup>1341</sup>, bekamen zum Teil Anfang August 2009 recht. Am 6. August trafen sich die Regierungschefs der Türkei und Russlands, um die türkische Rolle im South Stream-Projekt zu besprechen. Im Rahmen der getroffenen Vereinbarungen gestattet Ankara den South Stream-Partnern die Nutzung der türkischen AWZ. Als Gegenleistung unterstützt die russische Seite den Bau einer Erdölpipeline vom Schwarzen Meer zum Mittelmeer und verpflichtete sich, das Blue Stream II-Projekt weiter zu verfolgen. Als zusätzliche Entscheidungshilfe gründete man ein russisch-türkisches JV zum Bau mehrere konventioneller, gasbefuehrter Stromkraftwerke und bot darüber hinaus an, Gespräche zum Bau eines Kernkraftwerks in der Türkei zu eröffnen.<sup>1342</sup> Es heißt in diesem Zusammenhang sogar, Russland hätte der Türkei einen aktiven Part bei South Stream angeboten.<sup>1343</sup>

Darüber hinaus festigt die russische Gazprom über die Tochtergesellschaft Gazprom Germania ZMB ihre Präsenz im türkischen Downstream. So wurde Ende August 2009 bekannt, dass die Gazprom-Tochter ihren Anteil bei dem türkischen Gasunternehmen Bosphorus Gas Corporation A.S. von 40% auf 51% aufgestockt hat und eine weitere Erhöhung der Anteile auf 70% anstrebt. Über Bosphorus Gas möchte Gazprom nicht nur stärker am türkischen Endkundengeschäft teilhaben. Gazprom zieht auch auf den Ausbau der Gasspeicherkapazitäten in der Türkei ab, die die Attraktivität der Türkei als Transitstaat deutlich erhöhen würde. Zudem könnte Gazprom darauf spekulieren, in Zukunft über

---

<sup>1341</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Moscow Playing with Multiple Options on Black Sea Pipelines, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 103, 29.05.2009, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Bsword%5D=8fd5893941d69d0be3f378576261ae3e&tx\\_ttnews%5Bany\\_of\\_the\\_words%5D=Turkey%20Gas%20Transit&tx\\_ttnews%5Bpointer%5D=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35052&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=acbf728213](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Bsword%5D=8fd5893941d69d0be3f378576261ae3e&tx_ttnews%5Bany_of_the_words%5D=Turkey%20Gas%20Transit&tx_ttnews%5Bpointer%5D=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35052&tx_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=acbf728213), 08.07.09.

<sup>1342</sup> Vgl. Arsu, Sebnem: „Turkey and Russia Conclude Energy Deals“, 07.08.09.

<sup>1343</sup> Vgl. Russia offers Turkey a role in South Stream-agencies, Reuters, 01.07.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/rbssEnergyNews/idUSL151418020090701>, 08.07.09.



Bosphorus Gas eine bessere Ausgangsposition bei einer möglichen Privatisierung türkischer Pipelines zu gewinnen.<sup>1344</sup>

Abb. 92: Wichtige internationale Pipelineprojekte durch die Türkei



Quelle: Republic of Turkey, Ministry of Foreign Affairs, Deputy Directorate General for Energy, Water and Environment, Turkey's Energy Strategy, February 2008, S. 6.

Wie bei der South Stream-Pipeline, würde auch die White Stream-Pipeline zwar türkisches Territorium umgehen, müsste jedoch Ankaras AWZ überqueren. Die einzige Alternative zur türkischen AWZ wäre die russische AWZ, die aber White Stream nicht verwenden möchte, zielt das Projekt doch auf den Transport kaspischen Erdgases unter Umgehung Russlands ab. Es dürfte fraglich sein, ob Ankara einer White Stream-Pipeline die Durchquerung der eigenen AWZ erlauben würde, wenn die Türkei an dem South Stream-Projekt beteiligt wird. Kaspisches Erdgas könnte allerdings Europa auch als CNG oder LNG erreichen. Das aserbaidchanisch-georgische Vorhaben könnte tatsächlich den Transit über die Türkei vermeiden, wäre jedoch aufgrund der geplanten Gasmengen von maximal 8 Bcm p. a.<sup>1345</sup> keine Alternative zu den verschiedenen Pipelineprojekten.

<sup>1344</sup> Vgl. Russia Gazprom unveils strategies for Turkey, EurActiv, 21.08.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/russia-gazprom-unveils-strategies-turkey/article-184711>, 31.08.09.

<sup>1345</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Azerbaijan Considers Georgia-Black Sea-Bulgaria Route for Compressed Natural Gas to Europe, 16.11.2009.

### **Verdichtung 49 (8.2.3)**

Da die Türkei kaum Erdgasvorkommen besitzt, ist das Land fast vollständig auf Importe angewiesen. Der Bedarf indes steigt rasant an. Neben Pipelinegas aus Russland, Aserbaidschan und dem Iran bezieht die Türkei auch LNG. Das Land ist durch ihre geographische Lage prädestiniert, als Transitstaat für die EU zu fungieren. Allerdings besitzt die Türkei kaum Gasspeicherkapazitäten, was sich auch in Zukunft nicht wesentlich ändern dürfte. Das türkische Netz wächst schnell und soll v. a. dazu dienen, den wachsenden Eigenbedarf zu decken. Aktuell hat es kaum freie Kapazitäten, so dass hohe Investitionen notwendig sind, um EU-Importprojekte umzusetzen. Die Türkei spielt bei mehreren internationalen Pipelineprojekten eine Schlüsselrolle. Ankara fällt dabei nicht immer positiv auf. Ziel Ankaras ist es, günstiges Erdgas für den Eigenbedarf durch internationale Pipelineprojekte zu binden. Die Vorgehensweise hat bereits zu Spannungen mit allen wichtigen Lieferanten geführt. Auch im Rahmen des Nabucco-Projekts wurde der Verhandlungsstil Ankaras oft als problematisch empfunden, doch wird dies oft als Taktik für eine bessere Verhandlungsposition bei den EU-Beitrittsgesprächen gewertet. Ein großer Anteil der geplanten Lieferungen – unabhängig vom spezifischen Projekt – wird aber in der Türkei verbleiben. Das Land ist auch für russische Projekte interessant. Die Zusammenarbeit zwischen Ankara und Moskau macht eine Beteiligung der Türkei an alternativen Projekten wie White Stream unwahrscheinlicher.

### 8.2.4 Die Energiestrategie der Türkei

Die Türkei verfolgt eine ambitionierte Energiestrategie. Da der Bedarf des türkischen Marktes steigt und weiterhin fast vollständig auf Energieimporte angewiesen sein wird, strebt das Land eine strikte Diversifizierungsstrategie an, sowohl was die Herkunft als auch was die Routen der Importe betrifft. Die Strategie zielt zudem darauf ab, so wenig wie möglich für das Gas zu zahlen und die Rolle Ankaras als Transitstaat zu stärken.

Die türkische Energiestrategie sieht vor, die geographische Position der Türkei zu nutzen, um die Rolle als Ost-West-Korridor für Energieressourcen in Richtung Europa zu übernehmen. Dabei soll Erdgas aus verschiedenen Regionen, wie dem Mittleren und Nahen Osten oder aus dem kaspischen Raum, nach Westen transportiert werden. Ankara möchte sich jedoch nicht als Transitstaat verstanden wissen, sondern möchte die Türkei zu einer Energiedrehscheibe<sup>1346</sup> ausbauen. Nach eigenem Bekunden ist es das Ziel, Europas viert wichtigste Versorgungsarterie im Energiebereich zu werden – nach Russland, Norwegen und Algerien. Um dieses Ziel zu erreichen, sieht die türkische Regierung im Gassektor die Förderung verschiedener Pipelineverbindungen und Terminals vor. Als Ausgangspunkt betrachtet Ankara die SCP (BCE-Pipeline), die seit 2007 in Betrieb ist. An diese Pipeline soll die TCGP

---

<sup>1346</sup> Im Gegensatz zum bloßen Transit, möchte Ankara, dass verschiedene Energiearten (Öl, Erdgas, Strom) in der Türkei umgeschlagen, weiterverarbeitet oder reexportiert werden. Zentral für diese Strategie ist u.a. die Hafenstadt Ceyhan an der türkischen Mittelmeerküste.

anschließen, die in Zukunft unter dem Kaspischen Meer verlaufen und Gas v. a. aus Turkmenistan über Aserbaidshon in die Türkei bringen könnte.

Des Weiteren ist die Verbindung des türkischen Erdgasnetzes mit den Netzen Griechenlands und Italiens über das ITGI-Projekt (der erste Abschnitt zwischen der Türkei und Griechenland ist bereits in Betrieb) von zentraler Bedeutung. Zusätzlich berücksichtigt die türkische Energiestrategie sowohl den Bau der Nabucco-Pipeline als auch den der Arabischen-Gaspipeline. Der Teilabschnitt der Arabischen-Gaspipeline, der Syrien und die Türkei verbinden wird, soll voraussichtlich 2011 fertig gestellt werden. Doch nicht nur in Richtung Europa, sondern auch in südliche Richtung sollen Pipelines Erdgas transportieren. Die Verlängerung und der Ausbau der russischen Blue Stream (bzw. Blue Stream II) nach Ceyhan und weiter nach Israel wird in der Strategie ausdrücklich erwähnt.

Neben dem Ausbau der Infrastruktur plant die türkische Regierung, das eigene Engagement bei der Erschließung von Erdgasfeldern im Ausland zu verstärken. In diesem Bereich spielen besonders die irakischen Reserven, die relativ unkompliziert in die Türkei transportiert werden könnten (z. B. parallel zur bereits existierenden Kirkuk-Ceyhan-Erdölpipeline). Auch mit Iran möchte Ankara im Erdöl- und Erdgasbereich enger zusammenarbeiten. Die Türkei bezieht bereits heute Erdgas aus Iran, möchte jedoch die Beziehungen zu Teheran intensivieren. Zu diesem Zweck ist Mitte 2007 ein MoU unterzeichnet worden.

Neben der Diversifizierung der Energieimporte ist es für Ankara besonders wichtig, Zugang zu günstigem Erdgas zu erlangen. Während Ankara für die Importe aus Russland Marktpreise zahlt, versucht Ankara ständig, die Preise für Erdgas aus anderen Staaten so weit wie möglich unter Marktniveau zu halten. Dieses Verhalten hat in der Vergangenheit bereits zu Spannungen mit Aserbaidshon geführt, so dass Baku öffentlich Interesse an einer Umgehung der Türkei bekundet hat (z. B. Gasabkommen zwischen Russland und Aserbaidshon). Ebenfalls zum Zweck, Erdgas so günstig wie möglich zu beziehen, besteht Ankara auf hohe Erdgasmengen, die als Zahlung für den Gastransit über türkisches Territorium, im türkischen Markt bleiben sollen (z. B. die 15%, die Ankara an dem Nabucco-Gas behalten möchte).

Außerdem strebt die Türkei eine effizientere Nutzung der vorhandenen Energie an. Hierzu sollen die vorhandenen heimischen Ressourcen, besonders Kohle und Wasserkraft, in Zukunft stärker berücksichtigt werden. Darüber hinaus plant die Türkei den Aufbau eigener nuklearer Kapazitäten zu Stromerzeugung. Ein weiterer Punkt in der türkischen Energiestrategie trägt

den türkischen EU-Ambitionen Rechnung, indem die Energiemärkte restrukturiert und liberalisiert werden sollen, um EU-Richtlinien zu erfüllen.<sup>1347</sup>

Nimmt man eine Priorisierung der türkischen Ziele bezüglich der Energiestrategie vor, ergibt sich folgende Rangliste: an erster Stelle sollen Bezugsquellen und Importrouten diversifiziert werden, an zweiter Stelle soll ein möglichst geringer Preis für die Energieressourcen gezahlt werden und erst an dritter Stelle will Ankara von der geographischen Lage des Landes als „Energiebrücke“ profitieren.<sup>1348</sup>

### 8.2.5 Die Organisation des Gassektors

In der Vergangenheit hat der staatliche Einfluss in der Türkei merklich nachgelassen, bleibt jedoch verhältnismäßig groß. Der stärkste Teil der Reformen des Energiesektors stammt aus den Jahren nach dem EU-Gipfeltreffen von Helsinki 1999, als die Türkei als offizieller Beitrittskandidat anerkannt wurde. Besonders zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die Verabschiedung des Gesetzes zum Strom- und Erdgasmarkt von 2001 sowie die Gründung einer Regulierungsbehörde für die Strom-, Erdgas-, Erdöl- und LPG-Märkte (Engl.: Energy Markets Regulatory Authority, EMRA).<sup>1349</sup>

Obwohl laut Gesetz 78% des Marktes offen für Wettbewerb sein müssten, wird der Erdgassektor weiter von der staatlichen BOTAŞ dominiert. Das Unternehmen ist im Besitz des türkischen Fernleitungsnetzes (transmission network) und der Gasimportverträge. Allerdings sind die Entflechtung des Unternehmens sowie die weitere Öffnung des Energiesektors vorgesehen. Im Zuge dieses Vorgangs wird BOTAŞ einige Geschäftsfelder abstoßen und ablaufende Importverträge an die Privatwirtschaft übergeben. Die Erdgaspreise in der Türkei werden von der EMRA künstlich unter dem Marktpreis gehalten.<sup>1350</sup> Interessant ist des Weiteren, dass offiziell keinerlei Erdgas die Türkei durchquert, sondern das Erdgas quasi re-exportiert wird. Obwohl es seit 2000 ein entsprechendes Gesetz gibt (Law on Transit of Petroleum through Pipeline), das den Transit von Erdöl und Erdgas regeln soll, und 2001 ein Gremium gegründet wurde (Transit Petroleum Board), um den Transit zu regeln, werden in der Türkei diese Mechanismen nur auf Erdöl, nicht jedoch auf Erdgas angewandt. Es

---

<sup>1347</sup> Vgl. Ministry of Foreign Affairs (Republic of Turkey), Deputy Directorate General for Energy, Water and Environment: Turkey's Energy Strategy, Ankara 2008, unter: [http://www.mfa.gov.tr/data/DISPOLITIKA/Turkeys\\_Energy\\_Strategy\\_February2008.pdf](http://www.mfa.gov.tr/data/DISPOLITIKA/Turkeys_Energy_Strategy_February2008.pdf), 25.06.09.

<sup>1348</sup> Vgl. Winrow, Gareth M.: Problems and Prospects for the "Fourth Corridor", S. 18ff.

<sup>1349</sup> Vgl. Ministry of Foreign Affairs (Republic of Turkey): Turkey's Energy Strategy, S. 9.

<sup>1350</sup> Vgl. EIA: Turkey, S. 5.

scheint in Ankara die Ansicht zu dominieren, dass es für den Erdgastransit zusätzlicher Regelungen bedarf.<sup>1351</sup>

Obwohl BOTAŞ, wie erwähnt, in Zukunft einige Geschäftsfelder abzustoßen hat, mehren sich in der Türkei Stimmen, die fordern, BOTAŞ als zentralen Akteur in der türkischen Gaswirtschaft zu erhalten. Ähnlich wie auch in der EU, wird argumentiert, dass es eines starken Akteurs bedarf, der in der Lage ist, auf Augenhöhe mit den großen staatlichen Unternehmen der Produzentenstaaten zu verhandeln (sogenannte Nationale Champions). Um die türkische Energiesicherheit zu gewährleisten, wird zum Teil sogar ein Zusammenschluss mit der ebenfalls staatlichen türkischen Erdölgesellschaft TPAO gefordert, die im Moment in der Türkei nur im Upstream tätig ist.<sup>1352</sup> Im Oktober 2009 entließ die türkische Regierung den BOTAŞ-Vorsitzenden Saltuk Duzyol. Dieser hatte sich in der Vergangenheit als eine der prominentesten Persönlichkeiten offen gegen die von der Regierung betriebene Liberalisierung des Energiemarktes sowie der Entflechtung BOTAŞ gestellt.<sup>1353</sup> Seine Entlassung könnte als Indiz für eine Beschleunigung des Liberalisierungs- und Reformprozesses im türkischen Energiemarkt, zumindest aber für die Beibehaltung getroffener Entscheidungen, gedeutet werden.

#### **Verdichtung 50 (8.2.4-8.2.5)**

Da die Türkei auch in Zukunft hochgradig auf Gasimporte angewiesen bleiben wird, sieht die Energiestrategie des Landes vor, Quellen und Transportwege zu diversifizieren, die Gaspreise so niedrig wie möglich zu halten und die Türkei zu einer Energiedrehscheibe auszubauen. Auch sollen türkische Unternehmen verstärkt in Drittländern Erdöl- und Erdgas fördern. Für diese Aktivitäten sind v. a. Irak und Iran aufgrund der Nähe besonders interessant. Ankara möchte zudem Energiemarktreformen voranbringen, um EU-Richtlinien zu erfüllen. Bedeutende Reformen wurden nach der Bekanntgabe der EU-Beitrittsverhandlungen auf den Weg gebracht. Der staatliche Einfluss im türkischen Erdgassektor hat in der Vergangenheit abgenommen, bleibt jedoch immer noch groß. Die staatliche BOTAŞ dominiert und ist (noch) für die Transmissionsnetze sowie für die Importverträge zuständig. Die Umstrukturierung des Unternehmens ist jedoch bereits in die Wege geleitet. Auch die weitere Öffnung des Marktes ist vorgesehen, doch mehren sich die Kritiker weiterer Marktreformen.

<sup>1351</sup> Vgl. Winrow, Gareth M.: Problems and Prospects for the “Fourth Corridor”, S. 25.

<sup>1352</sup> Vgl. Ebd., S. 13.

<sup>1353</sup> Vgl. Watkins, Eric: Turkey fires head of pipeline operator Botas, in: Oil & Gas Journal (Online), 19.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display.articles.oil-gas-journal.transportation-2.2009.10.turkey-fires\\_head.QP129867.dcmp=rss.page=1.html](http://www.ogj.com/index/article-display.articles.oil-gas-journal.transportation-2.2009.10.turkey-fires_head.QP129867.dcmp=rss.page=1.html), 21.12.09.

### 8.2.6 Die Beziehungsebene

Die Türkei und die EU pflegen im Allgemeinen gute und enge Beziehungen. Zudem gehört der Beitritt zur Union, bei dem Ankara von Washington unterstützt wird<sup>1354</sup>, seit langem zu den strategischen Zielen der türkischen Regierung. Ankara ist seit 1999 offizieller Beitrittskandidat. Im Jahr 2005 sind schließlich sogar die Beitrittsverhandlungen eröffnet worden. Diese befinden sich jedoch seit einiger Zeit in einer Sackgasse, v. a. weil die türkische Regierung sich weigert, das Ankara-Protokoll (Zusatzprotokoll zum 1963 abgeschlossenen Assoziierungsvertrags) auf das EU-Mitglied Zypern auszuweiten.

Die Beziehung zwischen der Türkei und Zypern ist historisch belastet. Zypern war von 1571 bis 1878 Teil des Osmanischen Reiches. Die Bevölkerung ist zu 80% griechisch-orthodox und zu fast 20% türkisch-muslimisch. Im Dezember 1974 führten Unruhen auf der Insel zur Vertreibung des Staatspräsidenten. Die Beteiligung griechischer Offiziere veranlasste die Türkei zum anschließenden Einmarsch in den Nordteil der Insel, der bis heute von türkischen Truppen besetztgehalten wird (die nicht international anerkannte Republik Nord Zypern). Die seitdem problematische Beziehung zwischen Zypern und der Türkei ist auch mit dafür verantwortlich, dass von den über 30 Kapiteln, die vor einem EU-Beitritt bei den Verhandlungen abgearbeitet werden müssen, nur ein Kapitel erfolgreich abgeschlossen worden ist. Ganze acht Kapitel dürfen nicht geöffnet werden, weil Ankara sich weigert, die eigenen Häfen und Flughäfen für zypriotische Schiffe und Flugzeuge zu öffnen, weitere fünf Kapitel werden von Frankreichs Präsidenten Sarkozy blockiert, der sich offen gegen eine EU-Mitgliedschaft der Türkei ausspricht.

Das Kapitel über Energie wurde zudem kurz vor dessen Eröffnung von Zypern blockiert, weil die türkische Marine Nikosia an der Exploration von Erdöl- und Erdgas im östlichen Mittelmeer gehindert hatte. Es war genau in diesem Zusammenhang, als der türkische Ministerpräsident Recep Tayyip Erdoğan erklärte, Ankara könne dem Nabucco-Projekt die Unterstützung entziehen, wenn das Energiekapitel nicht eröffnet würde. Ebenso wenig beabsichtige die Türkei unter diesen Umständen der Energiegemeinschaft Südosteuropas beizutreten, obwohl Ankara aktiv an dem Vertragsentwurf beteiligt war.<sup>1355</sup> Die Beziehungen

---

<sup>1354</sup> Die USA unterstützen die Türkei als engen NATO-Partner seit jeher dabei, die europäische Integration voranzubringen. Washington unterstützt zudem auch den Ausbau der Türkei zu einer „Energiebrücke“ zwischen kaspischem Raum und Europa. Der Bau der BTC-Ölpipe und (in geringerem Umfang) der BTE-Erdgaspipe wären ohne US-Engagement kaum denkbar gewesen. Erst kürzlich bekräftigte die US-Regierung die Unterstützung der Türkei sowohl im Energiebereich als auch bezüglich eines EU-Beitritts. Vgl. Obama backs Turkey's strategic energy role, EurActiv, 07.04.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/obama-backs-turkey-strategic-energy-role/article-181090>, 10.07.09.

<sup>1355</sup> Vgl. Rat der Europäischen Union: Council Decision of 18 February 2008 on the principles, priorities and conditions contained in the Accession Partnership with the Republic of Turkey and repealing Decision

zwischen der Türkei und Europa (oder zu einzelnen EU-Mitgliedern) haben sich in den letzten Monaten deutlich angespannt. Obwohl es in Bezug auf Nabucco durchaus Fortschritte gab (z. B. Unterzeichnung des intergouvernementalen Grundlagenvertrages), hat sich der türkische Frust über das Stocken des EU-Beitrittsprozesses, die ablehnende Haltung Deutschlands und Frankreichs zu einer türkischen EU-Mitgliedschaft und das Entziehen von Kreditbürgschaften für das türkische Prestigeprojekt des Ilisu-Staudamms anscheinend in einer negativen Grundhaltung der türkischen Regierung gegenüber Brüssel verfestigt. Ministerpräsident Erdoğan zumindest wurde noch Mitte 2009 mit den Worten zitiert, die Türkei habe die Lust verloren, auf Europa zu warten.<sup>1356</sup>

Für die Türkei haben die Beziehungen zu Moskau historisch eine hohe Bedeutung. Seit dem Ende der UdSSR kann eine deutliche Verbesserung der türkisch-russischen Beziehungen beobachtet werden, was an der Intensivierung sowohl des politischen Dialogs als auch des Handels ersichtlich ist. Russland ist heute wichtigster Handelspartner der Türkei. Betrag der Handel zwischen beiden Staaten 1982 noch 1,5 Mrd. US\$, belief er sich 2008 (je nach Quelle) auf bis zu 38 Mrd. US\$, von denen allerdings 75% durch russische Gaslieferungen erzeugt wurden.<sup>1357</sup> Trotz der sich intensivierenden Beziehungen zwischen beiden Ländern ist ihre Partnerschaft im Energiesektor nicht ohne Spannungen gewesen. Am deutlichsten traten diese Spannungen kurz nach Inbetriebnahme der Blue Stream-Pipeline 2003 auf, so dass die Pipeline erst 2005 offiziell eingeweiht werden konnte.

Nach mehreren Jahren Bauzeit hatte im Februar 2003 die Leitung ihre Lieferungen im Rahmen eines ToP-Vertrages aufgenommen. Ankara stoppte aber bereits im März einseitig die Importe über die Pipeline mit der Begründung, man habe einen geringer als erwarteten Bedarf. Die türkische Seite forderte in diesem Zusammenhang von Gazprom eine Neuverhandlung sowohl der Take-or-Pay Mengen als auch der Preise.<sup>1358</sup> Ein erstaunliches Verhalten seitens der Türkei, ist sie doch zu mehr als zwei Drittel auf Erdgasimporten aus Russland angewiesen. Erst Ende November 2003 einigten sich Gazprom und BOTAŞ auf einen neuen Vertrag, der deutlich zugunsten der türkischen Seite ausfiel, da man sich sowohl

---

2006/35/EC, 2008/157/EC, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 051, 26.02.2008, S. 4-18, unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:051:0004:01:EN:HTML>, 09.07.09; und vgl. Winrow, Gareth M.: Problems and Prospects for the "Fourth Corridor", S. 7ff sowie vgl. Kramer, Heinz: Türkische Turbulenzen, S. 32ff.

<sup>1356</sup> Vgl. Europa boykottiert türkischen Großstaudamm, Spiegel Online, 07.07.2009, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,634825,00.html#ref=nldt>, 08.07.09.

<sup>1357</sup> Vgl. Birch, Nicholas: Turkey: Is Ankara trying to tame the russian bear?, Eurasia Insight, Eurasianet, 14.08.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav081409a.shtml>, 20.08.09.

<sup>1358</sup> Vgl. Blue Stream stalemate. Gazprom bid to resolve gas row 'fails', Upstream Online, 11.07.2003, überarbeitet am 30.04.2005, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article30129.ece>, 08.07.09.

auf niedrigere ToP-Volumina als auch auf niedrigere Gaspreise einigte.<sup>1359</sup> Russland und die Türkei befinden sich im Gespräch zum Bau der Blue Stream II- und jüngst auch der South Stream-Pipeline.

Der Zerfall der UdSSR ermöglichte der Türkei nach vielen Jahrzehnten zum ersten Mal wieder, eine aktive Rolle im Kaukasus und in Zentralasien zu übernehmen, wo viele ethnisch verwandte Völker (Aserbaidshan, Turkmenistan, Kasachstan, Usbekistan, Kirgisien) leben. Die Interessen Ankaras überschneiden sich in diesen Regionen v. a. mit denen Russlands und Irans. Die Beziehungen zwischen Ankara und Baku sind traditionell gut. Geprägt werden sie durch die ethnische Verbundenheit zwischen den beiden Turkvölkern (oft lautet die Devise: „*Ein Volk. Zwei Staaten.*“). Entsprechend sind die Beziehungen entlang des aserbaidshanisch-armenischen Konflikts um Berg-Karabach strukturiert, die die türkisch-armenischen Beziehungen zusätzlich belasten.

Trotz der grundsätzlich guten Beziehungen hat sich zwischen Aserbaidshan und der Türkei im Zuge der Gaslieferungen über die SCP ein Preisdisput entwickelt. Gemäß der ersten Liefervereinbarungen, die bereits im April 2008 ausgelaufen sind, sollte Ankara aserbaidshanisches Erdgas zu einem Vorzugspreis von 70-120 US\$ pro tausend Kubikmeter beziehen können.<sup>1360</sup> Die Preisfrage ist bis heute nicht gelöst worden, doch ist klar, dass Baku keinerlei Interesse hat, die Türkei (und Georgien) weiterhin mit Gaspreisen unter Marktniveau zu beliefern, zumal Russland seit einiger Zeit bereit ist, Bakus Erdgas zu Marktpreisen aufzukaufen. Bis die Preisfrage nicht gelöst wird, ist nicht mit dem Beginn der zweiten Phase des Shah Deniz-Feldes zu rechnen.<sup>1361</sup>

Aserbaidshan hat zusätzlich im Zusammenhang mit einer möglichen türkisch-armenischen Aussöhnung die Erdgaslieferungen in die Türkei in Frage gestellt. Baku befürchtet, die Türkei könne die Grenze zu Armenien öffnen und die Beziehungen zu Eriwan verbessern, ohne dass eine Lösung des Berg-Karabach Konfliktes gefunden worden ist. Die Vertragsabschlüsse zwischen Baku und Moskau in 2009, über aserbaidshanische Gaslieferungen nach Russland, und ein mögliches russisches Engagement an der zweiten Phase des Shah Deniz-Projekts (siehe Kapitel 7.1.8.1, 7.4.4.3 oder 7.4.7.1) können als wenig subtile Warnung an Ankara (und den Westen) verstanden werden, die aserbaidshanische Position gegenüber Armenien im Berg-Karabach Konflikt nicht zu schwächen. Trotzdem hat die Türkei Anfang September 2009 angekündigt, die Beziehungen zu Armenien normalisieren zu wollen und hat den

---

<sup>1359</sup> Vgl. „Turkey, Russia resolves gas dispute“, in: Hurriyet (Online), 20.11.2003, unter: <http://arama.hurriyet.com.tr/arsivnews.aspx?id=-533033>, 09.07.09.

<sup>1360</sup> Vgl. IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, S. 12.

<sup>1361</sup> Vgl. Abbasov, Shahin: Russia Scores Double Match Point with Azerbaijani Gas Deal.



Prozess einer Annäherung durch die Unterzeichnung eines Vertrags im Oktober eingeleitet. Die bis Ende 2009 vorgesehene Öffnung der türkisch-armenische Grenze, die seit 1993 geschlossen ist, kam jedoch bis jetzt nicht zustande. Baku hat gegenüber der Türkei deutlich darauf hingewiesen, dass eine Öffnung der Grenze ohne eine Lösung des Berg-Karabach Konflikts gegen aserbaidische Interessen wäre.<sup>1362</sup>

Von Bedeutung sind ebenfalls die Beziehungen zwischen der Türkei und der Islamischen Republik Iran. Ankara importiert bereits Erdgas aus Iran und plant, diese Lieferungen möglicherweise zu erweitern (siehe Kap. 7.5.3.3. über MoU in 2007). Die iranisch-türkischen Gasbeziehungen sind jedoch von Unregelmäßigkeiten geprägt gewesen. Auf der einen Seite hat Teheran bereits mehrmals die Lieferungen in die Türkei eingestellt, meistens in den Wintermonaten, wenn der Bedarf in der Islamischen Republik hoch und nicht anders zu decken war. Ankara hat auf der anderen Seite seit 2003 einen jahrelangen Preisdisput mit Iran geführt, der erst Anfang 2009 zugunsten Ankaras ausgegangen ist. Ähnlich wie bei dem Gasdisput zwischen Russland und der Türkei, kurz nach der Inbetriebnahme von Blue Stream, hatte die türkische Seite sowohl eine Reduzierung des Gaspreises (der 10% unter dem russischen Preis liegen sollte) als auch eine Reduzierung der ToP-Volumina von 85% auf 75% gefordert. Nachdem sich Teheran geweigert hatte nachzugeben, brachte Ankara die Forderungen vor ein internationales Schiedsgericht in der Schweiz. Das Gericht gab der Türkei Recht und ordnete die Zahlung von 760 Mio. US\$ an die türkische BOTAŞ an.<sup>1363</sup> Trotz der oftmals gespannten Beziehungen zwischen Ankara und Teheran, setzt sich die Türkei für höhere Erdgasimporte aus Iran ein und wirbt auch für eine iranische Rolle bei der europäischen Nabucco-Pipeline.<sup>1364</sup>

Die Beziehungen Ankaras zum Irak sind extrem von der Kurdenfrage geprägt. Entsprechend laufen alle Verbindungen nur über die irakische Zentralregierung in Bagdad. Die autonome kurdische Region im Nordirak steht bei der Türkei oftmals unter Generalverdacht, kurdische Extremisten zu unterstützen und eine vollständige Unabhängigkeit vom Irak anzustreben. Bis jetzt sind im (nordirakischen) Gassektor lediglich Verträge zwischen internationalen Energieunternehmen und der Regionalregierung abgeschlossen worden, die jedoch alsbald von Bagdad für illegal erklärt worden sind. Entsprechend ist es nur schwer vorstellbar, dass irgendein Vertrag umgesetzt werden kann, der den Transport von Erdgas (oder Erdöl) aus den

---

<sup>1362</sup> Vgl. Turkey, Armenia to overcome century of animosity, EurActiv, 01.09.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/turkey-armenia-overcome-century-animosity/article-185012>, 04.09.09.

<sup>1363</sup> Vgl. Gürsoy, Begüm: Turkey prevails in Iran arbitration, in: Hurriyet (Online), 26.02.2009, unter: <http://www.hurriyet.com.tr/english/domestic/11094366.asp>, 09.07.09.

<sup>1364</sup> Vgl. Ankara courts EU over Nabucco gas supplies, EurActiv, 06.10.2009.

kurdischen Gebieten im Nordirak über türkisches Territorium vorsieht, solange sich die Zentralregierung in Bagdad nicht klar dafür ausgesprochen hat.<sup>1365</sup>

#### **Verdichtung 51 (8.2.6)**

Ankara unterhält strategische Beziehungen zu den USA. Zu der EU hat die Türkei im Allgemeinen gute Beziehungen, zudem strebt Ankara den EU-Beitritt an. Die Verhandlungen werden aber sowohl von der Zypernfrage als auch von der Ablehnung einiger EU-Mitglieder belastet. Die Beziehungen zwischen Moskau und Ankara sind von Energiethemen geprägt. Obwohl die Energiebeziehungen oft gespannt waren, arbeiten beide Länder an mehreren Projekten zusammen. Der Zerfall der UdSSR ermöglichte der Türkei, sich im Kaukasus und Zentralasien zu engagieren. Besondere Beziehungen pflegt Ankara zu Baku. Trotzdem entwickelte sich auch hier bezüglich der Gaslieferungen ein Preisdisput. Zusätzliche Spannungen gab es wegen der möglichen türkisch-armenischen Annäherung ohne die vorherige Lösung des Berg-Karabach-Konflikts. In diesem Zusammenhang drohte Baku, die eigenen Erdgaslieferungen zukünftig über Russland exportieren zu wollen. Die türkisch-iranischen Gasbeziehungen sollen in Zukunft an Bedeutung gewinnen, trotz vergangener Krisen. Die Beziehungen zwischen der Türkei und Irak wird von der Kurdenfrage dominiert. Irakische Erdöl- oder Erdgaslieferungen dürften in Zukunft die Türkei nur dann passieren, wenn Bagdad diese autorisiert.

#### 8.2.7 Fazit

Die geographische Lage der Türkei erlaubt es Ankara zu einem Transitstaat ersten Ranges für Energielieferungen nach Europa aufzusteigen. Die geringen Gasspeicherkapazitäten sind allerdings ein nicht zu unterschätzender Nachteil. Obwohl die insgesamt recht unterentwickelte Infrastruktur stetig ausgebaut wird, ist dieser Ausbau jedoch primär auf eine bessere Deckung des steigenden Eigenbedarfs der Türkei ausgerichtet, weswegen die freien Kapazitäten für den Transit stets niedrig bleiben. Alles in allem wird das Land hohe Investitionen anlocken müssen, um die Infrastruktur angemessen erweitern zu können.

In der Vergangenheit ist es immer wieder zu Angriffen auf die Energieinfrastruktur durch die PKK gekommen. Obwohl die Anschläge bis jetzt keine größeren Auswirkungen hatten, muss Ankara dieses in der Kurdenproblematik begründete Risiko langfristig beseitigen. Die angekündigten Bemühungen zur Verbesserung der rechtlichen Lage der kurdischen Minderheit sind der richtige Weg, um das Problem anzugehen. Allerdings steht der Regierung in dieser Sache neben der parlamentarischen Opposition auch das türkische Militär gegenüber. Besonders das Militär hat starken Widerstand angekündigt und vor Konsequenzen gewarnt, wenn gewisse Grenzen überquert würden.<sup>1366</sup> Die Auswirkungen einer

---

<sup>1365</sup> Vgl. International Crisis Group: Iraq and the Kurds, S. 17ff.

<sup>1366</sup> Vgl. Turkey poised to give Kurds more rights, EurActiv, 20.08.2009.

Destabilisierung des türkischen Staates wären über den Energiesektor hinaus enorm und in ihrer Gesamtheit kaum vorherzusehen.

In der Türkei kann man ein seltenes Verhalten für einen auf Erdgasimporte angewiesenen Staat beobachten: Ankara scheint bewusst zu versuchen, die (aktuellen und potentiellen) Erdgaslieferanten gegeneinander in Konkurrenz zu setzen, um die eigene Position gegenüber jedem einzelnen zu verbessern.<sup>1367</sup> Hierdurch zielt Ankara auf eine bessere Diversifizierung der Erdgasimporte, so wie es die türkische Energiestrategie fordert. Die Türkei jedoch geht über die Sicherung des Eigenbedarfs hinaus. In dem Streben, sich zu einer „Energiedrehscheibe“ zu entwickeln, versucht Ankara mehr Erdgas für sich zu sichern, als eigentlich nötig wäre. Dieses Vorgehen hat die Türkei auch zu einem komplizierten Partner für die EU gemacht. Zumindest liegt für Brüssel die Vermutung nahe, dass Ankara die Pläne zum Nabucco-Projekt sowohl mit dem türkischen Beitrittsprozess als auch mit den Zielen der Energiestrategie (Diversifizierung, niedrige Preise, Energiedrehscheibe) kombiniert.

Dies erschwert zwar eine Einigung, mindert aber paradoxerweise gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit eines Scheiterns. Kaum ein anderer Akteur hätte nämlich mehr zu verlieren als die Türkei, sollte das europäische Großprojekt eines Südlichen Gaskorridors scheitern.<sup>1368</sup> Denn auch wenn die globale Wirtschaftskrise den Erdgasbedarf für die nächsten Jahre verringert haben mag, ändert dies nichts an dem langfristig deutlich höheren Eigenbedarf der Türkei. Übernahme Ankara nicht die Rolle einer Energiebrücke zwischen Ost und West, könnte die Türkei die notwendigen Gasströme aus eigener Kraft nur schwer binden – erst recht aber nicht zu Preisen unter dem Marktniveau.

Eine echte Schwächung der europäischen Position ist die Einigung zwischen der Türkei und Russland, bei der Ankara die Nutzung der eigenen AWZ zum Bau von South Stream gestattet hat. Die Einigung beinhaltet neben Investitionen in die Stromerzeugung und in den Erdöltransport auch die Zusammenarbeit bei dem Aufbau eines Kernkraftwerks und die Option für den Bau der Blue Stream II-Pipeline, die Erdgas auch in die Türkei bringen würde. Sollten Ankaras Forderungen zum Scheitern, z. B. der Nabucco-Pipeline führen, hätte sich die Türkei zumindest zum Teil zusätzliche Erdgaslieferungen gesichert. Allerdings kämen diese zusätzlichen Erdgaslieferungen aus Russland und stünden im Widerspruch zum Ziel der Diversifizierung der Erdgasimporte. Generell ist eine stärkere Zusammenarbeit zwischen türkischen Unternehmen und russischen Konzernen seit dem Besuch Putins in 2009 zu

---

<sup>1367</sup> Vgl. Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe, S. 91.

<sup>1368</sup> Vgl. Tsereteli, Mamuka: The Impact of the Russia-Georgia War on the South Caucasus Transportation Corridor, S. 20f.

beobachten. Besonders auffällig sind die Versuche Gazproms, in den türkischen Markt einzusteigen. Ironischerweise wird ein Einstig des russischen Monopolisten im türkischen Downstream-Markt erst durch die von der EU geforderten Öffnung des Marktes ermöglicht.<sup>1369</sup>

Ein Schlüssel zum Erfolg sowohl der türkischen als auch der europäischen Ziele liegt in den türkisch-aserbaidshischen Beziehungen, die erst kürzlich durch eine Verbesserung der Beziehungen zwischen Armenien und der Türkei belastet wurden. Dass es noch nicht zur international erhofften Öffnung der armenisch-türkischen Grenze gekommen ist, liegt nicht zuletzt an der kaum verschleierte Drohung Bakus, Gas zukünftig über Russland oder als CNG bzw. LNG zu exportieren. Ankara hat sich in dieser Sache vorerst für den traditionellen Partner Aserbaidshan und dessen Erdgas sowie gegen eine Aussöhnung mit Eriwan entschieden. Denn der im Oktober unterzeichnete Vertrag zwischen der Türkei und Armenien – so erfreulich und bedeutsam er auch ist – löst keine der bestehenden Probleme. Der Vertrag ermöglicht nur den Weg zu einem möglichen Dialog zwischen beiden Nachbarn, durch den vielleicht die Probleme in Zukunft aus dem Weg geräumt werden könnten.

Der Vertrag zwischen der Türkei und Armenien muss zudem noch von beiden Parteien ratifiziert werden, um in Kraft zu treten. Grundsätzlich wird dann über zwei zentrale Protokolle separat abgestimmt. Eines über die Wiederaufnahme diplomatischer Beziehungen und ein weiteres über die Öffnung der türkisch-armenischen Grenze. Es wäre z. B. denkbar, dass das Parlament in Ankara nur das erste Protokoll ratifiziert und das zweite an eine Lösung des Berg-Karabach Konfliktes knüpft (selbst der türkische Ministerpräsident beharrt auf die Lösung des aserbaidshisch-armenischen Konfliktes, bevor die Grenze geöffnet wird). Die unmittelbare Folge eines solchen Handelns aber wäre eine Einschränkung der Handlungsoptionen Ankaras im Südkaukasus. Außerdem hätte die Türkei keine endgültige Sicherheit, ob Baku die türkische Treue gebührend honorieren oder das eigene Erdgas letzten Endes doch an den Meistbietenden verkaufen wird.<sup>1370</sup> Anfang September 2009 war angekündigt worden, die Beziehungen zu Armenien normalisieren und die gemeinsame Grenze bis Ende des Jahres öffnen zu wollen. Gleichzeitig sollte ein neuer Anlauf zur Lösung des Berg-Karabach Konflikts unternommen werden.<sup>1371</sup> Bis heute ist die Grenze nicht

---

<sup>1369</sup> Vgl. Kardas, Saban: Liberalization of the Turkish Energy Market Sparks Russian and European Interest, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Nr. 176, 25.09.2009, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35547](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35547), 21.12.09.

<sup>1370</sup> Vgl. Freizer, Sabine: The EU-Turkey-Cyprus Triangle: "Time for Turkey to Be Visionary in the South Caucasus", International Crisis Group, 15.05.2009, unter: <http://www.crisisgroup.org/home/index.cfm?id=6103&l=1>, 10.07.09.

<sup>1371</sup> Vgl. Turkey, Armenia to overcome century of animosity, EurActiv, 01.09.2009.

geöffnet worden. Es wird in den kommenden Monaten interessant sein zu beobachten, wie Baku auf kommende Entwicklungen reagieren und ob das Land tatsächlich bereit ist, seine Drohungen wahr zu machen.

Ebenfalls bedeutsam könnten die politischen Entwicklungen im Irak sein, da kaum damit zu rechnen ist, dass irakisches Erdgas (direkt oder indirekt) über die Türkei transportiert werden wird, wenn nicht die Zentralregierung in Bagdad am Geschäft beteiligt ist. Solange also die kurdische Regionalregierung im Alleingang Verträge abschließt, fällt der Irak sowohl für die Türkei als auch für Europa als Gaslieferant aus.

Der Iran exportiert bereits Erdgas in die Türkei, eine größere Rolle Teherans für die europäische Gasversorgung ist jedoch unwahrscheinlich, solange das Land international politisch isoliert bleibt. Im Hintergrund arbeiten türkische, iranische und turkmenische Akteure an Gasverbindungen, die – wenn fertig – die EU mit einer einsatzbereiten kaspisch-iranischen Option konfrontieren könnte. Sollte die Union bis dahin keine Alternativen zur Verfügung haben, um kaspisches Gas zu importieren, dürfte eine iranische Beteiligung verstärkt thematisiert werden.

### **8.3 Andere Transitstaaten**

Neben den großen Transitstaaten Ukraine und Türkei gibt es noch eine ganze Reihe kleinerer Staaten, über die zum Teil erhebliche Mengen Erdgas transportiert werden. Einige von ihnen könnten stark an Bedeutung gewinnen, wenn es Europa gelänge, bestimmte Regionen zu erschließen (z. B. Georgien und Aserbaidschan bei der Erschließung Zentralasiens), andere dagegen werden voraussichtlich an Bedeutung verlieren (z. B. Belarus bei dem Bau der Nord Stream-Pipeline). Die folgenden Seiten befassen sich mit den kleineren Transitstaaten, die für die EU relevant sind oder, bei Umsetzung der wichtigsten Projekte, relevant werden könnten. Ziel ist es lediglich, eine Art Kurzprofil der Länder zu geben und die wichtigsten Entwicklungen zu skizzieren.

#### **8.3.1 Belarus und Moldau**

Beide Staaten nehmen an der neuen Östlichen Partnerschaft der EU teil. Besonders gegenüber Belarus wird dies als Signal verstanden. Dort regiert seit 15 Jahren Alexander Lukaschenko, der „letzte Diktator Europas“, dessen Regierungssystem als reaktionäre, sowjetisch-konservative, auf die Person Lukaschenko ausgerichtete Diktatur mit starken totalitären

Tendenzen charakterisiert worden ist.<sup>1372</sup> In Moldau, wo von 2001 bis 2009 eine demokratisch gewählte kommunistische Regierung im Amt war, kam es im April 2009 zu gewalttätigen Protesten nach den Parlamentswahlen. Anhänger der Opposition warfen den Kommunisten unter Präsident Voronin Wahlmanipulation vor. Voronin seinerseits beschuldigte die Opposition des versuchten Putsches. Außerdem vermutete er die Verstrickung ausländischer Mächte, allen voran Rumäniens.

Moldau war bis zum Zweiten Weltkrieg überwiegend Teil Rumäniens und die Mehrheit der moldauischen Bevölkerung besteht aus ethnischen Rumänen. Ende Juli wurden die Wahlen in Moldau wiederholt. Bei diesen Wahlen, die laut Beobachter weitestgehend frei und fair verlaufen sind, gewann die eher westlich orientierte Opposition. Allerdings konnten die vier Oppositionsparteien nur 53 von 101 Sitzen im Parlament erringen, die restlichen 48 gingen an die Kommunistische Partei unter dem damals noch amtierenden Voronin. Damit verfügte keine Seite über die 60 Sitze, die nötig waren, um einen neuen Präsidenten wählen zu können (Voronin durfte nach zwei Amtszeiten nicht mehr antreten). Die zukünftige Stabilität des Landes wird u. a. davon abhängen, ob beide politischen Lager bereit sind, in Zukunft zu kooperieren oder ob man auf Konfrontationskurs geht.<sup>1373</sup>

Bei der ersten Sitzung des neuen Parlaments Ende August gelang es keinem Kandidaten, die nötige Mehrheit für sich zu gewinnen, um Präsident zu werden. Präsident Voronin gab daraufhin am 11. September 2009 seinen Rücktritt bekannt. Bis zu den Neuwahlen Mitte 2010 soll nun die Opposition interimsmäßig die Staatsgeschäfte weiterführen.<sup>1374</sup> Russland hat sich in der Vergangenheit stark in der moldauischen Politik engagiert und hat traditionell zu den Kommunisten unter Voronin gehalten. Medwedew scheint sich jedoch von Voronin abgewendet zu haben, den der russische Präsident bei einem Staatsbesuch nicht traf. Stattdessen kam Medwedew mit dem Oppositionsführer Marian Lupu zusammen, der dadurch massive Aufwertung gegenüber den Kommunisten erfuhr.<sup>1375</sup> Moldau hat zudem seit der Auflösung der UdSSR mit der separatistischen Republik Transnistrien zu kämpfen, die sich

---

<sup>1372</sup> Vgl. Charnau, Viktor: The Political System in Belarus: A Diagnosis. The Nature of authoritarian Regime in Belarus, in: Antsypienka, Ales / Bulhakau, Valer (Hrsg.), Belarus: Reform Scenarios, The Stefan Batory Foundation, Warschau 2003, S.25ff.

<sup>1373</sup> Vgl. Kole, William J. / Rusnac, Corneliu: Communist rout puts spotlight on obscure Moldova, Associated Press, 30.07.2009, unter: <http://www.nytimes.com/aponline/2009/07/30/world/AP-EU-Moldova-Elections.html>, 31.07.09.

<sup>1374</sup> Vgl. Moldova's Communist president cedes power to opposition, EurActiv, 11.08.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/moldova-communist-president-cedes-power-opposition/article-185375>, 14.09.09.

<sup>1375</sup> Vgl. Russia 'chose' Moldova's next president, EurActiv, 13.10.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/east-mediterranean/russia-chose-moldova-president/article-186300#>, 15.10.09.

mit Hilfe dort stationierter russischer Truppen 1992 nach einem kurzen Krieg bilden konnte.<sup>1376</sup>

Moskau betrachtet sowohl Belarus als auch Moldau als Teil der eigenen Einflussosphäre. Mit Minsk wurde vor kurzem offiziell sogar noch ein Unionsstaat angestrebt. Seit einiger Zeit aber sind die Beziehungen zwischen Minsk und Moskau angespannt. Auf russischer Seite sorgt die weißrussische Weigerung, Südossetien und Abchasien anzuerkennen, sowie die de facto Einstellung des Vorhabens, ein Unionsstaat zu gründen für Verstimmungen.<sup>1377</sup> Wie auch im Fall der Ukraine haben Belarus und Moldau nach der Auflösung der UdSSR lange von günstigen russischen Gaspreisen profitiert, jedoch trotzdem Gasschulden gegenüber Gazprom angehäuft. Beide ehemaligen Sowjetrepubliken sind komplett auf russische Erdgaslieferungen angewiesen und verfügen über keine nennenswerte Erdgasförderung. Im Zuge von Gaspreiserhöhungen ist es in beiden Staaten zu ähnlichen Gaskrisen gekommen, die in ihren Auswirkungen jedoch begrenzt blieben (z. B. in den Jahren 2004, 2006, 2007). Im Gegensatz zu Kiew akzeptierten Chişinău (Kischinau) und Minsk Vereinbarungen, bei denen Gazprom Anteile an Gasversorgern oder Pipelines übernahm, dafür die Länder von einem Teil der Schulden entband und die Gaspreise vergleichsweise niedrig ließ (Gazprom besitzt nun z. B. neben 65% des moldauischen Gasversorgers und Pipelinebetreibers MoldovaGaz auch 50% des weißrussischen Pipelinebetreibers Beltransgaz).

Der Transnistrien-Konflikt hat in der Vergangenheit kaum nachweisbare Auswirkungen auf die EU-Gasversorgung gehabt. Im April 2009 gab es zwar eine Explosion auf der Pipelineroute Ananyev-Tiraspol-Izmail (Trans-Balkan-Pipeline), die russisches Erdgas über die Ukraine nach Rumänien, Bulgarien und in die Türkei bringt, doch waren die Ursachen des Zwischenfalls allen Anschein nach technischer Natur. Die Auswirkungen der Explosion waren begrenzt, da die Route über drei Röhren verfügt und nur eine beschädigt wurde. Der damit verbundene anfängliche Abfall von 30% konnte später dadurch ausgeglichen werden, dass die unbeschädigten Röhren bei maximaler Kapazitätsauslastung betrieben wurden.<sup>1378</sup>

Belarus und Moldau gehören zu den Transitstaaten, deren Bedeutung mit dem Bau neuer Pipelines abnehmen könnte. Die Nord Stream-Pipeline könnte in Zukunft einen Teil der Lieferungen der Yamal-Europe-Pipeline übernehmen oder zumindest der Northern Lights-

---

<sup>1376</sup> Vgl. Sherr, James: Question of Power, in: The World Today, Vol. 65, Nr. 5, Chatham House, Mai 2009, S. 13-14.

<sup>1377</sup> Vgl. Belarus dictator makes eyes at West, EurActiv, 24.07.2009.

<sup>1378</sup> Vgl. Romania not affected by Moldova gas pipeline blast, Reuters, 01.04.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/rbssOilGasExplorationProduction/idUSL193636520090401>, und vgl. Main gas pipeline explodes in Moldova, gas supply unaffected, EMportal, 01.04.2009, unter: <http://www.emportal.rs/en/news/region/84141.html> beide 16.07.09.

Pipeline, die im späteren Verlauf auch über die Ukraine führt. Die von der Ukraine kommende und über Moldau führende Trans-Balkan-Pipeline könnte ebenfalls an Bedeutung verlieren, wenn die South Stream-Pipeline gebaut würde. Dies wäre unter Umständen auch möglich, wenn die Nabucco-Pipeline Realität werden sollte und die Diversifizierung der Importe weg von russischem Erdgas im Mittelpunkt steht.

### 8.3.2 Serbien und Albanien

Sowohl Serbien als auch Albanien sind seit dem Gipfeltreffen von Thessaloniki im Jahr 2003 potentielle EU-Beitrittskandidaten, wenn auch mit dem Beitritt der Staaten zur Union in absehbarer Zukunft nicht zu rechnen ist. Albanien, seit April 2009 NATO-Mitglied, hat mit einer hohen Kriminalität und Korruption zu kämpfen, ist jedoch gegenüber früheren Zeiten relativ stabil. Politisch bedeutsam waren die weitestgehend demokratischen Regierungswechsel, die es in Albanien seit Ende der 1990er Jahren gab. Obwohl bei Wahlen immer wieder Vorwürfe über Unregelmäßigkeiten erhoben wurden, blieb die Lage ruhig. Nichtsdestotrotz kam es im Umfeld der letzten Wahlen in 2009 zu Bombenanschlägen, bei denen u. a. ein Politiker getötet wurde.<sup>1379</sup> In Serbien ist es trotz der vielen Umbrüche seit dem Sturz Milosevics (Serbien-Montenegro, Unabhängigkeit Montenegros, Unabhängigkeit des Kosovo) zu keinen bedeutsamen Auseinandersetzungen gekommen. Allerdings erkennt Belgrad die Unabhängigkeit des Kosovo nicht an und fordert u. a. besseren Schutz für die in der Region verbliebenen Serben.

Während Serbien auf russische Gaslieferungen angewiesen ist, verbraucht Albanien so gut wie kein Erdgas.<sup>1380</sup> In Albanien werden jedoch größere Erdöl- und Erdgasreserven vermutet. Die albanischen Erdgaslager könnten sich in einer Größenordnung von 85 Bcm bis 790 Bcm bewegen.<sup>1381</sup> Als Erdgastransitstaat für Lieferungen nach Italien könnte Albanien in einigen Jahren fungieren, sollte die TAP gebaut werden (mehr zu der TAP in Kapitel 6.4.3.1). Dann könnte sich gemäß der albanischen Energiestrategie die Rolle des Erdgases in der Wirtschaft des Landes erhöhen.<sup>1382</sup> Serbien ist bis heute nur Kunde des russischen Gasmonopolisten

---

<sup>1379</sup> Vgl. Albanian Politician Killed in Car Bomb Explosion, Fox News (Online), 18.06.2009, unter: <http://www.foxnews.com/story/0,2933,527050,00.html>, 16.07.09.

<sup>1380</sup> Vgl. EIA (Internetauftritt): Albania Energy Profile, 15.05.2009, unter: [http://tonto.eia.doe.gov/country/country\\_energy\\_data.cfm?fips=AL](http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=AL), und vgl. Ders., Serbia and Montenegro Energy Profile, 15.05.2009, unter: [http://tonto.eia.doe.gov/country/country\\_energy\\_data.cfm?fips=YR](http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=YR), beide 16.07.09.

<sup>1381</sup> Vgl. Evaluation Confirms Giant Oil/Gas Prospects in Albanian Exploration Blocks, Rigzone (Online), 10.01.2008, unter: [http://www.rigzone.com/news/article.asp?a\\_id=55121](http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=55121), 16.07.09.

<sup>1382</sup> Vgl. Ministry of Industry and Energy (Albania) / National Agency of Energy: Summary and Action Plan for the Implementation of the National Strategy of Energy, o.O. o.J., S. 30, unter:



Gazprom, könnte jedoch in Fall des Baus der South Stream-Pipeline zum Transitstaat werden. Dabei war es in den ersten Planungen für die Streckenführung der Leitung nicht vorgesehen, serbisches Territorium zu passieren. Erst im Nachhinein entschied man sich – auf Bitten Belgrads – die Route zu ändern. Dies hat einerseits mit den historisch engen Beziehungen zwischen den slawischen „Bruderstaaten“ Russland und Serbien zu tun. Andererseits wird spekuliert, Belgrad wolle seine energiepolitische Position in der Region, vor allem im Licht der Unabhängigkeit des Kosovo, stärken.

In diesem Zusammenhang und als Dank für die russische Unterstützung – Moskau hat als einzige Macht die Position Serbiens gegenüber Kosovo unterstützt und erkennt bis heute die Unabhängigkeit nicht an – wird der Verkauf des serbischen Energieunternehmens NIS an Gazprom gesehen. Belgrad verzichtete bei dem Verkauf von 51% der Anteile an Gazprom (eigentlich der Tochter GazpromNeft) auf eine internationale Ausschreibung und verkaufte die Anteile für lediglich 400 Mio. €, obwohl eine Bewertung des Unternehmens durch die Unternehmensberatung Deloitte & Touche einen Gesamtwert von 2,2 Mrd. € ergeben hatte. Zusätzlich zum Kauf der Anteile, verpflichtete sich Gazprom mehr als 500 Mio. € in NIS und der serbischen Energieinfrastruktur zu investieren. Obwohl es zu Beginn vorgesehen war, beides in einem Vertrag zu vereinbaren, wurde der Bau des serbischen South Stream-Abschnitts und der Kauf von NIS durch Gazprom als zwei voneinander getrennte Vorgänge in zwei Verträgen abgewickelt. Während nun der Kauf der NIS-Anteile eine vollendete Tatsache ist, bleibt der Bau des serbischen Pipelineabschnitts von der Verwirklichung des South Stream-Projekts abhängig. Im schlimmsten Fall könnte Belgrad ohne die Kontrolle über die umsatzstärkste serbische Gesellschaft und ohne South Stream da stehen.<sup>1383</sup>

Die Bedeutung Albaniens als Transitstaat für Erdgas in Richtung Italien hängt mit der Umsetzung des TAP-Projektes ab. Eine Pipeline alleine nach Albanien lohnt sich aufgrund der Marktgröße nicht. Tirana hat klar in der Energiestrategie formuliert, dass nur durch den Bau der TAP der Erdgasverbrauch zunehmen könnte. In diesem Fall könnte die Marktgröße auf 1,1 Bcm p. a. steigen. Ebenso wie bei Albanien hängt die Bedeutung Serbiens allein von der Verwirklichung eines Pipelineprojekts ab. Wird South Stream nicht gebaut, wird Serbien auch keine besondere Bedeutung für die EU-Erdgasversorgung spielen.

---

<http://www.seenergy.org/download.php?FNAME=1090479419.upl&ANAME=Fourth%20Part%20of%20NSE.pdf>, 17.07.09.

<sup>1383</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Serbia's Oil Industry: a Christmas Gift to Gazprom, Eurasia Daily Monitor. Vol. 6, Issue 2, 06.01.2009, The Jamestown Foundation, unter:

[http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34308](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34308), 17.07.09; ebenfalls vgl. Woehrel, Steven: Russian Energy Policy Toward Neighboring Countries, S. 6.

Die Bedeutung beider Staaten als Transitstaaten für die EU-Gasversorgung könnte sich selbst im Fall des Baus beider Pipelines verringern. Albanien und Serbien sind nämlich Mitglieder der Energiegemeinschaft in Südosteuropa (ECSEE), die sie verpflichtet, die Energiegesetzgebung in Einklang mit der EU-Gesetzgebung zu bringen. Entsprechend verringert sich ihre Bedeutung als Transitstaaten, wenn sie ihre Energiemärkte komplett mit dem der EU integrieren oder wenn sie langfristig Mitglieder der Union werden.

### 8.3.3 Georgien und Aserbajdschan

Sowohl Tiflis als auch Baku nehmen an der neuen Östlichen Partnerschaft der EU teil. Zudem hegt Georgien die Hoffnung, langfristig der EU und der NATO beitreten zu können. Seit der Unabhängigkeit Georgiens nach dem Zerfall der UdSSR hat das Land mit dem Erhalt der territorialen Integrität zu kämpfen. Die Situation des Landes hat sich seit dem Krieg mit Russland 2008 und der Unabhängigkeitserklärung Abchasiens und Südossetiens weiter verschärft. Die georgische Regierung hat in der Zeit nach dem Krieg im eigenen Land mit einer erstarkten Opposition zu kämpfen, die zum Teil gewalttätige Proteste angeführt hat. Diese Proteste richten sich in erster Linie gegen Präsident Micheil Saakaschwili persönlich und gegen seinen Regierungsstil, der von der Opposition als autokratisch bezeichnet wird. Neben einer Verzögerung demokratischer Reformen, werden dem Präsidenten von der Opposition Verstöße gegen die Menschenrechte und besonders gegen die Meinungsfreiheit vorgeworfen.<sup>1384</sup> Gleichzeitig beschuldigt Saakaschwili Moskau, hinter den Protesten in Georgien zu stehen. Die Proteste, die zwar in verminderter Form, aber bis Mitte 2009 stattfanden, sind Ausdruck der festgefahrenen Situation in Georgien und haben zudem die Handlungsfähigkeit des Landes deutlich eingeschränkt.<sup>1385</sup>

Während Aserbajdschan in Kapitel 7.4 bereits als Erdgasproduzent und -exporteur untersucht wurde, ging es bei Georgien um die Rolle als Transitstaat für aserbajdschanisches Gas. Beide Staaten könnten in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen. Aserbajdschan beispielsweise könnte selbst als bedeutender Transitstaat fungieren, sollte Erdgas aus Zentralasien über eine trans-kaspische Pipeline transportiert werden. Georgien könnte sowohl in diesem Fall an Bedeutung gewinnen, als auch für den Fall der Umsetzung der zweiten Phase des Shah Deniz-Feldes. Dann könnte Georgien entweder als Transitstaat oder als Ausgangspunkt für LNG-

---

<sup>1384</sup> Vgl. Corso, Molly: Georgia: Opposition arrests, beatings spark fresh controversy, Eurasia Insight, Eurasianet, 13.08.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav081309a.shtml>, 20.08.09.

<sup>1385</sup> Vgl. Thousands attend Georgia protest, BBC (Online), 26.05.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/8068498.stm>, 17.07.09.

Exporte fungieren. Eventuelle Bedenken, die Rolle Georgiens angesichts des Krieges mit Russland durch die Zunahme der Erdgasvolumina aufzuwerten<sup>1386</sup>, werden aller Wahrscheinlichkeit angesichts der Alternativlosigkeit der Route ohne Konsequenzen bleiben. Versuchte man Erdgas aus der kaspischen Region nach Europa zu transportieren ohne auf georgisches Territorium zurückzugreifen, wäre man gezwungen, entweder über Russland, Armenien oder Iran zu gehen. Während der Transport über Russland entgegen des Ziels der Diversifizierung der Routen ginge, fällt Armenien aufgrund der Beziehungen zu Aserbaidschan und der Türkei zurzeit noch aus. Um Teheran in den Transport zentralasiatischen Erdgases einzubinden, müssten sich die politischen Verhältnisse im Land wahrscheinlich grundlegend ändern.

#### 8.3.4 Syrien und Jordanien

Syrien und Jordanien nehmen an der von der EU lancierten Mittelmeerunion teil. Jordaniens Beziehungen zu Brüssel werden des Weiteren durch ein Assoziationsabkommen geregelt. Amman hat spätestens seit 1999 einen stetigen Prozess der politischen Öffnung und wirtschaftlichen Liberalisierung durchgemacht und ist, verglichen mit anderen Ländern der Region, ein sehr stabiles Land. Einziges größeres Sicherheitsproblem Jordaniens ist die große Anzahl palästinensischer und (v. a. seit 2003) irakischer Flüchtlinge im Land. Dasselbe Problem hat Syrien, wo Schätzungen nach gut 2. Mio. palästinensische und irakische Flüchtlinge leben. Zudem kommen Vorwürfe hinzu, in Damaskus herrsche eine autokratische Regierung, die sich ständig bei dem Nachbarn Libanon einmische. Für weitere Spannungen sorgen die Beziehungen zwischen Syrien und Israel, die von den israelisch besetzten Golanhöhen insbesondere und von dem Nahostkonflikt im Allgemeinen geprägt werden.

Die sich im Bau befindliche Arabische-Gaspipeline führt bereits von Ägypten nach Jordanien und Syrien. Später soll die Leitung an das türkische Netz angeschlossen werden und auf diese Weise den Transport von Erdgas in Richtung EU ermöglichen. Während Jordanien über keine nennenswerten Erdgasreserven verfügt (laut BGR um die 6 Bcm), liegen die syrischen Reserven zwischen 240 Bcm (EIA) und 284 Bcm (BGR). Trotzdem kann Damaskus nicht den gesamten Bedarf durch eigene Förderung decken. Die relativ geringen Gasimporte (ca. 140 Mio. m<sup>3</sup>, etwas über 2% des Bedarfs) bezieht Syrien aus Ägypten.<sup>1387</sup>

---

<sup>1386</sup> Vgl. Tsereteli, Mamuka: The Impact of the Russia-Georgia War on the South Caucasus Transportation Corridor, S. 19ff.

<sup>1387</sup> Vgl. EIA: Syria. Country Analysis Briefs, o.O. 2009, S. 3; vgl. BGR: Energierohstoffe 2009. Tabellen, S. 47.

Die syrische Führung verfolgt im Gassektor eine Strategie, die darauf abzielt, aus Syrien ein Schlüsselstaat für den Gastransit aus Nordafrika und dem Nahe Osten in Richtung Europa zu machen. Eines der wichtigsten Vorhaben in diesem Zusammenhang ist die Verbindung des syrischen, irakischen und türkischen Gasnetzes.<sup>1388</sup> Neben der Arabischen-Gaspipeline, die auch in Zukunft vorwiegend ägyptisches Erdgas führen soll, könnte in den kommenden Jahren auch Erdgas aus dem Irak und aus Iran über syrisches Territorium transportiert werden. Mit Bagdad gab es im Februar 2009 Gespräche, Erdgas aus dem Akkas-Feld über Syrien zu exportieren. Ebenfalls gab es Gespräche zwischen Teheran und Damaskus. Hierbei ging es um die sogenannte Persische-Gaspipeline, die Erdgas aus dem South Pars-Feld nach Europa bringen könnte.<sup>1389</sup> In wie fern Damaskus bei der Persischen-Gaspipeline eine Transitrolle übernehmen könnte, ist jedoch fraglich, v. a. wenn die Leitung, wie sehr wahrscheinlich, über türkisches Territorium führt. Die syrische Route über Irak und unter dem Mittelmeer nach Griechenland<sup>1390</sup>, ist aufgrund der technischen Herausforderungen und der damit verbundenen höheren Kosten, unwahrscheinlich. Sinnvoller wäre die Route Iran-Irak-Syrien-Türkei-Europa, besonders wenn zu den iranischen Lieferungen im Verlauf der Route irakisches und ägyptisches Erdgas hinzukäme.

Durch die Anbindung der Arabischen-Gaspipeline an das türkische Gasnetz wird voraussichtlich in 2011 zum ersten Mal ägyptisches Erdgas über Jordanien und Syrien in Richtung Europa fließen können. Während sich in absehbarer Zeit die Bedeutung Jordaniens auf den Transit von Erdgas aus Ägypten beschränken wird, könnte die Rolle Syriens darüber hinaus gehen. Dies wäre der Fall, wenn irakisches oder sogar iranisches Erdgas über diese Route in die europäischen Märkte gelänge. Es erscheint jedoch nur schwer vorstellbar, dass Erdgas aus Irak oder Iran mittelfristig über Syrien transportiert wird, da sowohl Irak als auch Iran die Möglichkeit haben, den direkten Weg über die Türkei zu gehen. Zudem bleibt die Lage im Irak unklar, so dass Bagdad erst entscheiden muss, was mit dem irakischen Erdgas passieren soll (Export vs. Eigenbedarf). Wann iranisches Erdgas in größeren Mengen nach Europa exportiert wird, hängt eng mit den politischen Entwicklungen in Teheran zusammen. Zudem scheint Syrien nicht nur daran interessiert zu sein, als Transitstaat für Erdgas in

---

<sup>1388</sup> Vgl. Syria-Oil (Internetauftritt): Allaw: Syria will implement linking Arab Gas Pipeline with Turkish and Iraqi networks, 14.07.2009, unter: <http://www.syria-oil.com/en/?p=471>, 20.07.09.

<sup>1389</sup> Vgl. EIA: Syria, S. 3.

<sup>1390</sup> Vgl. Iran pushes Persian Pipeline as european alternative to russian gas, Eurasianet.

Richtung Europa zu fungieren. In Damaskus besteht auch Interesse daran, Erdgas über Nabucco aus Aserbaidschan zu importieren.<sup>1391</sup>

### 8.3.5 Marokko und Tunesien

Sowohl Marokko als auch Tunesien gelten als politisch stabil. Tunesiens Präsident Zine el-Abidine Ben Ali – seit der Unabhängigkeit des Staates 1956 erst der zweite Präsident – wird trotz weitgehender Freiheiten für die tunesischen Bürger, ein autokratischer Führungsstil vorgeworfen. Der Schwerpunkt Tunesiens liegt eindeutig auf der wirtschaftlichen Entwicklung des Landes und nicht auf demokratischen Reformen (bei den Wahlen 2004 erhielt die regierende Partei knapp 95% der Stimmen bei einer Wahlbeteiligung von 91%). Die Probleme mit dem internationalen Terrorismus halten sich in Tunesien in Grenzen, jedoch hat es sowohl Anschläge auf tunesischem Territorium als auch aktive tunesische Terroristen im Ausland gegeben, z. B. im Irak.<sup>1392</sup> In Marokko hat König Mohammed VI. seit seinem Antritt 1999 bedeutende Schritte in Richtung der Demokratisierung Marokkos gemacht, jedoch bleibt der konstitutionelle Monarch bis zum heutigen Tag wichtigster politischer Akteur im Land (u. a. kann er durch Dekrete regieren oder das Parlament auflösen). Die Parlamentswahlen 2002 gelten als die ersten freien Wahlen in Marokkos Geschichte. Ebenso wurden die Parlamentswahlen 2007 von Beobachtern als frei und fair eingestuft, jedoch lag die Wahlbeteiligung bei nur 37% (19% waren leere Stimmzettel).

Stärker als Tunesien hat Marokko mit dem islamischen Terrorismus im eigenen Land zu kämpfen, wenn auch terroristische Aktivitäten deutlich niedriger sind als in anderen muslimischen Ländern. Zu Spannungen kommt es öfters wegen der marokkanischen Besetzung der West Sahara und wegen der spanischen Enklaven entlang der nördlichen marokkanischen Küste. Zwischen Rabat und Algier besteht eine jahrzehntelange Rivalität, die Beziehungen sind jedoch meistens von Pragmatismus geprägt. Ursache der meisten Spannungen ist die algerische Unterstützung der Polisario und die Ablehnung der marokkanischen Okkupation der West Sahara.<sup>1393</sup>

Beide Maghrebstaaten sind seit geraumer Zeit Akteure im europäischen Gastransit. Tunesien seit 1983, als die Transmed-Pipeline (Enrico Mattei) zum ersten Mal Erdgas aus Algerien

---

<sup>1391</sup> Vgl. Syria Oil (Internetauftritt): Allow: Syria plans to increase natural gas production to 8 billion cubic meters in 2010; und vgl. Ders., Azerbaijan agrees to sell 1 billion cubic meters of gas to Syria, 13.07.2009, unter: <http://www.syria-oil.com/en/?p=469>, 20.07.09.

<sup>1392</sup> Vgl. Migdalovitz, Carol: Tunisia: Current Issues, Congressional Research Service, RS21666, Washington D.C. 2009, unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/row/RS21666.pdf>, 20.07.09.

<sup>1393</sup> Vgl. Ders., Morocco: Current Issues, Congressional Research Service, RS21579, Washington D.C. 2008, unter: <http://www.fas.org/sgp/crs/mideast/RS21579.pdf>, 20.07.09.

nach Italien transportierte, Marokko seit der Inbetriebnahme der Maghreb-Europe-Pipeline (Pedro Duran Farrell) in 1996. Marokko und Tunesien sind in der Vergangenheit weitestgehend verlässliche Partner gewesen, obwohl die Beziehungen zwischen den beiden Staaten und Algerien nicht immer unproblematisch gewesen sind. Zwischen Tunesien und Algerien bzw. Italien/Eni ist es nur einmal, nämlich bei den Transitverhandlungen, zu Spannungen gekommen. Nach dem Bau der Leitung ist es zu keinerlei Problemen bei den Erdgaslieferungen gekommen – ebenso wenig wie im Falle Rabats, obwohl die politischen Rahmenbedingungen historisch bedingt sogar schwieriger waren (spanisch-marokkanische Beziehungen, algerisch-marokkanische Beziehungen, West-Sahara; siehe Kapitel 7.3.6. Algerien und Nordafrika). Marokko fördert und verbraucht so gut wie kein Erdgas. Laut OME fördert Rabat lediglich 50 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas, die komplett im Land verbraucht werden. Tunesien dagegen fördert deutlich mehr Gas (ca. 2,2 Bcm in 2007), ist jedoch auf Importe angewiesen. Tunis plant, die Rolle von Erdgas im Land weiter auszubauen.<sup>1394</sup>

In Algerien werden zwei Pipelineprojekte in Zukunft zusätzliche Kapazitäten nach Europa zur Verfügung stellen. Medgaz (Algerien-Spanien) und Galsi (Algerien-Italien) werden dabei auf die traditionellen Transitstaaten verzichten können. Während sich die Medgaz-Pipeline bereits in der letzten Phase vor der Inbetriebnahme befindet, ist es noch nicht klar, ab wann mit Galsi zu rechnen sein wird. Der Bau beider Leitungen wird jedoch, unabhängig von dem Ausbau der Enrico Mattei-Pipeline, zu einem relativen Bedeutungsverlust der nordafrikanischen Transitstaaten führen. Durch die neuen Pipelines wird es aber nicht möglich sein, die Routen über Tunesien und Marokko komplett zu ersetzen. Einerseits liegt dies an den geplanten Erhöhungen algerischer Gasexporte. Andererseits liegt dies aber auch daran, dass mittelfristig sogar Erdgas aus Nigeria über die nordafrikanischen Pipelines nach Europa transportiert werden könnte. Somit könnte sich zwar der Anteil des über beide Staaten transportierten algerischen Gases verringern, insgesamt werden sie aber kaum an Bedeutung für die europäische Gasversorgung verlieren.

### 8.3.6 Niger

Die Republik Niger ist eines der ärmsten Staaten der Welt. In der Zeit zwischen 1960, als Niger die Unabhängigkeit von Frankreich erlangte, und 1991 wurde das Land von einer Militärdiktatur regiert. Im Jahr 1999 wurde die seit 1996 regierende Militärregierung gestürzt, nachdem es 1993 die ersten demokratischen Mehrparteienwahlen in Nigers Geschichte gegeben hatte. Seit 1999 wird Niger demokratisch regiert, hat jedoch immer wieder mit

---

<sup>1394</sup> Vgl. OME: Mediterranean Energy Perspectives 2008, S. 151f.

Tuaregrebellen im Norden des Landes zu kämpfen (die Konflikte mit Tuaregs erstrecken sich auf mehrere Länder der Region, z. B. Mali und Algerien). Die bedeutendste Tuareg-Rebellenorganisation ist die Nigerien Movement for Justice (MNJ), die besonders seit 2007 für mehrere Angriffe auf militärische Posten verantwortlich gewesen ist. Grenzfragen mit Libyen, Nigeria und Benin bleiben offen.<sup>1395</sup>

Die aktuelle politische Situation in Niger ist angespannt, nachdem der amtierende Präsident Mamadou Tandja angekündigt hatte, ein Referendum im August 2009 abhalten zu wollen, das ihm eine von der Verfassung nicht vorgesehene dritte Amtszeit ermöglichen sollte – obwohl das Verfassungsgericht das Referendum bereits für illegal erklärt und das Parlament sich ebenfalls gegen das Referendum ausgesprochen hatte. Der Präsident ließ daraufhin sowohl Parlament als auch Verfassungsgericht auflösen, woraufhin es zu mehreren gewalttätigen Demonstrationen in der Hauptstadt Niamey kam.<sup>1396</sup> Die im Oktober abgehaltenen Parlamentswahlen sind von der Opposition ebenso boykottiert worden wie das Referendum, das wenig überraschend zu Gunsten des Präsidenten ausfiel.<sup>1397</sup> Beobachter halten eine weitere Zuspitzung der politischen Lage des Landes für möglich, wenn der Präsident zu keinerlei Zugeständnissen bereit sein sollte.

Niger hat weder bekannte Erdgasreserven noch wird Erdgas in Niger verbraucht. Entsprechend gibt es auch keinerlei Gasinfrastruktur im Land. Sollte die TSGP aus Nigeria nach Algerien gebaut werden, wäre dies das erste Gasprojekt in Niger überhaupt. Die Regierung des Niger war im Juli 2009 an der Unterzeichnung des intergouvernementalen Grundlagenvertrages mit Algerien und Nigeria beteiligt und hat sich in der Vergangenheit für die Umsetzung des Projektes stark gemacht.<sup>1398</sup> Die Relevanz und die Bedeutung des Niger für die Europäische Gasversorgung sind einzig und allein mit der TSGP gekoppelt.

### 8.3.7 Fazit

Es hat sich gezeigt, dass die kleineren Transitstaaten in der Vergangenheit mehrheitlich verlässliche Partner bei der europäischen Gasversorgung gewesen sind. Dabei sind verschiedene Entwicklungen zu sehen. Zum einen dürfte die Bedeutung der meisten kleineren

---

<sup>1395</sup> Vgl. CIA The World Factbook (Internetauftritt): Niger, 26.06.2009, unter: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/NG.html>, 21.07.09.

<sup>1396</sup> Vgl. Tear gas disperses Niger protest, BBC News (Online), 15.07.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8152020.stm>, 21.07.09.

<sup>1397</sup> Vgl. Niger votes in contentious poll, BBC News (Online), 20.10.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8315618.stm>, 20.10.09.

<sup>1398</sup> Vgl. Ugah, Ndubuisi: „FG Signs Gas MoU with Algeria“, Niger, in: This Day (Online), 18.07.2009, unter: <http://www.thisdayonline.com/nview.php?id=149085>, 21.07.09.

etablierten Transitstaaten aus verschiedenen Gründen in Zukunft abnehmen. Dies liegt z. B. einerseits an der angestrebten Diversifizierung der Importrouten, andererseits aber auch an der Diversifizierung der Importquellen, die Leitungen über komplett neue Transportkorridore notwendig machen wird. Zusätzlich werden auch der Bau von direkten Pipelineverbindungen zwischen Exporteuren und der EU und eine Erhöhung der LNG-Importe zu einer relativen Bedeutungsabnahme der kleineren Transitstaaten führen.

Auf der anderen Seite geht der Trend dazu über, immer weiter entfernte Quellen für Europa per Pipeline zu erschließen. Die wachsende Entfernung zwischen dem europäischen Markt und den Erdgasfeldern Zentralasiens oder Nigerias führt auch dazu, dass mehr Transitstaaten pro Strecke überquert werden müssen, was die potentiellen Risiken erhöht. Während v. a. die etablierten Transitstaaten an Bedeutung abnehmen, könnten andere Staaten wie Georgien und Aserbaidschan möglicherweise von dem Trend profitieren, sollte zentralasiatisches Erdgas tatsächlich für Europa erschlossen werden.

Auffallend sind die Bemühungen Brüssels mittels einer ganzen Palette an Initiativen, Partnerschaften und Programmen, die aktuellen und zukünftigen Transitstaaten an sich zu binden. Hauptsächlich geschieht dies durch wirtschaftliche Kooperation und besonders durch den Export des EU-Acquis im Energiebereich. Eine wirtschaftliche und gegebenenfalls auch politische Bindung dieser Staaten erscheint sinnvoll, besonders weil sie helfen kann, die politische Lage in den Transitstaaten zu stabilisieren.



## **9. Die Energiesicherheit Europas im Gassektor: Eine Interdependenzanalyse**

Die vergangenen Kapitel haben sich mit einer Vielzahl verschiedenster Themenbereiche rund um die Erdgasversorgung der EU auseinandergesetzt. Sehr detailliert ist auf die Situation Europas, der wichtigsten Erdgasproduzenten und der Transitstaaten eingegangen worden. Der Gassektor der Akteure wurde besonders gründlich untersucht. Die Dichte Beschreibung – das Zusammenwirken verschiedener Perspektiven – ermöglicht es, politische, wirtschaftliche, soziale und historische Faktoren, die Interessen und Ziele der Akteure sowie deren Zwänge in den verschiedenen Bereichen zu berücksichtigen. Interessante Einblicke konnte der Faktor „Zeit“ (bzw. die historische Perspektive) ermöglichen, durch den die Entwicklung der Beziehungen und deren Umfeld sichtbar wurden. Ebenfalls ist auf die Eigenheiten des internationalen Gasmarktes, auf die sich ändernden Muster und auf die Charakteristika des Erdgashandels eingegangen worden. Auch die Verteilung der Erdgasreserven und -ressourcen sowie die Bedeutung nicht-konventioneller Erdgase wurden berücksichtigt. Ziel dieses Kapitels ist nun, „die Punkte zu verbinden“ und das Ganze nach dem Interdependenzansatz zu analysieren. Dies soll eine Aussage bezüglich der Gasversorgungssicherheit der EU erlauben.

Um die Struktur der Interdependenzbeziehungen zwischen der EU und den einzelnen Akteuren im Gassektor zu bewerten, reicht es nicht, nur die Verteilung der Fähigkeiten zu analysieren. Es müssen auch solche Eigenschaften untersucht werden, durch die eine vorteilhafte Interdependenzstruktur überhaupt in ein positives Ergebnis umgesetzt werden kann (z. B. Engagement der Akteure, Handlungsfähigkeit, Handlungskanäle etc.). Da Interdependenz-Empfindlichkeit und -Verwundbarkeit immer eine Frage nach den möglichen Handlungsoptionen ist („was kann ein Akteur tun, um die eigene Lage zu verbessern und was kann der andere Akteur im Gegenzug tun?“), können die einzelnen konkreten Situationen gut mit einem „Gedankenspiel“ kombiniert werden. Wenn also in den folgenden Seiten die aktuelle Interdependenzstruktur untersucht wird, muss auch auf mögliche Handlungsoptionen und Entwicklungen eingegangen werden, die die Struktur wiederum verändern können. Bevor auf die Beziehungsstrukturen zwischen der EU und den einzelnen Akteuren eingegangen wird, soll zuerst die Interdependenz zwischen Gaskonsumenten/-importeuren und Gasverkäufern/-exporteuren im Allgemeinen kurz betrachtet werden. An dieser Stelle können v. a. die auf der Systemebene untersuchten Sachverhalte berücksichtigt werden. Dies erscheint sinnvoll, da die Strukturen grundsätzlich bei allen betrachteten Beziehungen gelten und helfen können, die Aufmerksamkeit auf konkret zu untersuchende Kriterien zu lenken.

## **9.1 Die Interdependenz zwischen Akteuren im Gassektor im Allgemeinen**

Aufgrund der Konzentration der Erdgasreserven und des Konsums an verschiedenen Orten fällt auf, dass es einerseits Staaten gibt, die über mehr als genügend Erdgas verfügen, während es andererseits eine andere Gruppe von Staaten gibt, die auf den Import angewiesen ist. Als erstes könnte eine Dependenz der importierenden Staaten von den exportierenden vermutet werden. Eine solche Dependenz wird jedoch schnell von der Notwendigkeit der exportierenden Staaten relativiert, das Gas auch tatsächlich zu verkaufen und damit Einnahmen zu generieren. Diese Einnahmen sind überwiegend dringend notwendig, da sie für einen erheblichen Teil der Staatshaushälter verantwortlich sind. Einige Exporteure allerdings sind manchmal bereit, sehr hohe Kosten zu tragen (siehe Libyen oder Turkmenistan). Diese Bereitschaft scheint in einem gewissen Zusammenhang mit der Staats- bzw. Regierungsform zu stehen, die es erlaubt, die Kosten auf die jeweilige Bevölkerung abzuwälzen. Gleichzeitig können Importeure die Kosten, die z. B. bei Lieferunterbrechungen entstehen, kurzfristig für die Exporteure erhöhen, indem sie z. B. die Gasspeicherkapazitäten erweitern.

Die Abhängigkeit zwischen Importeuren und Exporteuren ist gegenseitig. Durch ihre Handlungen sind beide Seiten in der Lage, bei dem anderen zum Teil erhebliche Kosten zu verursachen. Dies kann z. B. über Änderungen des Preises oder der bezogenen bzw. gelieferten Gasmengen geschehen. Aufgrund der besonderen Charakteristika des Gashandels aber (pipelinegebunden, langfristige ToP-Verträge, Ölpreisbindung) bleiben die Handlungsräume beider Seiten im kurzfristigen Zeithorizont sehr eingeschränkt. Solange sich alle an die geltenden vertraglichen Regelungen halten, können die Exporteure beispielsweise weder die Gaslieferungen rasch in neue Märkte umleiten, noch können sie willkürlich an der Preisschraube drehen. Der Importeur kann die Gasmengen nicht eigenmächtig reduzieren oder den Lieferanten wechseln und ist ebenfalls nicht in der Lage, den Preis eigenmächtig zu diktieren. Jeglicher Bruch der vertraglichen Rahmenbedingungen, beabsichtigt oder unbeabsichtigt, ist mit hohen Kosten verbunden. Neben den offensichtlichen, kurzfristigen Kosten (ungedeckter Bedarf auf der einen Seite oder Einnahmeausfälle aus dem Export auf der anderen) gibt es auch hohe Kosten in einem langfristigen Zeithorizont, z. B. in Form des Imageverlusts als verlässlicher Partner oder von Schadensersatzforderungen.

Im Rahmen langfristiger Verträge erstrecken sich die gegenseitigen Einflussmöglichkeiten im Grunde genommen auf die zukünftige Ausgestaltung der Beziehungen. Bevor ein Liefervertrag abgeschlossen und die dazugehörige Infrastruktur gebaut wird, kann der Exporteur z. B. entscheiden, wessen Investitionen er annimmt, wen er in welchem Maß an der Förderung beteiligt oder an wen er sein Erdgas verkaufen möchte. Der potentielle Importeur

kann im Vorfeld ebenfalls entscheiden, wessen Erdgas, zu welchem Preis, über welche Route bezogen werden soll oder ob man sich überhaupt für Erdgas als Energiequelle entscheidet. In diesem Zusammenhang sollte man sich in Erinnerung rufen, dass Erdgas als Substitut für z. B. Erdölprodukte oder Kohle eingesetzt wird. Dies bedeutet aber auch, dass Erdgas selbst Kandidat für eine Substitution wird, wenn die anderen Energieträger aus irgendeinem Grund (ökonomischen, versorgungstechnischen, umweltpolitischen, etc.) attraktiver erscheinen. In einer rein bilateralen Gasbeziehung (also in der es nur einen Importeur und nur einen Exporteur gibt) ist die Position des Exporteurs vor dem Abschluss von Verträgen und dem Bau der Infrastruktur (besonders Pipelines) gegenüber dem potentiellen Importeur besser (siehe z. B. Aserbaidschan bezüglich Entscheidung über Shah Deniz-Phase II.). Sind die langfristigen Verträge unterzeichnet und die (Pipeline-) Infrastruktur gebaut, verschiebt sich der Vorteil tendenziell auf die Seite des Importeurs (siehe z. B. Türkei bei Blue Stream).

In erster Linie können Änderungen der mittel- und langfristigen Rahmenbedingungen für den Gasexport oder -import zukünftig hohe Kosten bei den Akteuren verursachen. Solche Änderungen betreffen im Wesentlichen die Verfügbarkeit (z. B. durch Eigenverbrauch der Produzenten, Investitionsrückstand, Diversifizierung), den Preis (z. B. verschiedene Preisbindungsmechanismen, freie Preisbildung oder politische Vorzugspreise) oder die Nachfrage (z. B. Steigerung der Energieeffizienz, erneuerbare Energien oder Politik der Diversifizierung). Kosten können für die Akteure durch Veränderungen des Umfelds sowie durch Veränderungen der Regeln entstehen, nach denen Gas gehandelt wird, aber auch durch die entsprechenden Gegenmaßnahmen, um diese Kosten zu verringern oder abzuwenden. Beispiele in diesem Bereich können Versuche von Akteuren sein, sich zu diversifizieren, zu Substituten zu wechseln, den Markt zu reformieren oder neue Verträge ohne Preisbindungsmechanismen oder über geringere Laufzeiten zu etablieren. Werden die Rahmenbedingungen von einem Akteur oder einer Akteursgruppe geändert, ersetzen die neuen Regelungen die alten meist Schritt für Schritt und in Absprache mit anderen beteiligten Akteuren. Die neuen Regelungen gelten dann oft z. B. nur für neuabgeschlossene Verträge und werden durch gemeinsames Verhandeln beschlossen.

In der Vergangenheit war dieses Vorgehen überwiegend der Fall, v. a. weil es zum Vorteil der wichtigsten beteiligten Akteure war (z. B. der importierenden und exportierenden Konzernen). In einigen Fällen aber haben sich Akteure außerhalb dieser Regeln bewegt, z. B. Algerien während des „Gas-Fiaskos“, Russland und Ukraine bei den vergangenen Gasdisputen oder die EU bei dem rückwirkenden Verbot von Destinationsklauseln. Hierbei wurde von einer Seite der Versuch unternommen, eine Position relativer Stärke auszunutzen,

indem geltende Regeln nachträglich und einseitig geändert wurden bzw. sich Akteure außerhalb geltender Regeln bewegten. Diese Art des Vorgehens ist selten, weil die Akteure meistens erkennen, dass sie zwar auf der Ebene der Interdependenz-Empfindlichkeit durchaus in der Lage sind, kurzfristig Vorteile zu ziehen (z. B. durch das „Erpressen“ höherer Preise). Sie wissen aber meistens auch, dass sie langfristig wahrscheinlich mit höheren Kosten auf der Ebene der Interdependenz-Verwundbarkeit rechnen müssen, weil sich ihre Partner umorientieren und z. B. ihren Erdgasbedarf durch andere Bezugsquellen decken werden.

Wie in Kapitel 4 gesehen, deuten die meisten Prognosen auf einen niedrigeren zukünftigen Erdgasbedarf bei den Industriestaaten hin, als noch vor einigen Jahren angenommen. Entsprechend niedriger fallen damit auch die zukünftigen Importe aus. Dieser Trend begünstigt importierende Staaten, da dem niedrigeren Bedarf die gleiche rohstoffseitige Verfügbarkeit gegenüber steht. Allerdings wächst der Erdgasbedarf bei vielen Schwellenländern schneller, wodurch einige Exporteure ihre Lieferungen neu auf diese Märkte ausrichten. Darüber hinaus stoßen Schwellenländer in erdgasreiche Regionen vor, um die dortigen Reserven für sich zu erschließen. Doch obwohl die Schwellenländer mit Sicherheit für Erdgasexporteure eine Alternative zu den reifen Märkten der Industriestaaten darstellen, bleiben letztere aufgrund der hohen Preise und des weiterhin höheren Volumens die deutlich lukrativeren.

Schwer zu berücksichtigen sind die möglichen Auswirkungen aus einer höheren Bedeutung nicht-konventioneller Erdgasreserven und -ressourcen oder von Bio-Erdgas. Es ist kaum möglich zu sagen, wann, ob oder in welchem Umfang genau diese in den verschiedenen Regionen zur Verfügung stehen werden. Wenn auch nur ein Teil dieser nicht-konventionellen Erdgase, die deutlich weniger konzentriert sind als konventionelle, dem Markt bereitgestellt werden könnte, hätte dies potentiell große Folgen für den Importbedarf. Tendenziell kann man mit einem Blick auf die USA zumindest sagen, dass je länger der betrachtete Zeitraum und je höher die Erdgaspreise, desto höher wird der potentielle Beitrag nicht-konventioneller Erdgase zur Versorgung importierender Regionen wie der EU sein.

In Kapitel 5 wurde auf die Trends hingewiesen, die mittel- und langfristig den Gasmarkt und den Handel mit Erdgas verändern könnten (Globalisierung, LNG, Spothandel, etc.). Bezüglich der Globalisierung des Handels ist zu beobachten, dass die verbesserte Versorgungslage Nordamerikas und der damit verbundene geringere Importbedarf der USA die internationalen LNG-Märkte insgesamt entlasten. Hiervon dürften allgemein der atlantische LNG-Markt und besonders Europa profitieren. Südamerika wird sich zwar

zukünftig aus regional-politischen Gründen stärker mit außerregionalem Erdgas versorgen. Die Reserven- und Ressourcenbasis der Region ist jedoch mehr als ausreichend, so dass Südamerika mittel- und langfristig ebenfalls Erdgas in außerregionale Märkte exportieren wird. Der südamerikanische Markt wird also in absehbarer Zeit kaum die Konkurrenz in anderen Gasmärkten verstärken, sondern verhält sich weitestgehend neutral.

Für den Augenblick dominieren weiter die traditionellen Muster im Gashandel. Langfristig muss jedoch zumindest die Veränderung hin zu einem hybriden System berücksichtigt werden, in dem traditionelle und neue Muster nebeneinander bestehen. Dabei dürfte die Bedeutung von LNG und des kurzfristigen Handels gegenüber der heutigen Situation noch zunehmen. Bei den Veränderungen des über Jahrzehnte geltenden Modells muss beachtet werden, wer diese Änderungen vorantreibt und welche Interessen und Erwartungen dabei eine Rolle spielen. Auch die Kosten, die sich hierbei für andere Akteure ergeben, sollten eingeschätzt werden. Tendenziell befinden sich die Befürworter der traditionellen Strukturen auf der einen Seite bei den Exporteuren, insbesondere bei den großen traditionellen Pipelineexporteuren der EU. Sie profitieren besonders, da sie dadurch nicht nur ihre Reserven erschließen können, sondern bereits im Voraus über einen sicheren Absatzmarkt verfügen und langfristig ihren Marktanteil absichern können. Auf der anderen Seite befürworten auch die etablierten Importgesellschaften dieses System, da sich dadurch der Markteintritt von Mitbewerbern erschwert und die Unternehmen Zugang zu den Gasreserven erhalten. Entsprechend würden von einer Änderung der traditionellen Handelsstrukturen im Gassektor v. a. kleinere Exporteure (in erster Linie LNG-Exporteure) mit geringen Marktanteilen und kleinere Importeure oder neue Importgesellschaften ohne besondere Beziehungen zu den großen Exporteuren profitieren.

Um nun die konkreten Interdependenzbeziehungen zwischen der EU und den einzelnen Produzenten zu untersuchen, werden im Anschluss die Fähigkeiten und die Beziehungen der jeweiligen Akteure im Gasbereich – und falls notwendig auch darüber hinaus – festgestellt und mit ihren Interessen und Zielen abgeglichen. Es muss analysiert und bewertet werden, wie sich die Umsetzung dieser Ziele und Interessen auf die Ziele und Interessen des anderen auswirken und v. a. welche Kosten oder potentielle Kosten dem anderen dadurch entstehen. Hiernach sollten auch die Gegenmaßnahmen betrachtet werden, die möglicherweise ergriffen werden, um im Gegenzug Kosten zu senken oder abzuwenden.

Transitstaaten sind routengebundene Akteure. Um ihre Rolle zu untersuchen, muss man sie im Rahmen der Beziehungen zwischen EU und dem entsprechenden Exporteur oder den

entsprechenden exportierenden Staaten als zusätzliche, sich dazwischenschaltende Variable betrachten. Zum einen müssen die Interessen der einzelnen Transitstaaten berücksichtigt werden. Zum anderen müssen auch unbedingt die Auswirkungen auf die Interessen der EU und auf jene des exportierenden Landes bewertet werden.<sup>1399</sup>

Keohane und Nye unterscheiden zwischen der Ausnutzung von Interdependenz-Empfindlichkeiten und -Verwundbarkeiten im nicht-militärischen Bereich sowie im militärischen Bereich, wobei der militärische Bereich gegenüber dem nicht-militärischen Bereich dominiert und potentiell mit höheren Kosten verbunden ist. Interessanterweise hat sich bei der Dichten Beschreibung kein eindeutiger Fall ergeben, bei dem militärische Fähigkeiten zur Verbesserung oder Beeinflussung der Versorgungssicherheit eingesetzt worden wären. Der Anwendung militärischer Fähigkeiten im Zusammenhang mit der Erdgasversorgung kommt der russisch-georgische Krieg von 2008 am nächsten. Moskau hat bei dieser Auseinandersetzung jedoch bewusst nicht die Energieinfrastruktur beschädigt und hat auf diese Weise die Öl- und Gasströme nicht beeinträchtigt. Dies kann als der Versuch gedeutet werden, die Energiebeziehungen nicht zu militarisieren.

## **9.2 Die Interdependenz zwischen der Europäischen Union und der Russischen**

### **Föderation**

Die Mitglieder der EU und die Russische Föderation (bzw. die ehemalige Sowjetunion) sind in den Gasbeziehungen seit Jahrzehnten miteinander verbunden. Während der europäische Markt der lukrativste für russisches Erdgas ist (größter ausländischer Markt sowohl vom Gasvolumen als auch vom Handelswert des Gases), hat sich Russland seit den 1970er Jahren zu dem größten Gaslieferant der EU entwickelt. Insgesamt profitierten in der Anfangszeit dieser Beziehung beide Seiten gleichermaßen. Europa konnte damals die Abhängigkeit von OPEC-Erdölimporten reduzieren sowie den steigenden Erdgasbedarf decken und die UdSSR erhielt, neben dringend benötigter Devisen, intensivere Wirtschaftsbeziehungen zu Westeuropa – gegen den Widerstand der USA.

Die geringe Flexibilität des Gashandels, der bis heute fast ausschließlich auf den Pipelinetransport und auf langfristige ToP-Verträge beruht, hat auf beiden Seiten für Erwartungssicherheit gesorgt. Auf der einen Seite konnte Europa langfristig für die Deckung

---

<sup>1399</sup> Nicht beachtet wird die Tatsache, dass die meisten Erdgasexporteure auch Erdöl fördern und z. T. nach Europa exportieren. Da im Folgenden die bilateralen Interdependenzbeziehungen zwischen den Erdgasexporteuren und Europa untersucht werden, kann davon ausgegangen werden, dass der Ausfall eines Erdölexporteurs – dem Extremfall also – im internationalen Erdölmarkt weitestgehend ausgeglichen werden kann.

des Gasbedarfs planen und war durch die Bindung des Erdgases an Substitute vor Preismanipulationen durch Moskau weitestgehend sicher. Moskau sicherte sich langfristig einen erheblichen Marktanteil in einem lukrativen Markt und einen sicheren Gasabsatz bzw. Nachfrage durch hohe ToP-Volumina. Die Bedeutung des einen für den anderen ist entsprechend seit Jahrzehnten sehr groß. Dabei sind die gehandelten Gasvolumina und die potentiellen Kosten, die sich aus Veränderungen in dieser Beziehung ergeben können, im Laufe der Zeit sogar gestiegen. Als bedeutendster Erdgaslieferant der EU hält Russland den höchsten Anteil (38%) aller Lieferanten gemessen an den Importen. Eine Schwächung des traditionellen Erdgashandels (Preisbindung, langfristige Verträge etc.) würde Russland schaden.

Man darf in diesem Zusammenhang nicht vergessen, dass es zu Beginn der Gasbeziehungen keinen europäischen Markt, sondern nur die einzelnen Märkte der heutigen EU-Mitglieder gab. Diese Märkte waren voneinander weitestgehend abgeschottet und hoch konzentriert, wurden also nicht selten von nur einem oder sehr wenigen Akteuren dominiert. Der Zustand des bilateralen Monopols, bei dem es sowohl auf der Export- als auch auf der Importseite nur einen Akteur gab, war die Regel.

Die dominanten Akteure in den jeweiligen europäischen Teilmärkten pflegten dabei exklusive Beziehungen zu der sowjetischen Exportgesellschaft. Auf der einen Seite stand eine – zumindest nach außen hin – militärisch und politisch mächtige sowie erdgasreiche UdSSR. Auf der anderen Seite standen die verschiedenen Teilmärkte, die Gas von Moskau kauften oder im Fall der ehemaligen Ostblockstaaten kaufen mussten. Betrachtet man die Beziehungsstruktur zwischen den einzelnen europäischen Teilmärkten und der UdSSR (anstatt zwischen Europa und der UdSSR), dürften sich die einzelnen europäischen Teilmärkte in einer Situation relativer Verwundbarkeit befunden haben. Trotzdem wurde das Thema einer Abhängigkeit von sowjetischen Erdgaslieferungen nicht so kontrovers thematisiert wie heutzutage. Dies lag auch daran, dass sich die Sowjetunion durch ununterbrochene Lieferungen im Laufe der Zeit einen Ruf als zuverlässiger Lieferant erarbeitete. Diese historisch gewachsenen Beziehungen zwischen Europa und Russland im Gasbereich sind stark von drei Entwicklungen verändert worden: dem Ende der UdSSR, der EU-Osterweiterung und der Bildung eines zunehmend liberalisierten, diversifizierten und EU-weiten Gasmarktes.

### 9.2.1 Die Veränderungen nach dem Ende der UdSSR

Die Auflösung der Sowjetunion schwächte nachhaltig die Position Moskaus (UdSSR/Russland) und Gazproms (Nachfolger der sowjetischen Gasexportgesellschaft) gegenüber Europa in vielerlei Hinsicht.

Erstens stieg die Bedeutung der Einnahmen aus dem Gasgeschäft für Russland im Rahmen des allgemeinen Niedergangs der sowjetischen Wirtschaft deutlich an. Dank steigender Energiepreise konnte Russland eine Phase des lang anhaltenden Wirtschaftswachstums einleiten. Dieses Wachstum verbesserte die Lage der russischen Bürger, die zum Teil bis heute durch den wirtschaftlichen und politischen Abstieg des Landes traumatisiert und von Armut hart betroffen sind. Wie wichtig die Energieexporte für Russland sind, zeigt sich in der aktuellen Wirtschaftskrise, bei der die russische Wirtschaft parallel zu den gesunkenen Energiepreisen und zum Energiebedarf der Zielmärkte in eine tiefe Rezession gefallen ist.

Die Bedeutung der EU als Zielmarkt für russisches Erdgas hat in der Vergangenheit zugenommen. Die EU-Erdgasexporte wurden erhöht, da sie gegenüber den Märkten in Russland oder in den ehemaligen sowjetischen Republiken deutlich lukrativer waren. Dabei schöpfte die russische Gaswirtschaft in erster Linie aus der Substanz der UdSSR, ohne wesentlich in neue Infrastruktur, Exploration oder Erschließung zu investieren. Steigender Bedarf in Russland und in den Staaten der GUS wurde zunehmend mit günstigerem Erdgas aus Zentralasien gedeckt.

Vor allem die Dominanz Gazproms innerhalb Russlands hat die Entwicklung im russischen Gassektor gebremst. Effizientere und schneller wachsende unabhängige Gasunternehmen, deren Förderung deutlich schneller stieg als die Gazproms, sind abhängig vom Pipelinenetz des Gasmonopolisten und werden ausgebremst. Dabei sinkt die Gasproduktion Gazproms aus den wichtigsten Erdgasfeldern, da die meisten den Förderzenit bereits überschritten haben. Die Wirtschaftskrise hat zudem besonders die Gasförderung des Gasmonopolisten getroffen. Gleichzeitig muss Gazprom die Versorgung des russischen Marktes mit günstigem Erdgas sicherstellen und die Gasifizierung Russlands vorantreiben, was zusätzliche Investitionsmittel und Reserven bindet, die dann nicht für die Exportmärkte zur Verfügung stehen.

Außerdem verlor Gazprom die Kontrolle über den ehemaligen, integrierten Gassektor der UdSSR. Das sowjetische Gastransportsystem, das Erdgas zu den wichtigsten Kunden im Westen transportierte, wurde nun Eigentum der neuen unabhängigen Republiken. Versuche, die wichtigsten Pipelines erneut unter Kontrolle zu bringen, wurden als Angriffe auf die Souveränität der osteuropäischen Staaten interpretiert. Dabei wurde das Vorgehen Gazproms



stets als direkte Umsetzung von Vorgaben aus dem Kreml interpretiert, was Russlands Image als zuverlässigen europäischen Lieferanten anhaltend beschädigt hat. Das Entstehen von Transitstaaten hatte jedoch nicht nur Auswirkungen auf Russland. Auch für die europäischen Akteure bedeuteten neue Transitstaaten ein potentiell Risiko für die Gasversorgung, v. a. die Konzentration des Gastransits durch die Ukraine. Immer wenn es in Europa in den letzten Jahren zu Versorgungsproblemen mit russischem Erdgas gekommen ist, waren Transitstaaten maßgeblich beteiligt.

Russland scheint die Beziehung gegenüber der Ukraine zuweilen falsch eingeschätzt zu haben, da eine Unterbrechung der EU-Lieferungen (wie in 2006 und 2009) zu keinem Moment im russischen Interesse gewesen sein kann. Die Fehleinschätzung ist ein gutes Beispiel für die Eskalation einer Situation, bei der ein Akteur die vorhandene Asymmetrie auf einer Ebene eingesetzt hat, ohne die nachteilige Asymmetrie auf der nächst höheren Ebene berücksichtigt zu haben (bzw. ohne mit dieser Eskalation gerechnet zu haben). Obwohl Kiew besonders bei der letzten Krise einen Großteil der Verantwortung für die Zuspitzung trägt, ist es das russische Image als zuverlässiger Lieferant, das durch die Lieferstopps stark gelitten hat. Der Imageschaden leistet den Forderungen nach einer Reduzierung der russischen Lieferungen zur Erhöhung der Energiesicherheit in Europa maßgeblich Vorschub. Ob Moskau durch neue Pipelines auf Kiew verzichten kann, ist v. a. angesichts der bedeutenden Gasspeicherkapazitäten der Ukraine sehr ungewiss.

Die politische Instabilität der Ukraine sowie die katastrophale finanzielle Lage des Landes und der wichtigsten staatlichen Gasgesellschaft sind sowohl für Russland als auch für die EU ein großes Risiko. Politisch liegt die größte Gefahr durch die mögliche Handlungsunfähigkeit Kiews und weniger darin, ob eine „pro-russische“ oder „pro-westliche“ Regierung an der Macht ist. Denn während sich in der Ukraine gegen Russland langfristig keine Politik machen lässt, ist die Frage des Gastransits und der Gasinfrastruktur für alle politischen Lager in Kiew eine Frage der nationalen Sicherheit. Es ist entsprechend kaum wahrscheinlich, dass irgendeine ukrainische Regierung leichtfertig die Kontrolle über den Gastransit aus den Händen gibt.

Der Abschluss eines langjährigen Vertrages nach der Gaskrise von 2009 sowie die Neuverhandlung der langfristigen Lieferverträge (mit geringeren ToP-Regelungen) zwischen Kiew und Moskau, schafft für die Zukunft mehr Transparenz und Sicherheit. Vor allem aber wird dadurch – zumindest rechtlich – die Möglichkeit eingeschränkt, Themen der ukrainischen Gasversorgung oder des -transits mit Themen außerhalb des Gassektors zu

verknüpfen. Während dieser Umstand tendenziell Russland zugute kommt, würde ein baldiger Beitritt der Ukraine in die Europäische Energiegemeinschaft der EU Rechtssicherheit bezüglich der ukrainischen Gaslieferungen geben.

Dies ändert allerdings nichts an dem riesigen Investitionsbedarf der Ukraine, besonders um das Gastransportsystem zu modernisieren. Jeder ernsthafte Versuch hierzu setzt aber die Bereitschaft Kiews voraus, sich bei der Frage einer Betreibergesellschaft für das Pipelinesystem zu bewegen. Dies würde die Attraktivität der Ukraine als Transitland deutlich erhöhen und könnte Russland davon abhalten, direkte Umgehungspipelines zu bauen (zumindest die noch in einer frühen Phase befindlichen South Stream oder die zweite Nord Stream-Röhre).

Investitionen sind allerdings auch notwendig, um die Energiestrategie der Ukraine umzusetzen. Kiew könnte durch die Diversifizierung der eigenen Importe und durch die Erhöhung der Erdgasproduktion – v. a. durch nicht-konventionelle Erdgase – die Abhängigkeit von Russland verringern. Eine ausgeglichene Gasbeziehung zwischen Russland und der Ukraine könnte zu ausgewogeneren Gasverträgen führen, die weniger offensichtlichere Gewinner und Verlierer hervorbringen. Zusammen mit der Übernahme europäischer Marktstrukturen im ukrainischen Energiesektor würde dies die EU-Versorgungssicherheit verbessern.

Die Umgehung Belarus dagegen dürfte kaum ein Problem darstellen, würde jedoch dem Interesse Moskaus an engen Beziehungen zu Minsk entgegenwirken. Moldau dürfte v. a. durch einen Bedeutungsverlust der Ukraine auf der Verliererseite landen. Erdgas, das vormals über Ukraine und Moldau transportiert wurde und für Südosteuropa und die Türkei bestimmt war, würde dann über South Stream oder Blue Stream (I & II) die Zielmärkte erreichen. Die mögliche Bedeutung neuer Transitstaaten wie Albanien oder Serbien wird für die EU und für Russland weitestgehend gering bleiben, nicht zuletzt, weil sich diese Staaten in Richtung EU bewegen und Teil der Europäischen Energiegemeinschaft (ECSEE) sind.

Eine weitere Folge der Auflösung der Sowjetunion ist, dass Moskau den Großteil der Erdgasreserven verlor, die sich in Zentralasien und dem Südkaukasus befinden. Zusätzlich entstanden Moskau mit der Unabhängigkeit der kaspischen und zentralasiatischen Staaten sogar potentielle Konkurrenten im Erdöl- und Erdgasgeschäft. Europäische Akteure haben, neben anderen außerregionalen Akteuren, von Anfang versucht, in dieser Region aktiv zu werden. Der Erfolg jedoch ließ in Zentralasien zu wünschen übrig, wo Russland besonders zu Anfang durch die Kontrolle der Exportpipelines einen großen Teil des Einflusses beibehalten

konnte. Moskau setzte aber nicht nur die Exportinfrastruktur zur Abschottung der Region ein, sondern versuchte durch die Annäherung v. a. an Aserbaidschan und Iran, mögliche Transitrouten zu blockieren. Die Beziehungen zu Baku und Teheran sollten darüber hinaus auch die Gasreserven der Länder (besonders die zweite Phase des Shah Deniz-Projekts) an Russland bzw. russische Transportrouten oder an östliche Märkte binden.

Insgesamt wird es aber für Moskau immer schwieriger, die kaspischen und zentralasiatischen Erdgasströme zu lenken. Einerseits ist es anderen Akteuren (z. B. China) gelungen, Zugang zu diesen Erdgasvorkommen zu erlangen, andererseits haben sich einige regionale Akteure (v. a. Turkmenistan) bewusst dafür entschieden, Russlands Einfluss zu verringern. Letzteres geschieht möglicherweise auch aufgrund des von Moskau ausgeübten Drucks auf die Staaten der Region. Außerdem liefert Aserbaidschan bereits geringe Mengen Erdgas in westliche Richtung. Zwar hat sich das Land noch nicht endgültig an Europa gebunden, doch hat es den Gasexport nach Europa zu seinem Ziel erklärt. Kürzlich abgeschlossene Lieferverträge mit Moskau können demnach eher als ein Versuch interpretiert werden, die eigene Verhandlungsposition gegenüber der EU und der Türkei (Transitmodalitäten bzw. Armenien-Gespräche) zu verbessern. Auch Teheran hat – trotz russischer Unterstützung für Exportprojekte nach Asien – die eigenen Importkapazitäten aus Aserbaidschan und Turkmenistan erhöht, wodurch Iran hofft, sich möglicherweise als Transitstaat für Gas in westliche Richtung zu qualifizieren.

Sollten tatsächlich russische Erpressungsversuche z. B. ausschlaggebend für die „energetische Unabhängigkeit“ Turkmenistans sein, hätte Moskau, wie im ukrainischen Fall, die in den vergangenen Jahren gestiegene Asymmetrie auf der Verwundbarkeitsebene falsch eingeschätzt. Wie erwähnt ist Moskau nämlich immer stärker auf Erdgasimporte und -re-exporte aus der Region angewiesen, um sowohl den steigenden Eigenbedarf zu decken als auch den Exportverpflichtungen (v. a. in der GUS) nachzukommen. Darüber hinaus dürfte es Moskau deutlich schwerer fallen, zu einer Energiebrücke zwischen Asien und Europa zu avancieren, wie in der Energiestrategie beabsichtigt.

### 9.2.2 Die Veränderungen durch die EU-Erweiterung

Trotz der außergewöhnlich widrigen finanziellen und wirtschaftlichen Umstände, erfüllte die russische Seite in der Zeit nach der Auflösung der UdSSR bei den westlichen Kunden stets alle vertraglichen Verpflichtungen und blieb dem Ruf des zuverlässigen Erdgaslieferanten treu. Die auf die Sowjetunion und auf die Länder des Ostblocks ausgerichtete Infrastruktur

fürte jedoch dazu, dass viele Staaten ihre neu erworbene Unabhängigkeit durch die einseitige Ausrichtung der Erdgasimporte auf Russland als Bedrohung ihrer Eigenständigkeit empfanden. Der EU-Beitritt vieler dieser Staaten, hat nicht nur das Volumen, sondern v. a. den Anteil russischen Erdgases in der gesamten Union erhöht. Dies hat auch EU-weit dazu geführt, dass der russische Anteil als insgesamt zu hoch empfunden wird. Dabei muss betont werden, dass der russische Anteil in der EU-27, gemessen an dem Gasverbrauch und an dem Gesamtenergieverbrauch, weitestgehend gleich geblieben ist. Der russische Anteil an den Gasimporten ist sogar kontinuierlich gesunken (siehe Abb. 25).

Durch die EU-Erweiterung hielt zudem die negative Perzeption vieler osteuropäischer Staaten in Bezug auf Russland verstärkt Einzug in die Union. Es verwundert kaum, dass besonders ost- und südosteuropäische Staaten zu den stärksten Verfechtern einer Diversifizierung der Erdgasimporte gehören und diese in erster Linie als eine Verringerung von russischen Importen interpretieren.

Für Russland unvorteilhaft ist im Zusammenhang mit der EU-Erweiterung auch die parallel betriebene Erweiterung des EU-Acquis im Energiebereich auf bedeutende Produzenten- und Transitstaaten. Dies ist für die EU besonders seit dem Austritt Russlands aus der Energiecharta wichtig. Russland hat in diesem Bereich kaum eigene Vorstellungen durchsetzen können. Als Beispiel kann der Entwurf zur Neuregelung der Beziehungen zwischen Konsumenten-, Transit- und Produzentenstaaten im Energiebereich dienen, der von Moskau vor einigen Monaten vorgeschlagen wurde, doch international nur wenig Aufmerksamkeit auf sich ziehen konnte.

### 9.2.3 Die Veränderungen durch die Schaffung eines Binnenmarktes und die EU-Diversifizierungsstrategie

Die seit dem Ende der Neunzigerjahre von der EU betriebene Schaffung eines gemeinsamen, liberalisierten Gasbinnenmarktes verstärkt zudem tendenziell die Position der EU gegenüber den russischen Akteuren weiter. Konkret versucht Brüssel seit einiger Zeit, die Fragmentierung des EU-Marktes aufzuheben (rechtlich als auch durch intra-europäische Infrastrukturverbindungen) und sowohl die Bezugsquellen als auch die Importrouten zu diversifizieren.

Die Schaffung eines einheitlichen, integrierten EU-Gasmarktes verbessert die Position der Union gegenüber den Erdgasexporteuren, besonders gegenüber den großen Lieferanten. Denn durch die Integration der einzelnen Märkte steigt der Wettbewerb zwischen den einzelnen

Exporteuren erheblich. Voraussetzung hierfür ist allerdings neben einem gemeinsamen Regelwerk der Ausbau der inner-europäischen Gasinfrastruktur. Besonders wichtig sind Interconnectoren, die das Handeln von physischen Erdgasmengen möglich machen, und Gasspeicherkapazitäten, durch die Versorgungsschwankungen ausgeglichen, die kurzfristigen Märkte mit Liquidität versorgt und Lieferunterbrechungen länger überstanden werden können. Gerade der Ausbau der Infrastruktur jedoch kann von Brüssel nicht immer angemessen vorangetrieben werden, da der Union in diesem Bereich nur wenige Kompetenzen und finanzielle Mittel zur Verfügung stehen. Solange durch unterentwickelte inner-europäische Infrastruktur sogenannte Energie-Inseln bestehen, bleiben diese Gebiete besonders von Versorgungsstörungen bedroht.

Viele formale Aspekte des gemeinsamen Marktes, die den Wettbewerb erhöhen sollen, wurden dagegen im Laufe der Zeit bereits durchgesetzt – auch gegen den Widerstand bedeutender Lieferanten. Bekanntestes Beispiel ist die Aufhebung der Destinationsklauseln, die den Weiterverkauf von Erdgas erschwerten. Die EU setzte dabei die neuen Regelungen nicht nur für zukünftige Verträge, sondern ebenfalls rückwirkend für laufende Verträge um. Die Proteste zahlreicher Lieferanten, darunter auch Russland, verpufften jedoch ohne erkennbare Konsequenzen, weil die einzelnen Exporteure keine gemeinsame Position zu finden vermochten und sich der EU einzeln stellten.

Die Diversifizierung der Bezugsquellen und der Transportrouten könnte Russland in Zukunft ebenfalls stark treffen, da das Land bei weitem größter Erdgaslieferant der EU ist und die russische Strategie eigentlich eine deutliche Erhöhung der Exporte nach Europa vorsieht. Bis jetzt hat die EU jedoch Schwierigkeiten mit der Umsetzung alternativer Importrouten. Prominentestes Beispiel ist die Nabucco-Pipeline, die mit zahlreichen Schwierigkeiten zu kämpfen hat. Russland verschärft diese Probleme durch das Vorantreiben eigener Projekte, die mit den europäischen in Konkurrenz stehen. Auch die Erweiterung der LNG-Kapazitäten stößt auf Schwierigkeiten, wenn auch oft innerhalb der EU auf regionalpolitischer Ebene.

Faktisch jedoch hat es bereits seit den 90er Jahren eine Diversifizierung der EU-Gasimporte gegeben, durch die sich der russische Anteil erheblich verringert hat. Diese Diversifizierung allerdings ist weniger von der Union als von einigen ihrer Mitglieder vorangebracht worden und hat deutlich vor der Diskussion um eine Streuung der Importquellen und -routen stattgefunden. Sie ist auch nicht als bewusste Diversifizierungsstrategie, sondern eher im Rahmen der steigenden Nutzung von Erdgas in Ländern zu verstehen, die – wie z. B. Spanien – erst spät mit dem Gebrauch von Erdgas begannen und dieses Gas dann aus geographisch

nahen Quellen – wie Algerien – importierten. Trotzdem hatte dieser Prozess negative Konsequenzen auf den russischen Anteil, obwohl zur selben Zeit die russischen Gasexporte in die EU zugenommen haben. Die nun betriebene bewusste Diversifizierung der EU-Gasimporte übt zusätzlichen Druck auf Russland aus. Moskau hat die sich verschiebenden Verhältnisse erkannt und versucht die Diversifizierungsstrategie der EU durch eine Diversifizierung der eigenen Exportmärkte auszugleichen.

Die Resultate dieser Gegenmaßnahmen sind zurzeit jedoch begrenzt, da die Gasproduktion Russlands sehr stark auf Westsibirien konzentriert ist und das dort geförderte Erdgas in Märkten, wie z. B. dem chinesischen, preislich meistens nicht mit zentralasiatischem Erdgas konkurrieren kann. In Zukunft ist zwar sowohl mit einer Verschiebung der Produktion als auch der Reservenbasis nach Osten zu rechnen, doch dürfte der Schwerpunkt weiterhin Westsibirien bleiben. Russische Erdgasexporte nach Asien aus den östlichen Gebieten Russlands sind sehr wahrscheinlich (Pipeline und LNG), so dass Moskau die Zielmärkte zum Teil diversifizieren können. Echte Konkurrenz jedoch entsteht für die EU dadurch ebenso wenig, wie eine Verschlechterung der rohstoffseitigen Verfügbarkeit. Diese östlichen Reserven hätten aufgrund der Entfernung nie für die EU zur Verfügung gestanden. Zudem baut Moskau durch neue Pipelineverbindungen die Kapazitäten für den europäischen Markt sogar aus, anstatt seine Bedeutung zu verringern.

Erfolgreicher könnten Versuche Moskaus sein, sich an Erdgasexportprojekten in Drittländern zu engagieren. Dies sieht die russische Energiestrategie konkret vor. Europa könnte dann gezwungen sein, auf Erdgas zurückzugreifen, das zwar nicht aus Russland stammt, jedoch von dem staatlichen, russischen Gasmonopolisten Gazprom gefördert, transportiert oder vertrieben wird. Inwiefern dies Russlands Position gegenüber Europa verändern könnte, ist schwer einzuschätzen. Soweit die Projekte für Gazprom lukrativ wären, könnte der Konzern die Gewinne erhöhen, was ebenfalls dem russischen Staat zugute kommen würde. So könnten Gazprom und Russland die Abhängigkeit von russischen Erdgasexporten in die EU etwas verringern. Allerdings ist kaum anzunehmen, dass Russland diese Gasströme ähnlich wie die eigenen kontrollieren könnte. Dies läge nicht im Interesse der Drittländer, die in den meisten Fällen eine Mehrheit an den Projekten halten dürften.

Des Weiteren pflegen Gazprom und Russland zu den wichtigsten europäischen Gaskunden besonders enge Beziehungen. Die Förderung dieser engen bilateralen Partnerschaften ist zwar historisch gewachsen, dient aber sehr wahrscheinlich auch der Schwächung Europas als Gesamtakteur und soll die Fragmentierung der EU zementieren. Damit setzt die russische

Seite den Hebel an eines der größten Schwachstellen der EU an, nämlich an der Uneinigkeit innerhalb der Union. Diese Situation besteht sowohl auf der Ebene der Mitgliedsstaaten als auch auf der Ebene der einzelnen Institutionen.

Moskau nutzt diese Schwäche auch bei der Umsetzung eigener Pipelineprojekte für den europäischen Markt aus. Hier wirbt Russland teilweise jene Unternehmen und Staaten für eigene Projekte an, die bereits im Rahmen konkurrierender europäischer Projekte eingebunden sind. Die russischen Pipelineprojekte sollen Russland auf direktem Wege mit ausgewählten EU-Mitgliedern verbinden. Hierdurch werden nicht nur die traditionellen Transitstaaten geschwächt, sondern die Bindungen zu den wichtigsten EU-Verbrauchern gestärkt. Dabei unterscheiden sich die Auswirkungen dieser engeren Beziehungen je nach EU-Mitglied. Während Italien beispielsweise am Ende der South Stream-Leitung stehen könnte, würde Deutschland nur scheinbar am Ende der Nord Stream-Pipeline stehen. Denn im Gegensatz zu Italien dürfte Deutschland seine Rolle als Gasdrehscheibe für weiter westlich liegende Teilmärkte festigen.

Angesichts der geplanten Kapazitäten liegt der Gedanke nahe, dass der Bau von europäischen Pipelines durch Konkurrenzprojekte tatsächlich verhindert oder erschwert werden soll, was Moskau stets bestreitet. Denn sowohl Nord Stream als auch das Zwillingsprojekt South Stream werden ihr Erdgas aus ähnlichen Gebieten wie ihre schärfsten Konkurrenten beziehen (Yamal II, Nabucco) und werden ebenfalls praktisch die gleichen Märkte bedienen.

Seit dem neuen Liberalisierungspaket besteht eine Art Reziprozitätsklausel, durch die russische Gasunternehmen (bzw. generell nicht-EU-Unternehmen) in Europa nur dann aktiv werden können, wenn die russischen Märkte für europäische Konzerne ebenfalls offen sind. Wollen russische Unternehmen in der EU aktiv sein, wie es die russische Energiestrategie vorsieht, müssen sie einen entsprechenden Zertifizierungsprozess durchlaufen. Vordergründlich scheint dies kein größeres Problem zu sein, da Russland auch ein vitales Interesse daran hat, sich europäische Investitionen im Energiebereich zu sichern – ebenso wie die EU ein Interesse an der Erschließung dringend notwendiger Erdgasreserven in Russland hat. Moskau jedoch ist insgesamt auf diese Investitionen gerade in der aktuellen Krisenzeit besonders angewiesen. Einerseits braucht Russland die Beteiligung und die Technologie westlicher Unternehmen, um den Gassektor zu entwickeln, andererseits möchte Moskau den Einfluss dieser Unternehmen so niedrig halten wie nur möglich. Dieser Zwiespalt hat sich im russischen Gassektor bereits einige Male an prominenten Fällen manifestiert, z. B. Sachalin

II, Kovitka-Erdgasfeld, etc. Diese Fälle deuten zumindest auf einen Mangel an Rechtssicherheit hin, was die Attraktivität Russlands als Investitionsziel verringert.

In diesem Zusammenhang ist das Ausscheiden Russlands aus dem ECT auch als negativ einzustufen. Zwar sind laut eines Urteils zumindest die bis zum Oktober 2009 getätigten Investitionen durch die Charta (bis 2029) geschützt, doch gilt dies für Investitionen in den kommenden Jahren nicht mehr. Verbindliche Vereinbarungen zwischen der EU und Russland im Energiebereich, z. B. zum Schutz von Investitionen oder den Transitregelungen, sind dringend notwendig. Ob der russische Vorschlag von 2009 die Grundlage für die zukünftige Zusammenarbeit darstellen kann, wird sich zeigen. Notwendig ist ein neuer Entwurf jedenfalls, zumal auch die politische und wirtschaftliche Kooperation zwischen Brüssel und Moskau im Allgemeinen, durch das Stocken des neuen PKAs und anderer politischer Differenzen (Lage der Menschenrechte, Georgien-Krieg, etc.), nicht zum Besten steht.

Die Maßnahmen Russlands dienen der Verbesserung der eigenen Position. Sie werden innerhalb Europas jedoch meistens negativ wahrgenommen, was sich entsprechend negativ auf das russische Image auswirkt. Dies wiederum stärkt das Bestreben derjenigen, die sich für eine weitere Diversifizierung der Gasimporte einsetzen. Moskau wirbt außerdem für eine engere Kooperation zwischen Erdgasexporteuren, um die eigene Position gegenüber der EU weiter zu verbessern. Auf das Thema rund um eine Kartellbildung im Gassektor wird an späterer Stelle eingegangen.

#### 9.2.4 Bewertung der Interdependenzbeziehungen zwischen der EU und Russland

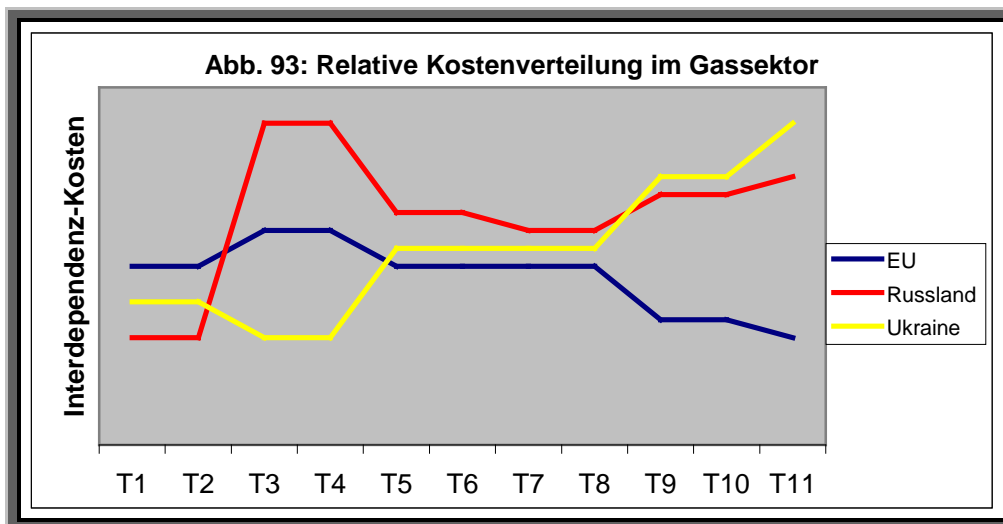
Insgesamt hat Russland Versuche unternommen, um sich den veränderten Rahmenbedingungen anzupassen und die Kosten zu senken. Doch ebenso wie nach der Auflösung der UdSSR, scheint Russland auf Veränderungen größtenteils zu reagieren, die ihren Ausgang woanders haben, v. a. in Europa. Die EU hat dagegen, trotz der langwierigen Entscheidungsprozesse und der Uneinigkeit innerhalb der Union, die eigene Position gegenüber Russland verbessert. Dies liegt jedoch auch daran, dass sich die Beziehungen zwischen Russland und wichtigen osteuropäischen und zentralasiatischen Akteuren negativ für Moskau entwickelt haben. Langfristig besteht allerdings die Gefahr, dass Europa und Russland in eine „Diversifizierungsfalle“ tappen. Hierbei führt der Versuch, Energiesicherheit durch Diversifizierung herzustellen dazu, dass Russland entsprechende Kapazitäten aufbaut, um Erdgas in andere Weltregionen zu exportieren und Europa an Bedeutung verliert. Auf lange Sicht kann Europa zwar einen Teil der russischen Gaslieferungen aus anderen Quellen



decken, jedoch nicht komplett auf russisches Erdgas verzichten – dafür sind die Reserven zu bedeutsam und der steigende Importbedarf wahrscheinlich zu hoch.

Mittelfristig hat Russland keine Möglichkeit die Erdgasexporte stark zu diversifizieren, da 90% der Reserven und 95% der Erdgasproduktion in Westsibirien liegen und momentan nur in die EU wirtschaftlich exportiert werden können. Europa dagegen ist in diesem Zeithorizont aufgrund zahlreicher Gasexporteure in der Region besser positioniert. Lediglich in einem kurzfristigen Zeithorizont ist Moskau im Vorteil, da russische Lieferungen nicht durch andere komplett ausgeglichen werden können und einige „Energieinseln“ aufgrund noch unterentwickelter Infrastrukturverbindungen auf Russland angewiesen bleiben. Der Einsatz kurzfristiger Druckmittel auf der Empfindlichkeitsebene ist aber wie gesehen nicht in Russlands Interesse, da sich Moskau gegenüber Europa auf der nächst höheren Ebene in einer Position relativer Verwundbarkeit befindet (stärkere und schnellere Diversifizierung von Russland weg, Ersatz russischen Erdgases durch Erdgas aus anderen Ländern oder durch Substitute, zudem steigen auch die kurzfristigen Kosten für Russland aufgrund besserer Gasbevorratung, etc.). Kurzfristig wird die aktuelle europäische Position sogar durch den krisenbedingten Rückgang des Bedarfs und der prekären russischen Wirtschaftslage gestärkt.

Wenn man die Interdependenzbeziehungen im Gasbereich zwischen Europa und der Sowjetunion als Ausgangspunkt für die Bewertung der Interdependenz zwischen der EU und Russland nimmt, hat sich die Beziehung deutlich zugunsten Europas entwickelt. Es besteht eine asymmetrische Interdependenz zugunsten der EU. Keine Seite jedoch kann von der Ausnutzung der Verwundbarkeiten des anderen langfristig Vorteile ziehen. Die Ukraine kann ihre Position als bedeutendstes Transitland in diesem Gaskorridor durchaus nutzen, doch könnte Kiew die Kosten für Russland und die EU bereits zu sehr in die Höhe getrieben haben. Auf der Verwundbarkeitsebene wird die Ukraine durch den Bau neuer Pipelineprojekte (EU und Russland) langfristig durch einen Bedeutungsverlust höhere Kosten zu tragen haben als Moskau oder Brüssel. Dies gilt selbst für den Fall, dass z. B. nur ein Pipelineprojekt (z. B. Nord Stream) umgesetzt wird. Auch Moldau wird als Transitstaat an Bedeutung verlieren.



Quelle: Eigene Darstellung.

Die obere Grafik (Abb. 93) soll die in 9.2 untersuchte Beziehung veranschaulichen und zeigt die im Laufe der Gasbeziehungen gegenseitig verursachten Kosten der EU(27), Russlands und der Ukraine. Der Zeitraum entspricht in etwa dem von 1990 (T1), kurz vor dem Zerfall der UdSSR, bis 2010 (T11). Am stärksten vom Ende der Sowjetunion betroffen war Russland, doch das Entstehen von Transitstaaten und die starke Konzentration auf den ukrainischen Korridor erhöhte auch die Kosten für die EU, zumal Kiew in der Zeit versuchte, aus der Bedeutung für den Gastransit Zugeständnisse in anderen Bereichen zu erzielen (T2-T3). Die Diversifizierung der russischen Importrouten über Belarus und Polen verbesserte die Situation der EU etwas. Russland versuchte die Kosten zusätzlich durch die Übernahme ehemals sowjetischer Infrastruktur und die Abschottung Zentralasiens zu senken (T4-T7). Die EU-Osterweiterung, verstärkte Diversifizierungsbemühungen und die Gasmarktreformen brachten der EU deutliche Kostensenkungen. Gleichzeitig aber verlor die Ukraine an Bedeutung und Russland wurde von zentralasiatischem Erdgas immer abhängiger, um die Exporte mit eigenem Erdgas nach Europa decken zu können (T8-T9). Zuletzt stiegen die Kosten für Moskau durch die weitere Diversifizierung der EU-Importe, der Durchsetzung weiterer Marktreformen (z. B. Destinationsklauseln), der globalen Krise und der nicht möglichen Diversifizierung der eigenen Exporte. Zudem hat das russische Image als Gaslieferant durch den rauen Umgang Gazproms mit verschiedenen ehemaligen Ostblockstaaten und der Übernahme weiterer Gasinfrastruktur gelitten. Verschärft wurde die russische Situation durch das Eindringen Chinas in Zentralasien sowie der Proklamation der energetischen Unabhängigkeit der Region. Die Ukraine verliert aufgrund der Verwicklung in mehreren Gaskrisen und dem damit verbundenen Imageschaden als sicherer Transitkorridor sowie der fast sicheren Umsetzung alternativer Pipelines massiv an Bedeutung (T10-T11).

### **9.3 Die Interdependenz zwischen der EU und Norwegen**

Zwischen der EU und Norwegen besteht im Gassektor eine sehr enge Verflechtung. Während Norwegen zweitwichtigster Erdgaslieferant für die EU ist, geht praktisch die Gesamtheit der norwegischen Exporte per Pipeline und ohne Transitstaaten überqueren zu müssen nach Europa. In der Vergangenheit sind die Pipelineverbindungen zwischen Norwegen und der EU

kontinuierlich erweitert worden, so dass norwegisches Erdgas einen immer wichtigeren Anteil an der europäischen Energieversorgung übernommen hat. In Zukunft werden die norwegischen Exporte, bis auf geringe Mengen LNG, kaum diversifiziert werden. Norwegen ist darauf angewiesen, die Erdgasexporte insgesamt zu erhöhen, um die fallenden Erdölexporte auszugleichen und den hohen Lebensstandard der Bevölkerung zu halten.

Das Land kann als einziges unter den großen Gaslieferanten von der EU-Diversifizierungsstrategie deutlich profitieren. Dies dürfte bis zu einem gewissen Grad auch in Zukunft so sein, da das Land über die größten Gasreserven Europas verfügt und plant, sowohl die Erdgasproduktion als auch den -export zu erhöhen. Der sehr geringe Eigenverbrauch versetzt Norwegen darüber hinaus in die Lage, praktisch die gesamte Förderung zu exportieren. Dies dürfte auch in Zukunft so bleiben, da die Stromerzeugung – sonst eines der wichtigsten Einsatzgebiete für Erdgas – im Land fast ausschließlich durch Wasserkraft gedeckt wird. Zudem plant Oslo, die Kapazitäten regenerativer Energien zu erhöhen (v. a. Windenergie). Um die mittel- und langfristigen Produktionsziele zu erreichen, müssen aber neue Erdgaslager erschlossen werden, da über 60% des norwegischen Erdgases aus der Produktion von vier zumeist reiferen Feldern stammt.

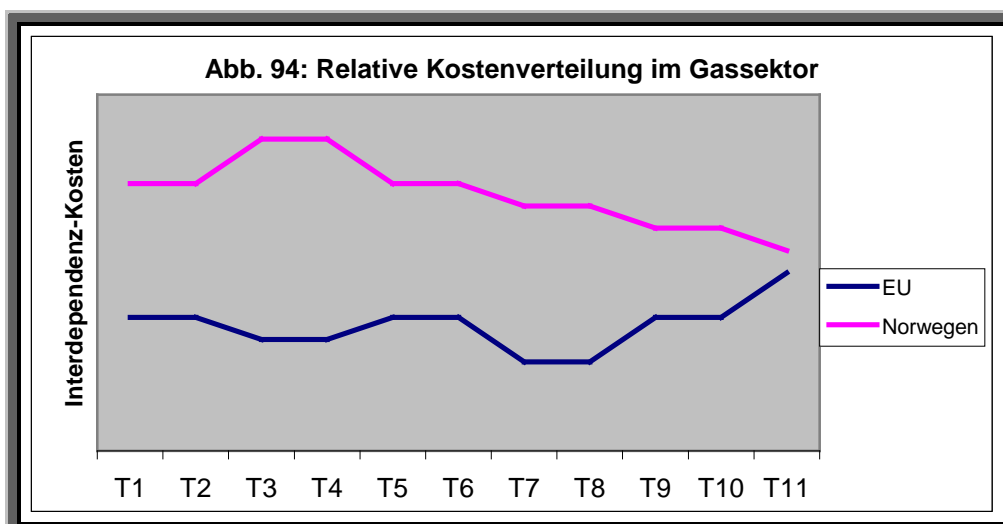
Trotz der bereits hohen Bedeutung der norwegischen Lieferungen und den insgesamt steigenden Importen aus Norwegen, wird dieser Umstand in der EU nicht als problematisch empfunden. Dies hängt einerseits mit der allgemein positiven Wahrnehmung Norwegens in Europa zusammen. Andererseits hat es aber auch mit der politischen und wirtschaftlichen Verbundenheit des Landes mit der EU zu tun, die durch die Teilnahme am EWR über den Gas- und Energiesektor hinaus sehr eng ist. Die Verbundenheit führt dazu, dass Norwegen europäische Gesetzgebung übernimmt, auch in Bezug auf die Energiemärkte. Somit hat die EU einen wichtigen Einfluss auf den Energiesektor, der in Norwegen überragende wirtschaftliche Bedeutung hat.

Trotz der starken staatlichen Präsenz ist in Norwegen die Teilnahme europäischer und anderer internationaler Energiekonzerne möglich und staatlich gewollt. Neben der Transparenz des Sektors und der Beteiligungsverfahren sorgt die hohe Rechtssicherheit dafür, dass Norwegen die benötigten hohen Investitionen zur Erschließung der eigenen Reserven anziehen kann. Ähnlich wie in den Anfängen der norwegischen Erdgasförderung, als das Land nur mit Hilfe ausländischer Unternehmen die Reserven erschließen konnte, wird Oslo in Zukunft auf Unterstützung angewiesen sein. Denn im Laufe der Zeit dürfte sich das Zentrum der Erdgasförderung weiter in nördliche Richtung verschieben, wo die Kosten und der Grad des

technischen Aufwands sich aufgrund der raueren klimatischen Bedingungen deutlich erhöhen werden. Die meisten Erdgasfelder in Norwegen sind zudem nur von kleiner oder mittlerer Größe und befinden sich allesamt offshore, was die Kosten zusätzlich erhöht. Auch werden weitere Investitionen und das Spezialwissen von Unternehmen benötigt, um den Förderzeitraum reifender Felder in der Nordsee zu verlängern.

Besonders im Norden und Nordwesten der EU stellt norwegisches Erdgas eine Alternative zu russischem Gas. Sollte sich der Erdgasbedarf der EU entsprechend positiv entwickeln und sich von den Folgen der aktuellen Wirtschaftskrise erholen, könnte die Wiederaufnahme neuer Pipelineprojekte nach Mittel- und Osteuropa (z. B. Skanled) dafür sorgen, dass östliche EU-Mitglieder verstärkt auf Erdgas aus Norwegen zurückgreifen. Eine stärkere Konkurrenz zwischen Norwegen und Russland in von Moskau dominierten Märkten, könnte negative Auswirkungen auf die Zusammenarbeit in der Barentssee haben (Grenzfragen, Exploration und Erschließung neuer Lager, etc.), die für die zukünftige Erdgasproduktion Norwegens von hoher Bedeutung ist.

Die Interdependenzbeziehung im Gassektor zwischen der EU und Norwegen ist so gut wie symmetrisch. Beide Seiten profitieren von der Zusammenarbeit in hohem Maße. Dabei hat Oslo im Laufe der Zeit die eigene Position etwas verbessern können. Die Zusammenarbeit erfolgt im Rahmen klarer und bewährter Regeln (EWR) und es gibt kaum Möglichkeiten oder Gründe evtl. Interdependenz-Empfindlichkeiten oder gar -Verwundbarkeiten auszunutzen. Die potentiellen Kosten auf beiden Seiten wären auf jeder Ebene sehr hoch.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. 94 dient zur Illustration der Beziehungen zwischen der EU und Norwegen. Die Zeitspanne erstreckt sich von der Erschließung der ersten Erdgasfelder in der norwegischen Nordsee, als Oslo vollkommen auf ausländische Mithilfe angewiesen war (T1), bis heute (T11). Zum Beginn der (Gas- und Öl-) Förderung war Norwegen auf diese Einnahmen besonders angewiesen, um sie der Gesellschaft zur Verfügung zu stellen. Die EU konnte dagegen die Kosten senken und verwendete norwegisches Erdgas zur Diversifizierung der Importe (T2-T3). Im Laufe der Zeit übernahmen der norwegische Staat und norwegische staatliche Unternehmen mehr Verantwortung bei der Entwicklung der Erdgasreserven. Die EU erhöhte aber in der gleichen Zeit die Bedeutung der norwegischen Lieferungen (T4-T5). Sie konnte später den Einfluss auf Oslo durch den EWR ausweiten, was ein noch höheres Maß an Rechtssicherheit bot und beide Seiten enger aneinander band. Obwohl Norwegen durch den EWR die EU stärkte und die Exporte einseitig und alternativlos auf Europa ausgerichtet waren, konnte auch Oslo von der engeren Bindung profitieren, z. B. durch höhere Investitionen europäischer Konzerne (T6-T7). Die Erdgasimporte aus Norwegen wurden für die stärker vorangetriebene Diversifizierung der EU immer bedeutender. Dies kam Oslo entgegen, wo man versuchte, die fallende Ölförderung durch Erdgas auszugleichen (T8-T9). Während Norwegen weiterhin kaum andere Märkte erschlossen hat, braucht man zunehmend Investitionen, um die teure Gasproduktion in den nördlichen Gebieten ausweiten zu können. Für die EU steigt die Bedeutung norwegischen Erdgases weiter aufgrund der hohen Reserven, der guten Investitionsbedingungen und – nach den Erfahrungen mit der Ukraine – der direkten Pipelineverbindungen (T10-T11).

#### **9.4 Die Interdependenz zwischen der EU und den nordafrikanischen Staaten sowie**

##### **Nigeria**

Aus der Gruppe der nordafrikanischen Staaten hebt sich Algerien durch die hohe Bedeutung für die EU-Gasversorgung deutlich ab. Als drittgrößter Erdgaslieferant der EU sind die algerischen Lieferungen kaum zu ersetzen. Allerdings hätte ein Ausfall Algeriens für die EU regional begrenztere Auswirkungen als ein Ausfall der russischen Lieferungen. Besonders betroffen wären Spanien, Portugal und Italien. Ein wachsender Teil des algerischen Erdgases gelangt über Pipelines nach Europa. Während dieser Teil der Exporte nur in die EU transportiert werden kann, da sonst keine alternativen Märkte vorhanden sind (bis auf Marokko oder Tunesien als Transitstaaten), wird der andere Teil der algerischen Gasexporte als LNG transportiert und könnte theoretisch umgeleitet werden.

Eine Umleitung der LNG-Exporte wäre allerdings nur durch Bruch der meist langfristigen LNG-Exportverträge möglich und würde Algier kurzfristig kaum Vorteile bringen, aber mittelfristig deutlich höheren Kosten verursachen als der EU. Die betroffenen EU-Staaten beziehen nämlich einen erheblichen Teil ihrer algerischen Gasimporte als LNG und könnten versuchen, fehlende LNG-Lieferungen durch Zukauf an kurzfristigen Märkten auszugleichen. Das Resultat könnte ein Verlust von Marktanteilen ähnlich dem nach dem „Gas-Fiasko“ sein.

Dies gilt besonders, wenn Algerien die LNG-Lieferungen verkaufen und z. B. im kurzfristigen Handel in anderen Märkten anbieten müsste. Dann würden die Preise für kurzfristiges LNG auf dem Markt wahrscheinlich nicht einmal erheblich steigen.

Während eine beabsichtigte Unterbrechung der Lieferungen aufgrund der Kosten also kaum nachvollziehbar wäre, ist eine Reduzierung derselben durch innere Unruhen oder terroristische Anschläge (wie in der Vergangenheit) denkbar. Zuletzt hat die globale Wirtschaftskrise in Algerien auch zu verstärkten sozialen Unruhen in der Hauptstadt geführt. Wenn man jedoch die Auswirkungen bisheriger Zwischenfälle berücksichtigt, wären die Folgen für die EU-Versorgung wahrscheinlich begrenzt. Sofern es die Kapazitäten zuließen, könnte ein Teil der Ausfälle über LNG aus anderen Ländern ausgeglichen werden. Der zunehmende Ausbau der intra-europäischen Infrastruktur könnte auch Erdgas per Pipeline nach Südeuropa bringen (z. B. aus Norwegen über die Trans-Pyrenäen-Pipeline).

Größere Auswirkungen könnte es für die EU geben, wenn Algerien es nicht schafft, die notwendigen Investitionen im Gassektor zu tätigen oder sich auf der Suche nach diesen, Ländern wie Russland oder China zuwendet. Zumindest mittelfristig könnte letzteres Algiers Image schaden, da eine starke Einbindung besonders staatlicher russische Akteure als Teil einer Einkreisungspolitik verstanden werden könnte. Entsprechend käme algerisches Erdgas nur bedingt für europäische Diversifizierungsbemühungen in Frage. Algerien benötigt jedoch dringend Investitionen, um neue Erdgasfelder zu erschließen und potentielle Fördergebiete zu explorieren. Dies gilt besonders für weit entfernte Gebiete in der Sahara und offshore vor der algerischen Küste. Bis auf das Hassi R'Mel-Feld, das gut die Hälfte der algerischen Reserven beherbergt, liegen die algerischen Erdgasfelder weit verstreut in entlegenen Gebieten und sind meist klein oder mittelgroß. Entsprechend hoch fallen die Investitionen aus, die für die Erschließung und den Abtransport des Erdgases anfallen. Diese Kosten relativieren die meist geringen Förderkosten, die nicht nur in Algerien, sondern in der gesamten nordafrikanischen Region vorherrschen (onshore).

Algerien hat in der Vergangenheit kaum von den Diversifizierungsbemühungen der EU profitieren können. Zwar hat das Land die Erdgasmenge und seinen Anteil gemessen an dem Erdgasverbrauch leicht steigern können, doch macht algerisches Erdgas nur noch ca. 16% der europäischen Gasimporte aus (1999 noch 25%, siehe Abb. 31). Die Liberalisierung des EU-Gasmarktes und beispielsweise die Abschaffung der Destinationsklauseln, haben die Position der EU gegenüber Algerien weiter gestärkt.

Die algerische Strategie indes sieht steigende Exporte in die EU vor, die die bereits bestehende europäische Dominanz an den algerischen Gasexporten (über 76%) weiter festigen würde. Der größte Teil dieser neuen Exporte würde über Pipelines nach Spanien und Italien gehen – den zwei bedeutendsten europäischen Märkten für algerisches Gas. Algier könnte dann zumindest in diesen Teilmärkten die eigene Position verbessern und den Marktanteil dort erhöhen. Gleichzeitig würde sich das Land aber noch stärker an die EU binden.

Um die geplante Steigerung der Exporte zu erreichen, muss Algier die eigene Erdgasproduktion deutlich erhöhen. Neben Investitionen muss Algerien den eigenen Erdgaskonsum in Schach halten. Einerseits wird Erdgas im Land zur Deckung des steigenden Stromverbrauchs gebraucht. In diesem Bereich könnten Kooperationsmöglichkeiten im Bereich erneuerbarer Energien mit der EU entstehen. Andererseits wird in Algerien ein Großteil des geförderten Erdgases zur Verbesserung des Drucks im bedeutenden Hassi R'Mel-Feld und bei der Erdölförderung gebraucht. Neben der Befriedigung des Investitionsbedarfs könnte also die Entwicklung des Erdgaskonsums das Exportpotential Algeriens begrenzen. Ein weiteres Problem, mit dem das Land zu kämpfen hat, ist die Umsetzung von Projekten, die teilweise erst nach jahrelangen Verspätungen fertig gestellt werden. Dies gilt sowohl für Exportinfrastrukturprojekte (z. B. Medgaz) als auch für die Erschließung neuer Förderregionen (z. B. Gassi Touil).

Trotz diverser Probleme in der Vergangenheit sind die Rahmenbedingungen für europäische und andere internationale Energiekonzerne in Algerien bisher ausreichend. Doch waren die Ergebnisse der vergangenen Versteigerungen für E&P-Lizenzen enttäuschend; nicht zuletzt wegen ins Stocken geratener Reformbemühungen, die zum Teil in den letzten Jahren sogar rückgängig gemacht wurden. Neben den hohen Anforderungen für die Ersteigerung von E&P-Lizenzen und der Dominanz der staatlichen Sonatrach sind auch politische Forderungen aus nicht verwandten Themenbereichen (z. B. die Durchsetzung des Freizügigkeitsprinzips für algerische Bürger in der EU) Störfaktoren für zukünftige Investoren im Land.

Zudem wird Algerien erst seit kurzem von einem schweren Korruptionsskandal rund um das staatliche Energieunternehmen Sonatrach erschüttert, das weitere Auswirkungen auf den gesamten Energiesektor haben könnte. Während der Sonatrach-Skandal eine relativ neue Entwicklung darstellt, ist er lediglich die Manifestation bereits lange bestehender Korruptionsmuster in Algerien, die Investitionen im Öl- und Gassektor erschweren. Der Energiesektor, und besonders die Exporte von Kohlenwasserstoffen, spielt in der algerischen

Wirtschaft und für den Staatshaushalt eine überragende Rolle (gut die Hälfte des BIPs und 77% des Haushalts). Erdgas macht momentan gut ein Drittel der Staatseinnahmen aus, doch könnte der Anteil in Zukunft aufgrund der Produktions- und Exportziele wachsen.

Ebenso wie Ägypten und z. T. auch Libyen ist Algerien über verschiedene bi- und multilaterale Kooperationen auch über den Energiesektor hinaus mit der EU verbunden. Das Land hat jedoch mit großen wirtschaftlichen und sozialen Problemen zu kämpfen. Kritisiert werden zudem oft die Lage der Menschenrechte und die Einhaltung der Presse- und Meinungsfreiheit. Im Allgemeinen hängen diese Defizite mit einer nur schwachen Demokratisierung Algeriens zusammen.

Algier kann die eigene Position gegenüber der EU verbessern, indem sich das Land zu einem bedeutenden Transitstaat für nigerianische Gasexporte entwickelt. Neben Einnahmen aus dem Transit wären hierdurch auch Kostensenkungen für die Gasinfrastruktur in Algerien zu erwarten. Ob die Pipeline finanziert und ob sie vor Angriffen durch Rebellen oder Terroristen geschützt werden kann, bleibt jedoch offen. Der gleichzeitige Aus- und Neubau von Pipelines und des LNG-Geschäfts wird die algerische Position – zumindest in einigen europäischen Teilmärkten – verbessern. Die Bedeutung der Transitstaaten Marokko und Tunesien wird durch diese Maßnahmen abnehmen. Insgesamt ist die Wahrscheinlichkeit von Lieferstörungen, trotz politischer Spannungen und der historisch belasteten Beziehung zwischen diesen beiden Staaten, nur sehr gering.

Wie Algerien ist Libyen ebenfalls auf die EU als Exportziel für Erdgas angewiesen. Bei Tripolis fällt die Abhängigkeit im Gassektor aufgrund des überwiegend durch Pipelines transportierten Erdgases etwas höher aus. Allerdings spielen die libyschen Erdgasexporte – im Vergleich zu den Erdölexporten – insgesamt nur eine geringe Rolle. Für die EU sind libysche Importe im Moment nur von untergeordneter Bedeutung. Der Bau der Greenstream-Pipeline allerdings hat die Lieferungen erheblich ausgeweitet. Wirklich wichtig sind die libyschen Erdgasexporte bis jetzt nur für Italien. Die ägyptischen Erdgasexporte in die EU halten sich bis jetzt ebenfalls in Grenzen. Zudem hat Erdgas aus Ägypten in keinem EU-Teilmarkt eine dominante Position und wird noch ausschließlich als LNG geliefert. Die ägyptischen Erdgasexporte sind gegenüber den anderen beiden nordafrikanischen Ländern gut diversifiziert (EU, Nordamerika, Asien).

Aufgrund ihrer geographischen Nähe zur EU und der relativ niedrigen Förderkosten, konnten Libyen und Ägypten in den EU-Markt eintreten und ihre Erdgaslieferungen in der Vergangenheit deutlich erhöhen. Sie konnten zudem – im Gegensatz zu Algerien – von der



EU-Diversifizierungspolitik profitieren. Aufgrund ihrer hohen Reserven und des erheblichen Potentials, das durch verstärkte Explorationsbemühungen onshore und offshore freigesetzt werden könnte, haben beide Länder die Chance, auch zukünftig mehr Erdgas in die EU zu exportieren. Libyen und Ägypten verfolgen beide eine Erhöhung der Exporte in die EU.

Der Eigenverbrauch in beiden Ländern wird aber maßgeblich ihre Bedeutung als Gaslieferanten für die EU mitbestimmen. Obwohl Libyen eine Erhöhung der Gasexporte in Betracht zieht (v. a. als LNG), steht für das Land eine Verwendung des Erdgases im Inneren zur Substitution von Erdöl im Mittelpunkt. Erdgas soll v. a. Erdöl zum Export frei machen und auch zur Erhöhung der Erdölförderung eingesetzt werden. Darüber hinaus dürfte auch in Libyen der Stromsektor, neben höheren Wasserentsatzkapazitäten, viel Erdgas binden. Ähnlich sieht es in Ägypten aus, wo nicht nur mehr Erdgas exportiert, sondern auch im Land immer stärker genutzt werden soll. Der Ausbau der Infrastruktur (Distribution), die immer mehr Haushalte erreicht, wird den Gasbedarf im Inland ebenso kontinuierlich erhöhen, wie der höhere Strombedarf. Außerdem wird auch am Nil die Substitution von Erdöl und Erdölprodukten durch Gas betrieben. Erdgas soll hier die Erdölimporte reduzieren, die wegen der fallenden Erdölförderung stetig anwachsen.

Sowohl zur Steigerung der Exporte als auch für die stärkere Nutzung von Erdgas in Libyen und Ägypten sind hohe Investitionen notwendig, die zu einem großen Teil durch europäische Konzerne gestellt werden sollen. Die ausländischen Investitionen werden auch außerhalb des Gassektors v. a. für die Modernisierung der libyschen Wirtschaft dringend gebraucht. Die Rahmenbedingungen für solche Investitionen waren in den vergangenen Jahren besser als in Algerien, so dass beide Länder profitieren konnten. Die Mehrheit der libyschen und ägyptischen Erdgasreserven (besonders in der Libyschen Wüste) befindet sich allerdings in entlegenen Gegenden und sind nur mittlerer Größe, so dass auch hier hohe Investitionen für den Transport notwendig sein werden. In beiden Ländern muss zudem in die Exploration investiert werden. In Ägypten ist dies besonders wichtig, da nur ein Drittel der Reserven zum Export freigestellt sind. Libyens Reservebasis ist für mögliche Produktionserhöhungen in den kommenden Jahren ausreichend, doch muss dringend in die Erschließung neuer Erdgasfelder investiert werden. Das meiste Erdgas wird von Tripolis als Begleitgas aus der Erdölförderung produziert. Entsprechend kann die Gasförderung nur durch die Erschließung von reinen (non-associated) Gasfeldern umgesetzt werden, weil die Ölförderung durch OPEC-Quoten begrenzt wird.

Wichtig ist außerdem die Schaffung von Rechtssicherheit. Besonders Libyen hat sich in der Vergangenheit als politisch nur schwer berechenbar gezeigt und war zudem bereit, die eigenen Energieressourcen unverhohlen als politisches Druckmittel einzusetzen. Obwohl ein Exportstopp im Gasbereich Libyen größeren Schaden zufügen würde als dem gesamteuropäischen Gasmarkt, hat besonders Tripolis gezeigt, dass es bereit ist, irrational hohe Kosten auf sich zu nehmen. Zudem macht Erdgas, wie bereits erwähnt, gegenüber Erdöl nur einen geringen Anteil der Einnahmen aus. Einen Ausfall ägyptischer oder libyscher Erdgaslieferungen könnte die EU in relativ kurzer Zeit ausgleichen. Ägypten wäre im Gegensatz zu Libyen aber auch schneller in der Lage, die Exporte neu auszurichten, da das meiste Gas als LNG und ein großer Teil hiervon in die USA oder Asien exportiert wird. Die zukünftigen Pipelineexporte Ägyptens über Jordanien, Syrien und die Türkei nach Europa werden sich zudem – zumindest mittelfristig – sehr in Grenzen halten und nur einen geringen Beitrag zur EU-Gasversorgung leisten. Darüber hinaus hat der Energiesektor eine zwar sehr wichtige, aber keine dominante Position in der ägyptischen Volkswirtschaft.

Die Reserven und Ressourcen Nigerias sind bedeutend und könnten durch Intensivierung der Exploration besonders offshore erweitert werden. Die EU ist mit 66% der LNG-Lieferungen Nigerias wichtigster Exportmarkt im Gassektor, allerdings sollen die Exportmärkte in Zukunft stärker diversifiziert werden. Gleichzeitig hat Abuja von der Diversifizierungsstrategie Europas in hohem Maße profitieren können, so dass Nigeria mittlerweile knapp 5% der EU-Importe stellt. Das Land plant zudem in Zukunft, die Lieferungen sowohl als LNG als auch über die TSGP erheblich auszuweiten. Erdgasexporte haben für Nigeria im Vergleich zu Ölexporten noch einen relativ geringen Wert, könnten aber in Zukunft erheblich zunehmen.

Dies gilt besonders für den Fall, dass die TSGP verwirklicht wird. Um dies zu erreichen muss Nigeria nicht nur für die nötigen Investitionen sorgen, sondern auch für die Sicherheit der Infrastruktur. Besonders problematisch werden hierbei Nigeria und Niger sein. Nicht nur entlang der möglichen Transportroute ist die Sicherheit ein Problem. Ebenfalls prekär ist die Lage in den Fördergebieten. So dürften sich Angriffe auf die Pipelines, die die Produktionsgebiete mit der LNG-Verflüssigungsanlage verbinden, sehr negativ auf die Gasexporte in 2009 ausgewirkt haben. Auch 2010 könnten die Exporte durch ähnliche Zwischenfälle beeinträchtigt werden. Möglicherweise sind die mit der TSGP zusammenhängenden Gefahren auch dafür verantwortlich, dass die EU diese Pipeline nicht direkt in ihre Pläne zur Erhöhung der europäischen Versorgungssicherheit einbezieht.

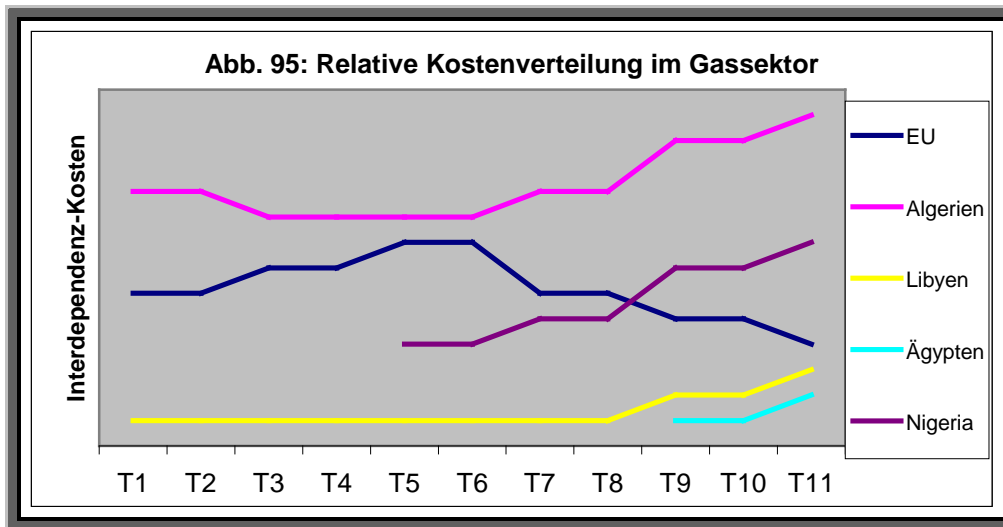
Ob die Lieferungen mittelfristig steigen können, wird maßgeblich auch von der Entwicklung des nigerianischen Eigenverbrauchs abhängen, der durch die Regierung in Abuja forciert werden soll. Die große Bevölkerung Nigerias könnte bei einer konsequenten Umsetzung der Pläne enorme Gasvolumina binden. Allein für die Stromerzeugung werden schon große Erdgasmengen gebraucht.

Die größten Gefahren für die Umsetzung der nigerianischen Gasstrategie sind, neben der prekären politischen Situation des Landes, die erheblichen Investitionen, die getätigt werden müssen. Die Investitionen für den nigerianischen Gassektor sollen nach der nigerianischen Gasstrategie v. a. von internationalen (darunter auch vielen europäischen) Energiekonzernen getätigt werden. Dabei sollen sich die meisten Projekte aber auf den Binnenmarkt konzentrieren und erst an zweiter Stelle den Export bedienen. Abuja braucht diese Milliardeninvestitionen dringend, nicht nur für die nigerianische Gaswirtschaft. Die Investitionen sind unerlässlich für die wirtschaftliche Modernisierungsstrategie des Staates im Allgemeinen, durch die die dringenden sozialen Probleme Nigerias bekämpft werden sollen. Trotz guter Investitionsmöglichkeiten mindern die Sicherheitslage und die sehr hohe Korruption sowie die politische Instabilität im Land die Attraktivität für Investoren.

Aller vier afrikanischen Staaten konnten ihre Erdgasexporte in die EU in der Vergangenheit (dem Volumen nach) erhöhen. Nur Algerien konnte nicht von der EU-Diversifizierungspolitik profitieren. Der Anteil an den EU-Gasimporten wird aufgrund der Diversifizierungsstrategie und des steigenden Importbedarfs wahrscheinlich v. a. bei Nigeria, Libyen und Ägypten weiter wachsen. Außerdem sind besonders Algerien und Ägypten im LNG-Geschäft stark vertreten, das nach den Plänen Brüssels eine wichtigere Rolle bei der EU-Versorgung übernehmen soll. Durch die Erhöhung der Importe aus Libyen und Nigeria würde sich die EU aber verstärkt Risiken aussetzen (Unberechenbarkeit bzw. interne Sicherheitslage).

Aufgrund der hohen Volumina kann höchstens Algerien über einen kurzen Zeitraum mögliche Vorteile aus der Ausnutzung der Interdependenz-Empfindlichkeit gegenüber der EU schlagen. Mittelfristig und langfristig dürften derartige Maßnahmen aber deutlich höhere Kosten bei den Exporteuren als bei der EU hervorrufen. Zumindest ohne libysche, ägyptische oder nigerianische Lieferungen könnte Europa als Gesamtmarkt auskommen, würde aber nahegelegene Lieferanten für ihre Diversifizierungsstrategie verlieren. Die Struktur der Interdependenzbeziehungen im Gassektor begünstigt auf der Verwundbarkeitsebene die EU gegenüber Algerien und Nigeria deutlich. Die potentiellen Kosten für Libyen und Ägypten

wären geringer als die der EU. Dies liegt primär an der geringen Bedeutung der Exporte für diese Staaten und an der guten Diversifizierung der ägyptischen LNG-Exporte.



Quelle: Eigene Darstellung.

Die obige Grafik zeigt, wie die vorhergehenden, in etwa die Kosten der einzelnen Akteure im Gassektor von 1990 bis heute. Zu Beginn bezog die EU Erdgas v. a. aus Algerien. Die Erdgaslieferungen aus Libyen waren seit langem sehr gering (u. a. aufgrund der Sanktionen, T1). Algerien erhöhte die Gaslieferungen im Laufe der Zeit, so dass sich ihre Bedeutung besonders in südlichen EU-Märkten stetig erhöhte. Die EU verfügte zudem kaum über Interconnectoren und nur über sehr geringe Speicherkapazitäten, so dass die potentiellen Kosten weiter stiegen. Dass Algerien seine Position nicht weiter verbessern konnte, lag an der zunehmenden Bindung an die EU und an geringen Alternativen (T2-T5). Ab 1999 begann die EU mit LNG-Importen aus Nigeria, die im Laufe der Zeit zunahmen und auch für Abuja immer wichtiger wurden. Gleichzeitig nahm der algerische Anteil an den Importen schnell ab, Algier blieb aber auf Exporte in die EU angewiesen (T6-T8). In 2004 setzten die libyschen Lieferungen über die Greenstream-Pipeline ein. Ein Jahr später begann Ägypten, LNG in die EU zu exportieren. Während die EU die Diversifizierung vorantrieb und den Gasmarkt reformierte, verlor Algerien weitere Anteile, ohne sich selbst zu diversifizieren. Nigeria erhöhte die Lieferungen weiter, so dass die Einnahmen aus dem Gasgeschäft für Abuja immer wichtiger wurden. Zudem beschloss man den nigerianischen Gassektor auszubauen, wofür in Zukunft hohe Investitionen notwendig sind. Libyen ist bis heute per Pipeline an die EU gebunden, doch machen die Erdgasexporte im Energiesektor nur einen geringen Teil aus. Ägypten hat die LNG-Lieferungen erhöht. Kairo hängt jedoch nicht von diesen Exporten ab und hat die Exportmärkte gut diversifiziert (T9-T11).

## **9.5 Die Interdependenz zwischen der EU und den kaspischen und zentralasiatischen Staaten**

Da die kaspische und zentralasiatische Region zu diesem Zeitpunkt kaum Gas an den EU-Markt liefert, bezieht sich die Interdependenz zwischen der EU und der Region besonders auf die mögliche Gestaltung der zukünftigen Beziehungen im Gasbereich. Wie hoch genau der

Beitrag der Region für die EU-Gasversorgung sein wird, steht noch offen. Während einige in kaspischem und zentralasiatischem Erdgas den Schlüssel für die Diversifizierung der EU-Gasimporte sehen, meinen andere, dass Gas aus diesen Ländern für die EU kaum eine Rolle spielen wird. Wahrscheinlich wird die Zukunft zwischen diesen beiden Positionen liegen. Mit ein wenig Optimismus kann man mittelfristig damit rechnen, dass Erdgas aus der kaspischen und zentralasiatischen Region zumindest mit der Inbetriebnahme der Nabucco-Pipeline europäische Märkte in bedeutenden Mengen erreichen wird.

Gemessen an den Erdgasimporten von 2008 hieße dies, dass ab 2014 bis zu 2,7% (8 Bcm) der Importe aus der Region kommen könnten. Im Jahr 2019, wenn die Pipeline die vorgesehene Maximalkapazität erreichen soll, könnten ca. 10% (31 Bcm) durch die Produzenten der Region gedeckt werden, v. a. Aserbaidschan und Turkmenistan. Dies gilt vorausgesetzt, Iran stünde aus politischen Gründen weiterhin nicht zur Verfügung, denn sonst würden iranische Lieferungen wahrscheinlich zu Lasten des kaspischen und zentralasiatischen Erdgases gehen. Noch befinden sich diese Produzenten gegenüber der EU insgesamt im Vorteil, denn auf der einen Seite zielt die EU darauf ab, die Region zur Diversifizierung der Importe zu erschließen, auf der anderen Seite sind aber noch keine endgültigen Verträge unterzeichnet und kaum Pipelinekapazitäten aufgebaut worden, so dass sich die Produzenten noch nicht an die EU gebunden haben. Zudem stehen noch mindestens Russland und China als Alternativen für die Produzenten der Region zur Verfügung. Europa ist allerdings wirtschaftlich und politisch besonders für Baku und Aschgabat interessant, da beide eine Minderung des russischen Einflusses anstreben und die EU die höchsten Gaspreise zahlt. Turkmenistan und den anderen zentralasiatischen Republiken steht eine chinesische Alternative offen, die aber mit zunehmendem Engagement Pekings an Attraktivität verliert.

Aserbaidschan ist sich der aktuellen Lage besonders bewusst, die dem Land für den Augenblick einen Vorteil gegenüber Europa bietet. Das Land ist gewillt, Russland, Europa und die Türkei gegeneinander auszuspielen, um die eigenen Interessen durchzusetzen, v. a. bezüglich des Berg-Karabach Konfliktes. Dass Baku dies als kleines Land tun kann, verdankt es nicht nur den eigenen (Erdöl- und) Erdgasreserven, sondern auch der geographischen Lage, die aus Aserbaidschan einen bedeutenden Transitstaat für turkmenisches Gas machen könnte. Solange Aserbaidschan nicht durch Pipelines und Lieferverträge gebunden ist, spielt Baku mit der Möglichkeit, sein Erdgas über Russland statt über die Türkei zu exportieren. Es dürfte interessant sein zu beobachten, ob Baku, für den Fall einer Normalisierung der Beziehungen sowie der Grenzöffnung zwischen Ankara und Eriwan, die Exporte tatsächlich über russisches Territorium oder als CNG bzw. LNG ohne türkische Beteiligung tätigen wird.

Eine langfristige Bindung an Russland ist nämlich nicht im Interesse Aserbaidschans. Zum einen dient es nicht dem Ziel der Verringerung des russischen Einflusses, es würde sogar den russischen Einfluss auf Gasströme für den lukrativsten Markt – nämlich den europäischen – erhöhen. Zum anderen könnte es die Wahrscheinlichkeit einer Einigung im Berg-Karabach Konflikt behindern. Außerdem würde die Bindung Aserbaidschans an Russland sicherlich die türkisch-aserbaidschanischen Beziehungen schwer belasten und Baku würde sich die zukünftigen Optionen – z. B. als Transitstaat für zentralasiatisches Gas zu fungieren – verbauen. Solange Baku die europäischen Projekte für den Transport kaspischen und zentralasiatischen Erdgases in westliche Richtung nicht endgültig scheitern lässt und damit die Kosten für alle Beteiligten zu sehr erhöht, kann das kaukasische Land starken Einfluss auf die Vorgänge ausüben und die Gasfragen mit anderen politischen Zielen verknüpfen. Werden die Kosten von Aserbaidschan aber zu sehr in die Höhe getrieben und scheitern die Projekte, stünde Baku als einer der größten Verlierer da.

Zu bedenken ist auch, dass von allen Staaten der Region, Aserbaidschan die geringsten Gasvorkommen hat und diese im Shah Deniz-Feld hoch konzentriert sind. Würde Baku sich entscheiden, das Erdgas aus diesem Feld – und besonders das Gas aus der zweiten Phase – an Moskau zu verkaufen, hätte das Land anderen potentiellen Abnehmern nichts gleichwertiges mehr anzubieten. Angesichts der bisher enttäuschenden Explorationsaktivitäten käme ein Verkauf des Erdgases aus Shah Deniz einer permanenten Bindung an Moskau gleich. Turkmenistan dagegen hat nach der Neubewertung der Reserven bei weitem die wichtigsten Vorkommen. Wenn China oder ein anderes Land dort große Gasmengen über langfristige Verträge aus bedeutenden Feldern aufkauft, dann bedeutet dies noch lange keine permanente Bindung an ein Land. Es blieben nämlich genügend andere Vorkommen, um weitere Märkte zu bedienen.

Turkmenistan hat die eigene Position in den vergangenen Monaten deutlich verbessern können. Trotzdem befindet sich Aschgabat weiterhin in einer gespannten Situation, da es nur über geringe Möglichkeiten verfügt, Russland bei den Gasexporten zu umgehen. Doch genau dies ist seit dem letzten Gaskonflikt mit Moskau und der turkmenischen „Energie-Unabhängigkeit“ Ziel der Führung in Aschgabat. Erste bedeutende<sup>1400</sup> Lieferungen nach China werden nicht vor 2011 erwartet, Exporte nach Europa sind bisher überhaupt noch nicht terminiert. Die Vergabe von Explorationslizenzen an westliche Konzerne (siehe RWE) zeigt aber, dass Aschgabat den Erdgasexport in westliche Richtung als wichtige Option erkannt hat.

---

<sup>1400</sup> Ende 2009 sind über die Turkmenistan-China Pipeline erste Testlieferungen vorgenommen worden. Den regulären Betrieb wird die Pipeline aber erst in 2011 aufnehmen – dann auch bei voller Kapazität.

Das Land ist hierzu entweder auf Aserbaidschan oder auf Iran als Transitstaaten angewiesen. Während auf Iran zurückgegriffen werden könnte, um Erdgas an die Türkei zu verkaufen, ist kaum anzunehmen, dass der Transit über iranisches Territorium derzeit für Europa politisch hinnehmbar wäre. Die EU aber ist auf Turkmenistan angewiesen, soll die Diversifizierung der Gasimporte durch kaspisches und zentralasiatisches Erdgas vorangetrieben werden. Es ist schwer vorstellbar, dass ein Projekt wie Nabucco ohne turkmenisches Erdgas wirtschaftlich ausgelastet werden könnte.

Den aserbaidisch-turkmenischen Beziehungen kommt also sowohl für Brüssel als auch für Aschgabat eine besonders hohe Bedeutung zu. Gerade Turkmenistan befindet sich in einer benachteiligten Position gegenüber Aserbaidschan, da Aschgabat nicht nur von Baku als Transitroute für Erdgas in die EU abhängt. Turkmenistan ist auch bei der Lösung des Konflikts um die kaspischen Grenzgewässer und die dazugehörigen Öl- und Gasfelder auf Aserbaidschan angewiesen. Je mehr Druck Aschgabat bei der Frage der kaspischen Grenzgewässer ausübt, desto eher kann Aserbaidschan bei einem Fortbestehen des Konflikts auf die verhärteten Fronten verweisen und desto geringer wird die Wahrscheinlichkeit der Umsetzung von Projekten wie Nabucco, die ohne Turkmenistan kaum realisierbar sind. In dieser Konstellation kann Baku sogar noch stärkeren Druck auf den Westen ausüben, indem für den Fall eines Scheiterns des Nabucco-Projektes darauf hingewiesen wird, dass nur eine russische Exportoption übrig bleibt. Wenn es jedoch Turkmenistan gelänge, auf andere Weise Erdgas nach Europa zu exportieren, dann wäre Aschgabat in einer guten Position, nicht nur gegenüber Baku, sondern auch gegenüber allen seinen Endabnehmern: Russland, China, Iran und Europa. Vor allem gegenüber Russland wird Aschgabat dann im Vorteil sein, was Moskau sehr bewusst ist.

Genau diese Situation könnte bald eintreten, denn Turkmenistan und Iran haben die Kapazitäten für den Transport von turkmenischem Erdgas nach Iran deutlich ausgebaut (Dauletabad-Pipeline). Kombiniert man die höheren Importkapazitäten Irans aus turkmenischen Feldern mit den Aktivitäten der türkischen TPAO im South Pars-Feld und den türkischen Absichtserklärungen zum Import von turkmenischem und iranischem Erdgas, entstünde ein Transitkorridor von Zentralasien über Iran und die Türkei bis vor die Tore Europas. Unter diesen Umständen stellt sich die Frage, ob die EU aus politischen Gründen weiterhin eine iranische Beteiligung kategorisch ablehnen würde, sollte die Union mit der vollendeten Tatsache einer iranischen Transitoption konfrontiert werden. Dies würde besonders dann gelten, wenn z. B. eine trans-kaspische Pipeline in Zukunft weiterhin nicht verfügbar wäre oder Aserbaidschan sich nach Moskau orientierte. Während Turkmenistan,

Iran und die Türkei zu den offensichtlichen Gewinnern einer solchen iranischen Beteiligung gehören würden, stünden Russland und Aserbaidschan auf der Verliererseite.

Aufgrund der Unberechenbarkeit der politischen Führung in Turkmenistan wäre es jedoch möglich, dass Aschgabat lediglich versucht, den Druck auf Moskau mit dem Aufbau der Drohkulisse alternativer Exportmärkte zu vergrößern und die dem Westen gemachten Avancen nicht ernsthaft verfolgt. Generell ist die politische Lage der Staaten in der kaspischen und zentralasiatischen Region von autokratischen und diktatorischen Strukturen und entsprechender Machtkonzentration geprägt. Dies erlaubt es nicht nur, Gasfragen mit anderen Themen zu verknüpfen, bei denen sie nicht im Vorteil sind und politisch-strategische Interessen konsequent zu verfolgen. Dies erlaubt diesen Staaten, sehr hohe Kosten in Kauf zu nehmen und (bis zu einem gewissen Grad) die Belange der eigenen Bevölkerung außer Acht zu lassen. Immerhin war Turkmenistan über einen 9-monatigen Zeitraum bereit, Kosten in Höhe von 25% des BIPs hinzunehmen, um die eigenen Forderungen gegenüber Moskau im Gasstreit von 2009 durchzusetzen. Kaum denkbar, dass ein westlicher Staat (oder Lieferländer wie Russland, Norwegen oder Algerien) hierzu imstande wäre, geschweige denn die EU, die sich mit divergierenden Interessen und Kompetenzen auf verschiedenen Ebenen auseinandersetzen muss.

Obwohl der genaue Beitrag Turkmenistans für die EU-Gasversorgung nicht feststeht, dürften die Gasbeziehungen zwischen Turkmenistan und Europa nach dem Bau der benötigten Infrastruktur weitestgehend ausgeglichen sein, da der europäische Anteil an den turkmenischen Exporten in absehbarer Zeit bescheiden bleiben und turkmenisches Gas zwar einen wichtigen, aber keinen unersetzlichen Anteil an den EU-Gesamtimporten ausmachen wird. Für den Südlichen Gaskorridor der EU jedoch, wird turkmenisches Erdgas von sehr hoher Bedeutung sein. Sofern man turkmenisches Erdgas nicht durch iranische oder – in entfernterer Zukunft – durch irakische Lieferungen ersetzen kann, steht und fällt das Hauptprojekt zur Diversifizierung der Gasimporte mit einer Beteiligung Aschgabats.

Bevor allerdings Erdgas aus Turkmenistan oder anderen Staaten der Region exportiert werden kann, benötigen alle diese Länder hohe Investitionen für die Exploration, Erschließung und Produktion sowie für die Transportinfrastruktur. Doch obwohl die Länder alle hochgradig vom Energiesektor im Allgemeinen und von Energieexporten im Besonderen abhängen, sind die Beteiligungsmöglichkeiten für westliche Unternehmen problematisch. Hatten einige Länder der Region nach dem Zerfall der UdSSR westliche Investoren noch mit offenen Armen empfangen, zeigen die selben Staaten heute Anzeichen, die Kontrolle über den



Energiesektor stärken zu wollen. Besonders in Kasachstan und in Aserbaidschan ist eine Verschlechterung des Investitionsumfelds zu beobachten. Ähnlich wie in Russland sind v. a. in Zeiten hoher Energiepreise, Zeichen von Ressourcennationalismus zu erkennen, bei denen Projekte aus Gründen des „nationalen Interesses“ an staatliche Konzerne übertragen werden. Außerdem werden die staatlichen Konzerne gezielt für ein stärkeres Engagement in Drittländern vorbereitet. Kasachstan sieht zudem in der Entwicklung des Energiesektors den Schlüssel für den Aufstieg zu einer regionalen Führungsmacht.

Aufkommender Ressourcennationalismus, Intransparenz und Korruption haben aber Dank des starken Wettbewerbs Investitionen im Gassektor der Region nicht verhindert. Allerdings haben sich v. a. staatliche Konzerne importierender Staaten einen Vorteil erarbeiten können. Die staatlichen Konzerne verfolgen – wie die Länder in der kaspischen und zentralasiatischen Region – oftmals nicht Ziele der Profitmaximierung, sondern politisch-strategische Ziele und verfügen darüber hinaus auch in Krisen über alternative Finanzierungsmöglichkeiten. Die Geschäftspartner werden nach den herrschenden Beziehungen zwischen den Staaten oder anhand von Interessen in anderen Gebieten gewählt. Hiervon konnte Peking besonders profitieren, nicht zuletzt, weil der Region kaum andere Möglichkeiten offen standen, die Macht Moskaus zu verringern. Das mittlerweile unübersehbare Engagement Chinas hat allerdings dazu geführt, dass erneut nach neuen Exportmärkten gesucht wird. Das Bestreben, weder „strategische Reserve“ Moskaus noch „chinesische Tankstelle“ sein zu wollen, eröffnet Chancen für die EU, die Länder der Region bei der Erfüllung der Produktions- und Exportziele zu unterstützen und gleichzeitig die eigene Strategie umzusetzen.

Kasachstan und Usbekistan werden für den EU-Gassektor nur einen geringen Beitrag leisten können, da Kasachstan stark an Russland gebunden ist und Usbekistan das meiste Gas selbst konsumieren oder in die direkten Nachbarländer exportieren wird. Beide Staaten könnten aber über eine Anbindung Turkmenistans Gas in die EU exportieren, unabhängig davon, ob es sich bei der Anbindung um die TCGP oder um eine iranische Route handelte. Zudem steht beiden Staaten China als alternativer Exportmarkt zur Verfügung. Ein ernstzunehmender Faktor wird die Frage der inneren Sicherheit sein, v. a. bezüglich eines stärkeren Auftretens islamistischer Extremisten. Usbekistan hatte bereits mit solchen Gruppierungen zu kämpfen, konnte aber die Situation weitestgehend unter Kontrolle bringen. Das Einsickern von Extremisten aus Afghanistan und Pakistan könnte zu einem erneuten Aufflammen der Kämpfe führen. Zudem wäre eine Ausbreitung der islamistischen Gefahr in Zentralasien und sogar im Kaukasus möglich. Nur schwer vorstellbar, dass die Staaten Zentralasiens ihre ehrgeizigen Ziele im

Gassektor umsetzen könnten, wenn sie gleichzeitig im Kampf gegen islamistische Extremisten verwickelt würden.

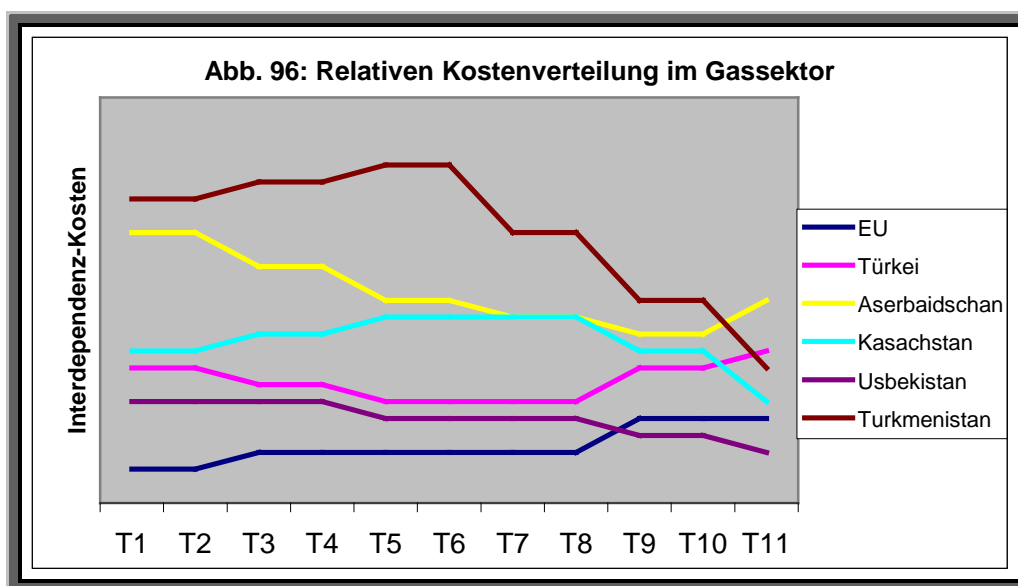
Der Türkei kommt sowohl für Europa als auch für die kaspischen und zentralasiatischen Gasexporteure eine sehr hohe Bedeutung zu. Während Aserbaidschan – zumindest theoretisch – von Iran als Transitstaat für zentralasiatisches Gas ersetzt werden könnte, führt an der Türkei kein Weg vorbei, wenn die EU ihr Ziel der Diversifizierung der Importe und Importrouten (über Pipeline) in die Tat umsetzen will. Auch die White Stream-Pipeline müsste über die türkische AWZ verlaufen (oder durch die russische AWZ, was keine Diversifizierung der Importrouten wäre). Aserbaidschanische Gasexporte per Tanker (CNG oder LNG) wären zwar möglich, dürften aber nicht den notwendigen Umfang erreichen, um Pipelineprojekte zu ersetzen. Ankara geht äußerst selbstbewusst vor und bietet sich sowohl Europa als auch Russland als Partner für konkurrierende Projekte an.

Ähnlich wie Aserbaidschan ist sich auch die Türkei ihrer vorteilhaften Position bewusst. Sie kann es sich jedoch auf keinen Fall leisten, das europäische Projekt eines Südliche Gaskorridors scheitern zu lassen, da es auch von dem Erfolg desselben abhängt, ob die Türkei ihre eigenen strategischen Ziele erreicht oder nicht. Sollte die Türkei die Kosten für die EU zu sehr in die Höhe treiben und die Union das Interesse an dem Projekt des Südlichen Gaskorridors verlieren, wird die Türkei nur schwer den steigenden Eigenbedarf mit günstigem Erdgas befriedigen können, weiterhin zum größten Teil auf russisches Erdgas angewiesen bleiben und sich nicht zu einer Energiedrehscheibe entwickeln können. Ein Scheitern des Projektes wird zudem die Frage nach der Zuverlässigkeit der Türkei aufwerfen und die Zweifel über ihren Platz innerhalb der EU als Mitglied verstärken.

Das zum Teil forsche Vorgehen Ankaras erstaunt umso mehr, da die Türkei in ihrer Eigenschaft als Transitland für Erdgas erhebliche Nachteile vorzuweisen hat. Einerseits benötigt die Türkei sehr hohe Investitionen, nicht nur in neue Pipelines, sondern besonders in die Erhöhung der Gasspeicherkapazitäten. Andererseits hat sich Ankara als problematischer Partner, nicht nur für die EU, sondern für alle Lieferländer in der Region erwiesen. Hiervon zeugen Gaskonflikte mit Russland, Aserbaidschan und Iran. Darüber hinaus kommt es in der Türkei ständig zu innenpolitischen Spannungen zwischen der regierenden AKP und den traditionellen kemalistischen Eliten. Das Kurdenproblem hat zusätzliche internationale Implikationen und hat durch den gewaltsam ausgetragenen Kampf der PKK sogar schon Auswirkungen auf die Erdgasversorgung des Landes gehabt.

Die Interdependenz zwischen den kaspischen und zentralasiatischen Republiken und der EU ist auf der Empfindlichkeitsebene leicht asymmetrisch zugunsten der Erdgasproduzenten. Die Beziehung dieser zukünftigen EU-Erdgaslieferanten ist durch das Taktieren gekennzeichnet, um sich in Zukunft die bestmögliche Ausgangsposition gegenüber der EU zu sichern. Zudem ist die politische Macht in diesen Staaten hoch konzentriert, was den Akteuren ermöglicht, ihre Interessen konsequent zu vertreten und sehr hohe Kosten in Kauf zu nehmen. Hierbei ist besonders Aserbaidshan bereit, die Interessen im Gassektor mit denen in anderen Bereichen zu verknüpfen, was die Situation deutlich verkompliziert. Allerdings würde das Scheitern des europäischen Südlichen Gaskorridors v. a. den Produzenten in der Region und dem Transitstaat Türkei schaden, die dann auf absehbarer Zeit an Russland gebunden blieben. Ohne europäische Perspektive können sich mittelfristig dank China die zentralasiatischen Republiken behaupten, besonders Turkmenistan.

Auf der Ebene der Interdependenz-Verwundbarkeit ist die EU meist im Vorteil. Die potentiellen Kosten, die entstünden, wenn Brüssel beispielsweise Nabucco nicht umsetzen könnte, wären am höchsten bei Aserbaidshan und der Türkei gefolgt von Turkmenistan. Generell wäre ein Scheitern für die EU-Diversifizierungsstrategie angesichts der wahrscheinlichen Liefermengen aus der Region und den zahlreichen alternativen Lieferanten zu verkraften. Die Interdependenz zwischen Kasachstan bzw. Usbekistan und der EU ist im Gassektor nur sehr schwach ausgeprägt und wird in absehbarer Zeit auch so bleiben. Somit sind die Möglichkeiten sehr begrenzt, sich gegenseitig Kosten zu verursachen.



Quelle: Eigene Darstellung.

Abb. 96 bildet in etwa die Kostenverteilung der einzelnen kaspischen und zentralasiatischen Akteure sowie der EU im Gassektor ab. Der betrachtete Zeitraum erstreckt sich ca. vom Ende der UdSSR bis heute. Auffällig ist, dass alle kaspischen und zentralasiatischen Staaten ihre Kosten senken und ihre Position verbessern können. Aserbaidschan hat sich besonders in den 90er Jahren für Investitionen geöffnet und konnte so einen wichtigen Teil des Reservenpotentials freisetzen (T1-T5). Im Laufe der Zeit jedoch führten eine stärkere staatliche Kontrolle und ein sich verschlechterndes Investitionsumfeld zu steigenden Kosten. Die Verknüpfung von zukünftigen Gaslieferungen für den Westen mit der Lösung des Berg-Karabach Konflikts hat den Einsatz für Baku erheblich erhöht, Optionen eliminiert und könnte Aserbaidschan zum größten Verlierer in der Region machen (T10-T11). Kasachstan bleibt dagegen im Gasbereich an Russland gebunden. Sinkende Kosten verursachten in der Vergangenheit die steigende Abhängigkeit Moskaus von kasachischem Erdgas (T8-T9) und das Entstehen von östlichen Exportrouten (T10-T11). Usbekistan konsumiert das meiste Gas selbst und exportiert den Rest in die Region, bleibt aber weitestgehend unabhängig. Die Kosten sinken, weil Moskau auch zunehmend auf usbekische Lieferungen angewiesen ist und Taschkent in Zukunft ebenfalls auf Exporte nach Osten setzen kann. Die auffälligste Verbesserung schafft Turkmenistan. War Aschgabat zu Beginn auf russische Exportrouten angewiesen (T1-T5), braucht Russland zunehmend selbst Gas aus Turkmenistan. Die Erhöhung der Reservenbasis und die Eröffnung von Pipelines nach China sowie das „Aussitzen“ der Gaskrise mit Moskau (T10-T11) verbesserten die Optionen Turkmenistans und führten zu sinkenden Kosten. Das Transitland Türkei verbesserte anfangs seine Position, diversifizierte die eigenen Importe und knüpfte zahlreiche Kontakte mit Lieferanten und der EU. Die bedeutende Rolle der Türkei bei vielen Projekten hat Ankara dazu verleitet, Gasfragen mit anderen Zielen zu verknüpfen – was zunehmend als Problem empfunden wird (T8-T11). Die EU verstärkte zu Beginn das Engagement in der Region durch hohe Investitionen (T1-T4). Später setzte sie auf die Region im Rahmen der Diversifizierungsstrategie (T8-T9). Die potentiellen Kosten aber bleiben relativ niedrig, da die Region selbst mittelfristig nur einen geringen Teil des Gasbedarfs decken wird.

## **9.6 Die Interdependenz zwischen der EU und den Staaten der Golfregion**

Ähnlich wie bei den kaspischen und zentralasiatischen Produzenten, befinden sich die Beziehungen zwischen der EU und den drei Golfstaaten im Gassektor in einer frühen Phase. Von den drei Staaten Katar, Iran und Irak hat sich nur Katar in den letzten Jahren zu einem moderaten, aber wichtiger werdenden Gaslieferanten Europas entwickelt. Das Emirat ist sogar zum größten LNG-Exporteur der Welt aufgestiegen und beliefert neben Europa auch den pazifischen LNG-Markt und die nähere Golfregion mit Erdgas. Sollten alle bisher geplanten LNG-Projekte in Katar umgesetzt werden, könnte das Emirat in naher Zukunft rund ein Drittel des weltweit gehandelten LNGs stellen. Die Islamische Republik Iran und der Irak dagegen sind noch keine (Netto-) Exporteure.

Obwohl der Anteil Europas an den Gasexporten des Emirats stetig gestiegen ist, bleibt das Exportportfolio Katars sehr breit gefächert. Die Konzentration auf LNG als

Hauptexportmethode bietet Katar zudem die Möglichkeit, in Extremfällen flexibel zu reagieren und die Lieferungen umzuleiten. Allerdings ist die katarische Wirtschaft hochgradig vom Erdgassektor und von Erdgasexporten abhängig – was Doha in Zukunft ändern möchte. Die Beziehungen zwischen der EU und dem Emirat sind gut und die Interessen beider Akteure ergänzen sich weitestgehend: die EU möchte die Gasimporte diversifizieren und die Rolle von LNG in Europa stärken, das Emirat kann hiervon profitieren und möchte seine Exporte nach Europa ausweiten. Darüber hinaus bietet Doha für europäische Energieunternehmen gute Rahmenbedingungen, um im katarischen Gassektor zu investieren. Durch die Verwirklichung voll-integrierter Projekte, wie Qatargas II, wird die Bindung zwischen Katar und Europa langfristig deutlich gefestigt.

Die politische Nähe an den Westen macht aus Katar, auch außerhalb des Gassektors, einen attraktiven politischen Partner in der Golfregion. Das Emirat hat sich in den letzten Jahren politisch schrittweise geöffnet und pflegt im Sicherheitsbereich eine enge Partnerschaft mit den USA. Die Anwesenheit US-amerikanischer Truppen auf der Halbinsel dient möglichen Aggressoren zwar als Abschreckung, könnte aber im Fall einer Auseinandersetzung zwischen den USA und v. a. Iran aus Katar ein mögliches Ziel machen.

Im Gasbereich profitieren Katar und die EU weitestgehend gleichermaßen von den Beziehungen. Für keine Seite ergäben sich wesentliche Vorteile für den Fall der Ausnutzung der eigenen Position. Problematisch jedoch könnte der steigende Gaskonsum in der Region sein, durch den Katar in Zukunft vermehrt sein Erdgas in die Nachbarländer exportieren oder selbst verbrauchen könnte. Die konsequente Industrialisierungspolitik Dohas hat bereits dazu geführt, dass einige Exportprojekte gestrichen werden mussten. Darüber hinaus verbleiben die Risiken, die mit der zu raschen Erschließung des North Fields verbunden sind: Praktisch die gesamte katarische Förderung stammt nur aus diesem gigantischen Feld, das auch im Zentrum der iranischen Förderpläne steht. Sowohl das katarische North Field als auch das iranische South Pars-Feld stehen im Mittelpunkt der jeweiligen zukünftigen Produktions- und Exporterhöhungen.

Iran exportiert derzeit nur geringe Mengen Erdgas in westliche Richtung, das meiste in die Türkei. Insgesamt bleibt Teheran im Gassektor ein Netto-Importeur. Die Beziehungen zwischen Europa und Iran sind im Gassektor zudem nur schwach ausgeprägt. Die Frage ist, welche Rolle Teheran für die Gasversorgung der EU in Zukunft spielen wird und welche Auswirkungen sich für Europa hieraus ergeben könnten. Die im Iran verfolgte Doppelstrategie, die eine massive Expansion des Gaskonsums im Inneren und eine Erhöhung

der Exporte vorsieht, wird nur sehr schwer umzusetzen sein und setzt ein erhebliches Produktionswachstum in den kommenden Jahren voraus. Dabei reicht es nicht aus, nur die Förderung zu erhöhen. Es muss auch ein deutlich höherer Anteil der Förderung nutzbar gemacht werden. Praktiken, wie das Abfackeln von Begleitgas oder das Einsetzen von Erdgas zur Erhöhung der Ölförderung, müssten deutlich eingeschränkt werden. Für all dies benötigt Iran dringend Milliardeninvestitionen, an die es aber aufgrund der politischen Isolation und der wirtschaftlichen Sanktionen nur schwer gelangen kann. Zudem bietet Teheran kaum gute Investitionsbedingungen für profitorientierte Energieunternehmen, weswegen Iran sich in der Vergangenheit oft an staatliche Konzerne gewandt hat, z. B. aus China oder Indien.

Da Iran für die EU unter den gegebenen politischen Umständen weder als Gaslieferant noch als Transitstaat tragbar ist, treibt Teheran diejenigen Projekte voran, die sich auf östliche Märkte richten. Unterstützung bei der Umsetzung dieser Projekte findet Iran bei der russischen Gazprom, die – von der Wirtschaftlichkeit der Projekte abgesehen – profitiert, weil Iran unter diesen Umständen als Konkurrent entfällt. Gleichzeitig erhöht sich durch die kategorische Ablehnung in Europa, Iran als Partner zu berücksichtigen, die Abhängigkeit von Baku als Drehscheibe für kaspisches und zentralasiatisches Erdgas. Eine Annäherung der EU an Teheran würde die Position der EU im Gassektor gegenüber Aserbaidschan und Russland verbessern und einen Import zentralasiatischen Erdgases erleichtern.

Langfristig sind größere Importe iranischen Erdgases aufgrund der erheblichen Erdgasvorkommen für Europa durchaus denkbar. Sie werden jedoch nicht die Bedeutung russischen, norwegischen oder algerischen Erdgases erreichen, was nicht nur am Eigenverbrauch des Iran, sondern auch an der Aussicht auf eine hohe Gasnachfrage durch die östlichen Nachbarn Teherans liegt. Doch selbst bei ausreichenden Erdgasmengen zum Export, bleibt Irans Potential als Erdgaslieferant für Europa aufgrund der politischen Lage begrenzt. Solange Teheran als Bedrohung wahrgenommen wird, ist eine bedeutende Rolle des Landes für die europäische Gasversorgung nicht tragbar (weder als Lieferant noch als Transitstaat). Außerdem soll über die Hälfte der zukünftigen iranischen Erdgasproduktion aus dem South Pars-Feld (bzw. North Field) kommen, das ebenfalls massiv von Katar ausgebeutet wird und über das – auf katarischer Seite – vorsichtshalber ein Moratorium verhängt worden ist.

An anderer Stelle ist bereits die Frage aufgeworfen worden, was die EU tun wird, wenn Teheran Brüssel mit einem einsatzbereiten Transitkorridor von Turkmenistan bis in die Türkei konfrontiert. Diese Situation dürfte eine der bedeutendsten Veränderungen in den gesamten regionalen Gasbeziehungen verursachen und auch darüber hinaus Auswirkungen

haben. Sofern die EU es sich in diesem Fall nicht leisten könnte, ein solches Angebot auszuschlagen (z. B. weil es keine andere Option gäbe, den Südlichen Gaskorridor umzusetzen), würde sich die Lage Irans, Turkmenistans und der Türkei deutlich verbessern. Gleichzeitig würde Aserbaidschan stark an Bedeutung verlieren. Doch auch Russland dürfte dann zu den großen Verlierern gehören, da Turkmenistan eine neue Exportroute offen stünde, Iran in westlichen Märkten mit Moskau konkurrieren würde und iranisches Erdgas als Konkurrenz zu den zentralasiatischen Lieferungen in östlicher Richtung fehlen würde.

Europa bezieht aus dem Irak zurzeit kein Erdgas und wird dies in den nächsten Jahren aus verschiedenen Gründen auch nicht können. Neben der Sicherheitslage des Landes, den schwelenden ethnischen und religiösen Konflikten und der unklaren rechtlichen Lage, hat Bagdad noch nicht einmal entschieden, ob es das Erdgas selbst nutzen oder exportieren soll. Fakt ist, dass Irak dringend Investitionen und Devisen benötigt, um die Gasinfrastruktur aufzubauen und die enormen sozialen und politischen Probleme des Landes zu bewältigen. Als moderater Erdgaslieferant könnte Irak mittelfristig kleinere Mengen Erdgas nach Europa exportieren, wenn Bagdad sich hierzu entscheiden sollte und in der Lage wäre, die nötigen Projekte umzusetzen. Besonders wichtig wäre in einem ersten Schritt, das durch die Erdölförderung gewonnene Begleitgas nutzbar zu machen, anstatt es abzufackeln.

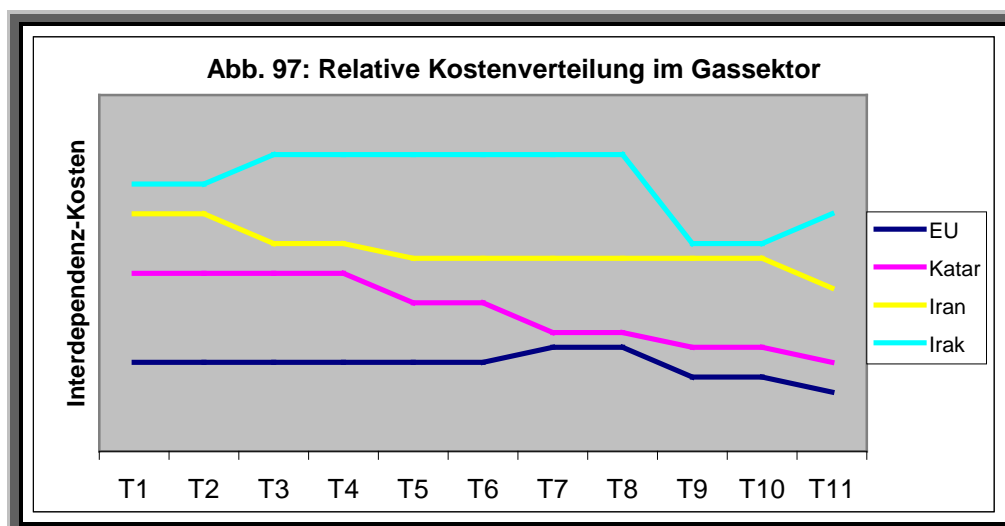
Wenn sich Irak zum Export von Erdgas entschiede, dann wäre Europa für Bagdad die beste Alternative. Der EU-Markt bietet nämlich nicht nur die besten Preise, sondern wäre von den möglichen Absatzvolumina her vor jedem anderen Markt in der Region (z. B. Kuwait). Dort ist Irak zudem von Staaten umgeben, die nur schwer als Transitstaaten für mögliches irakisches Erdgas zur Verfügung stünden, was die Exportoptionen für Bagdad weiter einschränkt (schwer vorstellbar, dass Iran oder Saudi Arabien irakisches Erdgas nach Osten bzw. Süden transportieren würden). Während also Irak den europäischen und türkischen Markt ebenso braucht wie deren Investitionen, könnte Europa auf den vorerst geringen irakischen Beitrag verzichten. Andererseits hängt dies davon ab, ob es Europa gelingt Aserbaidschan – und damit Turkmenistan – als Gaslieferant und Transitstaat zu gewinnen.

Damit ein Projekt wie z. B. Nabucco wirtschaftlich betrieben werden kann, muss die Leitung weitestgehend ausgelastet sein. Wenn Aserbaidschan als wichtigster Lieferant aber nur rund die Hälfte der 31 Bcm liefert, dann wird es neben Ägypten (2-6 Bcm über die Arabische Gaspipeline) mindestens noch gut 10 Bcm aus anderen Quellen zu decken geben. Während Turkmenistan und Iran über genügend Reserven verfügen, wäre der Transport irakischen Erdgases unproblematischer, in erster Linie, weil auf Iran verzichtet werden könnte. Die

Erschließung der Erdgasfelder vorausgesetzt, könnte Irak sogar Turkmenistan oder Aserbaidschan teilweise ersetzen. Das Potential jedenfalls haben die irakischen Reserven, erst recht, wenn die Reservenbasis aufgrund intensiverer Exploration erweitert werden könnte.

Im Gassektor befindet sich die Interdependenz zwischen der EU und den drei Golfstaaten in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Im Fall der Beziehungen zwischen Katar und der EU kann man von einer praktisch symmetrischen Interdependenz sprechen. Weder auf der Empfindlichkeits- noch auf der Verwundbarkeitsebene sind für die eine oder die andere Seite substantielle Vorteile zu erringen. Der Versuch, Kosten auf den anderen abzuwälzen, würde nur beiden Seiten schaden. Während die EU durch den Import katarischen Gases die eigene Diversifizierungsstrategie vorantreiben kann, erreicht auch Doha eine Diversifizierung der eigenen Exporte, bleibt aber hochgradig von Gasexporten abhängig.

Zwischen der EU und Iran sowie Irak gibt es aktuell kaum Verbundenheit im Gassektor. Beide Staaten haben jedoch das Potential, zu Erdgaslieferanten der Union aufzusteigen. Dabei wäre die Position des Iran gegenüber der EU – unabhängig von der tatsächlichen Höhe der Importe – deutlich vorteilhafter als die des Iraks. Während Teheran sich nämlich bereits für eine Strategie im Gasbereich entschieden hat, einseitig Transportkapazitäten in westliche Richtung aufbaut und über alternative östliche Exportmärkte verfügt, wird in Bagdad noch über die Ziele gestritten. Für den Irak bestehen zudem kaum Alternativen zum europäischen (und türkischen) Markt. Sollte die EU in Zukunft Erdgas aus einem oder beiden Ländern beziehen, wäre jedoch damit zu rechnen, dass die Mengen gering bleiben, v. a. aufgrund der politischen Zustände in den Ländern. Die möglichen Kosten für die Union wären hoch, sollten die Lieferungen aus dem einen oder anderen Grund ausfallen.



Quelle: Eigene Darstellung.



Die ungefähre Kostenverteilung im Laufe der Zeit zeigt v. a. bei Katar eine Verbesserung (Abb. 97). Zu beobachten ist, wie Doha durch den Beginn der LNG-Exporte Ende der 1990er (T5) und der stetigen Erhöhung derselben in der Folgezeit, die eigene Position verbessert. Die Senkung möglicher Kosten wird durch die Diversifizierung der Exporte weiter betrieben. Die katarische Wirtschaft bleibt jedoch insgesamt hochgradig von dem Gassektor abhängig, so dass Veränderungen desselben hohe Kosten verursachen könnten. Iran hat im Gassektor hohe Kosten zu tragen, die v. a. Folgen vergangener Kriege und der politischen Isolation sind. Trotzdem macht Teheran Fortschritte, nicht nur durch den Ausbau des eigenen Gassektors, sondern auch durch den Beginn von Exporten. Obwohl Iran die ganze Zeit über ein Netto-Importeur bleibt, könnte der einseitige Aufbau von Transitkapazitäten (T11) langfristig die Position des Landes in der Region verbessern. Der Irak dagegen hat in den gesamten 1990er unter der politischen Isolation und strengen Sanktionen gelitten. Erst der Krieg von 2003 eröffnete die Möglichkeit, den Gassektor aufzubauen und internationale Investoren einzubinden (T8-T9). Die andauernde Instabilität des Irak, besonders die angespannte innenpolitische Lage und die fehlenden gesetzlichen Rahmenbedingungen, verschlechtern die Situation Bagdads erheblich und verhindern dringend benötigte Investitionen (T10-T11). Die EU kann in der Zeitperiode die eigene Position etwas verbessern und die Kosten senken. Hauptverantwortlich hierfür sind die Investitionen in Katar und die später einsetzenden LNG-Importe, die zusätzlich zu der Diversifizierung aus anderen Ländern, die Versorgung Europas verbessern.

### **9.7 Fazit zur Interdependenz und der europäischen Energiesicherheit**

Nach der detaillierten Untersuchung der Interdependenzbeziehungen zwischen der EU und ihren Erdgaslieferanten stellt sich heraus, dass sich die Union gegenüber den meisten Produzenten in einer Position relativer Unverwundbarkeit befindet. Die größte Schwäche in diesem Zusammenhang besteht innerhalb der EU aufgrund unterentwickelter Verbindungen zwischen den einzelnen EU-Mitgliedern. Dadurch sind einige Teilmärkte nur langsam in der Lage, ihren Erdgasbezug von dem dominanten Lieferanten weg zu diversifizieren (beispielsweise einige ost- und südosteuropäische EU-Mitglieder). Der weitere Ausbau der Interconnectoren (also der innereuropäischen, grenzüberschreitenden Transportkapazitäten für Erdgas) bilden neben der Aufhebung der Gebietsschutz- und Gewinnbeteiligungsklauseln (destination clauses) die Voraussetzung, damit die verschiedenen Erdgaslieferanten innerhalb eines EU-Gesamtmarktes in Konkurrenz treten können. Negativ auf die europäische Position wirken sich die langen Entscheidungswege und die Heterogenität der Meinungen innerhalb der EU und z. T. sogar innerhalb der einzelnen Institutionen aus.

Während einzelne Produzenten bei dem Versuch, kurzfristige Vorteile zu erringen, durchaus in der Lage sind, auf der Empfindlichkeitsebene moderate bis hohe Kosten für die EU zu verursachen (im extremsten Fall durch einseitige und hohe Preissteigerungen oder einen beabsichtigten oder unbeabsichtigten Lieferstopp), würden diesen Ländern mittel- und

langfristig durch mögliche Gegenmaßnahmen der EU höhere Kosten entstehen – zusätzlich zu den Kosten, die auch für sie kurzfristig entstehen würden (z. B. Reduzierung der Exporteinnahmen). Dies liegt besonders daran, dass die meisten Exporteure bzw. die Produzenten, die zu solchen aufsteigen möchten, kaum gleichwertige Alternativen zum europäischen Erdgasmarkt haben – einige haben sogar aufgrund der bestehenden Pipelineverbindungen und mangelnden LNG-Kapazitäten zur Zeit keine oder kaum Alternativen zur EU (siehe z. B. Libyen oder Norwegen).

Bisher können – bis auf Russland und Algerien – praktisch alle Erdgasexporteure von der Diversifizierungsstrategie der EU profitieren. Jeder Versuch aber, sich auf der Empfindlichkeitsebene einen Vorteil zu verschaffen, würde zu einem Imageschaden und einer Diversifizierung der EU weg von diesem Exporteur führen. Der EU als Gesamtmarkt stehen genügend Alternativen zur Verfügung, um jeden der kleineren und mittleren Gaslieferanten zu ersetzen oder die Bezüge der drei wichtigsten Lieferanten zu reduzieren. Dies gilt erst recht mit der Erhöhung der LNG-Importkapazitäten der EU. Die Lieferanten aber haben zum europäischen Markt keine gleichwertigen Alternativen, benötigen die Investitionen (sowohl für Exportprojekte als auch für den eigenen Markt), das Know-how der europäischen (bzw. westlichen) Energieunternehmen sowie die EU als Absatzmarkt, um viele ihrer Interessen – auch außerhalb des Gassektors – umzusetzen (z. B. energetische Unabhängigkeit von Russland, Bindung ausreichender Erdgasströme für den eigenen Gebrauch, eigene Industrialisierung bzw. Entwicklung der Wirtschaft, Erhöhung der Erdgasexporte etc.).

Tendenziell binden sich die Erdgasexporteure sogar zunehmend an den europäischen Markt und stärken seine Bedeutung, anstatt ihre Exportmärkte zu diversifizieren. Hierbei verstärken besonders die bereits wichtigen Lieferländer ihre Aktivitäten bei jenen europäischen EU-Mitgliedern und in jenen Regionen, in denen ihre Präsenz bereits bedeutsam ist. Diese Märkte sollen zudem sehr oft per direkter Pipeline erreicht werden, also unter Umgehung traditioneller Transitstaaten.

Die Untersuchung hat auch gezeigt, dass die häufig perzipierte Abhängigkeit Europas von einem oder einigen wenigen Erdgasexporteuren nur sehr bedingt stimmt. Zumindest sind die einzelnen Erdgaslieferanten gegenüber der EU nicht in der Lage, langfristig einseitige Vorteile aus dieser Beziehung zu ziehen. Die Kosten, die bei einem solchen Versuch für die Exporteure entstehen würden, wären aufgrund der Struktur des Marktes und der Eigenschaften des Handels, der politischen und wirtschaftlichen Situation der Erdgasexporteure, ihrer Interessen und Strategien sowie den verschiedenen implementierten

und zu implementierenden Maßnahmen der EU im Energie- und Gassektor viel zu hoch. Natürlich könnte ein Erdgasexporteur der EU sehr hohe Kosten verursachen, jedoch nur wenn er selbst bereit wäre, irrational hohe Kosten auf sich zu nehmen. Ein solches Handeln hätte auf beiden Seiten kurzfristig nur Verlierer, mittel- und langfristig wären die Kosten für den Exporteur meist deutlich höher.

Was bedeutet diese für Europa vorteilhafte Struktur der Interdependenzbeziehungen für die Energiesicherheit? Bezüglich einer Bewertung der aktuellen Sicherheit der Versorgung Europas mit Erdgas bedeutet dies, dass die Beziehungsstrukturen es der EU alles in allem erlauben, für Energiesicherheit im Gassektor zu sorgen. Hauptgrund für diese Bewertung ist der Handlungsspielraum, den die Union dank der relativen Unverwundbarkeit besitzt. Während die Staaten, die an die EU Erdgas exportieren oder exportieren wollen, nur sehr eingeschränkt ihre Vorteile auf der Empfindlichkeitsebene einsetzen können, um ihre Interessen voranzutreiben, ist die EU in der Lage, Maßnahmen zur Aufrechterhaltung und Verbesserung der Versorgungssicherheit zu implementieren, durch die sie ihre Position gegenüber den Exporteuren weiter stärken kann.

Im dritten Kapitel dieser Arbeit wurde Energiesicherheit definiert als „[...] *the availability of energy at all times in various forms, in sufficient quantities, and at reasonable and/or affordable prices.*“<sup>1401</sup> Die EU schafft es, alle Kriterien, die sich aus dieser Definition ergeben, weitestgehend zu erfüllen:

- a) Durchgehende und ununterbrochene Verfügbarkeit: Kurzfristig kann es in der EU zu Unterbrechungen der Gasversorgung kommen. Allerdings hat die EU Maßnahmen eingeleitet, um die Auswirkungen zu verringern, die Unterbrechungen schneller zu beheben oder solche Unterbrechungen unwahrscheinlicher zu machen (bessere Koordination im Krisenfall, Ausbau der Speicherkapazitäten, Ausbau der Interconnectoren, Flexibilisierung durch kurzfristige Bezüge und LNG, Ausbau internationaler Pipelines ohne Transitstaaten etc.). Ob die Unterbrechungen von einem Lieferanten beabsichtigt oder unbeabsichtigt sind: Die Maßnahmen der EU erhöhen die potentiellen Kosten für diesen bereits vor einer möglichen Politikänderung seitens der EU. Neben den offensichtlichen wirtschaftlichen Vorteilen, die der ununterbrochene Erdgasexport in die EU bietet, wird jeder Exporteur versuchen,

---

<sup>1401</sup> Vgl. van der Linde, Coby: Study on Energy Supply Security and Geopolitics, S. 31; nach UNDP World Energy Assessment 2000, S. 113.

Unterbrechungen zu verhindern, weil sein Image als zuverlässiger Lieferant langfristig Schaden nehmen und die EU die Importe aus diesem Land dank genügender Alternativen kürzen oder gar ersetzen könnte.

- b) Verfügbarkeit in verschiedenen Formen: Dieses Kriterium wurde in der Arbeit interpretiert als eine gute Diversifizierung der Importquellen, -wege und -methoden. Tatsächlich hat die Europäische Union als Gesamtmarkt ein gut diversifiziertes Bezugsportfolio. Für einige Teilregionen Europas gilt dies allerdings nicht. Die Diversifizierungsbemühungen der EU streben indes auf die Erschließung weiterer Quellen ab, u. a. über den sogenannten Südlichen Gaskorridor. Die meisten Erdgaslieferanten profitieren von dieser Strategie und können dadurch ihre eigene Strategie der Absatzerhöhung umsetzen. Die Diversifizierung der Transportwege hängt ebenfalls mit der Umsetzung des Südlichen Gaskorridors zusammen, aber besonders mit der Entwicklung der Türkei zu einer Energiebrücke und der Verringerung der Importe über die ukrainische Route. Der Bau zusätzlicher Pipelines, die zu einem großen Teil Exporteure direkt mit der EU verbinden, minimiert zudem generell die Risiken, die sich durch den Transport des Erdgases über Transitstaaten ergeben. Der Aufbau von zusätzlichen LNG-Importkapazitäten erlaubt es der EU, zusätzliches Erdgas auch von außerregionalen Exporteuren zu beziehen.
- c) Verfügbarkeit in ausreichenden Mengen: Die Reserven- und Ressourcenbasis ist im Fall von Erdgas mehr als ausreichend, um den Bedarf der kommenden Jahrzehnte zu decken. Nicht-konventionelle Erdgase könnten dank technologischer Entwicklungen wahrscheinlich einen steigenden Anteil der Produktion stellen. Auch die Nutzung von Bio-Erdgas könnte in Zukunft helfen, die Verfügbarkeit von Erdgas zu verbessern. Ob Erdgas den EU-Markt auch tatsächlich in ausreichenden Mengen erreichen wird, hängt u. a. von dem Tempo der Erschließung der Lagerstätten und der Höhe sonstiger Investitionen ab. Trotz einiger negativer Vorkommnisse (z. B. in Algerien, Kasachstan und Russland), werden die Reserven schrittweise erschlossen und zwar sehr oft in Partnerschaft mit internationalen Energiekonzernen. Exporteure versuchen zwar, den Zugang zu den eigenen Reserven einzuschränken, sie bleiben aber auf die Investitionen und das Know-how westlicher Akteure angewiesen, um die Reserven zu erschließen, dadurch ihre Wirtschaft zu modernisieren und die soziale Entwicklung ihrer Länder zu stützen. Die langfristige Verfügbarkeit ausreichender Erdgasmengen, um die Nachfrage im europäischen Markt zu decken, war und ist auf lange Sicht

gegeben. Nicht zuletzt, weil der größte Teil des Bedarfs durch langfristige Verträge abgesichert ist (und damit finanziert).

- d) Verfügbarkeit zu angemessenen Preisen: Die Erdgaspreise werden – unabhängig davon, ob sie am Ölpreis direkt gekoppelt sind oder sich an einem Spot-Markt bilden – sehr wahrscheinlich steigen. Was genau ein „angemessener“ Preis für Erdgas ist, bei dem die Versorgung als „sicher“ gilt, bleibt dabei schwer festzustellen. Allerdings kann die Stärkung des Wettbewerbs auf mehreren Ebenen (sowohl zwischen Exporteur und Versorger als auch zwischen Versorger und Endkunde) innerhalb der EU dazu führen, dass die Preise insofern „angemessen“ sind, als dass sie nicht unverhältnismäßig gegenüber den Bezugskosten steigen. In einem von Wettbewerb gekennzeichneten, diversifizierten und liberalisierten Markt kann es sich keine Seite leisten, zu hohe oder zu niedrige Preise zu verlangen, zumal die Endkunden in der EU sowohl die Versorger wechseln als auch in vielen Fällen den Energieträger substituieren können. Besonders Erdgas steht dabei im Wettbewerb mit anderen Energien.
- e) Erwartung von in Zukunft ununterbrochenen Verfügbarkeit (Lieferungen): Obwohl das Ergebnis dieser Arbeit darauf hindeutet, dass die aktuelle und zukünftige Versorgung Europas mit Erdgas gut ist, ist die Wahrnehmung der Situation bei vielen europäischen Akteuren deutlich schlechter. Dazu trägt besonders eine negative Perzeption bezüglich der Rahmenbedingungen und der potentiellen „Gegenmaßnahmen“ der Exporteure als Reaktion auf die von der EU initiierten Maßnahmen zur Erhöhung der Energiesicherheit bei. Hierzu gehören u. a. die Aktivitäten der russischen Gazprom in Staaten, die als Alternative zu russischen Erdgaslieferungen gelten (z. B. Nordafrika, Nigeria, Türkei, Aserbaidschan, Iran), die Unberechenbarkeit und perzipierte Unzuverlässigkeit einiger Exporteure und Transitstaaten (z. B. Libyen, Aserbaidschan, Türkei, Ukraine, Russland), die über lange Zeit sehr hohen Energiepreise im Allgemeinen (von denen primär die Exporteure profitierten) und Versuche einiger Lieferländer, die eigene Politik im Rahmen einer eigenen Organisation besser zu koordinieren.

Während die Gründe und Auswirkungen der meisten dieser Maßnahmen bereits besprochen und in die Analyse einbezogen worden sind, blieb die Neuorganisation der Beziehungen zwischen den Exporteuren weitestgehend unberücksichtigt. Dies soll im letzten Teil der Arbeit nun nachgeholt werden.

## **10. Die Auswirkungen einer Kooperation zwischen Gasexporteuren**

Die vorangegangene Untersuchung hat darauf hingedeutet, dass die Europäische Union gegenüber den einzelnen Erdgasexporteuren in einer guten Lage ist, um ihre Interessen durchzusetzen und um ihre Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Seit einigen Jahren aber beobachten manche auf Importe angewiesene Regionen – wie Europa – eine enger werdende Kooperation zwischen den wichtigsten Gasexporteuren mit Sorge. Sie befürchten als Gasimporteure die Bildung einer kartellähnlichen Organisation auf Seiten der Exporteure, durch die sich die Kräfteverhältnisse zu Gunsten letzterer verschieben könnten und die ihre eigenen Handlungsmöglichkeiten deutlich einschränken sowie ihre Fähigkeiten reduzieren würde, die Gasversorgung sicherzustellen.

In der Vergangenheit ist immer wieder über die mögliche Art und Weise einer Kooperation zwischen Erdgasexporteuren diskutiert worden. Die meisten Konstellationen unterscheiden sich bezüglich der Teilnehmerzahl und der geographischen Reichweite der Auswirkungen (global bzw. regional). Im Moment gibt es mehrere Kooperationsrahmen, denen die meisten importierenden Staaten kritisch gegenüberstehen. Mit besonderem Misstrauen wird das Gas Exporting Countries Forum (GECF) betrachtet. Diesem wird vorgeworfen, der Kern einer zukünftigen Gas-OPEC zu sein. Neben der Bildung eines globalen Gaskartells nach Vorbild der OPEC gibt es auch solche Kooperationsrahmen, die auf bestimmte Regionen oder Märkte kartellähnliche Auswirkungen haben könnten. Unter anderem gibt es, je nach Zusammensetzung der Mitglieder, Abstufungen des GECFs, die sich z. B. auf den atlantischen LNG-Markt beschränken. Auch die sogenannte Gas-Troika, die sich aus den drei wichtigsten Reservehaltern zusammensetzt (Russland, Iran und Katar), zählt zu den möglichen Kooperationsarten. In Bezug auf Europa wird zuweilen auch von einer Mini-Gas-OPEC gesprochen, bei der eine Zusammenarbeit zwischen Russland und Algerien kartellähnliche Auswirkungen auf den europäischen Erdgasmarkt haben könnte. In seltenen Fällen wird sogar über die Möglichkeit diskutiert, die russische Gazprom könne in Europa im Alleingang eine marktbeherrschende Stellung erlangen.

In den folgenden Seiten werden neben dem GECF noch einige andere Kooperationsrahmen für Gasexporteure vorgestellt und kurz untersucht. Anschließend soll geklärt werden, welche Kooperationsart am ehesten innerhalb der Bedingungen des Gassektors und unter Berücksichtigung der Akteursinteressen umgesetzt werden kann. Dieser Kooperationsrahmen soll dann in einem kurzen Szenario im Hinblick auf die Auswirkungen auf die Interdependenzstruktur zwischen der EU und den Gasexporteuren durchgespielt werden.

## 10.1 Das Gas Exporting Countries Forum: Eine Gas-OPEC?

Das Gas Exporting Countries Forum (GECF) hat sich im Jahr 2001 in Teheran im Rahmen einer Ministerkonferenz zum ersten Mal getroffen. An diesem ersten Treffen nahmen, neben Gastgeber Iran, auch Algerien, Brunei, Indonesien, Malaysia, Nigeria, Oman, Katar, Russland, Turkmenistan und Norwegen (als Beobachter) teil. Seit dem hat sich das Forum in verschiedenen Zusammensetzungen jährlich getroffen. Offizielles Ziel der ersten Ministerkonferenz war die Verbesserung der Konsultationsmechanismen und eine bessere Koordinierung zwischen den teilnehmenden Gasproduzenten. Ausdrücklich wurde von den Teilnehmern betont, dass sie nicht das Ziel verfolgten, ein Gaskartell zu gründen (z. B. durch Einführung eines Quotensystems).<sup>1402</sup> Doch trotz dieser Versicherungen stand das Forum bei den meisten Verbraucherländern von Anbeginn unter Generalverdacht, Kern eines zukünftigen Gaskartells nach Vorbild der OPEC zu sein. Ein kurzer Vergleich zwischen GECF und OPEC soll die Gemeinsamkeiten und die Unterschiede zwischen beiden Organisationen zeigen. Die Kriterien, die bei dem Vergleich beider Organisationen herangezogen werden sollen, sind: die Ziele, die Mitglieder, die Struktur, die Marktmacht, die Unterschiede zwischen Erdöl- und Erdgasmärkte, die Herausforderungen und der Einfluss der OPEC auf das GECF.<sup>1403</sup>

### 10.1.1 Ziele, Struktur, Mitglieder und Marktmacht: OPEC vs. GECF

Vergleicht man die Ziele beider Organisationen, sind einige Ähnlichkeiten zu erkennen. Die OPEC hat sich in Artikel 2 ihrer Statuten zum Ziel gesetzt, die Politik der Mitglieder im Erdölsektor zu vereinigen, stabilisierend auf die Erdölpreise einzuwirken, stets die Interessen der Produzenten an einem beständigen Einkommen aus dem Ölgeschäft zu vertreten, Verbraucherländer zu versorgen und für einen fairen Gewinn für Investoren im Sektor zu sorgen.<sup>1404</sup> Zusammenfassend erklärt die OPEC auf ihrer Internetseite: „*OPEC's objective is to co-ordinate and unify petroleum policies among Member Countries, in order to secure fair and stable prices for petroleum producers; an efficient, economic and regular supply of petroleum to consuming nations; and a fair return on capital to those investing in the industry.*“<sup>1405</sup>

---

<sup>1402</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, in: Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.), Natural Gas and Geopolitics, S. 446.

<sup>1403</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 35-42.

<sup>1404</sup> Vgl. OPEC Secretariat: OPEC Statute 2008, Wien 2008, S. 1, unter: <http://www.opec.org/library/opec%20statute/pdf/os.pdf>, 24.09.09.

<sup>1405</sup> Vgl. OPEC (Internetauftritt): Brief History. The Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), unter: <http://www.opec.org/aboutus/history/history.htm>, 24.09.09.

Das GECF sieht für sich einen ähnlichen Auftrag. Neben der Koordinierung der gemeinsamen Gaspolitik unter den Mitgliedern und der Integration des Gasmarktes setzt sich das GECF auch das Ziel der Maximierung der Einnahmen aus dem Gasgeschäft für die Produzenten, den Technologietransfer unter den Mitgliedern – so dass diese selbst den Rohstoffreichtum zum eigenen Vorteil ausbeuten können – aber auch den Dialog mit Verbraucherländern sowie eine faire Preispolitik für Produzenten und Konsumenten. Wörtlich heißt es auf der Internetseite des GECF: “[...] *the Mission of the Gas Exporting Countries Forum [is] to: Identify and promote measures and processes necessary to ensure that Member Countries derive the most value from their gas resources [...]. Promote the appropriate dialogue among gas producing and consuming countries to ensure appropriate balance in the sharing of risk associated with the gas markets and fair pricing for both producers and consumers. Promote common policies for access to capital and financial resources and transparency among member countries [...]. Foster mutual work for the integration of the gas markets and its stability. Exchange information on investment opportunities in member countries. Promote the acquisition and exchange of technology and experiences, and to equip Member Countries with the know-how to efficiently and effectively exploit their gas resources to the benefit of their country and peoples.*”<sup>1406</sup>

Die zum Teil ähnlichen Begriffe und Formulierungen der beiden Organisationen haben die Befürchtungen vieler Verbraucherländer bezüglich des GECF verstärkt, obwohl das Forum ausdrücklich nicht als Kartell verstanden werden möchte (*“It must be stated that the GECF is not a cartel as it does not seek to control the formative gas market in terms of pricing and supply, but rather seeks to promote stability and sustainability in the industry”*<sup>1407</sup>). Äußerungen verschiedener GECF-Mitglieder (besonders Aussagen iranischer und russischer Politiker und Beamte) haben jedoch zur Wahrnehmung des Forums als Risiko für die Energiesicherheit der Verbraucherländer geführt. Neben den bekannten Aussprüchen des früheren russischen Präsidenten Putins (*“[...] the era [...] of cheap gas [...] is [...] coming to an end”*<sup>1408</sup> oder *“A 'gas OPEC' is an interesting idea. We will think about it”*<sup>1409</sup>) wurde in der Vergangenheit auch genau auf Äußerungen gehört, wie z. B. die des früheren Vize-Vorsitzenden des Gazprom Konzerns, Alexander N. Ryazanov. Dieser sagte, es wäre im Interesse Russlands den höchst möglichen Preis für sein Erdgas zu verlangen und dass dazu sowohl neue

<sup>1406</sup> Vgl. GECF (Internetauftritt): About GECF. Mission of GECF, unter: <http://www.gecforum.org/>, 24.09.09.

<sup>1407</sup> Vorsitz des GECF in 2005, zit. in: Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 35.

<sup>1408</sup> Premierminister Putin im Rahmen des GECF Treffens im Dezember 2008 in Moskau, zit. in: Putin says 'cheap gas era' ending, BBC News (Online), 23.12.2008, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/7796806.stm>, 24.09.09.

<sup>1409</sup> Putin im Rahmen einer Konferenz im Kreml, zit. in: Russia to consider idea of international 'gas OPEC', RIA Novosti (Online), 01.02.2007, unter: <http://en.rian.ru/russia/20070201/60048917.html>, 24.09.09.



Herangehensweisen als auch eine Koordinierung der Politik zwischen den Produzenten nötig seien.<sup>1410</sup>

Weitere Ähnlichkeiten zwischen OPEC und GECF findet man in den Organisationsstrukturen, wobei sich die des Forums im Laufe der Zeit an die der OPEC angenähert haben. Während das oberste GECF-Organ die jährliche Ministerkonferenz ist (Ministerial Meeting oder Ministerial Conference), trifft sich das oberste OPEC-Organ, die OPEC-Konferenz, zweimal jährlich und besteht häufig ebenfalls aus den entsprechenden Ressortministern. Die Rolle des OPEC-Direktoriums (Board of Governors), das als eine Art Verwaltungs- oder Aufsichtsrat für das Sekretariat fungiert und die Tagesordnung für die Konferenzen setzt, übernimmt im GECF z. T. das sogenannte Exekutivbüro (Executive Bureau), das sich auch aus Delegationen der verschiedenen Mitgliedsländer zusammensetzt. Bei einigen Delegationen des GECF-Exekutivbüros handelt es sich um dieselben, die für die jeweiligen Länder im OPEC-Direktorium sitzen, z.B. die Delegationen des Irans, Nigerias und Venezuelas. Bis vor gut einem Jahr bestand der bedeutendste strukturelle Unterschied zwischen OPEC und GECF im OPEC-Sekretariat, das kein Pendant im Forum kannte, und im Fehlen einer verbindlichen Satzung.<sup>1411</sup>

Dies änderte sich nach der GECF-Ministerkonferenz Ende 2008 in Moskau. Bei diesem Treffen gab sich das Forum eine Charta und entschied, den Sitz der Organisation mit einem dazugehörigen Sekretariat in Katar einzurichten. Mitte 2009 trafen sich die Minister der Mitgliedsstaaten erneut. Im Rahmen dieses 8. Treffens in Doha, an dem jedoch nur 12 Staaten teilnahmen, war es vorgesehen, einen Generalsekretär zu wählen. Die Wahl wurde jedoch auf das folgende Treffen im Dezember 2009 verschoben. Als Interims-Generalsekretär wurde der katarische Energieminister Abdullah Bin Hamad Al-Attiyah gewählt, sein algerischer Kollege, Chakib Khelil, wurde zu seinem Stellvertreter ernannt.<sup>1412</sup> Wie vorgesehen wurde dann Ende 2009 ein regulärer Generalsekretär gewählt. Etwas überraschend fiel die Wahl auf Leonid Bokhanovsky, Vorsitzender des russischen Unternehmens Sroytransgaz. Bokhanovsky wird das Amt für die kommenden zwei Jahre innehaben. Er kann anschließend maximal für eine weitere zweijährige Amtszeit wiedergewählt werden.<sup>1413</sup>

---

<sup>1410</sup> Vgl. Kolomeyskaya, Inna: „Россия готовится стать хозяином мирового газового рынка“, in: Izvestia (Online), 14.07.2004, unter: <http://www.izvestia.ru/economic/article193063/>, 24.09.09.

<sup>1411</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 36f.

<sup>1412</sup> Vgl. Henni, Abdelghani: Qatari energy chief chosen as GECF sec-gen, Arabian Oil & Gas, 06.07.2009, unter: [http://www.arabianoilandgas.com/article-5813-qatari\\_energy\\_chief\\_chosen\\_as\\_gecf\\_sec\\_gen/](http://www.arabianoilandgas.com/article-5813-qatari_energy_chief_chosen_as_gecf_sec_gen/), 15.07.09.

<sup>1413</sup> Vgl. Williams, Perry: International gas cartel elects Russian leader, in: Middle East Economic Digest (Online), 10.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3002790.article>, 14.12.09.

Details der neuen GECF-Charta sind im Moment kaum erhältlich, so dass es nicht klar ist, ob es dem Forum in Zukunft möglich sein wird, eigenständige Entscheidungen im Namen ihrer Mitglieder zu treffen. Die Charta soll erst veröffentlicht werden, wenn alle Mitgliedsstaaten das Dokument ratifiziert haben und das Forum offiziell bei der UN als Internationale Organisation registriert wird.<sup>1414</sup> Vor der Verabschiedung des Dokuments war die Organisation nur in der Lage, Entscheidungen in strukturellen und prozessualen Angelegenheiten zu treffen, nicht jedoch den Erdgasmarkt betreffende Sachverhalte zu regeln, wie z. B. die Gasproduktion oder bestimmte Standards.<sup>1415</sup> Berichten zufolge wird dies weitestgehend so bleiben, da die Charta anscheinend keinerlei Mechanismus zur Einführung von Förderquoten enthält. Laut des russischen Energieministers Sergei Shmatko enthält die Charta lediglich gemeinsame Regelungen bezüglich der Versorgung der Erdgaskonsumenten, der Kooperation im Bereich von Flüssigerdgas, der Einführung neuer Technologien im Gassektor und dem besseren Informationsaustausch bei Investitionsprojekten.<sup>1416</sup>

Die Zusammensetzung des GECF hat sich jährlich – von Treffen zu Treffen – geändert. Seit dem 7. GECF-Treffen in Moskau (Dezember 2008) hat die Organisation eigentlich 15 Mitglieder: Algerien, Bolivien, Brunei, Ägypten, Äquatorialguinea, Indonesien, Iran, Libyen, Malaysia, Nigeria, Katar, Russland, Trinidad und Tobago, die Vereinigten Arabischen Emirate (erst als Gast, später Mitglied<sup>1417</sup>) und Venezuela. Zu diesen Staaten gesellten sich damals noch 3 Beobachter: Kasachstan, Norwegen und die Niederlande.<sup>1418</sup> Bei dem 8. GECF Treffen in Doha im Juni 2009 nahmen allerdings nur noch 12 Staaten teil.<sup>1419</sup> Bezüglich der Mitglieder kann man einige Überschneidungen zwischen OPEC und GECF sehen, da einige Staaten in beiden Organisationen aktiv sind. Algerien, Iran, Libyen, Nigeria, Katar, die VAE und Venezuela sind alles OPEC-Mitglieder (Indonesien hat die OPEC-Mitgliedschaft 2009 ausgesetzt). Im Gegensatz zur OPEC, bei der nur Erdölexporteur Mitglied sein können, ist die Mitgliedschaft im GECF viel heterogener. Neben großen Exporteuren (wie Russland oder Katar) sind auch (Netto-) Importeure wie Iran oder Venezuela im Forum vertreten.

---

<sup>1414</sup> Vgl. GECF plans to register charter in UN: Khatibi, Trend News Agency (Online), 02.07.2009, unter: <http://en.trend.az/capital/ocountries/iran/1497833.html>, 28.09.09.

<sup>1415</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 37.

<sup>1416</sup> Vgl. Grinkevich, Vlad: "Gas OPEC" will not fiddle with prices, RIA Novosti (Online), 24.12.2008, unter: <http://en.rian.ru/analysis/20081224/119160280.html>, 28.09.09.

<sup>1417</sup> Vgl. UAE accede to 'gas' OPEC, Azerbaijan Business Center (Online), 07.07.2009, unter: <http://abc.az/eng/news/main/36455.html>, 28.09.09.

<sup>1418</sup> Vgl. „GECF to decide on sec. gen. in October“, in: Tehran Times (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.tehrantimes.com/index\\_View.asp?code=198047](http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=198047), 15.07.09.

<sup>1419</sup> An dem 8. Treffen des Forums nahmen Algerien, Bolivien, Iran, Katar, Libyen, Nigeria, Norwegen (Beobachter), Russland, Trinidad & Tobago, Venezuela, Äquatorialguinea, und die VAE (Gast) teil, vgl. Henni, Abdelghani: Qatari energy chief chosen as GECF sec-gen.

Venezuela hat trotz hoher Gasreserven nicht einmal ausgereifte Exportpläne veröffentlicht. Im Gegenteil: Venezuela hat sogar in den letzten Jahren verstärkt Erdgas importieren müssen. Beispielsweise wurde eine Pipeline gebaut, die Gas aus Kolumbien nach Venezuela transportiert (von dem Ballena-Gasfeld nach Maracaibo). Momentan importiert Venezuela 8,5 Mio. Kubikmeter pro Tag (300 Mio. cf pro Tag) – mehr als zuvor mit Kolumbien vereinbart. Die Pipeline, die im Oktober 2007 ihren Betrieb aufnahm, sollte ursprünglich ab 2012 Gas von Venezuela nach Kolumbien transportieren, was zunehmend unwahrscheinlich erscheint. Bogota erklärte zwar, auf das Gas verzichten zu können, indes bleibt es fraglich, ob Caracas überhaupt in der Lage sein wird, zukünftig den eigenen Gasbedarf zu decken.<sup>1420</sup>

Schwach vertreten sind in der Gruppe des Weiteren Pipelineexporteure – die meisten Mitglieder exportieren ihr Erdgas als LNG. Ebenso breit gefächert wie die Zusammensetzung des GECF sind auch die unterschiedlichen Interessen der Mitglieder, die sich oftmals widersprechen und in Konkurrenz zueinander stehen. Beispielsweise ergibt sich aus der vorangegangenen Dichten Beschreibung, dass fast alle Produzenten vorhaben, ihre Exporte nach Europa deutlich auszuweiten. Gleichzeitig aber nahm der europäische Bedarf nur langsam zu und ist – krisenbedingt – sogar zurückgegangen. Es wird allerdings oft darauf hingewiesen, dass die OPEC in den ersten Jahren nach ihrer Gründung mit ähnlichen Schwierigkeiten zu kämpfen hatte, bis die Organisation Einfluss auf den Ölmarkt ausüben konnte. So sei die OPEC zu Beginn (und z. T. bis heute) von drei bedeutenden Strömungen geprägt gewesen: den Preis-Stabilisierern (Staaten mit sehr hohen Reserven und niedriger Bevölkerung können z. B. über Absatzvolumen mehr verdienen und müssen nicht über den Preis gehen), den Einkommens-Maximierern (Staaten mit großer Bevölkerung oder Staaten mit geringen Reserven und einer sich diversifizierenden Wirtschaft) sowie einer Staatengruppe, deren wichtigstes Interesse die Ausweitung des eigenen Marktanteils ist.<sup>1421</sup> Diese Gruppen lassen sich auch im GECF ausmachen.

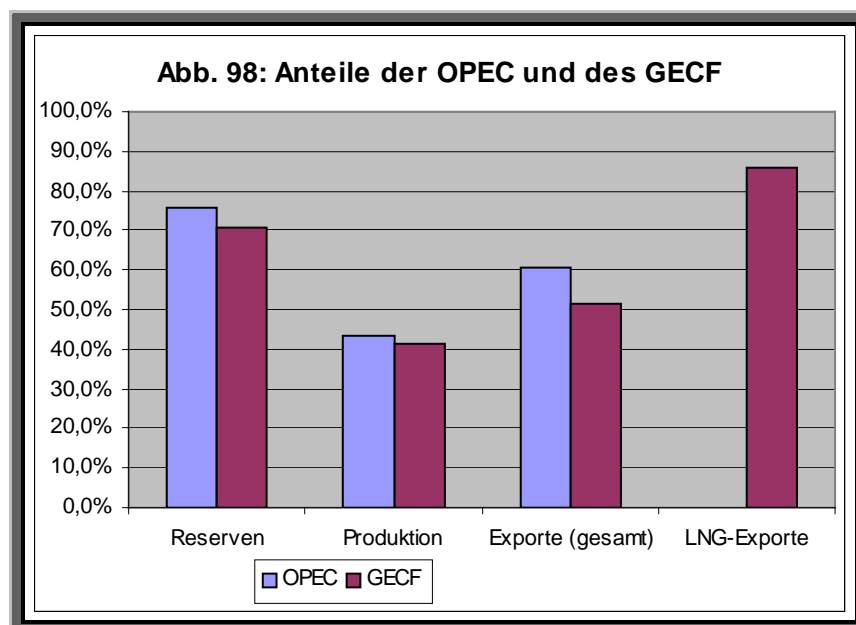
Interessant ist auch der Vergleich beider Organisationen bezüglich der Markt- und Reservenanteile ihrer Mitglieder – und damit auch hinsichtlich der potentiellen Marktmacht der Organisationen. Während in 2008 die 12 OPEC-Mitglieder (ohne Indonesien) 76% der weltweiten Reserven hielten, 43,5% der Produktion und 60,6% der Exporte repräsentierten, standen die GECF-Staaten für insgesamt ca. 70,5% der Erdgasreserven, verantworteten 41,3% der Produktion und 51,6% der Exporte. Der Anteil an den Erdgasexporten in 2008

---

<sup>1420</sup> Vgl. Landauro, Inti: Update: Ecopetrol, Chevron Ship 300 Million Cf/D Of Gas To Venezuela, Dow Jones Newswires, 17.06.2009, unter: <http://www.nasdaq.com/aspx/company-news-story.aspx?storyid=200906172041dowjonesdjonline000898>, 23.07.09.

<sup>1421</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 36.

unterscheidet sich dabei deutlich, wenn man innerhalb der Exporte zwischen Pipeline- und LNG-Exporte differenziert. Dann verantworteten die Mitglieder des GECF ca. 40,6% der Pipelineexporte (wobei Russland alleine bereits fast 27% ausmachte), aber ganze 86% der LNG-Exporte weltweit. Das heißt, dass während beide Organisationen bezüglich ihrer Reservenbasis und der Produktion ähnliche Anteile halten, das GECF einen geringeren Anteil an den weltweiten Exporten hält. Bezüglich der als LNG getätigten Exporte aber, besitzen die GECF-Staaten eine sehr starke Position. Inwiefern sie diese Position als Machtressource anwenden können, ist wegen des insgesamt gegenüber Erdöl geringeren Importbedarfes fraglich. Während ca. 68,7% des Erdöls weltweit importiert wurde, um den Bedarf zu decken, wurde nur 29,5% des Erdgases importiert (etwas mehr als 22% über Pipeline und kaum 7,4% als LNG).<sup>1422</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP, IEA.

Um Marktmacht auszuüben, ist der an den Exporten gehaltene Anteil wichtiger, als der Anteil an Produktion oder Reserven. Somit wäre das GECF besonders gut im LNG-Sektor aufgestellt, um die Märkte zu beeinflussen.

Die Frage der Marktmacht ist jedoch bei weitem nicht nur eine Frage des von einer Organisation kontrollierten Exportanteils. Wie im Folgenden gezeigt werden wird, hängt die Marktmacht eines (möglichen) Kartells u. a. auch vom möglichen Markteintritt konkurrierender Produzenten (competitive fringe), der eigenen und der konkurrierenden Förderelastizität (also z. B. des Vorhandenseins freier Förderkapazitäten) und der Elastizität der Verbrauchermärkte ab.

<sup>1422</sup> Vgl. BPP.l.c.: BP Statistical Review of World Energy 2009, S. 6, 9, 21, 22, 24, 30; für Äquatorialguinea vgl. IEA: Natural Gas Information 2009, S. II.5, II.20, II.65.

### 10.1.2 Die Märkte: Erdöl- vs. Erdgasmarkt

Wie gesehen gibt es zwischen der OPEC und dem GECF bezüglich der Ziele, der Struktur, der Mitglieder und ihrer potentiellen Marktmacht durchaus einige Ähnlichkeiten. Im Allgemeinen jedoch ist man sich darüber einig, dass der größte Unterschied zwischen beiden Organisationen in den Unterschieden zwischen dem Erdöl- und dem Erdgasmarkt begründet liegen – und damit in dem ungleichen Potential, die Exportpolitik der Mitglieder zu koordinieren.

Ein Kartell wie die OPEC muss die Förderung auf irgendeine Art und Weise beeinflussen können. Zu erwähnen ist, dass die direkte Kontrolle der Exporte (z. B. durch Exportquoten) nicht möglich ist, da in der WTO und in der Energiecharta (bzw. eigentlich dem zugrundeliegenden General Agreement on Tariffs and Trade) die willkürliche Beschränkung des Exports verboten ist.<sup>1423</sup> Da zahlreiche Förderländer (OPEC und GECF) entweder WTO/Energiecharta Mitglieder sind oder in Beitrittsverhandlungen stehen, muss die Beeinflussung der Exporte auf Umwegen geschehen, z. B. durch Förderquoten oder durch die Kontrolle von Kapazitätserhöhungen bei der Förderung. Diese Quoten wiederum müssen niedriger sein als die Förderung der einzelnen Mitglieder ohne Koordinierung durch das Kartell sein würde, da das Ziel möglichst hohe Preise sind. Dabei muss das Kartell die unterschiedlichen Interessen der Mitglieder berücksichtigen und muss dafür sorgen, dass sich die Mitglieder an die Förderquoten (bzw. an die Expansion der Förderkapazitäten) halten. Unbotmäßiges Verhalten muss das Kartell ahnden können. Letzten Endes muss ein Kartell in der Lage sein, den Markteintritt neuer Konkurrenten zu verhindern, die ihre Marktmacht – und damit ihren Einfluss – verringern würden.<sup>1424</sup> In Kapitel 5 ist bereits auf die Besonderheiten des Gasmarktes eingegangen worden, weswegen es an dieser Stelle genügt, wenn nur kurz auf die Unterschiede zum Erdölmarkt hingewiesen wird. Hallouche<sup>1425</sup> macht sechs wichtige Unterschiede aus:

- Im Gegensatz zum Erdölmarkt mangelt es dem gesamten Gasmarkt an Liquidität. Die meisten Lieferverträge sind indirekt an den Erdölpreis gekoppelte, langfristige ToP-Verträge – selbst bei LNG. Zudem ist der Gashandel durch die Infrastruktur eingeschränkt, da das meiste Erdgas über Pipelines transportiert wird. Wie gesehen

---

<sup>1423</sup> Vgl. The General Agreement on Tariffs and Trade, Text of the General Agreement, Genf 1986, S. 17, 21, unter: [http://www.wto.org/english/docs\\_e/legal\\_e/gatt47\\_e.pdf](http://www.wto.org/english/docs_e/legal_e/gatt47_e.pdf), 04.11.09. Siehe hier Artikel XI: General Elimination of Quantitative Restrictions, Artikel XIII: Non-discriminatory Administration of Quantitative Restrictions.

<sup>1424</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 447.

<sup>1425</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 39ff.

unterliegt der Gassektor langsamen strukturellen Veränderungen, die in Zukunft die Struktur noch stärker prägen werden (kürzere Verträge, Spotmärkte, Gas-zu-Gas-Wettbewerb etc.). Es ist jedoch wahrscheinlich, dass der Gasmarkt nicht die Liquidität des Ölmarktes erreicht, sondern dass es bei einem hybriden Markt bleiben wird, der weiterhin von den traditionellen Mustern geprägt bleibt. Wichtigster Grund für eine geringe Elastizität und Liquidität sind die hohen Kosten ungenutzter Produktionskapazitäten. Die Fixkosten ungenutzter Produktionskapazitäten sind im LNG-Sektor mehr als sechsmal höher als im Ölsektor.<sup>1426</sup>

- Es gibt keinen globalen LNG-Markt, was v. a. daran liegt, dass die Kosten für LNG höher sind als bei Erdöl, nicht nur durch die Verflüssigung und die Wiederverdampfung, sondern auch bei dem Transport. Dadurch bleibt LNG meistens auf einen der zwei großen LNG-Märkte (dem pazifischen bzw. atlantischen Markt) beschränkt. Nur wenige LNG-Exporteure (allen voran Katar) exportieren LNG in beide Märkte.
- Es gibt keinen globalen Gaspreis.
- Die Elastizität der Verbrauchermärkte ist sehr hoch. Während Erdöl unmittelbar nur noch ein begrenztes Substitutionspotential bietet, konkurriert Erdgas mit verschiedenen anderen Energieträgern, wie z. B. Ölprodukten, Kohle, Kern-, Wasserkraft oder regenerativen Energien. Zudem stünde ein Gas-Kartell einer Vielzahl von Erdgasproduzenten und -exporteuren gegenüber, die sich nicht an einer Kartellbildung beteiligen würden und z. T. eng mit westlichen Verbraucherländern verbunden sind (z. B. Kanada für die USA, Norwegen für die EU oder Australien im pazifischen LNG-Markt, aber auch Turkmenistan in Zentralasien). Insgesamt blieben also die Möglichkeiten eines Gas-Kartells begrenzt, höhere Preise durchzusetzen. Denn je höher der Preis, desto lohnender ist der Verbrauch alternativer Energiequellen oder der Erdgasbezug von weiter entfernt liegenden Gasquellen.
- Der Gashandel ist aufgrund der z. T. jahrzehntelangen Lieferverträgen und den sehr hohen Investitionen traditionell durch stabile und langjährige Partnerschaften gekennzeichnet, die in hohem Maß auf gegenseitigem Vertrauen basieren.
- Es gibt wenig Anreiz, die Gasförderung zu regulieren, da es im kapitalintensiven Gassektor wirtschaftlich kaum Sinn macht, in Kapazitätserweiterungen zu investieren,

---

<sup>1426</sup> Vgl. Fawzi, Aloulou: Qatar LNG 2010 and the US gas market: setting a new global cost benchmark, Energy Information Administration, o.O. 2004, zit. in: Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 458.

wenn diese nicht ausgeschöpft werden sollen (s. o.). Entsprechend gibt es keinen sogenannten Swing-Producer, wie Saudi Arabien im Erdölmarkt, der bereit wäre, freie Kapazitäten aufzubauen und zu halten. Dadurch gibt es niemanden, der in der Lage wäre, Preisspitzen auszugleichen und den Markteintritt neuer Konkurrenten zu verhindern (oder unbotmäßiges Verhalten von Kartellmitgliedern zu bestrafen).<sup>1427</sup> Außerdem folgt der Gaspreis weitestgehend dem Ölpreis, so dass eine Regulierung im Gassektor nur bei sehr niedrigen Ölpreisen interessant erscheint.

### 10.1.3 Die Herausforderungen: OPEC vs. GECF

Als die OPEC im September 1960 in Bagdad von Iran, Irak, Saudi Arabien, Kuwait und Venezuela gegründet wurde, kontrollierten die sogenannten „Sieben Schwestern“ („*Seven Sisters*“) den weltweiten Erdölsektor, von der Förderung bis zu Vermarktung. Drei dieser internationalen Ölkonzerne waren aus der Zerschlagung der US-amerikanischen Standard Oil entstanden (Standard Oil of New Jersey – später Esso, Standard Oil Co. of New York – später Mobil, Standard Oil of California – später Chevron), zwei weitere stammten ebenfalls aus den USA (Gulf Oil und Texaco) und den europäischen Konzernen Royal Dutch Shell sowie der Anglo-Persian Oil Company (später BP). Die Macht der „Sieben Schwestern“ war so stark, dass sie in der Lage waren, international als Kartell aufzutreten.

Die OPEC wurde primär gegründet, um den Einfluss der erdölreichen Staaten gegenüber den internationalen Konzernen zu stärken und den Anteil an den Gewinnen aus dem Ölsektor zu vergrößern. Im Verlauf der 1970er begannen die OPEC-Mitglieder zunehmend stärkeren Einfluss auf die Erdölproduktion und auf den Erölpreis auszuüben. Unter anderem wurde in den Förderländern die Erdölindustrie verstaatlicht und die Verträge mit den großen internationalen Erdölgesellschaften neu verhandelt.<sup>1428</sup>

Dagegen sind die Rahmenbedingungen im Gassektor heute gänzlich anders. Als Auslöser für die verstärkte Kooperation im Gassektor unter den Erdgasproduzenten gelten in erster Linie die Marktformen in Europa mit der Liberalisierung und der Stärkung des Wettbewerbs, die Fortschritte bei dem Erdgastransport – besonders bei LNG – sowie den damit zusammenhängenden Veränderungen im Gashandel. Eine Entwicklung des GECF parallel zur Entwicklung der OPEC in den 1960er und 1970er Jahren dürfte nicht im Interesse der

---

<sup>1427</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 457f.

<sup>1428</sup> Vgl. OPEC (Internetauftritt): Brief History. The Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), unter: <http://www.opec.org/aboutus/history/history.htm#>, 28.09.09.

Meisten GECF-Mitglieder bzw. ihrer staatlichen Gaskonzerne sein. Denn viele dieser Energie- und Gaskonzerne befinden sich in einem Prozess der internationalen Expansion und müssen sich immer öfter den Wettbewerbsregeln, z. B. der EU oder der USA, unterwerfen. Zudem sind die meisten GECF-Mitglieder entweder bereits Mitglieder der WTO oder streben zumindest eine Mitgliedschaft an. Somit unterliegen sie auch den Regeln der Handelsorganisation.<sup>1429</sup>

#### 10.1.4 Der Einfluss der OPEC auf das GECF

Es ist bereits kurz angemerkt worden, dass einige GECF-Mitglieder ebenfalls Mitglieder der OPEC sind und einige Staaten in beiden Organisationen sogar von denselben Delegationen vertreten werden. Darüber hinaus aber übt die OPEC bereits auf zwei Wegen Einfluss auf den Gassektor. Auf der einen Seite kann die OPEC Einfluss auf die Erölpreise ausüben. Da die Gaspreise oft an die Preise für Erdöl oder Erdölprodukten gekoppelt sind, kann die Organisation Erdölexportierender Länder also indirekt auch die Gaspreise beeinflussen. Selbst in den Fällen in denen Öl- und Gaspreise nicht miteinander gekoppelt sind, folgen die Gaspreise oft der Entwicklung der Erdölpreise (beispielsweise dann, wenn es sich um Konkurrenzprodukte handelt). Auf der anderen Seite beeinflusst die OPEC durch die Vergabe von Förderquoten die Erdölproduktion. Da ein bedeutender Teil des Erdgases weltweit als Begleitgas bei der Erdölförderung anfällt, haben die OPEC-Quoten ebenfalls Einfluss auf die Erdgasproduktion.<sup>1430</sup>

#### 10.1.5 Die Mitglieder des GECF: gemeinsame Interessen vs. Hindernisse für eine engere Kooperation

Es stellt sich nun die Frage, ob das GECF das Potential hat, sich tatsächlich in eine Art Gas-OPEC zu entwickeln. Wie bei jeder Kooperation entstehen den einzelnen Akteuren Kosten (in welcher Form auch immer), so dass die gemeinsamen Interessen und die Vorteile, die sich aus der Kooperation ergeben, diese Kosten rechtfertigen müssen. Aus den vorigen Abschnitten ging hervor, dass die europäischen Marktreformen und die Strukturveränderungen des internationalen Gashandels eines der wichtigsten Auslöser für den Beginn der Kooperation zwischen Erdgasproduzenten und -exporteuren gewesen ist.

Die Mitglieder des GECF haben durchaus ein gemeinsames Interesse daran, in Zukunft zusammen diese neuen Herausforderungen anzugehen. Sie haben in der Vergangenheit

---

<sup>1429</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 41.

<sup>1430</sup> Vgl. Ebd., S. 42.



erfahren, dass sie nur bedingt in der Lage sind, sich gegen ihren wichtigsten Kunden, der EU, durchzusetzen, wenn sie einzeln mit der Union verhandeln. Als gutes Beispiel kann die rückwirkende Abschaffung der Gebietsschutz- und Gewinnbeteiligungsklauseln (destination clauses und profit-sharing mechanisms) durch Brüssel angeführt werden, auf die bereits in der Dichten Beschreibung eingegangen worden ist (u. a. Kapitel 5.2.3 oder 6.3.1).<sup>1431</sup> Obwohl alle betroffenen Exporteure die neuen Regelungen und besonders deren rückwirkende Implementierung auf bereits laufende, langfristige Verträge als massiven Vertrauensbruch empfanden, traten sie damals nicht als gemeinsame Front gegenüber Brüssel auf. Stattdessen verhandelten sie einzeln und von Fall zu Fall mit der EU, was ihre Position schwächte. Daher lohnt sich eine besonders enge Kooperation unter den GECF-Mitgliedern bezüglich der den europäischen Gasmarkt betreffenden Sachverhalte. Hierin liegt besonderes Kooperationspotential für die Pipelinelieferanten Europas und die Lieferanten des atlantischen LNG-Marktes. Gleichzeitig kann eine engere Zusammenarbeit in dieser Sache auch zu einer Spaltung innerhalb des GECFs führen, da einige Mitglieder – vornehmlich aus dem pazifischen LNG-Markt – nicht die EU beliefern und von den dortigen Marktformen weitestgehend unberührt bleiben.

Weitere Kooperationsmöglichkeiten innerhalb des GECFs ergeben sich durch einen besseren Informationsaustausch und der Chance, von der Arbitrage bei Swap-Geschäften zu profitieren. Besonders vorteilhaft könnten solche Swap-Geschäfte für Iran sein, wenn die Islamische Republik einmal über eigene LNG-Exportkapazitäten verfügt. Immerhin könnte Teheran auf diese Weise, zumindest theoretisch, internationale Sanktionen umgehen und zusätzliche Einnahmen generieren. Eine Erweiterung solcher Swap-Geschäfte könnten Swaps auf der Ebene der Reserven sein (reserves-swaps), wodurch die verschiedenen staatlichen Energieunternehmen in der Lage wären, in neue regionale Märkte vorzustoßen und für sich zu erschließen. Ebenfalls von Vorteil könnte der Austausch von technischem und kommerziellem Know-how unter den Produzenten und Exporteuren sein. Besonders von einer Kooperation in den Bereichen LNG, CNG oder GtL könnten interessierte GECF-Mitglieder profitieren. Eine Zusammenarbeit könnte auch zu Kostenersparnissen führen, z. B. durch die gemeinsame Nutzung von Infrastruktur (wie im Fall von Wiederverdampfungskapazitäten in Verbraucherländern) oder durch gemeinsame Explorations- und Produktionsaktivitäten.

---

<sup>1431</sup> Als weiteres Beispiel können auch die langfristigen Verträge und die Ölpreisbindung von Gas herangezogen werden, die die Kommission als wettbewerbschädigend sieht. Allerdings vergibt die EU bisher Ausnahmen (unter Artikel 22, 2003/55/EG) für solche Projekte, die sonst nicht realisiert werden könnten.

Ein Quotensystem wie bei der OPEC ist aufgrund der hohen Kosten freier Kapazitäten im Gassektor sehr unwahrscheinlich. Durch einen besseren Informationsaustausch bezüglich der Investitionen könnte man aber besonders im LNG-Markt (und hier v. a. im Handel mit kurzfristigen Verträgen) das Entstehen zu hoher freier Kapazitäten und einer zu hohen Marktliquidität verhindern, die wiederum zu nicht gewollten, niedrigen Preisen führen könnten. Der koordinierte und gemeinschaftliche Ausbau der Kapazitäten kann auch die Probleme bezüglich der Disziplin bei der Einhaltung von evtl. Quoten einschränken bzw. die Vergabe von Quoten überflüssig machen. Wenn man nämlich von vornherein den Aufbau zu hoher Förderkapazitäten bei den einzelnen Produzenten verhindert, muss man die Mitglieder nicht zwingen, weniger zu produzieren als ihre Kapazität erlauben würde. Problematisch wäre dann nur die Einführung eines Mechanismus, der die Mitglieder entschädigt, die ihre Kapazitäten nicht erweitern dürfen.<sup>1432</sup> Ähnlich wie bei der OPEC könnte das GECF im Gassektor auch gemeinsame Standards beschließen (standards sharing). Hierdurch ließe sich die Wettbewerbssituation der Forummitglieder verbessern, indem man beispielsweise die Standards für die Bedingungen in langfristigen Verträgen vereinheitlichte (u. a. Vertragsdauer, ToP-Niveau, Preise etc.). Insgesamt könnten die Mitglieder des GECF auch bei diesen Sachverhalten ihre gemeinsamen Interessen gegenüber den Importeuren wahrscheinlich erfolgreicher vertreten, als wenn sie für sich alleine agierten.<sup>1433</sup>

Neben diesen gemeinsamen Interessen, die durchaus die Möglichkeit für Kooperation innerhalb des GECF eröffnen, gibt es auch eine ganze Reihe von Hindernissen und konkurrierender Interessen, die eine kartellähnliche Zusammenarbeit im Forum erschweren. In erster Linie fällt auf, dass die Mitglieder des Forums sehr unterschiedliches Kooperationspotential haben, je nachdem in welchem Gasmarkt sie aktiv sind und ob sie zur dominierenden Gruppe der LNG-Exporteure gehören.

Wie aus der vorangegangenen Dichten Beschreibung hervorgeht, ist beispielsweise der pazifische oder asiatisch-ozeanische Markt noch fast exklusiv ein LNG-Markt und eher dialog- als wettbewerbsorientiert, wobei besonders zwischen Importeuren und Exporteuren statt zwischen den einzelnen Exporteuren kooperiert wird (Kapitel 5.1.3). Auf der anderen Seite besteht im atlantischen LNG-Markt und generell im europäischen Gasmarkt eine hohe Konkurrenz zwischen den verschiedenen Lieferanten. In den entsprechenden Kapiteln ging aus den Strategien der Lieferstaaten hervor, dass viele – darunter auch solche, die nicht

---

<sup>1432</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 448.

<sup>1433</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 43-49.

Mitglied des GECF sind – eine erhebliche Ausweitung der Exporte v. a. nach Europa anstreben. Hierzu zählen besonders Katar, Algerien und Norwegen, aber auch Nigeria. Zudem strebt eine Vielzahl von Reservenhalter den Aufstieg in die Riege der europäischen Gaslieferanten an, darunter Iran, Irak oder Turkmenistan.

Bereits jetzt ist der Wettbewerb zwischen den Exporteuren stark ausgeprägt, besonders im LNG-Bereich. Die Konkurrenz wird sich in Zukunft mit dem möglichen Eintritt neuer Lieferanten und mit den geplanten Exporterhöhungen tendenziell verstärken – kein gutes Umfeld für eine effektive Kartellbildung. Es verwundert nicht, dass einige GECF-Mitglieder sich intensiv um den Beitritt weiterer großer Reservehalter oder Produzenten in das Forum bemühen (siehe z. B. das Werben des venezolanischen Präsidenten Chavez um Turkmenistan<sup>1434</sup>). Gleichzeitig wächst, besonders in der EU, der Bedarf nur langsam an und ist durch die Wirtschaftskrise sogar zurückgegangen. Die Strategien der einzelnen Lieferstaaten und derjenigen, die es werden wollen, zielen auf eine Erhöhung des Absatzes sowie auf die Vergrößerung des Marktanteils ab und sind kaum miteinander zu vereinbaren (siehe entsprechende Unterkapitel in Kapitel 7).

Des Weiteren bleibt die Frage unbeantwortet, wie genau Russland als größter Pipelineexporteur und Reservenhalter in eine Gruppe passt, bei der alle entweder ausschließlich LNG exportieren (u. a. Trinidad und Tobago), bereits bedeutende LNG-Exporteure sind (z. B. Katar, Algerien, Ägypten) oder planen, solche zu werden (z. B. Iran)? Momentan muss Moskau darum kämpfen, den Marktanteil in seinem wichtigsten Markt (der EU) überhaupt zu halten. Gleichzeitig entstehen am Kaspischen Meer mit Aserbaidschan und Turkmenistan neue Konkurrenten, die nicht Teil des GECF sind. Turkmenistan verringert besonders die russischen Chancen, Pipelinegas nach Asien zu exportieren (mit Ausnahme des Fernen Ostens), da Moskau hier preislich nicht mithalten kann. Sollte zentralasiatisches Erdgas langfristig in Asien Fuß fassen, wäre dies auch nicht im Interesse Irans. Teheran könnte in diesem Fall erst recht versuchen, Gas in westliche Richtung zu exportieren, was ernsthafte Konkurrenz für Moskau bedeuten würde. Russland aber wird LNG in naher Zukunft nur auf dem pazifischen Markt anbieten können.

Es ist mehr als unwahrscheinlich, dass Russland einer Organisation beitreten würde, wenn diese die russischen Exportvolumina beeinflussen oder gar den russischen Anteil am europäischen Gasmarkt reduzieren würde – alles Gründe, warum sich Moskau besonders in der Anfangszeit des GECF kaum aktiv in die Gruppe einbrachte. Russland ist aufgrund der

---

<sup>1434</sup> Vgl. Chávez urge a Turkmentistán a entrar en el foro de exportadores de gas, AFP, 07.09.2009, unter: <http://www.google.com/hostednews/afp/article/ALeqM5he9X6GF1q-OHfx2ncs-hybvOmgTQ>, 30.09.09.

hohen Bevölkerung, der sozialen Herausforderungen und der auf Energieexporte ausgerichteten Wirtschaft auf hohe Erdgasexporte angewiesen – selbst bei relativ niedrigen Preisen.<sup>1435</sup> Gleichzeitig könnte Russland durchaus von einer Art Kartell profitieren, wenn es Moskau gelänge, die Märkte unter den Exporteuren aufzuteilen. Russland verfügt nämlich über ein enormes Exportpotential, hat bereits eine dominierende Stellung in vielen europäischen Ländern und kontrolliert die wichtigsten Transitrouten nach Europa.<sup>1436</sup>

Ein weiteres Problem, das auch Russland betrifft und die Bildung eines Gaskartells erschwert, ist der Besitz von Reserven und Transportinfrastruktur durch nicht-staatliche Konzerne in den exportierenden Ländern. Gerade in Russland hat sich gezeigt, dass eine Reihe privater Konzerne einen immer wichtigeren Anteil an der russischen Gasproduktion übernehmen – auch, weil Gazprom nicht in der Lage ist, die Förderung substantiell zu erhöhen (siehe u. a. Kapitel 7.1.6). Die Interessen profitorientierter Konzerne lassen sich jedoch nur schwer mit den Einschränkungen eines Kartells staatlicher Gesellschaften verbinden. Hierzu ist – im russischen Fall – Gazprom gezwungen, unbedingt die Kontrolle über die Transportinfrastruktur und das Exportmonopol zu behalten.<sup>1437</sup>

Ein weiterer Faktor, der zumindest in der Vergangenheit eine Zusammenarbeit der verschiedenen GECF-Mitglieder gehemmt hat, war die „Europa-Fixiertheit“ der Mehrheit der Mitglieder, die den Exporteuren im Pazifik nur wenige Anreize bot, sich im Forum zu engagieren. Besonders Algerien war z. B. über die geringe Rolle des GECFs bei dem Thema der „destination clauses“ frustriert. Algerien war 2002 maßgeblich an der Gründung einer GECF-Arbeitsgruppe zu diesem Thema beteiligt, doch war die Gruppe nicht in der Lage, die Aufmerksamkeit der Forumsmitglieder zu gewinnen und vorzeigbare Ergebnisse zu liefern. Ebenso scheiterte 2003 eine ägyptische Initiative im Forum, die Gaspreise von den Ölpreisen zu entkoppeln, um eine höhere Marktdurchdringung zu erreichen.<sup>1438</sup> Algerien beklagte bereits 2002 eine zu starke Bürokratisierung des Forums und eine sehr geringe Neigung der Mitglieder, untereinander Informationen auszutauschen.

---

<sup>1435</sup> Beispielsweise hat Russland trotz niedriger Rohölpreise, im Gegensatz zur OPEC, nicht nur die Rohölexporte nicht zurückgefahren, sondern erhöht und Saudi Arabien im zweiten Quartal 2009 als größten Ölexporteur mit 7,4 Mio. Barrel pro Tag überholt. Dies führte zu Spannungen zwischen Moskau und der OPEC, die Russland beschuldigte, die Senkung der OPEC-Quoten zu nutzen, um den Kartell Marktanteile abzunehmen. Vgl. OPEC fühlt sich von Russland mit Öl angeschiert, Russland-Aktuell, 14.09.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1991.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1991.html), 02.10.09.

<sup>1436</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Gas Suppliers' Cartel: Not an "OPEC," but Cartel all the same, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 4, Issue 62, The Jamestown Foundation, 29.03.2007, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=32637](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32637), 06.04.2008.

<sup>1437</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 456f.

<sup>1438</sup> Vgl. Ebd., S. 446f.

Der geringe Informationsaustausch war und ist besonders im LNG-Bereich sehr ausgeprägt und hängt mit der fortschreitenden Bedeutung von LNG zusammen. Je wichtiger und wettbewerbsfähiger LNG wird, desto weniger sind einige LNG-Exporteure bereit, Informationen mit anderen zu teilen, die eventuelle Wettbewerbsvorteile gefährden könnten. Das grundlegende Problem scheint ein Vertrauensdefizit unter den im Forum aktiven Staaten zu sein. So wird der damalige Energieminister Trinidad und Tobagos im Jahr 2005 noch mit den Worten zitiert: „*We are competitors, not yet partners.*“<sup>1439</sup> Eine Kooperation im LNG-Bereich wird zudem dadurch behindert, dass mehrere GECF-Mitglieder (v. a. Katar, Algerien und Nigeria) ihre LNG-Exportkapazitäten rasch erweitern, um sich im wachsenden LNG-Markt eine möglichst gute Ausgangssituation zu sichern.<sup>1440</sup>

Ein weiteres Problem für eine langfristige Kooperation zwischen den Erdgasexporteuren ist aus der OPEC bekannt. In Zeiten niedriger Preise sind die Exporteure eher bereit zusammen zu arbeiten als in Zeiten hoher Preise. Sind die Preise hoch, entstehen den OPEC-Mitgliedern höhere Opportunitätskosten, wenn sie sich an die Förderquoten halten, d.h. es lohnt sich für sie eher, diese zu missachten. Andererseits sinken diese Kosten bei niedrigen Preisen, so dass es sich eher lohnt, die Quoten einzuhalten. Ähnlich sieht es bei dem GECF aus, obwohl hier Förderquoten keine Rolle spielen. Als das GECF im Jahr 2001 erstmals zusammenkam, waren die Erdgaspreise aufgrund eines Überangebots relativ niedrig und der Markt wurde von der Käuferseite bestimmt (buyers' market): Ein gewisser Grad an Kooperation zwischen Erdgasproduzenten und -exporteuren erschien sinnvoll. Als im Verlauf der wirtschaftlichen Erholung die Energiepreise anzogen, weil der Bedarf stieg, verringerte sich die Bereitschaft zur Kooperation deutlich (sellers' market).<sup>1441</sup>

Die Finanz- und Wirtschaftskrise hat seit 2008 zu einem deutlichen Rückgang des Bedarfs geführt. Dieser ist so stark, dass er nach Meinung einiger Experten über das kommende Jahrzehnt hinaus Auswirkungen auf den Bedarf haben dürfte (siehe Kapitel 4.5). Gleichzeitig sind viele Projekte, besonders im LNG-Bereich on stream gegangen und haben die Liquidität im Markt (ungewollt) zusätzlich erhöht. Die Bereitschaft unter den Gasproduzenten verstärkt zu kooperieren und Ende 2008 das GECF durch die Verabschiedung einer Charta und der Einrichtung eines Sekretariats weiterzuentwickeln, dürfte auch mit diesen Rahmenbedingungen zusammenhängen. Ob das Forum es schafft, auch in Zukunft bei hohen

---

<sup>1439</sup> Grußwort von Erik Williams bei dem Ministertreffen des GECF am 26.04.2005, zit. in: Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum: Is it really a Gas OPEC in the Making?, S. 50.

<sup>1440</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 454.

<sup>1441</sup> Vgl. Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum, S. 49-53.

Gaspreisen zu kooperieren, bleibt aufgrund der hohen Mitgliederzahl, ihrer Heterogenität (Pipeline-, LNG-Exporteure, verschiedene regionale Märkte), der konkurrierenden Interessen und den Eigenschaften des Gasmarktes fraglich.

#### **Verdichtung 52 (10.1)**

Zwischen dem GECF und der OPEC bestehen Ähnlichkeiten bezüglich der Ziele, der Struktur, der Mitglieder und den Markt- und Reservenanteile. Besonders hoch ist der Anteil des GECFs im LNG-Bereich. Während die vergangenen strukturellen Reformen und die Verabschiedung einer Charta das GECF gestärkt haben, sind die Unterschiede zwischen den Öl- und Gasmärkten die wichtigste Einschränkung für eine effiziente Kooperation zwischen den Mitgliedern. Zudem beeinflusst die OPEC das GECF gleich mehrfach. Während die EU der wichtigste Markt für viele GECF-Mitglieder ist und Chancen für eine Zusammenarbeit bietet, liegt hierin auch ein Hindernis, da viele andere GECF-Mitglieder kein Gas an die EU liefern. Weitere Hindernisse für eine enge kartellähnliche Zusammenarbeit im GECF sind die Energiestrategien der meisten Mitglieder, die auf eine Erhöhung der Exporte und der Marktanteile zielen, die unterschiedlichen Ländertypen im Forum, das Vorhandensein bedeutender Reservehalter und Produzenten außerhalb der Organisation, die abweichenden Interessen des größten Mitglieds Russland, der Einfluss hoher bzw. niedriger Gaspreise auf die Kooperationsbereitschaft und ein großes Vertrauensdefizit unter den GECF-Mitgliedern.

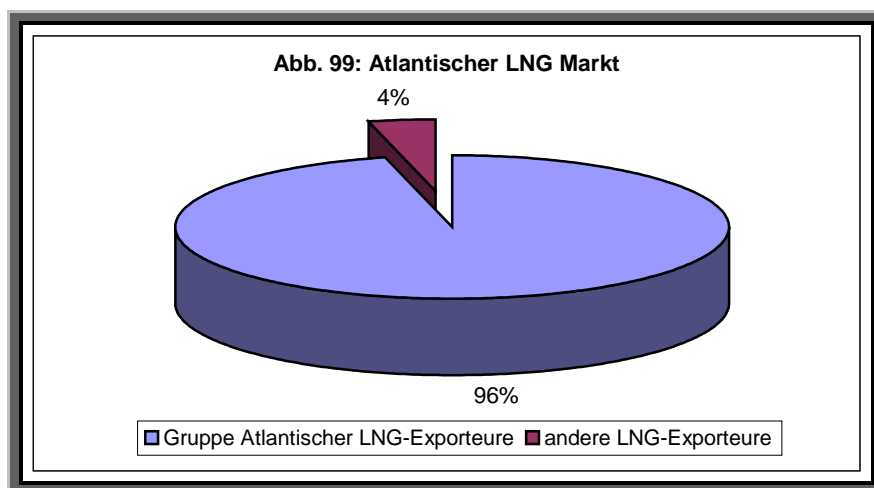
#### **10.2 Kooperationen zwischen einigen wenigen Exporteuren**

Im Allgemeinen ist man sich darüber einig, dass es schwer ist, Kartelle zu bilden und zu erhalten je mehr Mitglieder innerhalb einer solchen Organisation vertreten sind. Es verwundert entsprechend wenig, dass es neben dem GECF andere Kooperationsrahmen gibt, bei denen nur einige wenige Staaten versuchen, z. T. auf regionaler Ebene zusammenzuarbeiten. Im Folgenden wird auf verschiedene Gruppierungen eingegangen, die obwohl kleiner als das GECF, ebenfalls das Potential haben könnten, eine kartellähnliche Macht auf den Gassektor oder auf einzelne Regionen auszuüben. Allerdings bleiben viele der Schwierigkeiten, die einer engen Kooperation bei großer Teilnehmerzahl im Weg stehen, auch bei kleineren Teilnehmerzahlen bestehen, sind jedoch nicht so stark ausgeprägt. Bei abnehmender Anzahl der Akteure wird es tendenziell einfacher, mehr gemeinsame Interessen zu finden und zu gemeinsamen Entscheidungen zu kommen. Aus diesem Grund wird besonders auf die gemeinsamen oder gegensätzlichen Interessen der Akteure bei einer Kooperation eingegangen, um Wiederholungen zu begrenzen.

### 10.2.1 Ein Kartell der LNG-Expoteure im atlantischen Markt

Wie erwähnt spielten die EU-Marktreforemen bei der Gründung des GECFs eine wichtige Rolle. Allerdings birgt die Fixierung vieler GECF-Mitglieder auf den europäischen Markt die Möglichkeit einer Spaltung innerhalb des Forums zwischen den EU-Lieferanten bzw. den atlantischen LNG-Expoteuren und den Gasexpoteuren im asiatisch-ozeanischen Markt, die kein Gas an Europa liefern. Eine Organisation, die alle atlantischen LNG-Expoteure einbezieht, die aktuell Mitglieder des GECF sind, könnte erheblichen Einfluss auf die europäischen Gasmärkte ausüben (und begrenzen auf den US-amerikanischen).<sup>1442</sup>

Eine Kooperation zwischen Katar, Algerien, Nigeria, Ägypten und Trinidad und Tobago würde mit über 96% (67,81 Bcm) praktisch die Gesamtmenge des in 2008 im atlantischen LNG-Markt gehandelten Gases zusammenfassen (LNG gesamt 70,53 Bcm). Die restlichen 4% wurden in dem Jahr von den geringen LNG-Lieferungen aus dem norwegischen Snøvit-Feld, den libyschen Lieferungen und dem LNG aus Äquatorialguinea sowie aus dem Oman gestellt.<sup>1443</sup> Damit könnte diese Staatengruppe theoretisch eine solide, gemeinsame Front gegenüber den Hauptimporteuren EU und USA bilden. Die Konzentration auf einen gemeinsamen Markt im Atlantik erhöht zudem die Möglichkeiten, durch intensiven Informationsaustausch von der Arbitrage auf beiden Seiten des Ozeans zu profitieren. Auch Swap-Geschäfte dürften einfacher zu koordinieren sein. Analog zum GECF, stünde es dieser LNG-Gruppe auch offen, gemeinsame Standards einzuführen.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten: BP.

Die deutlich geringere Mitgliederzahl, eine größere Schnittmenge gemeinsamer Interessen und die Konzentration auf LNG ermöglichen dieser Gruppe atlantischer LNG-Lieferanten potentiell bessere Kooperationschancen als innerhalb des GECF. Befürworter eines solchen

<sup>1442</sup> Vgl. Stern, Jonathan: The New Security Environment for European Gas, S. 17.

<sup>1443</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 30.

LNG-Kartells halten es für möglich, dass eine derartige Organisation bei Zunahme des atlantischen LNG-Spot-Marktes sogar eine stabilisierende Wirkung auf die Volatilität des Gaspreises ausüben könnte. Unerwähnt bleibt hierbei, dass das Vorhandensein von Kartellen – selbst wenn dies die Preisvolatilität verringert – ebenfalls für höhere Preise sorgt, was die Wettbewerbsfähigkeit des Produkts gegenüber Pipelinegas oder anderen Substituten mindert. Unabhängig davon stünde eine atlantische „LNG-OPEC“ vor ähnlichen Problemen wie das Forum. Obwohl die Gruppe praktisch das gesamte LNG im Markt kontrollieren würde, bliebe fraglich, inwiefern es gelingen könnte, damit auch tatsächlich Marktmacht auszuüben. Einerseits ist die Menge des im Atlantik als LNG gehandelten Erdgases mit etwas über 70 Bcm recht gering und stellt nicht mehr als 3% des in der Region produzierten Erdgases. Dagegen werden über 23% der Produktion über Pipelines gehandelt.<sup>1444</sup>

Einem engen Informationsaustausch stehen ebenfalls die Strategien der einzelnen Exporteure im Weg. War dies bereits in dem breiter gefassten GECF der Fall, integrieren gerade die im Forum besonders ambitionierten Staaten diese atlantische „LNG-OPEC“ (allen voran Katar, Nigeria und Algerien). Es ist unwahrscheinlich, dass die Staaten kooperieren, wenn sie den Verlust eines Wettbewerbsvorteils riskieren würden. Zudem befinden sich innerhalb dieser kleineren Gruppe sehr unterschiedliche Staaten. Wie im GECF oder in der OPEC, finden sich auch in dieser LNG-Gruppe Staaten, die in die Kategorien der Preis-Stabilisierer (Staaten mit sehr hohen Reserven und niedriger Bevölkerung, z. B. Katar) oder der Einkommens-Maximierer (Staaten mit großer Bevölkerung, wie Nigeria oder Ägypten, und Staaten mit geringen Reserven wie Trinidad und Tobago) passen sowie solche, denen es v. a. auf die Ausweitung des eigenen Marktanteils ankommt (z. B. Algerien).

Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass das Potential einer Gruppe, Marktmacht auszuüben, nicht nur mit dem Reserven-, Produktions- oder Exportanteil zusammenhängt, sondern auch mit dem möglichen Markteintritt neuer Konkurrenten, der Elastizität der eigenen und konkurrierenden Produktion sowie mit der Elastizität der Verbrauchermärkte. Bezüglich des Markteintrittes neuer LNG-Exporteure ist mittel- bis langfristig zu erwarten, dass zumindest Venezuela als bedeutender LNG-Exporteur in den Markt eintreten könnte. Zusätzlich ist ebenfalls mit der Erweiterung der LNG-Exporte Norwegens zu rechnen, die bis jetzt aufgrund technischer Probleme sehr begrenzt gewesen sind. Auch die libyschen LNG-Lieferungen sind bis jetzt aus technischen Gründen gering und könnten in Zukunft zunehmen.

---

<sup>1444</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 24, 30. Atlantik: Pipelineimporte 531,63 Bcm minus Chile = 530,94 Bcm; LNG-Importe: 70,53; Produktion in Amerika, Europa, Afrika und ehemaliger UdSSR = 2273,3 Bcm



Ob es Russland gelingen wird, in absehbarer Zeit in den atlantischen LNG-Markt einzutreten, z. B. durch LNG aus dem Shtokman-Feld, ist unwahrscheinlich (abgesehen von den LNG-Lieferungen, die Gazprom aufkauft, um sie weiterzuverkaufen). Bis auf Norwegen dürften die neuen LNG-Exporteure mit einer Organisation atlantischer LNG-Exporteure zusammenarbeiten oder zumindest an einer Zusammenarbeit prinzipiell interessiert sein, da sie jetzt bereits innerhalb des GECF aktiv sind.

Problematisch wäre die Vergabe und Einhaltung von Quoten bzw. das koordinierte Begrenzen von Kapazitätserweiterungen. Aufgrund des kleineren Marktes und der geringeren Anzahl an Mitgliedern könnten die atlantischen LNG-Exporteure aber die Einhaltung getroffener Vereinbarungen einfacher kontrollieren. Katar könnte, dank der sehr geringen Bevölkerung, der sehr hohen Reserven und der höchsten LNG-Kapazitäten der Gruppe, die Rolle des Swing-Producers übernehmen. Katars geringe Bevölkerung und die hohen Reserven verringern die Notwendigkeit des Staates, durch einen konstant hohen Export, die sozialen Bedürfnisse der Bürger zu decken. Außerdem gehören die katarischen Erdgasreserven zu denjenigen mit den geringsten Explorations- und Erschließungskosten.<sup>1445</sup> Allerdings wird oft vergessen, dass eine Regulierung der LNG-Exporte ebenfalls mit privaten, profitorientierten Konzernen abgesprochen werden müsste. Denn während einige Produzentenländer die Verflüssigungskapazitäten in der Hand staatlicher Akteure behalten, beteiligen sich viele internationale Konzerne an den LNG-Aktivitäten bedeutender Exporteure wie Nigeria, Katar oder Trinidad und Tobago. Diese Konzerne dürften kaum Interesse an politisch und nicht wirtschaftlich motivierten Maßnahmen haben. Eine Regulierung der LNG Preise wäre darüber hinaus auch von den Entscheidungen der OPEC abhängig, da die LNG-Produzenten Katar, Algerien und Nigeria Mitglied des Ölkartells sind.

Stärker als beim GECF dürfte die Elastizität der Verbrauchermärkte gegenüber einem Kartell atlantischer LNG-Exporteure ausfallen. Dies liegt besonders daran, dass die LNG-Kosten – obwohl sie weiterhin kontinuierlich sinken – immer noch höher sind als die Kosten für Pipelineerdgas. Sollte die Organisation nun versuchen, die LNG-Preise im atlantischen Markt durch Absprachen weiter zu erhöhen, steigt die Attraktivität von Pipelinegas ebenso, wie die von LNG-Lieferungen aus entfernteren Regionen oder die Attraktivität von Erdgassubstituten insgesamt an. Hier ist auch auf die in den USA immer häufiger geförderten nicht-konventionellen Erdgase zu verweisen, die bei hohen Gaspreisen bereits heute wirtschaftlich in hohen Mengen zu fördern sind. Weitere Preiserhöhungen könnten nicht-konventionelle

---

<sup>1445</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 459.

Erdgase auch für andere Weltregionen interessanter machen. Außerdem ist zu beachten, dass die meisten LNG-Verträge noch auf langfristiger Basis laufen und künstliche Preiserhöhungen das Vertrauensverhältnis zwischen Exporteuren und Importeuren sehr belasten würden.

Ein solcher Vertrauensverlust würde zwei der Mitglieder, nämlich Algerien und Nigeria, besonders hart treffen. Denn Algerien ist nicht nur ein LNG-Exporteur, sondern ist mit Europa auch über Pipelines verbunden, über die der größte Teil des Erdgases exportiert wird. In diesem Zusammenhang hat Algerien kein Interesse daran, dass LNG in Europa mit Pipelinegas zu stark konkurriert. Algerien möchte den eigenen Anteil in den angestammten EU-Märkten erhalten oder, wenn möglich, erweitern (was bereits durch den krisenbedingten Rückgang des Bedarfs schwer fällt). Nigeria besitzt zwar im Moment keine Pipelineverbindung zur EU, bemüht sich jedoch seit einigen Jahren um den Bau der TSGP, die eine höhere Exportkapazität besitzen soll als die heutigen nigerianischen LNG-Exportkapazitäten.

#### **Verdichtung 53 (10.2.1)**

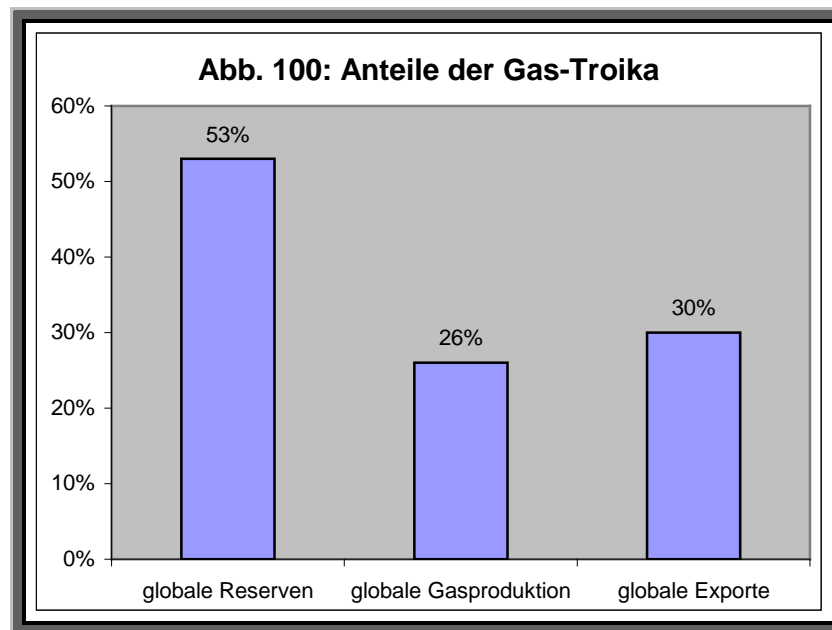
Praktisch alle Mitglieder dieser Gruppe haben die EU als wichtigsten Kunden. Sie stellen fast das gesamte, im atlantischen Markt gehandelte LNG. Die begrenzte Mitgliederzahl und die größere Schnittmenge gemeinsamer Interessen verbessern die Chance auf die Umsetzung gemeinsamer Entscheidungen. Zudem sind die Gefahren durch den Eintritt neuer Konkurrenten gering und die Elastizität der eigenen Produktion einfacher zu kontrollieren. Katar könnte sich u. U. als Swing-Supplier eignen. Allerdings ist der Anteil des insgesamt im Markt gehandelten Erdgases sehr gering. Darüber hinaus ist die Elastizität der Verbrauchermärkte aufgrund der ohnehin bereits hohen LNG-Kosten hoch, so dass Substitute schnell an Attraktivität gewinnen können. In einer Gruppe atlantischer LNG-Exporteure befänden sich zudem nicht nur verschiedene Ländertypen mit unterschiedlichen Interessen, sondern auch die Staaten mit den ambitioniertesten Exportzielen. Aktuelle bzw. zukünftige Pipelineexporteure wie Algerien und Nigeria haben zudem kein Interesse an einer zu starken Konkurrenz zwischen Pipelinegas und LNG in der EU. Zusätzlich hat Algerien ein starkes Interesse an dem Erhalt des eigenen Marktanteils, v. a. in den angestammten Märkten am Mittelmeer.

#### 10.2.2 Die Gas-Troika: Russland, Iran und Katar

Im Oktober 2008, kurz vor dem GECF-Treffen bei dem sich das Forum ein Sekretariat und eine Charta gab, kamen die Repräsentanten<sup>1446</sup> Russlands, Irans und Katars in Teheran zusammen. Bei dieser Gelegenheit schlossen sich die drei größten Reservehalter der Welt, die

<sup>1446</sup> Für Russland Alexei Miller (CEO von Gazprom), für Iran Gholamhossein Nozari (Öl-Minister) und für Katar Abdullah bin Hamad al-Attiah (ebenfalls Öl-Minister), vgl. Nasser, Ladane / Walters, Greg: Russia, Iran, Qatar Form 'Gas Troika,' Gazprom Says, Bloomberg, 21.10.2008, unter: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601085&sid=aeFP4Z8bWzLE&refer=europe>, 07.10.09.

zusammen über 53% der globalen Erdgasreserven kontrollieren und für knapp 26% der Gasproduktion sowie gut 30% der Erdgasexporte verantwortlich sind<sup>1447</sup>, zu einem lockeren Bündnis zusammen, das heute meistens unter dem Namen „Gas-Troika“ oder „G3“ bekannt ist. Die Aufgabe der G3 sollte laut Alexander Miller (CEO von Gazprom) besonders darin bestehen, als „Energie-Pol“ zu fungieren. Hierbei sollten die drei wichtigsten Reservehalter vorab zu Übereinkünften bei wichtigen strategischen Themen gelangen, bevor diese Themen dann in einem erweiterten Forum allen GECF-Mitgliedern präsentiert werden.<sup>1448</sup>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten BP.

In diesem Sinn kann man die Troika auf zweierlei Weise betrachten. Einerseits als eine Art Avantgarde unter den Erdgasproduzenten, die als harter Kern für eine engere Kooperation plädiert und für weitere GECF-Staaten offen ist. Andererseits als eine Art Direktorium innerhalb des Forums, in dem Vorhaben, die unter den G3 vorab diskutiert worden sind, später bei dem GECF-Treffen im gesamten Forum umgesetzt werden (z. B. die Schaffung eines Sekretariats). Für die Troika als Avantgarde sprechen Aussagen von Gazproms Alexei Miller, der vom Dreigespann als „Lokomotive“ innerhalb des GECF spricht.<sup>1449</sup> Für die G3 als informelles GECF-Direktorium sprechen jedoch Aussagen aus dem Iran, die innerhalb der Troika getroffenen Beschlüsse sollten dem GECF-Ministertreffen zur Entscheidung vorgelegt werden. Als einmalige Kooperation scheint die Troika jedenfalls nicht konzipiert worden zu

<sup>1447</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 22, 24, 30.

<sup>1448</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Gas Exporting Countries Forum: The Russian-Iranian Gas Cartel, in: Journal of Energy Security, Institute for the Analysis of Global Security, Dezember 2008, S. 2, unter: [http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=90%3Aenergysecuritydecember08&id=171%3Agas-exporting-countries-forum-the-russian-iranian-gas-cartel&format=pdf&option=com\\_content&Itemid=334](http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=90%3Aenergysecuritydecember08&id=171%3Agas-exporting-countries-forum-the-russian-iranian-gas-cartel&format=pdf&option=com_content&Itemid=334), 04.03.2009.

<sup>1449</sup> Vgl. EIA: International Energy Outlook 2009, S. 42f.

sein. Bei der Gründung der Gas-Troika gaben Russland, Iran und Katar die Schaffung eines technischen Komitees bekannt, das sich mit der Implementierung gemeinsamer Projekte beschäftigen und sich drei bis viermal jährlich treffen soll.<sup>1450</sup> Insgesamt kann man die Gas-Troika auch als einen ernsthafteren und realistischeren – wenn auch weniger ambitionierten – Versuch beschreiben, die Kooperation zwischen den Gasexporteuren und -produzenten zu vertiefen. Dabei soll offiziell (vorerst zumindest) auf die Vergabe von Förderquoten verzichtet werden und die Kooperation rund um die drei Säulen Investitionen, Vermarktung und technologische Entwicklung intensiviert werden.<sup>1451</sup>

Die konkreten Interessen der drei Staaten in eine vertiefte Kooperation sind sehr unterschiedlich. Die Beteiligung Katars, aber besonders des Irans (das gemeinsam mit Venezuela von Anbeginn offen für eine Kartellbildung im Gassektor eingetreten war), verwundert wenig. Russland dagegen hatte lange betont, kein Interesse an einem Gas-Kartell zu haben, was in erster Linie daran lag, dass Moskau sich nicht in die eigene Förderpolitik einreden lassen wollte und den Verlust von Marktanteilen befürchtete (s. o.). In den letzten Jahren jedoch, wurde eine Intensivierung russischer Aktivitäten innerhalb des GEFCs und zu einzelnen Erdgasexporteuren bemerkbar. Hintergrund für das verstärkte russische Engagement, das als Voraussetzung für die Bildung der Troika gilt, soll das Scheitern einer Kartellbildung unter russischer Führung mit den größten Erdgasproduzenten Eurasiens gewesen sein, allen voran mit Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan. Konkret soll es sich bei dem 2002 vorgeschlagenen Bündnis kaspischer und zentralasiatischer Erdgasmächte unter Führung Moskaus um die sogenannte „Alliance of Gas-Exporting Countries“<sup>1452</sup> oder „Eurasian Gas Alliance“<sup>1453</sup> gehandelt haben. Diese Initiative trug keine Früchte und galt spätestens 2005 als gescheitert.

Bei dem GEFCF-Treffen im April 2007 in Doha hat Moskau dann versucht, eine aktivere Rolle zu übernehmen. Ein erster Schritt hierzu war die Schaffung einer Sondergruppe (high level

---

<sup>1450</sup> Vgl. Nasser, Ladane / Walters, Greg: Russia, Iran, Qatar Form 'Gas Troika,' Gazprom Says.

<sup>1451</sup> Vgl. Wilczewski, Warren: The Big-Gas-Troika: A Lot of Hot Air, in: Journal of Energy Security, Institute for the Analysis of Global Security, Dezember 2008, S. 4, unter: [http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=90%3Aenergysecuritydecember08&id=170%3Athe-big-gas-troika-a-lot-of-hot-air&format=pdf&option=com\\_content&Itemid=334](http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=90%3Aenergysecuritydecember08&id=170%3Athe-big-gas-troika-a-lot-of-hot-air&format=pdf&option=com_content&Itemid=334), 04.03.2009.

<sup>1452</sup> Vgl. Socor, Vladimir: A Russian-Led „OPEC for Gas“? Design, Implications, Countermeasures, in: Lithuanian Foreign Policy Review, Issue 20/2008, S. 117.

<sup>1453</sup> Hierbei handelte es sich im wesentlichen um die Koordinierung der Energiepolitik innerhalb der Gruppe der Eurasische Wirtschaftsgemeinschaft. Die Idee hierzu tauchte 2002 auf, galt jedoch – als Versuch zur Bildung eines Gaskartells – bereits 2005 nach einem Treffen im kasachischen Almaty, als gescheitert; hierzu vgl. Turkmenistan Press, Itera expresses interest in Eurasian gas alliance plan, vgl. Company News: Central Asia, in: Alexander's Oil & Gas Connections, Vol. 7, Issue 7, 08.04.2002, unter: <http://www.gasandoil.com/goc/company/cnc21549.htm>, 07.10.09 und vgl. Eurasian gas alliance is not an official organization as yet – Almaty meeting experts, Caucas.com, 14.10.2005, unter: [http://www.caucas.com/home\\_eng/depeches.php?idp=294&PHPSESSID=df4e939cd1a29e](http://www.caucas.com/home_eng/depeches.php?idp=294&PHPSESSID=df4e939cd1a29e), 07.10.09.

group), die von Russland angeführt wurde und sich mit Themen wie dem Preisbildungsmechanismus bei Erdgas und LNG, Infrastrukturprojekte und den Beziehungen zu den Gasverbrauchern auseinandergesetzt hat.<sup>1454</sup> Die Bildung der Troika ein Jahr später in Teheran kann als logische Fortsetzung der vorangegangenen russischen Bemühungen, aber auch der niedrigen Energiepreise im Kontext der globalen Wirtschaftskrise, verstanden werden.

Da die Gas-Troika keine Förderquoten festlegt, wird vermutet, dass die G3 weniger auf Preisabsprachen, sondern eher auf die Aufteilung der Märkte setzen könnte, um so den Wettbewerb unter den beteiligten Akteuren zu mindern. Russland dürfte eine solche Aufspaltung der Märkte besonders aufgrund der Bindungen zusagen, die durch den Pipelinetransport entstehen, aber auch, weil Moskau im europäischen Markt immer stärkerer Konkurrenz ausgesetzt ist. Berichten zufolge hat sich Moskau in der Vergangenheit im Rahmen des GECFs für die Einrichtung von Einflussphären in den Gasmärkten ausgesprochen, ohne jedoch eine Mehrheit der Forumsteilnehmer auf seine Seite ziehen zu können. Ein solcher „Waffenstillstand“ – denn nichts anderes würde die Bildung von Einflussphären bewirken – könnte im kleineren Rahmen für Russland eher gelingen und wird z. T., wie in der Dichten Beschreibung gezeigt, bereits betrieben. Dies geschieht u. a., indem sich Russland an Infrastrukturprojekte beteiligt, die nicht für die eigenen Zielmärkte bestimmt sind (z. B. iranische Pipelineprojekte, die östliche statt westliche Märkte bedienen sollen, u. a. Kap. 7.5.8).

Die Institutionalisierung einer solchen Zusammenarbeit innerhalb der G3 läuft auf Versuche Moskaus hinaus, die Erweiterungen der Exportkapazitäten wichtiger aktueller oder zukünftiger Konkurrenten, vom „eigenen“ europäischen Markt weg zu leiten. Dies ist auch deswegen besonders wichtig, weil Katar, aber erst recht Iran, gemessen an den hohen Reserven (entsprechend 13,8% und 16% der weltweiten Reserven), die eigenen Exporte in Zukunft deutlich ausweiten können (5% bzw. Iran als Nettoimporteur) und Russland diesen Staaten bei einer Kooperation eine Erhöhung der Exporte zugestehen müsste (Russland besitzt 23,4% der Reserven und stellt gut 19% der Exporte).<sup>1455</sup>

Iran treibt die Idee eines Gas-Kartells seit geraumer Zeit besonders enthusiastisch voran, so dass der Wille Teherans, mit Russland und Katar zusammenzuarbeiten, kaum verwundert.

---

<sup>1454</sup> Vgl. Flynn, Chris / Dyer, Erin: A Tale of Two Hemispheres: The Creation of a Gas Cartel v the Commoditisation of Gas, in: Picton-Turbervill, Geoffrey (Hrsg.), *The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2008. A practical insight to cross-border Gas Regulation work*, Global Legal Group, London 2008, S. 1.

<sup>1455</sup> Vgl. Wilczewski, Warren: *The Big-Gas-Troika*, S. 1f, 4.

Obwohl Katar und Russland vermieden, die Bildung der Gas-Troika als Kartell hinzustellen, hinderte dies Iran nicht, die Einigung vom Oktober 2008 als „Gas-OPEC“ zu bezeichnen. Wie oben jedoch gezeigt, wäre die Bezeichnung „Kartell“ für die Troika etwas übertrieben, da sie v. a. die Kooperation der drei Staaten in einigen Gebieten (Marketing, Infrastruktur etc.) erleichtern, jedoch keine Quoten oder Förderniveaus vorgeben soll. Dabei vermuten einige, dass Irans quasi-Obsession mit der Bildung eines Kartells in erster Linie genutzt werden soll, um Europa zu einem Bruch mit den USA bezüglich der Sanktionen und zu Investitionen im iranischen Gassektor zu bewegen.<sup>1456</sup>

Wie in der Dichten Beschreibung gezeigt, hat Iran einen enormen Investitionsbedarf, nicht nur für Exportprojekte. Besonders für Projekte, die sich auf den Inlandsbedarf richten, werden hohe Investitionen gebraucht. Entsprechend könnte Teheran geneigt sein, den russischen Vorstellungen einer Aufteilung der Märkte zu folgen, solange diese zu höheren Gaspreisen führt – auch wenn es nicht der iranischen Idealvorstellung einer Gas-OPEC entspricht (z. B. mit Förderquoten wie bei der OPEC). Zudem wird darauf hingewiesen, dass Iran die Unterstützung Moskaus (bzw. des russischen Vetorechts im UN-Sicherheitsrat) bei den Auseinandersetzungen um das iranische Atomprogramm benötigt, was eine Kooperation mit Russland zusätzlich begünstigt. Sollte sich Iran jedoch aus der internationalen Isolation befreien können (z. B. durch die Lösung des Atomkonflikts) und als Partner Europas im Gassektor in Betracht kommen, hätte Teheran kaum noch einen Grund, sich aus dem lukrativen europäischen Markt fernzuhalten.<sup>1457</sup>

Wenn die Gas-Troika tatsächlich als Vehikel für russische Interessen dienen sollte, die Gasmärkte unter den drei Exporteuren aufzuteilen, stellt sich die Frage der katarischen Interessen. Zwar hat sich Katar in der Vergangenheit des Öfteren prinzipiell offen für eine Kooperation zwischen den Gasproduzenten und -exporteuren gezeigt, doch kann das Emirat keinerlei Interesse an einer Regelung haben, bei der Russland Europa zugeschlagen bekommt, Iran Südasien erhält und die Produktion oder die Erweiterung der Produktionskapazitäten begrenzt werden. Katar hat in der Vergangenheit – mit maßgeblicher Beteiligung westlicher Konzerne – stark in die Erweiterung der eigenen Produktion investiert und hat LNG-Großprojekte on stream gebracht, die bedeutende Volumina langfristig an den europäischen Markt binden. Hier ist die Konkurrenz mit Russland (z. B. in Italien, Frankreich oder im VK) bereits vorprogrammiert. Doch exportiert das Emirat ebenfalls bedeutende Mengen LNG an

---

<sup>1456</sup> Vgl. Kupchinsky, Roman: The Gas Cartel Troika, Eurasia Daily Monitor, Vol. 5, Issue 210, The Jamestown Foundation, 03.11.2008, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34072](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34072), 02.10.09.

<sup>1457</sup> Vgl. Wilczewski, Warren: The Big-Gas-Troika, S. 4, 6.

asiatische Verbraucher und kann auch keinerlei Interesse haben, diese Märkte der Islamischen Republik zu überlassen.

In Bezug auf Iran muss zusätzlich betont werden, dass es im Interesse Katars sein dürfte, die Exportkapazitäten zeitnah weiter zu expandieren. Momentan hat Katar ein Moratorium ausgesprochen, das neue Projekte im North Field verbietet, aus dem so gut wie die gesamte Gasproduktion des Emirats stammt. Sollte sich jedoch herausstellen, dass das Reservoir neue Projekte verkraften könnte, liegt es im katarischen Interesse, die Förderung zu maximieren, da Iran das South Pars-Feld (die geologische Verlängerung des North Fields), noch nicht komplett erschlossen hat. Wartet Katar mit der weiteren Erschließung des eigenen Mega-Erdgasfeldes, mindert möglicherweise jeder Kubikmeter Gas, den Iran fördert, die mögliche zukünftige Ausbeute des Emirats.<sup>1458</sup>

Trotz Beteiligung von nur drei Staaten stellt sich heraus, dass die Gas-Troika nur sehr begrenzt als Kartell funktionieren könnte, da die beteiligten Staaten langfristig wenige gemeinsame Interessen haben. Selbst bei ausreichend gemeinsamen Interessen stellt sich die Frage, ob Russland in einer kartellähnlichen Organisation gemeinsam mit OPEC-Staaten (Iran und Katar) vertrauensvoll zusammenarbeiten könnte. Zahlreiche OPEC-Mitglieder haben ein gespanntes Verhältnis zu Russland, da Moskau die Erdöl-Förderpolitik nicht mit dem Kartell abspricht. Versuche der OPEC, Russland zur Kooperation zu ermuntern, sind gescheitert, obwohl Moskau in der Vergangenheit als Beobachter bei OPEC-Treffen teilgenommen hat.<sup>1459</sup> Moskau hatte noch bei der Gründung der Gas-Troika zugesagt, enger mit den Erdölexporteurs zusammenzuarbeiten<sup>1460</sup>, sich jedoch in der darauf folgenden Zeit nicht an die Zusagen gehalten und die Ölförderung sogar erhöht, als die OPEC die eigene Förderung drosselte (s. o.).

Selbst wenn die Zusammenarbeit innerhalb der G3 einige Zeit funktionieren würde, müsste Russland aufgrund der enormen Erdgasreserven und der geplanten Erschließung neuer Erdgasvorkommen in neue Märkte vorstoßen. Denn Europa wird mittelfristig weder die zusätzlichen Gasmengen abnehmen können noch wollen – immerhin strebt man dort die Diversifizierung der Bezugsquellen an. Dies bedeutet, dass Russland in absehbarer Zukunft in von den „Partnern“ dominierte Regionen vorstoßen wird. Der wichtigste Vorteil einer Kooperation besteht für Moskau also darin, Zeit zu gewinnen. In dieser Zeit kann Russland sich sammeln, neue Projekte vorantreiben und neue Reserven erschließen, während der

---

<sup>1458</sup> Vgl. Ebd., S. 5.

<sup>1459</sup> Vgl. OPEC fühlt sich von Russland mit Öl angeschiert, 14.09.2009.

<sup>1460</sup> Vgl. Cohen, Ariel: Gas Exporting Countries Forum: The Russian-Iranian Gas Cartel, S. 2.

Wettbewerb im europäischen Gasmarkt etwas geringer ausfällt als er ohne Kooperation in der Troika wäre. Sind die neuen russischen Projekte einmal umgesetzt und die neuen Reserven erschlossen, kann Moskau kaum Interesse an der regionalen Begrenzung der eigenen Exporte haben.<sup>1461</sup> Zusätzlich zu diesen Schwierigkeiten gelten für die G3 ähnliche Hindernisse, wie bei den vorangegangenen kartellähnlichen Kooperationsrahmen (z. B. kein Swing-Producer, viele potentielle Wettbewerber, die sich nicht an der Kartellbildung oder an der Aufteilung der Märkte beteiligen würden etc., siehe hierzu Kapitel 10.1).

Die Problematik des fehlenden Swing-Producers ist bereits bezüglich des GECFs und des Kartells der LNG-Exporteure angesprochen worden. Bis jetzt allerdings ist immer von einem Akteur gesprochen worden, der diese Rolle übernimmt. Die Gas-Troika könnte einen Weg aufzeigen, wie Gasexporteure dieses Hindernis für eine enge Zusammenarbeit überwinden könnten. Denn wenn die G3 als harter Kern innerhalb des GECFs verstanden wird, in dem die drei wichtigsten Reservehalter enger kooperieren und sich absprechen, könnten die Troika-Mitglieder (erst einmal v. a. Russland und Katar) gemeinsam als Swing-Producer auftreten. Obwohl dies natürlich entsprechend koordiniert werden müsste, könnten sich die G3 die hohen Kosten für den Aufbau und Erhalt freier Produktions- und Exportkapazitäten teilen.<sup>1462</sup>

#### **Verdichtung 54 (10.2.2)**

Diese Gruppe der drei wichtigsten Reservehaltern soll vorab wichtige strategische Entscheidungen treffen. Es ist jedoch unklar, ob die Gruppe als Direktorium oder Avantgarde zu verstehen ist. Trotz der nur geringen Mitglieder, unterscheiden sich die Interessen erheblich. Die G3 setzen keine Produktionsquoten, könnten aber auf eine Aufteilung der Märkte aus sein, was eher Moskaus Interessen entgegen kommen dürfte. Denn Katar und Iran stünden, gemessen an den Reserven, eine Erweiterung des Exportanteils zu. Geht es nach Moskau, sollen Doha und Teheran diese Anteile aber nicht in der EU holen. Iran ist der stärkste Befürworter eines Gaskartells, benötigt allerdings dringend Investitionen, was aufgrund der internationalen Isolation nicht einfach ist. Moskau soll hierbei ebenso helfen, wie bei der Abwendung weiterer Sanktionen. Ohne Sanktionsregime aber hätte Teheran kein Interesse daran, dem lukrativen EU-Markt fern zu bleiben. Die Troika ist mit Katars Interessen sogar weitestgehend inkompatibel. Die Spannungen zwischen Moskau und der OPEC belasten die Mitarbeit zusätzlich. Obwohl es keinen Swing-Supplier gibt, könnten z. B. Moskau und Doha sich die Kosten hierfür teilen. Der deutlichste Gewinner einer G3-Kooperation wäre aufgrund des Zeitgewinns Moskau.

<sup>1461</sup> Vgl. Wilczewski, Warren: The Big-Gas-Troika, S. 2f.

<sup>1462</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 458.



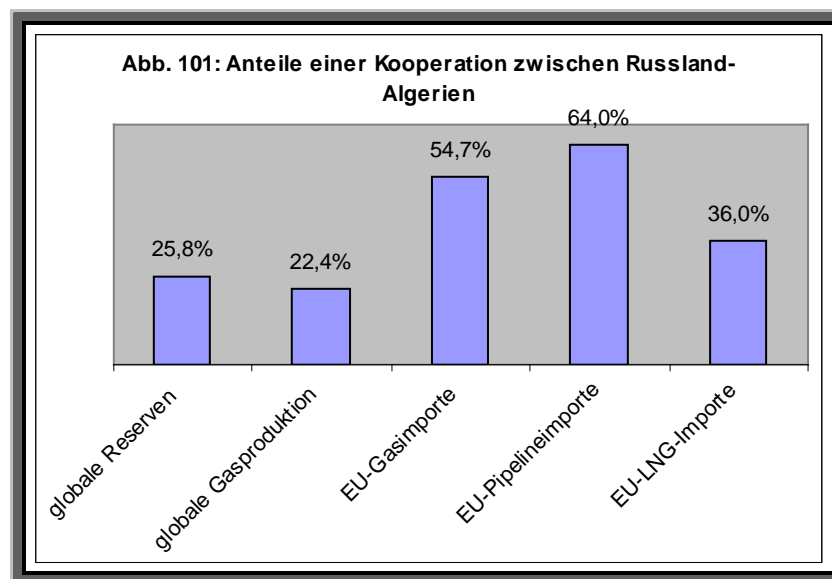
### 10.2.3 Mini-Gas-OPEC

Neben den bereits vorgestellten Kooperationsrahmen gibt es auch solche, die lediglich bilateral organisiert sind. Die meisten dieser Kooperationen spielen sich zwischen Russland und ausgewählten Exporteuren und Produzenten ab. Moskau ist, besonders nach dem vorläufigen Scheitern eines „Eurasischen Gaskartells“ (s. o.) in 2005, zahlreiche bilaterale Kooperationen eingegangen. In den letzten Jahren hat Russland, bzw. die staatliche Gazprom, u. a. mit Venezuela, Bolivien, Nigeria und Libyen Kooperationsvereinbarungen unterzeichnet und gemeinsame Energieprojekte in Angriff genommen.

#### 10.2.3.1 Russland-Algerien

In Europa hat besonders die Annäherung zwischen Moskau und Algier die Besorgnis vor negativen Folgen für die eigene Erdgasversorgung geweckt. In Brüssel und in vielen europäischen Hauptstädten geht die Sorge um, eine enge Kooperation zwischen Russland und Algerien könnte auf Europa kartellähnliche Auswirkungen entfalten, weswegen man in diesem Zusammenhang auch manchmal von einer „Mini-Gas-OPEC“ spricht.

Beide Staaten zusammen stellen mindestens 25,8% der weltweiten Reserven (die offiziellen Reservenangaben Algeriens sind viel höher), 22,4% der globalen Produktion<sup>1463</sup> und 54,7% der EU-Importe (c.a. 64% der Pipeline- und 36% der LNG-Importe).<sup>1464</sup> Eine enge Zusammenarbeit zwischen den beiden Staaten hätte jedoch, trotz der bedeutenden Anteile und selbst auf Europa begrenzt, erhebliche Schwierigkeiten zu überwinden.



Quelle: Eigene Darstellung; Daten BP, Eurostat.

<sup>1463</sup> Vgl. BP p.l.c.: BP Statistical Review of World Energy June 2009, S. 22, 24.

<sup>1464</sup> Vgl. Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007, S. 17.

Hatte sich die Beziehung zwischen Moskau und Algier nach dem Zerfall der UdSSR merklich abgekühlt, unternahmen beide Länder mit dem Machtantritt Bouteflikas (in 1999) und Putins (in 2000) die ersten Versuche einer Wiederannäherung. Es war jedoch besonders Putins Staatsbesuch in Algerien im März 2006, der im Energiesektor die Intensivierung der Kooperation einleiten sollte. Verknüpft wurden die Verhandlungen im Energiesektor mit den algerischen Schulden an die UdSSR, die bei ca. 4,7 Mrd. US\$ lagen, sowie mit dem Kauf von Rüstungsgütern im Wert von gut 7,5 Mrd. US\$. Doch trotz der Bemühungen der mitgereisten Gazprom- und Lukoil-Delegationen, kam es im März zu keinem Abkommen. Erst im August 2006 wurde zwischen der algerischen Sonatrach und dem russischen Gasmonopolisten ein MoU unterzeichnet, bei dem man sich – so weit bekannt – allgemein darauf einigte, z. B. gemeinsame JVs zu gründen, Informationen auszutauschen (besonders im LNG-Bereich) und gemeinsame Explorations- und Erschließungsaktivitäten zu unternehmen. Der Mehrwert dieses JVs für Gazprom wurde jedoch von den Medien in Frage gestellt, da Algerien ähnliche Abkommen bereits mit Royal Dutch/Shell oder mit der norwegischen Statoil (damals noch StatoilHydro) abgeschlossen hatte und Gazprom und Sonatrach eher in einem intensiver werdenden Wettbewerb zueinander stünden (zukünftig auch im LNG-Bereich).

Eine intensive Kooperation zwischen beiden Ländern wurde zudem durch die russischen Bemühungen erschwert, Libyens Erdgasexporte nach Europa zu erhöhen, wo Tripolis in direkter Konkurrenz zu Algier steht. Außerdem war es bereits vor Abschluss des MoUs zu Spannungen zwischen Algerien und Russland gekommen. Damals hatte Algerien das Vorgehen Russlands während der ukrainischen Gaskrise Anfang 2006 als schädlich für sich und andere bedeutende Pipelineexporteure in Europa kritisiert. Zudem verwies der algerische Energieminister auf die Möglichkeit, über Italien Erdgas nach Osteuropa zu exportieren. Aus diesem Grund wurde schon 2006 spekuliert, dass das Abkommen vom August 2006 in erster Linie dazu dienen sollte, Algerien von der russischen „Export-Sphäre“ in Europa fernzuhalten und den europäischen Markt unter den beiden aufzuteilen.<sup>1465</sup>

In 2006 prüfte Algerien neue Pipelineprojekte nach Europa (Medgaz, Galsi). Diese Projekte sahen für die Zukunft neben algerischen Gaslieferungen auch die Möglichkeit vor, Erdgas aus anderen afrikanischen Ländern nach Europa zu transportieren (z. B. aus Nigeria über die TSGP). Gazprom hatte Interesse gezeigt, sich an solchen mit russischem Erdgas konkurrierenden Projekten zu beteiligen, um diese zumindest zum Teil beeinflussen zu können. Zu diesem Zweck wurde Anfang 2007 ein neues MoU zwischen beiden

---

<sup>1465</sup> Vgl. Katz, Mark N.: Russia and Algeria: Partners or Competitors?, in: Middle East Policy, Vol. 14, Nr. 4, Winter 2007, S. 152-157.

Staatskonzernen unterzeichnet. Eine Aufteilung des europäischen Marktes und eine Beteiligung an Pipelineprojekten lag und liegt durchaus im russischen Interesse. Die Vorteile einer solchen Kooperation für Algerien sind dagegen schwieriger auszumachen, besonders weil Algier eine Ausweitung der Exporte verwehrt geblieben wäre. Immerhin hatte Algerien in den letzten Jahren Anteile an den EU-Importen verloren und hatte den eigenen Anteil am EU-Gasverbrauch nur auf ähnlichem Niveau halten können. Zum einen erhielt Algerien die Option, sich an russischen Pipelines zu beteiligen. Noch wichtiger aber war der Erlass der sowjetischen Schulden, der mit der Vergabe eines Kredits verbunden war, um russische Waren (v. a. Rüstungsgüter) zu erwerben. Eine wichtige Rolle könnte auch eine Unterstützung Russlands bei dem Westsahara-Konflikt gespielt haben. Ausschlaggebend aber scheint ein Passus im zweiten MoU gewesen zu sein, im Bereich der zivilen Nutzung der Kernkraft zu kooperieren.<sup>1466</sup>

Ob diese Vorteile jedoch genügen, um langfristig mehr als eine lockere Kooperation zwischen Russland und Algerien zu erhalten, ist fraglich. Denn besonders bei einer intensiveren Kooperation als im MoU vorgesehen, also z. B. in Richtung echter kartellähnlicher Absprachen, kämen neben den oben genannten divergierenden Interessen und der Konkurrenz beider Akteure auch noch ähnliche Schwierigkeiten, wie bereits bei der Bildung einer Gas-OPEC oder der G3 beschrieben hinzu (Problem der Produktionsquoten, Koordination bei Kapazitätserweiterungen, Struktur des Gasmarktes, Unterschiede bei den Förderkosten, etc.). Zu bedenken ist darüber hinaus, dass die Aufteilung der EU in Interessens-Sphären problematischer ist, als die Aufteilung in Welt-Regionen wie zwischen Russland, Iran und Katar. Während die Welt-Regionen tatsächlich weitestgehend voneinander abgeschnitten sind, entwickelt sich der EU-Gasmarkt immer stärker zu einem liberalisierten und integrierten Markt. Durch den Ausbau von Interconnectoren, Gasspeichern und dem Verbot von „destination clauses“ können Lieferländer letzten Endes nicht kontrollieren, wer und wo ihr Erdgas verbraucht.

#### 10.2.3.2 Russland-Katar

Neben einer Kooperation zwischen Algerien und Russland werden ebenfalls den Beziehungen zwischen Russland und dem Emirat Katar Beachtung geschenkt. Dies liegt daran, dass Katar nicht nur als drittgrößter Reservehalter und größter LNG-Exporteur weltweit bedeutsam ist, sondern von vielen europäischen Staaten als einer der wichtigsten Akteure für eine

---

<sup>1466</sup> Vgl. Darbouche, Hakim: Russian-Algerian cooperation and the „gas-OPEC“: What’s in the pipeline?, CEPS Policy brief, Nr. 123, Brüssel 2007, S. 3ff.

Diversifizierung der Erdgasimporte betrachtet wird. Oben ist bereits auf die unterschiedlichen Sachverhalte eingegangen worden, die einer engen Zusammenarbeit zwischen Moskau und Doha im Rahmen des GECFs und der Gas-Troika im Weg stehen könnten. Deswegen soll an dieser Stelle nur auf die direkten Interessensgegensätze sowie auf die bilaterale Beziehung beider Staaten eingegangen werden.

Die Beziehungen zwischen Russland und Katar waren in den vergangenen zehn Jahren zum Teil sehr gespannt. In erster Linie waren dafür Gründe außerhalb des Energiesektors verantwortlich. Das Emirat sah sich russischen Vorwürfen ausgesetzt, tschetschenische Separatisten in Russland nicht nur finanziell zu unterstützen, sondern darüber hinaus dem tschetschenischen Rebellenpräsident Zelimkhan Yandarbiyev Zuflucht geboten zu haben. Tatsächlich lebte Yandarbiyev ab 1999 in Katar und wurde 2002 von Moskau in Verbindung mit dem Anschlag auf ein moskauer Theater gebracht. Katar versprach zwar die russischen Vorwürfe zu prüfen, lieferte aber den Tschetschenen nicht an Moskau aus. Als Yandarbiyev im Februar 2004 durch eine Autobombe ums Leben kam, nahmen die katarischen Behörden drei russische Staatsbürger als Verdächtige fest. Moskau reagierte darauf mit der Festnahme katarischer Bürger. Im Laufe der Jahre 2005 und 2006 entspannten sich die Beziehungen langsam und verbesserten sich ab Februar 2007 deutlich, als Putin das Emirat besuchte.

Die Bemühungen Russlands um eine Verbesserung der Beziehungen zum Emirat fallen mit den verstärkten Anstrengungen des Kremls zusammen, nach dem Scheitern der „Eurasischen Gas-Allianz“, den eigenen Einfluss im Gassektor auf anderem Wege zu erweitern. Die Verbesserung der Beziehungen zum Emirat scheint von dem Wunsch nach einer Koordinierung der Aktivitäten beider Staaten im Gassektor geleitet gewesen zu sein. Der Besuch Putins 2007 wurde international besonders zur Kenntnis genommen, da er nur kurz nach dem iranischen Vorschlag zur Gründung eines Gas-Kartells stattfand. Die Abkommen, die Russland und Katar im Energie- und Gassektor in den Wochen nach der Staatsvisite abschlossen, blieben jedoch weit hinter den Erwartungen Gazproms und anderer russischer Unternehmen zurück. Dabei versuchte Russland auch in diesem Fall, die Geschäfte im Energiebereich mit vorteilhaften Rüstungsgeschäften zu verknüpfen.

Aufgrund der steigenden Bedeutung Katars für die europäische Gasversorgung hat Moskau vornehmlich ein Interesse daran, die Auswirkungen der katarischen LNG-Exporte auf die eigenen Gasexporte in die EU so gering wie möglich zu halten. In diesem Sinn zielt die russische Kooperation mit Katar zum einen darauf ab, zu verhindern, dass hohe Volumina katarischen Erdgases zu starker Konkurrenz oder zu einem Preisverfall in Europa führen. Um

Einfluss auf den katarischen Gassektor auszuüben, setzt Russland aber zum anderen nicht nur auf den Abschluss intergouvernementaler Verträge, sondern auch auf direkte Beteiligungen russischer Konzerne – allen voran von Gazprom – an Projekten und Unternehmen im Emirat. Hierbei spielen v. a. zwei Motive eine Rolle. Einerseits macht es für ein Unternehmen wie Gazprom wirtschaftlich Sinn, in die expandierenden LNG-Unternehmungen des Emirats zu investieren, um von dieser Entwicklung zu profitieren. Andererseits scheint ein russisches Engagement auch darauf abzuzielen, die katarische Exportpolitik mitbestimmen zu können.

Während sich eine enge Zusammenarbeit für Moskau also durchaus auszahlen könnte, bleibt es fraglich, welche Vorteile – und damit welche Motivation – Katar an einer Zusammenarbeit mit Moskau haben könnte. In den vergangenen Kapiteln ist bereits darauf hingewiesen worden, dass die Strategie des Emirats eine starke Expansion der Exporte vorsieht. Doha wird also kein Interesse an einer Kooperation haben, wenn dies zu einer Drosselung der Exporte oder der geplanten Expansion selbiger führen würde. Selbstverständlich hat Katar ein Interesse daran, die Einnahmen aus dem Gasgeschäft zu maximieren. Und selbstverständlich wird Doha mit Russland kooperieren, wenn das Emirat eine Chance sieht, die Profite zu erhöhen, doch scheinen die Interessen Russlands und Katars nur schwer vereinbar zu sein. Auf keinen Fall ist damit zu rechnen, dass Doha gegen die eigenen Interessen handelt, nur um Russland in irgendeiner Art zu begünstigen. Auf gute Beziehungen zu Moskau dürfte der Emir von Katar zwar großen Wert legen, doch darf bezweifelt werden, ob dies als Grundlage für eine enge Zusammenarbeit im Gasbereich ausreicht.

Trotz der geringen Vorteile einer Kooperation zwischen Katar und Russland für das Emirat, kann man davon ausgehen, dass Katar nicht auf Konfrontationskurs gehen wird. Wahrscheinlicher ist, dass sich Doha nach außen möglichst kooperativ zeigen wird. Es wäre möglich, dass Katar Konsultationen mit Moskau abhält und damit in der Öffentlichkeit die Bereitschaft zur Zusammenarbeit signalisiert. Vielleicht eröffnet Katar russischem Kapital die Möglichkeit, im katarischen Gassektor zu investieren. Katar könnte aber auch eine Hinhaltenaktik verfolgen, bei der selbst nach langen Verhandlungen keine konkreten Ergebnisse bezüglich einer Zusammenarbeit im Gassektor erzielt würden, aber Moskau nicht das Gesicht verlieren würde. Noch mehr als bei Algerien gilt bei den Beziehungen zu Katar, dass Russland eine Kooperation mit dem Emirat deutlich dringender braucht, als das Emirat eine Kooperation mit Russland.<sup>1467</sup>

---

<sup>1467</sup> Vgl. Katz, Mark N.: Russia and Qatar, Middle East Review of International Affairs, Vol. 11, Nr. 4, Dezember 2007, S. 1-5.

Neben den russischen Versuchen, mit Katar und Algerien enge Kooperationen im Gassektor einzugehen, hat Moskau in den vergangenen Jahren versucht, auch mit zahlreichen anderen Staaten zusammenzuarbeiten, wenn sie über hohe Erdgasreserven verfügten oder bedeutende Erdgasexporteure waren. Dies galt besonders, wenn diese Staaten aktuell oder zukünftig potentielle Lieferanten für den EU-Markt waren (bzw. atlantischen LNG-Markt). Bilaterale Abkommen Russlands mit Algerien und Katar sowie anderen Erdgasproduzenten und -exporteuren haben daher nicht nur in Europa dazu geführt, dass sich europäische Staaten durch eine „russische Einkreisung“ oder eine „russische Zangenstrategie“ bedroht fühlen (und stärker noch nach einer Diversifizierung von Moskau weg streben), sondern auch dazu, dass Russland durch die Vielfalt der Kooperationen oft gegen die Interessen derjenigen Länder vorgegangen ist, mit denen Moskau eigentlich kooperieren wollte.

Beispiele für dieses Phänomen gibt es viele. Unter anderem hat sich Russland im nigerianischen Energiesektor engagiert, wo man sich gerne an Pipelineexporte nach Europa und an den LNG-Exporten beteiligen möchte. Algerien mag zwar ein Interesse haben, Transitstaat für nigerianisches Erdgas nach Europa zu werden, dürfte jedoch nicht daran interessiert sein, stärkerer nigerianischen LNG-Konkurrenz ausgesetzt zu sein. In Libyen hatte Russland nicht nur vor, sich am Ausbau des LNG-Sektors zu beteiligen (was sowohl Algerien als auch Nigeria und Katar nicht entgegenkommt), sondern hatte ebenfalls mit dem Gedanken gespielt, eine Trans-Sahara-Pipeline zu bauen, die von Nigeria nach Libyen statt nach Algerien führen sollte, was Algier noch weniger gefallen dürfte.<sup>1468</sup>

#### **Verdichtung 55 (10.2.3)**

Es bestehen mehrere bilaterale Kooperationen zwischen Russland und anderen Gasproduzenten. In der EU wird v. a. eine Kooperation zwischen Russland und Algerien mit Sorge verfolgt. Diese Zusammenarbeit würde über die Hälfte der EU-Importe ausmachen und besonders stark bei den Pipelineimporten sein. Sie gestaltete sich jedoch aus russischer Sicht kompliziert – trotz der Verknüpfung mit anderen Themenbereichen. Aus algerischer Sicht ist besonders die Zusammenarbeit zwischen Russland und den direkten Konkurrenten Grund für die nur zögerliche Kooperation. Insgesamt erscheint eine lockere Kooperation zwischen Moskau und Algier möglich, doch träfe eine intensivere Zusammenarbeit aufgrund divergierender Interessen und ähnlicher Probleme wie bei der Gas-OPEC auf Widerstände. Außerdem wird es zunehmend schwerer, die EU in Sphären einzuteilen (Integration und Reformen). Zwischen Russland und Katar gibt es sogar eine noch geringere Schnittmenge. Das Emirat hat kaum ein Interesse, Gasproduktion oder -exporte zu kürzen bzw. regional zu beschränken. Doha wird aber eine Konfrontation mit Moskau vermeiden.

---

<sup>1468</sup> Vgl. Wilczewski, Warren: The Big-Gas-Troika, S. 3f.

#### 10.2.4 Russland als marktbeherrschender Akteur

Einige wenige befürchten, Russland könnte in der Lage sein, ohne fremde Hilfe zu einem marktbeherrschenden Akteur aufzusteigen. Angesichts der Hindernisse, die selbst einige Akteursgruppen überwinden müssten, obwohl sie über größere Anteile an Reserven, Produktion und Exporte verfügen, erscheinen Befürchtungen über russische Alleingänge unbegründet. Selbst auf den europäischen Markt begrenzt dürfte Russland nicht in der Lage sein, den EU-Markt zu dominieren. Unter Umständen wäre aber eine Ausweitung des russischen Einflusses in Europa und darüber hinaus möglich, auch ohne eine Kooperation mit anderen Akteuren.

Des Öfteren wird darauf hingewiesen, dass Russland durch Projekte im Westen und Osten des Landes geographisch exzellent positioniert sein wird, um in Zukunft Einfluss auf die Erdgasmärkte im Atlantik und im Pazifik auszuüben (LNG und Pipelines). Russland könnte dadurch von den Preisunterschieden profitieren und beide Märkte gegeneinander ausspielen, um höhere Preise zu erreichen. Dies könnte dann dazu führen, dass die Sicherheit langfristiger Verträge untergraben wird und es sich für Moskau in einigen Fällen eher lohnen würde, langfristige Verträge zu missachten, wenn sich dadurch die Preise erhöhen ließen.<sup>1469</sup>

Dabei wird es Moskau jedoch kaum gelingen, die Gaspreise nach Belieben in die Höhe zu treiben. Zum einen sind die westlichen russischen Märkte und Produktionszentren von denen im Osten weitestgehend abgeschnitten. Zum anderen gilt russisches Gas bereits als relativ teuer zu produzieren, so dass jede weitere, künstliche Erhöhung Alternativen zu russischem Erdgas noch attraktiver machen würde (z. B. LNG aus weiter entfernten Regionen oder Pipelinegas aus Turkmenistan sowie teurere nicht-konventionelle Erdgase). Je höher Russland die Preise treibt, desto höher ist die Elastizität alternativer Mitbewerber, der sogenannten „competitive fringe“.<sup>1470</sup>

Mehr Einfluss könnte Moskau bekommen, wenn Russland die Exportkapazitäten deutlich erhöhen könnte, um zu einem Swing-Producer aufzusteigen. Hierzu müsste Russland als erstes bereit sein, die hohen Kosten für freie Kapazitäten in Kauf zu nehmen. Darüber hinaus müsste Moskau aufgrund der großen Bevölkerung die Produktion massiv erhöhen oder den Verbrauch deutlich senken. Letzteres erscheint wahrscheinlicher, da Russland dabei ist, die Gaspreise zu erhöhen und mit dem Gedanken spielt, im besonders „gashungrigen“ Stromsektor statt auf Erdgas, auf Kohle oder Kernkraft zu setzen. Die Frage bliebe jedoch,

---

<sup>1469</sup> Vgl. Flynn, Chris / Dyer, Erin: A Tale of Two Hemispheres, S. 2.

<sup>1470</sup> Vgl. Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, S. 460.

was Russland mehr freie Exportkapazitäten nutzen würden, wenn Europa diese Mengen nicht aufnehmen könnte oder wollte und wenn Asien günstigeres Gas aus der kaspischen Region zur Verfügung stünde. Freie Produktionskapazitäten machten darüber hinaus nur in einem dynamischen freien Gasmarkt Sinn. Hierzu müsste sich Russland vom bevorzugten System langfristiger ToP-Verträge verabschieden.

Auch die Option, durch zahlreiche Beteiligungen Gazproms an internationalen Gasprojekten, die Gasströme nach Europa kontrollieren zu wollen, dürfte kaum von Erfolg gekrönt sein. Obwohl Russland dadurch etwas Einfluss auf die einzelnen Projekte ausüben könnte, ist kaum anzunehmen, dass z. B. die nordafrikanischen Staaten, Moskau einen dermaßen großen Spielraum einräumen würden, dass es Gazprom möglich wäre, die Ströme nach Belieben zu kontrollieren. Mehr als von den konkurrierenden Gasexporten finanziell zu profitieren, dürfte für Moskau auf diesem Wege nicht möglich sein. Entsprechend ist Moskau an mehr als nur bilateralen Abkommen interessiert. Russland könnte von einem Gas-Kartell besonders stark profitieren, wenn es gelänge, die Märkte unter den Produzenten in Interessens- oder Einflussphären aufzuteilen (s. o.), so dass man den Wettbewerb in den Verbrauchermärkten schwächen könnte. Dies ist eines der Gründe, weshalb Russland bei der Thematik der Bildung eines Gas-Kartells überhaupt aktiv geworden ist, nachdem Moskau zu Beginn nur wenig Interesse gezeigt hatte. Kein Interesse hat Russland an einem Kartell, das Produktions- oder Exportquoten festlegt und zu einer Verringerung des russischen Anteils am EU-Gasmarkt führen würde.<sup>1471</sup>

#### **Verdichtung 56 (10.2.4)**

Eine Beherrschung des europäischen Gasmarktes durch die Russische Föderation ist kaum realistisch – erst recht nicht des globalen Marktes. Der russische Einfluss könnte jedoch u. U. deutlich steigen, wenn es Moskau gelänge, im atlantisch-eurasischen wie im asiatisch-pazifischen Raum stärker in Erscheinung zu treten (z. B. Arbitrage, Beeinflussung der Preise). Allerdings sind die russischen Märkte und Produktionszentren voneinander noch weitestgehend abgeschnitten. Außerdem ist russisches Gas bereits vergleichsweise teuer. Weitere Teuerungen würden eine sofortige Antwort der „competitive fringe“ als Folge haben. Ein Aufstieg Russlands zum Swing-Supplier dürfte aufgrund hoher Bevölkerung, hohem Eigenbedarf und hoher Kosten für freie Kapazitäten schwer fallen. Beteiligungen Gazproms an Projekten in Drittländern könnten zwar etwas Einfluss und finanzielle Gewinne bringen, sicher aber keine Kontrolle über Gaslieferungen. Darüber hinaus würde ein solches Vorgehen bei den Kunden russischen Erdgases Misstrauen erwecken.

---

<sup>1471</sup> Vgl. Socor, Vladimir: Gas Suppliers' Cartel: Not an "OPEC," but Cartel all the same.



### **10.3 Einschätzung der Entwicklungen**

In den vergangenen Seiten ist auf mögliche Arten einer Zusammenarbeit zwischen Erdgasproduzenten und -exporteuren eingegangen worden. Eine Einschätzung der kommenden Entwicklungen stellt sich dabei als sehr schwierig dar, ist aber notwendig, möchte man die zukünftige Sicherheit der europäischen Gasversorgung sowie die Handlungsmöglichkeiten Europas einschätzen.

Oberflächlich erschien eine kartellähnliche Kooperation zwischen Produzenten und Exporteuren attraktiv, um Gewinne zu maximieren. Nach der obigen Untersuchung aber stellt sich eher die Frage, ob sich eine Kooperation angesichts der Unterschiede (Strategien, Interessen, Reserven, Märkte, Transportmethoden etc.) überhaupt lohnt. Unwahrscheinlich erscheint eine Entwicklung des GECFs zu einem Gaskartell nach Vorbild der OPEC. Hauptgrund hierfür ist die Struktur des Gasmarktes, die auch in absehbarer Zukunft von den traditionellen Beziehungsmustern und vom Pipelinetransport geprägt sein dürfte. Kurioserweise könnte die grundsätzliche Abneigung Brüssels, u. a. gegen langfristige Lieferverträge oder der Ölpreisbindung, irgendwann eine Kartellbildung erleichtern, sofern nicht (wie bis heute zum Teil geschehen) wichtige (geo-) politischen Überlegungen bei den Marktreformen berücksichtigt werden.<sup>1472</sup>

Ein weiteres Hindernis für eine enge Zusammenarbeit innerhalb des Forums ist die hohe Mitgliederzahl sowie deren Heterogenität, durch die es kaum möglich ist, genügend gemeinsame Interessen zu finden. Vielmehr stellt sich das Forum als Bühne für miteinander konkurrierende Akteure dar, deren Strategien meistens auf eine Erhöhung der Exporte und Marktanteile ausgerichtet sind. Gegen die Entwicklung hin zu einem OPEC-ähnlichen Kartell spricht auch Russlands kategorische Ablehnung, die Kontrolle über Förderniveau oder -kapazitäten aus den Händen zu geben, was die Einführung eines Quotensystems im Vorhinein verhindert. Ein Kartell ohne Russland dürfte jedoch weder auf globaler noch auf regionaler Ebene erfolgreich sein.

Die von Moskau angeführten Bestrebungen, die regionale Fragmentierung des globalen Gasmarktes auszunutzen, um die Teilmärkte unter den Erdgasexporteuren aufzuteilen, haben dagegen deutlich bessere Chancen umgesetzt zu werden. Zum einen, weil sich bei einer regionalen Zusammenarbeit weniger Akteure miteinander absprechen müssen und zum anderen, weil regionale Anbieter potentiell mehr gemeinsame Interessen haben. Die Fragmentierung der Gasmärkte verläuft jedoch nicht nur auf regionaler Ebene, sondern

---

<sup>1472</sup> Vgl. Spanjer, Aldo: European Gas Regulation – A Theoretical Critique, in: Magnusson, Filip L. / Bengtsson, Oscar W. (Hrsg.), Energy in Europe: Economics, Policy and Strategy, New York 2008, S. 304ff.

ebenfalls entlang der dominierenden Transportmethode, also ob das Gas per Pipeline oder als LNG transportiert wird. Entsprechend wäre auch die Zusammenarbeit einiger Akteure in einzelnen markt- und transportspezifischen Sachgebieten durchaus denkbar (z. B. gemeinsame Standardverträge, Preisformeln etc.). Ob eine regionale oder sachspezifische Zusammenarbeit langfristig fruchtbar betrieben werden kann, bleibt trotzdem fraglich. Auf globaler Ebene und im derzeitigen Rahmen des GECFs ist eine kartellähnliche Organisation nicht zu erwarten.

Dies könnte sich ändern, wenn es dem GECF gelingen würde, klare Ziele zu formulieren, feste Strukturen auszubauen, bindende Entscheidungen zu treffen und die Anzahl der Mitglieder zu konsolidieren (wozu die Straffung der Strukturen, das Aufstellen ständiger Organe und die damit verbundenen Kosten führen könnten). Letzten Endes aber würde eben diese Entwicklung wahrscheinlich zu der Entstehung einer oder mehrerer regionaler oder sachspezifischer Gruppierungen führen. Denkbar wäre deswegen auch, dass das GECF als Plattform oder lockeres Forum aller an einer Kooperation interessierten Produzenten und Exporteure im Gassektor erhalten bleibt, die sich über grundlegende Themen austauschen wollen. Die intensive Kooperation, bei der möglicherweise kartellähnliche Absprachen getroffen werden könnten, würde dann auf einer dem Forum untergegliederten Ebene stattfinden.<sup>1473</sup>

Auf dieser Ebene würden Akteure dann in kleineren Gruppen regional- oder sachspezifische Themen behandeln. Einige Akteure könnten dabei – sofern es ihren Interessen entspricht – in mehreren dieser Untergruppen aktiv sein. Beispielsweise könnte Algerien sowohl in einer Gruppe atlantischer LNG-Exporteure als auch in einer Gruppe der europäischen Pipelinelieferanten aktiv sein, Katar könnte an den Treffen atlantischer und pazifischer LNG-Exporteure teilnehmen und Russland könnte so gut wie in jeder Gruppe Mitglied sein (Pipelineexporteur nach Europa und zukünftig nach Asien, LNG im Pazifik und in Zukunft auch im Atlantik). Eine Gruppe wichtiger Akteure wie die G3 könnte einerseits die Rolle eines „Kern-GECF“ oder einer Avantgarde übernehmen, also einer Gruppe besonders kooperationswilliger Staaten, die für weitere Akteure offen ist. Andererseits sind die Interessensgegensätze und der Wettbewerb unter den großen Produzenten und Exporteuren besonders groß, weswegen sich vielleicht die Rolle einer G3 darauf beschränken könnte, die Minimalleitlinien für eine Kooperation abzustecken.

---

<sup>1473</sup> Vgl. Socor, Vladimir: A Russian-Led „OPEC for Gas“?, S. 115f.

Unabhängig davon, ob sich das GECF zu einer Plattform für kleinere regionale oder sachgebietspezifische Gruppen entwickelt oder sich diese Gruppen unabhängig vom GECF bilden, scheint es wahrscheinlich zu sein, dass nur diese Gruppen – und nicht ein globales Kartell – zukünftig Einfluss auf die Versorgungssicherheit der importierenden Staaten ausüben werden. Wie könnte eine solche Konstellation bezüglich des EU-Marktes aussehen? Ist die Beteiligung der Russischen Föderation bereits für ein globales Kartell notwendig, gilt dies für Europa umso mehr. Man könnte in diesem Sinne sagen, dass eine Beteiligung Moskaus eine notwendige, jedoch nicht hinreichende Bedingung für die Ausübung eines kartellähnlichen Einflusses auf den europäischen Markt ist. Geht man davon aus, dass EU-Mitglieder wie die Niederlande oder der EU nahe stehende Staaten wie Norwegen sich nicht an einem Kartell oder an kartellähnliche Absprachen beteiligen, ist die Teilnahme Algeriens dringend notwendig, um in Europa einen dominanten Einfluss ausüben zu können.

Dies entspräche der oben beschriebenen „Mini-Gas-OPEC“. Mit einem Anteil von knapp 55% der europäischen Erdgasimporte stünde die Kooperation zwischen diesen beiden Staaten gut da. Besonders im Pipelinebereich hätten Russland und Algerien mit 64% der Importe bedeutende Anteile inne. Der allein durch algerisches LNG resultierende Anteil von 36% der LNG-Importe könnte durch eine Beteiligung des Emirats Katar auf ein ähnliches Niveau wie bei den Pipelineimporten angehoben werden. Zwar sind die EU-Importe katarischen LNGs in den letzten Jahren deutlich hinter den algerischen geblieben, doch deuten die Projekte, die seit 2009 on stream gegangen sind, auf ein entsprechendes Potential hin. Katar dürfte in den kommenden Jahren LNG-Exportkapazitäten mit einem Volumen von über 35 Bcm jährlich (oder 26 mmtpa) für Europa bereit halten (z. B. allein Qatargas Project II mit zwei 7,8 mmtpa LNG-Trains, siehe Kap. 6.2.4). Zudem müsste auch Iran in eventuelle Absprachen einbezogen werden, da mögliche iranische Gaslieferungen nach Westen für die etablierten Lieferstaaten Russland und Algerien (aber besonders für Russland) sehr negative Auswirkungen haben könnten.

Im Kern könnte es sich bei einer Kooperation dieser vier Akteure entweder um rein bilaterale Kooperationen (z. B. Russland-Algerien, Russland-Iran sowie Algerien-Katar) oder um eine Art europäischer „G4“ handeln. Da die Beteiligung Moskaus unablässig ist, Russland aber kein Quotensystem akzeptieren würde, müsste eine Kooperation unter einer G4 den Ansatz der Marktaufteilung verfolgen. Weil Russland von allen Akteuren am meisten von einer Aufteilung der Märkte profitieren würde, steht Moskau im folgenden Szenario im Zentrum der Kooperation. Obwohl es im Rahmen des folgenden Szenarios zu gemeinsamen Treffen aller vier Staaten kommt und man entsprechend von einer „Gruppe der Vier“ sprechen kann,

ist die Zusammenarbeit stark bilateral geprägt. Moskau übernimmt als treibende Kraft dieses Ansatzes eine Art Führungs- und Moderatorenrolle.

Der nächste Abschnitt wird sich mit möglichen Auswirkungen für den Fall der Bildung einer „Europäischen G4“ auseinandersetzen. Das Szenario ist eine Fortsetzung der vorangegangenen Interdependenzanalyse. Die Sicherheit der europäischen Gasversorgung hat sich in Kapitel 9 als gut herausgestellt, da sich die EU gegenüber den meisten einzelnen Erdgaslieferanten in einer Position relativer Unverwundbarkeit befindet. Nun soll die Situation durch die Berücksichtigung einer Kooperation zwischen den Gasproduzenten und -exporteuren ergänzt werden. Ähnlich wie in Kapitel 9 ist das Szenario nach dem Interdependenzansatz angelegt und wird nach diesem untersucht. Das Szenario soll mögliche Entwicklungen in der Zukunft und deren Auswirkungen skizzieren, wird jedoch rückblickend vom Jahr 2025 präsentiert, als hätten die Geschehnisse bereits stattgefunden.

Das folgende Szenario ist keine reine Fiktion, da es auf Entwicklungen basiert, die sich bereits in der Dichten Beschreibung abgezeichnet haben. Es gilt aber erneut zu betonen, dass das Szenario natürlich nur als Beispiel unter vielen möglichen Entwicklungen zu verstehen ist und die tatsächlichen Ereignisse in Zukunft anders eintreten können.

#### **10.4 Die Auswirkungen einer „Europäischen G4“ auf die Gasversorgungssicherheit**

##### **Europas**

Die relativ gute Position der EU gegenüber den einzelnen Lieferländern war nicht zuletzt den Maßnahmenpaketen der EU im Energiesektor zu verdanken, durch die der Gasmarkt liberalisiert, die Fragmentierung zunehmend überwunden und die Bezugsquellen sowie die Transportrouten diversifiziert wurden. Brüssel beschloss diese Maßnahmen überwiegend in Eigenregie, ohne sich mit den wichtigsten Lieferstaaten auszutauschen und ohne deren Anliegen zu berücksichtigen. Die Veränderungen in Europa, wichtigster Markt für viele Exporteure, hatten aber direkte Auswirkungen auf diese Länder. Die Auswirkungen wurden durch die traditionellen, unflexiblen Strukturen des v. a. auf langfristigen Verträgen und Pipelinetransport basierenden Gashandels verstärkt, da es den Exporteuren nicht möglich war, sich schnell neue Märkte zu suchen. Durch die Schaffung eines europaweiten, gemeinsamen Gasmarktes und der Nicht-Berücksichtigung ihrer Interessen, sahen sich viele Produzenten in eine nachteilige Position gedrängt.

Die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Gasmarktes bestehend aus den bedeutendsten Gaskunden vieler gasexportierender Staaten empfanden letztere als die Entstehung eines „Kartells der Gasimporteure“. Die Finanz- und Wirtschaftskrise hatte ab 2008 zu niedrigeren Preisen und einem deutlich gesunkenen Bedarf der importierenden Staaten geführt, so dass die Einnahmen aus dem Gashandel bei den Exporteuren empfindlich gesunken waren. Obwohl sich die Gaspreise im Laufe der Jahre stabilisierten, erreichten sie nicht mehr das Vorkrisenniveau. Auch der Erdgasbedarf der importierenden Länder erholte sich nur sehr langsam. Gemeinsame Herausforderungen, das Interesse, die Vorteile aus dem Gashandel zu maximieren, und das schlechte Marktumfeld führten zu einer Aufwertung der Kooperation unter den wichtigsten Erdgasproduzenten und -exporteuren der Welt innerhalb des GECF. Diese Aufwertung spiegelte sich nicht zuletzt in der Einrichtung eines Sekretariats und permanenter Gremien wider. Doch obwohl allgemeine Themen im Forum diskutiert wurden, war es den Mitgliedern nicht, möglich konkrete Fortschritte hin zu einem Kartell zu machen – zu unterschiedlich waren die Ansichten, Interessen und Ziele.

Besonders Russland und Katar hatten sich gegen die Einführung von Förderquoten oder der Begrenzung von Exportkapazitäten gewehrt und standen damit in scharfer Opposition zu Ländern wie Iran, Venezuela oder Bolivien. Allerdings kristallisierte sich aus dem regen Austausch innerhalb des Forums eine Gruppe von Staaten heraus, die besonders intensiv im europäischen Gasmarkt tätig und von den Marktformen und der europäischen Gaspolitik betroffen war. Durch den krisenbedingten Rückgang des Gasbedarfs rechneten diese Länder mit einem zusätzlichen Anstieg des ohnehin immer stärkeren Wettbewerbs in der EU. Zudem waren, neben den am Ölpreis gekoppelten Gaspreisen, auch die Spotpreise im historischen Vergleich sehr niedrig. Die Einnahmen aus dem Gasgeschäft waren deutlich gefallen: man verkaufte weniger zu einem geringeren Preis.

#### 10.4.1 Die Russische Föderation

Moskau war von dieser Entwicklung besonders betroffen und sorgte sich als wichtigster Gaslieferant Europas, weitere Anteile an Wettbewerber zu verlieren. Russlands Image als zuverlässiger Lieferant hatte in den Jahren zuvor stark durch die ukrainischen Gaskrisen von 2006 und 2009 gelitten. Hatten Kiew und Moskau im Winter 2009/2010 knapp eine dritte große Krise abwenden können, weil Russland und die EU der Ukraine ein Milliardenkredit zur Befüllung der Gasspeicher gewährten und weil der Gasbedarf weiterhin auf niedrigem Niveau lag, kam es im darauffolgenden Jahr erneut zu Unterbrechungen der Gaslieferungen nach Europa. Streitpunkte waren neben den gestiegenen Aktivitäten Gazproms im

Industriekundengeschäft – und den damit verbundenen niedrigen Einnahmen der maroden NaftoGaz – die Fortschritte bei dem Bau der Nord Stream-Pipeline. Im Verlauf des Jahres 2010 hatten nämlich alle beteiligten Staaten die zum Bau notwendigen Genehmigungen erteilt, so dass die ersten Röhren verlegt werden konnten.

Kiew befürchtete einen nahezu vollständigen Bedeutungsverlust als Transitstaat und war nun bereit, über eine Neuregelung des Transitregimes und des Pipelinenetzes zu verhandeln. Die Ukraine konnte Gazprom aber nach Beginn der Bauarbeiten für die Nord Stream-Pipeline nichts Substantielles mehr anbieten. Selbst der Vorschlag, den Pachtvertrag für den Militärstützpunkt in Sewastopol zu verlängern, hatte an Attraktivität verloren, nachdem der Kreml in Verhandlungen mit Abchasien eingetreten war, um dort einen neuen Stützpunkt für die russische Schwarzmeerflotte zu bauen. Gleichzeitig war es Kiew nicht gelungen, alternative Gaslieferungen (z. B. über White Stream) an sich zu binden. Während die Bauarbeiten der Ostseepipeline – zwar mit Verzug– begonnen hatten, wurde der Bau der South Stream-Pipeline auf unbestimmte Zeit ausgesetzt. Nachdem Bulgarien aus dem Projekt ausgestiegen war, hatte sich auch Bukarest aus dem Pipelinevorhaben zurückgezogen – nicht zuletzt auf Druck einiger osteuropäischer Staaten. Ohne ein Ankunftsland im Westen des Schwarzen Meeres, wandte sich Moskau verstärkt der Umsetzung der Blue Stream II-Pipeline zu, was die Bedeutung der Türkei für Moskau weiter erhöhte.

Neben Imageverlusten kämpfte Moskau auch mit der sinkenden Erdgasproduktion Gazproms und mit der praktisch still stehenden Erschließung wichtiger neuer Felder in Westsibirien und in der Barentssee. Zum Teil hatte der krisenbedingt gesunkene EU-Gasbedarf Druck von Russland genommen, da Moskau nun mehr Zeit für die Erschließung neuer Lager gewonnen hatte. Allerdings war es nicht möglich, wie vorgesehen, den eigenen Gasbedarf stark zu senken. Das Geld für neue Kern- und Kohlekraftwerke blieb aus und die russische Regierung konnte der krisengebeutelten Bevölkerung keine Preiserhöhungen zumuten. Auch im Industriesektor verzichtete Russland auf weitere Preissteigerungen, da die Wettbewerbsfähigkeit der russischen Industrie stark gelitten hatte. Die Erschließung der Quellen in Westsibirien und in der Barentssee hatte sich als eine größere technische Herausforderung herausgestellt und benötigten auch höhere Investitionen als gedacht.

Ausländische Investitionen waren für neue Gasprojekte aber nur schwer zu gewinnen, v. a. nachdem Moskau das Budget des Sachalin-1-Projektes jedes Jahr nur unter erheblichen Auflagen und unter Vorbehalt genehmigt hatte, was einen normalen Betrieb fast unmöglich sowie kaum wirtschaftlich machte. Erst nachdem Gazprom die Mehrheit an Sachalin-1

übernommen und damit die letzte Ausnahme zum de facto Exportmonopol beseitigt hatte, konnte das Projekt störungsfrei voranschreiten und Gas an benachbarte Staaten liefern. Die zusätzlichen Exportkapazitäten nach Asien durch die Produktion aus Sachalin-1 waren besonders wichtig, da es Moskau nicht gelungen war, die zentralasiatischen Republiken vor dem Zugriff Dritter abzuschotten. Während Kasachstan und Usbekistan weitestgehend an den russischen Gassektor gebunden werden konnten – jedoch auch Erdgas in Richtung China exportierten – hatte sich Aschgabat kontinuierlich der russischen Dominanz entzogen. Der größte Anteil turkmenischer Erdgaslieferungen ging bereits seit 2011 nun in östliche Richtung nach China, der Bau einer Pipeline unter dem Kaspischen Meer in Richtung Westen war in einer fortgeschrittenen Planungsphase, jedoch noch nicht in trockenen Tüchern.

Dafür hatte Aschgabat die Exporte in den Iran erhöhen können, die zum Teil von Teheran verwendet wurden, um eigene Exportverpflichtungen nach Osten und nach Westen zu erfüllen. Die Exporte nach Russland waren deutlich zurückgefahren worden, doch konnte Turkmenistan für die seit Anfang 2010 wiederaufgenommenen Lieferungen einen hohen Preis erstreiten. Die zentralasiatischen Gasexporte nach China verbauten Moskau weiterhin die Chance, selbst größere Mengen Erdgas ins Reich der Mitte zu verkaufen, da das Erdgas aus dem russischen Hauptfördergebiet in Westsibirien preislich weiterhin nicht konkurrenzfähig war. Bis auf sehr geringe Lieferungen aserbaidzhanischen Erdgases, ist Baku keine neuen Verpflichtungen mit Moskau eingegangen.

In diesem geopolitischen und -ökonomischen Umfeld war Russland bemüht, den eigenen Anteil am europäischen Gasmarkt gegen Mitbewerber zu verteidigen. Unter großem Zeitdruck stand Russland zwar nicht, da einige langfristige Verträge Laufzeiten bis über 2040 hinaus hatten. Eine ganze Reihe langfristiger Verträge mussten jedoch bis 2020 neu verhandelt und möglichst verlängert werden, um den Marktanteil in Europa zumindest halten zu können.<sup>1474</sup> Im Wissen, dass eine Erhöhung der Produktion für die Exporte mittelfristig nicht wahrscheinlich sein würde, das eigene Image als zuverlässiger Lieferant beschädigt war, man höhere Förderkosten als die Konkurrenz hatte und Europa weiterhin konsequent versuchen würde, eine Diversifizierungspolitik zu betreiben, suchte Russland die Kooperation mit den wichtigsten europäischen Konkurrenten bzw. potentiellen Konkurrenten.

Moskau hatte bereits Erfahrungen in puncto bilateraler Kooperationen im Gassektor mit verschiedenen Staaten sammeln können und sich in mehrere Projekte eingebunden, die als

---

<sup>1474</sup> Vgl. OOO Gazprom Export: The 35th Anniversary of OOO Gazprom Export. We Are 35. Experience Focused on Future, Moskau 2008, S. 18-33, unter: [http://www.gazpromexport.ru/pdf/GAZPROM\\_EXPORT\\_ENG.pdf](http://www.gazpromexport.ru/pdf/GAZPROM_EXPORT_ENG.pdf), 26.10.09.

Alternativen zu russischen Gaslieferungen nach Europa gedacht waren. Die zahlreichen Unternehmungen, besonders der russischen Gazprom, hatten jedoch zwischen den Partnerländern oft zu Verstimmungen geführt, da viele der Projekte, an denen sich Russland beteiligte, die gleichen Märkte bedienen sollten und damit direkt miteinander konkurrierten. Moskaus multilaterale Zusammenarbeit innerhalb der Gastroika und des GECFs hatte sich zumindest insofern als vorteilhaft erwiesen, als dass es möglich wurde, in einem breiteren Rahmen grundsätzliche Themen zu besprechen. Das Hauptinteresse Russlands galt einer Kooperation, durch die die russische Seite den starken Wettbewerb in Europa mindern konnte, bis sich das Land in einer besseren Position befinden würde (höhere Produktion, neu erschlossene Reserven, niedrigerer Verbrauch, etc.). Besonders das Vordringen neuer Pipelinegasanbieter in russisch bediente Märkte galt es für Moskau zu verhindern. In diesem Bereich waren Norwegen, Algerien und in Zukunft möglicherweise Iran die wichtigsten Mitbewerber Russlands.

Die kaspische Region sowie der Nahe Osten lieferten gemeinsam bereits geringe Mengen Erdgas an Europa über die Nabucco-Pipeline. Diese Länder hatten sich aber wiederholt russischen Bemühungen entzogen, im Gasbereich mit Moskau zu kooperieren. Allerdings konnte die zweite Phase der Nabucco-Pipeline nicht in Betrieb genommen werden, weil es nicht gelungen war, die TCGP zu bauen und Baku geringe Mengen Erdgas von Georgien aus mit Tankern in die EU exportierte. Die Leitung lieferte nur Erdgas aus Aserbaidschan und Ägypten. Der Irak stand nach der Loslösung des Nordiraks von Bagdad und dem damit verbundenen irakischen Bürgerkrieg nicht zur Verfügung. Teheran lieferte zwar turkmenisches und iranisches Erdgas in die Türkei, wurde aber von der EU weiterhin aus politischen Gründen nicht als Partner berücksichtigt. Versuche Moskaus, sich an Nabucco zu beteiligen, waren an dem Widerstand osteuropäischer EU-Mitglieder gescheitert.

Grundsätzlich lief der russische Vorschlag für eine Kooperation auf die Bildung von Einflussphären hinaus. Hierbei nutzten die Lieferländer die Fragmentierung des globalen Gasmarktes aus. Russland und Algerien sollten den EU-Markt bekommen und im LNG-Sektor mit Katar zusammenarbeiten. Iranische Lieferungen und neue katarische Projekte sollten jedoch von Europa weg in die asiatischen Märkte gelenkt werden. Da Erdgas innerhalb der EU jedoch weitestgehend uneingeschränkt gehandelt werden konnte und auch die inner-europäische Gasinfrastruktur deutlich ausgebaut worden war, mussten die Lieferländer neu abzuschließende Verträge auf den europäischen Bedarf anpassen oder gar auf neue Verträge verzichten. Jedes zusätzlich angebotene Gas, das nicht im zugeteilten Markt verbraucht wurde, hätte nämlich in den Markt eines anderen Lieferanten re-exportiert werden können.



Außerdem sollten gemeinsame Vertragsstandards und eine einheitliche Preisformel erarbeitet werden. Diese sahen im Kern die Beibehaltung von langfristigen Verträgen und der Ölpreisbindung vor. Um sich absprechen zu können, organisierte Russland ein gemeinsames Treffen mit Algerien, Iran und Katar. Das Treffen der Gruppe, die fortan als „Europäische G4“ bekannt wurde, fand in Doha, dem Sitz des GECF-Sekretariats statt. Das GECF-Sekretariat nahm an dem Treffen als Beobachter teil.

Besonders zugesagt hätte Moskau in diesem Sinne eine Zusammenarbeit mit Oslo, da Norwegen nicht nur weiterhin zweit größter Lieferant Europas war, sondern auch in der EU ähnliche Märkte wie Russland bediente. Norwegen hatte sich jedoch nicht zu derartigen Absprachen mit Russland bereit erklärt. Einige Jahre später wurde die Beteiligung Statoils an der Erschließung des Shtokman-Feldes geprüft. Offiziell wurde aufgrund der zahlreichen Verzögerungen lediglich beurteilt, ob das norwegische Unternehmen allen vertraglichen Verpflichtungen nachgekommen war. Umso wichtiger war es für Russland, sich der Zusammenarbeit Algeriens zu versichern.

Algier war in diesem Fall auch an einer Zusammenarbeit interessiert, verhandelte aber hart mit Russland, als es um die Aufteilung des EU-Gasmarktes ging. Während die Iberische Halbinsel klar in den algerischen Bereich fiel, gab es in Bezug auf Frankreich und besonders Italien Kompromisslösungen, die jedoch unter dem Strich Algerien begünstigten und größere Kontingente einräumten. Während Algerien im Fall Frankreichs die eigenen LNG-Lieferungen aus dem Kompromiss ausklammern und mit begrenzten Pipelinelieferungen beginnen konnte, nahm Moskau in Italien eine Verringerung des Anteils vorübergehend in Kauf. Obwohl letzteres Russland besonders schmerzte, blieben Moskau für den Augenblick kaum Alternativen, zumal das vorläufige Scheitern der South Stream-Pipeline die Option höherer Lieferungen für Rom sehr einschränkte. Algier konnte durch die Modernisierung der Enrico Mattei-Kompressoren die Kapazität der Leitung um gut 15% erhöhen. Vereinbart aber wurde zumindest, dass Algerien vorläufig auf die Galsi-Pipeline verzichten sollte.

Russland ging es bei der Kooperation mit der Islamischen Republik Iran v. a. darum zu verhindern, dass Pipelineverbindungen nach Westen entstünden. Dies versuchte Moskau weitestgehend durch Investitionen in Exportprojekte zu bewerkstelligen, die iranisches Erdgas nach Osten transportieren sollten. Darüber hinaus leistete Moskau Teheran Unterstützung bei der Lösung des Atomkonflikts. Russland hatte Iran sogar russische Technologie zur friedlichen Nutzung der Kernkraft angeboten, sollte der internationale Konflikt zur Zufriedenheit aller Beteiligten beigelegt werden. Viel Engagement hatte Moskau in den

letzten Jahren aber nicht an den Tag gelegt, was auch mit dem Versprechen russischer Nukleartechnologie zusammengehängt haben könnte. Denn der Bau iranischer Kernkraftwerke hätte wahrscheinlich zusätzliches Erdgas zum Export freimachen können, das eventuell nach Westen hätten gehen können. Solange Iran jedoch nicht als Partner für den Westen in Betracht kam und Teheran nicht über genügend Exportkapazitäten verfügte, konnte Moskau die Islamische Republik mit Sicherheit von den europäischen Märkten fernhalten.

Russland sorgte zudem dafür, dass auch das Emirat Katar mit am Tisch der Europäischen G4 Platz nahm. Obwohl es schwerpunktmäßig um die Zusammenarbeit von Pipelineexporteuren im europäischen Markt ging, erreichten die langfristigen Lieferverpflichtungen des Emirats u. a. nach England pipelineähnliche Dimensionen, z. B. durch das Qatargas Project II und den verwendeten riesigen LNG-Tanker. Während es nicht möglich war, kleinere und vor allem auf kurzfristiger Basis gehandelte katarische LNG-Cargos in die Kooperation einzubeziehen, konnte Moskau zumindest vorläufig verhindern, dass Katar weitere langfristige Megaprojekte für EU-Länder initiierte. Insgesamt zeigte sich Moskau mit den erzielten Ergebnissen zufrieden. Man erreichte nicht nur, dass der europäische Markt aufgeteilt, sondern auch, dass ein Mechanismus eingeführt wurde, um eine Überversorgung mit Erdgas zu vermeiden, das im innereuropäischen Markt von Dritten hätte weiterverkauft werden können.

Außerdem wurden verschiedene Gesellschaften gegründet, an denen – in unterschiedlicher Zusammensetzung – die Mitglieder der G4 beteiligt waren. Diese Gesellschaften sollten als Investitionsvehikel innerhalb der Gruppe dienen, um bei der Umsetzung großer Projekte, unabhängiger von westlichen Energiekonzernen zu werden. Zusätzlich wurde vereinbart, dass die einzelnen G4 ihre Beziehungen zu den wichtigsten Akteuren in den europäischen Teilmärkten stärkten. Die gestärkten bilateralen Beziehungen hatten die Aufgabe, den Gesamtmarkt de facto zu fragmentieren und zu schwächen. Die Zusammenarbeit innerhalb der G4 kam ohne feste Strukturen aus und war prinzipiell auf 15 Jahre beschränkt. Es war jedoch die Möglichkeit vorgesehen, die Kooperation auch auf die Zeit nach 2025 zu verlängern, wenn die Partner dies wünschten.

#### 10.4.2 Algerien

Algerien war von Russland zu einem Treffen in Doha eingeladen worden, an dem auch Iran, Katar und Vertreter des GECF teilnehmen sollten. Algier hatte bereits zuvor mit Russland im Gasbereich bei konkreten Projekten kooperiert, war jedoch durchaus an einem intensiveren Dialog mit Moskau und anderen Gasexporteuren interessiert. Das Land hatte es nämlich mit

einem ähnlich problematischen Umfeld zu tun wie Moskau: niedrige Gasnachfrage und -preise in Europa, die Liberalisierung und stärkerer Wettbewerb etc. Algerien hatte bereits von dem russischen Vorschlag der Aufteilung der Gasmärkte gehört und hielt die Idee durchaus für vorteilhaft. Das nordafrikanische Land hatte mit den eigenen Exportzielen, v. a. im LNG-Bereich, massiv zu kämpfen und musste unbedingt versuchen, seine traditionellen Märkte zu verteidigen. Besonders im LNG-Bereich wurde die Konkurrenz sowohl von nahen als auch von immer weiter entfernten Quellen ständig stärker.

Entsprechend wichtig war es Algerien, dass Russland aufhörte, direkte Konkurrenten wie Libyen, bei dem Ausbau der LNG-Kapazitäten zu unterstützen. Eine Beschränkung der eigenen LNG-Aktivitäten konnte Algier im Fall einer Kooperation mit Russland jedoch nicht akzeptieren. Entsprechend positiv sah Algerien, dass die eigenen LNG-Aktivitäten aus der Kooperation mit den Europäischen G4 ausgeklammert wurden und nur der Handel über Pipeline mit in den Kompromiss einfluss. Die Inbetriebnahme der Medgaz-Pipeline war vor einiger Zeit bereits ein voller Erfolg gewesen, so dass eine Kapazitätserweiterung geplant wurde, nicht zuletzt, um möglicherweise zusätzliches Erdgas über die Pyrenäen-Pipeline nach Frankreich zu transportieren. Dort galt es, das teure norwegische Erdgas mit den niedrigen algerischen Produktionskosten im Zaum zu halten, ohne dabei russisches Erdgas zu verdrängen.

Ab wann auch nigerianisches Erdgas die EU über die praktisch fertig gestellte TSGP erreichen könnte, war nicht sicher. Denn obwohl mit der Verlegung der Leitungen in Nigeria und Niger begonnen worden war, konnten die Arbeiten aufgrund von Angriffen auf die Bautrupps nicht vollendet werden. Hatte man gehofft, dass die nun seit einigen Jahren anhaltende Waffenruhe zwischen der nigerianischer Regierung und den wichtigsten Rebellen Gruppen im Nigerdelta den zuverlässigen Betrieb einer Leitung nach Algerien zulassen würde, entpuppten sich sowohl Islamisten im Norden Nigerias als auch politische Instabilitäten im Niger als das größte Problem für das Projekt. Das Erdgas aus Nigeria hätte auch Algerien helfen können, u. a. um die eigene Ölförderung aufrecht zu erhalten und Infrastrukturkosten zu sparen.

Die algerische Erdgasförderung hatte sich nicht so entwickelt, wie erhofft. Als besonders hoch stellten sich die Explorationskosten in den weiten Wüsten Algeriens sowie offshore heraus. Zudem entdeckte man des Öfteren Akkumulationen kleinerer Erdgasfelder, deren Ausbeutung nur im Rahmen großer Projekte wirtschaftlich sinnvoll und deren Erschließung, nicht zuletzt aufgrund hoher Infrastrukturkosten, entsprechend teuer war. Zwar hatte man die

Förderung insgesamt kontinuierlich erhöhen können, jedoch mangels Investitionen nicht in dem Maße wie vorgesehen. Besonders die LNG-Projekte waren in Verzug geraten. Entsprechend interessiert zeigte sich Algier an der Entwicklung eines G4-Investitionsinstruments, das helfen konnte, den angestauten Investitionsbedarf des Landes zu lösen. Probleme mit dem wichtigsten Erdgasfeld Hassi R'Mel zwangen Algier, die Entnahmen aus diesem zu begrenzen.

In Doha erhielt Algerien zwar wie erhofft einen großen Anteil am italienischen Erdgasmarkt, verpflichtete sich jedoch, auf die Galsi-Pipeline vorübergehend zu verzichten. Vorerst zumindest bedeutete dieser Verzicht keinen Rückschlag für Algier, da man im Augenblick nicht über genügend Erdgas verfügte und man eine Modernisierung der Enerico Matei hatte durchsetzen können. Außerdem wollte das Land verstärkt auf das LNG-Geschäft setzen, das zunehmend durch große integrierte Projekte wie Gassi Touil geprägt war, die sich komplett in staatlicher Hand befanden. Diese Projekte entpuppten sich aufgrund der Unerfahrenheit Sonatrachs bei der Umsetzung neuer LNG-Megaprojekte und der verwendeten Technologie als vergleichsweise teuer, doch konnten so zumindest mehr Algerier von den Projekten profitieren, was half, die sozialen Spannungen abzuschwächen.

Generell hatte das Land eine Phase durchgemacht, bei der staatliche Akteure deutlich mehr Kontrolle im Erdgassektor erhalten hatten. Sogar einige Verträge mit ausländischen Energiekonzernen (privaten aber auch staatlichen) waren damals neu verhandelt worden, wobei Sonatrach größere Anteile an Reserven, Förderung und Gewinn erhalten hatte. Auslöser für die Neuverhandlung der Verträge und der Neuverteilung der Reserven war die Korruptionsaffäre rund um Sonatrach gewesen, bei der sich herausgestellt hatte, dass die ehemalige Führung große Summen angenommen hatte, um einzelne internationale Unternehmen zu bevorzugen. Obwohl die Unternehmen alle Vorwürfe abstritten, hatten Proteste der algerischen Bevölkerung die Regierung zu diesen Schritten veranlasst.

Dieses Vorgehen, das zum Großteil Ursache für den Vertrauensverlust vieler Investoren war, galt als populistische Reaktion der Regierung auf immer stärkere sozialen Unruhen im Land. Diese Unruhen wurden zum Teil zu einer sehr ernst zu nehmenden Bedrohung für die Stabilität Algeriens. Man hoffte nun durch eine Kooperation mit Russland und den Europäischen G4 die angestammten EU-Märkte durch Pipelinegas festigen oder gar ausweiten zu können, um sich stärker in einem wachsenden LNG-Bereich engagieren zu können. In diesem Zusammenhang unterstützte Algerien die russischen Bemühungen, Katar, wenn möglich, von weiteren Megaprojekten in Europa abzuhalten. Außerdem sollten sowohl

für das Pipelinegeschäft als auch für den LNG Sektor gemeinsame Vertragsstandards und eine einheitliche Preisformel erarbeitet werden.

Iran würde zwar selbst langfristig nicht mit Algiers Pipelinegeschäft konkurrieren, jedoch wäre der Aufbau iranischer LNG-Kapazitäten oder nach Westen führenden Pipelines nicht im Interesse Algeriens, da iranische Exporte ins Mittelmeer besonders mit algerischem LNG konkurrieren würden. Als Teil der Kooperation innerhalb der G4 wurde in Algerien ein Unternehmen gegründet, an das neben Sonatrach auch Unternehmen der anderen Mitglieder beteiligt waren. Es hatte die Aufgabe, Schlüsselprojekte in Algerien zu unterstützen, eine willkommene Maßnahme in Algier, da man wiederholt die Investitionsziele nicht hatte erfüllen können. Zudem wurden die Beziehungen zwischen Sonatrach und den wichtigsten Akteuren in den Algier zugewiesenen EU-Märkten gefestigt.

#### 10.4.3 Islamische Republik Iran

Wie Algerien war auch die Islamische Republik Iran von Russland nach Doha zu Gesprächen eingeladen worden. Die russischen Vorstellungen einer Zusammenarbeit gingen Teheran zwar nicht weit genug, doch standen Iran keine besseren Alternativen offen. Generell waren nur wenige Staaten von der Idee einer Gas-OPEC im Sinne Irans zu begeistern. Die meisten lehnten seit Jahren besonders die Einführung von Förderquoten ab sowie sie keine mächtige Organisation mit Kontrollbefugnissen wünschten. Die wenigen Staaten, die gewillt gewesen wären, der iranischen Vision eines Gaskartells zu folgen, spielten im internationalen Gashandel – trotz lautstark bekundeten Vorhaben – immer noch keine Rolle.

Der russische Vorschlag einer Aufteilung des europäischen Marktes brachte Teheran zwar kaum direkte Vorteile, doch hoffte Iran auf stärkere Unterstützung Moskaus in anderen Bereichen. Bis auf geringe Re-Exporte iranischen Gases von der Türkei nach Europa (v. a. in die Schweiz) exportierte Iran ohnehin kein Erdgas nach Europa. Die Unterstützung sollte in erster Line in Form von Investitionen stattfinden. Denn die ehrgeizigen Pläne Irans im Gassektor waren in der Vergangenheit bei weitem verfehlt worden. Zwar hatte Teheran den Erdgasverbrauch durch die Substitution von Erdöl und Erdölprodukten erheblich steigern können und hatte das eigene Pipelinenetz deutlich ausgebaut, um mehr Iraner mit Gas versorgen zu können, doch war es nicht gelungen, die Erdgasförderung so weit zu erhöhen, dass die Exportaktivitäten hätten gleichzeitig erweitert werden können. Besonders die Erschließung des South Pars-Feldes kam nur schleppend voran. Iran hatte große Hoffnungen auf die Erschließung des riesigen Erdgasfeldes gesetzt, das den überwiegenden Teil des Gases

sowohl für den Binnenbedarf als auch für verschiedene Exportprojekte hätte liefern sollen, u. a. auch für LNG-Projekte.

Die Exportprojekte und besonders die investitionsintensiven LNG-Projekte mussten jedoch bis auf weiteres vertagt werden, um den iranischen Inlandsbedarf zu decken. Trotz höherer Importe aus Turkmenistan kam es alle paar Winter zur Unterbrechung oder Reduzierung iranischer Exporte, um den Bedarf in der kalten Jahreszeit zu decken. Entsprechend erhoffte man sich von Russland Hilfe bei der weiteren Erschließung und Entwicklung von Erdgasfeldern, aber auch bei der Umsetzung von anschließenden Exportprojekten. Hierzu wurde eine iranisch-russische Gesellschaft gegründet, die sich v. a. mit der Realisierung von Exportprojekten für den pakistanischen und indischen Markt beschäftigen sollte. Die Exportmöglichkeiten nach China sollten untersucht werden. Hauptgrund für die geringen Investitionen im Iran waren die weiterhin bestehenden Sanktionen, die v. a. aufgrund des erneut aufgeflamnten Atomstreits verschärft worden waren. Die IAEA hatte vor einigen Jahren aufgebrochene Siegel in einer Urananreicherungsanlage entdeckt und die Entsendung zusätzlicher Inspektoren gefordert, woraufhin Teheran die Zusammenarbeit mit der Agentur nach längerem Streit zum wiederholten Mal aufkündigte.

Auch in dieser Angelegenheit hatte Moskau Teheran immer wieder unterstützt, sollte nun aber die Bemühungen verstärken. Ziel war, dass die internationale Gemeinschaft Iran die friedliche Nutzung der Kernkraft endlich erlaubte. Mit russischer Hilfe und Technologie sollten Kraftwerke gebaut werden, die zusätzliches Erdgas für den Verbrauch oder Export freimachen würden. Besonders der Kernreaktor bei Buschehr sollte endlich den regulären Betrieb aufnehmen. Technische Probleme hatten laut Rosatom immer wieder die Inbetriebnahme verzögert. Im Augenblick war Iran auf Stromimporte aus Armenien angewiesen. Dort hatte Russland das Kernkraftwerk Metamor massiv ausgebaut, so dass Armenien große Mengen Strom in die Region und v. a. Iran exportieren konnte.

Das Treffen in Doha zwischen den Europäischen G4 bot Teheran zudem die Gelegenheit, über das North Field / South Pars-Feld zu sprechen. Bohrungen in einigen Blöcken des South Pars hatten sehr enttäuscht. Die iranische Führung schrieb dies den Aktivitäten des Emirats zu, das bereits vor Iran mit der massiven Ausbeutung der Lagerstätte begonnen hatte. Man hatte Katar bereits mehrmals gewarnt, die rücksichtslose Ausbeutung führe zu Beschädigungen des Reservoirs und verringere die förderbaren Gasreserven auf der iranischen Seite des Erdgasfeldes. Bereits vor einigen Jahren war es zu Spannungen zwischen dem Emirat und der Islamischen Republik gekommen, weil Katar 2015 das Moratorium über

das North Field aufgehoben hatte, um neue Projekte voranzutreiben. Iran übte auf das Emirat massiven Druck aus und drohte sogar mit militärischen Konsequenzen, wenn Katar mit der Vergabe neuer Förderblöcke fortfahre. Teherans Einschüchterungsversuche gingen sogar so weit, dass Patrouillenboote der iranischen Marine Trupps internationaler Konzerne bedrohten und vertrieben, die im Auftrag Katars nördliche Blöcke des North Fields untersuchten. Das Emirat gab Ende 2015 nach und erneuerte das Moratorium. Allerdings waren in der Zwischenzeit bereits zwei große Gasprojekte vom Emir durchgesetzt worden.

#### 10.4.4 Emirat Katar

Katar hatte zwar auf die russische Einladung mit nur mäßigem Interesse reagiert, konnte aber als „Gastgeber“ schlecht die Teilnahme absagen. Als bei weitem bedeutendster LNG-Exporteur sah das Emirat nur geringe Schnittmengen mit den Pipelineexporteuren, die eine effektive Kooperation in Europa zugelassen hätten. Im Gegensatz zu den anderen G4, hatte Katar nur geringe Probleme gehabt, genügend Investitionen anzulocken und war in der Lage, die eigene Strategie weitestgehend umzusetzen. Zwar machten dem Emirat die niedrigen Preise und die niedriger als erwartete Nachfrage wie anderen Exporteuren zu schaffen, doch hatte das Land nur eine geringe Bevölkerung, sehr niedrige Förderkosten, Explorationskosten, die gegen Null liefen und die modernste LNG-Technologie.

Besonders im teuren LNG-Sektor konnte Katar Vorteile gegenüber Mitbewerbern über Skaleneffekte herauschlagen, da die Mega-Trains viel günstiger LNG produzieren konnten und die Q-Max LNG-Tanker sogar um 80% billiger LNG transportieren konnten als die Tanker der Mitbewerber. Mit Algerien nahm ein Konkurrent an dem G4-Treffen teil, der sich fest vorgenommen hatte, die LNG-Aktivitäten auszuweiten und mit einem weiteren Konkurrenten, Nigeria, eng kooperierte (wenn auch bei Pipelineexporten). Ein gewisses Interesse brachte das Emirat der Idee gemeinsamer Standardverträge entgegen, wenn diese die Flexibilität der Verträge erhöhten. Auch einer einheitlichen Preisformel konnte Katar etwas abgewinnen, sofern sich dadurch die niedrigen LNG-Preise in Europa erhöhen ließen. In diesem Bereich erschien eine Zusammenarbeit mit Algier denkbar.

Die Teilnahme Katars war also in erster Linie dem starken Werben Russlands, Algeriens und Irans so wie dem Ort des Treffens geschuldet. Darüber hinaus legte das Emirat Wert auf gute Beziehungen zu anderen Akteuren im Energiesektor, besonders aber zum benachbarten Iran. Teheran hatte vor einigen Jahren massiven Druck auf Katar ausgeübt, um eine weitere Erschließung des North Fields zu verhindern. Als Iran sogar mit Waffengewalt drohte,

entschied man sich im Emirat dafür, der Islamischen Republik nachzugeben – zumindest auf den ersten Blick. Denn noch bevor das neue Moratorium ausgesprochen wurde, hatte man bereits zwei neue Projekte gebilligt, die im Laufe des kommenden Jahrzehnts umgesetzt werden sollten. Diese Projekte würden dann Erdgas v. a. als Rohstoff für die katarische Industrie liefern (Strom, Düngemittel, Kunststoff, Chemie, GtL) und darüber hinaus Gas über Pipeline in die VAE, Bahrain und Kuwait liefern. Dagegen sollte nur ein geringer Teil als LNG in entfernte Märkte exportiert werden.

Entsprechend gelassen sah Katar dem Vorschlag Russlands entgegen, die Gasmärkte aufzuteilen und auf Absprachen im EU-Markt zu setzen. Die Zusage an die drei anderen G4, mittelfristig auf neue Megaprojekte für Europa zu verzichten, kostete Katar kaum etwas, da solche Projekte ohnehin nicht in die Strategie passten und der steigende kurzfristige LNG-Handel ebenso wenig in die Übereinkunft einbezogen wurde, wie die bereits laufenden langfristigen Verpflichtungen mit einzelnen EU-Mitgliedern (z. B. VK, Italien). Katar sah bei den G4 die eigenen Interessen nur wenig berührt und brauchte auch nicht wirklich etwas als Gegenleistung anzubieten. Im Gegenzug aber konnte das Emirat auf die Beteiligung in gemeinsamen G4-Projekten und auf höhere Gaspreise hoffen.

#### 10.4.5 Die Europäische Union

Nach der Finanz- und Wirtschaftskrise erholte sich der Erdgasbedarf ab 2011 nur langsam, so dass der Anstieg des Erdgasimports in der EU geringer ausfiel als gedacht. In den ersten Jahren nach der Krise hatten verschiedene EU-Staaten sogar mehrmals Probleme, die in den langfristigen ToP-Verträgen festgehaltenen Mindestmengen abzunehmen. Einige europäische Versorger hatten deswegen versucht, die Erdgaslieferanten dazu zu bringen, auf ihre vertraglichen Mindestvolumina zu verzichten. Gazprom hatte dieses Vorgehen gegenüber der Ukraine angewandt – aus politischem Kalkül und weil NaftoGaz ohnehin nicht hätte zahlen können. Nun sahen sich die Lieferanten aber zahlungskräftigen Konzernen gegenüber, die eine ähnliche Behandlung wünschten. Für eine zumindest vorübergehende Senkung der ToP-Volumina hatten die Konzerne gleich zwei wichtige Gründe: der niedrige Bedarf und die Situation an den LNG-Märkten. Letztere war von einer sehr hohen Liquidität und niedrigen Gaspreisen gekennzeichnet, die zeitweise unter dem Preis für Pipelinegas lagen. Obwohl zu Beginn alle Lieferanten eine Änderung der Vertragsbedingungen ablehnten, konnten die Importeure zu einem späteren Zeitpunkt eine Verringerung sowie eine Verschiebung der Abnahmeverpflichtung auf kommende Jahre erreichen. Denn nachdem Gazprom den



Kompromiss mit der Ukraine als Präzedenzfall anerkannt hatte, sahen sich die anderen Lieferanten gezwungen, nacheinander dem russischen Konzern zu folgen.

Tatsächlich war der Erfolg der europäischen Konzerne nur ein halber. Es war nämlich nicht das erste Mal, dass sich europäische Akteure durch die Ausübung von Druck oder zumindest unilateraler Handlungen gegenüber den Lieferanten durchsetzten. Die meisten Erdgasexporteure hatten als Reaktion auf diese Art von Vorgehen bereits vor einigen Jahren mit Versuchen begonnen, innerhalb des GECF enger zu kooperieren. Damals hatte sich das Forum durch die Aufstellung ständiger Strukturen und Organe weiterentwickelt, so dass viele importierende Staaten die imminente Entstehung eines Gas-Kartells befürchteten. Allerdings stellte sich das neue Forum als unfähig heraus, konkrete und bindende Beschlüsse zu erlassen, so dass das Thema einer Kartellbildung für einige Zeit in den Hintergrund geriet. Die über Jahre niedrigeren Einnahmen auf Seiten der Exporteure und die harten Verhandlungen über die Senkung der ToP-Volumina, die allgemein als unfairer Sieg der Importeure über die Gasexporteure empfunden wurde, trugen maßgeblich zur Bildung einer Untergruppe innerhalb des GECFs bei, die aus wichtigen europäischen Lieferstaaten plus Iran bestand.

Diese Gruppe, die sich selbst „Europäische G4“ nannte, bestand aus Russland, Algerien, Iran sowie Katar und stellte einen bedeutenden Teil des von den EU-Staaten importierten Erdgases. Mit Iran nahm sogar ein Land an der Kooperation teil, das potentiell einen bedeutenden Beitrag zur europäischen Gasversorgung hätte leisten können. In der Vergangenheit hatte es die politische Isolation Irans Brüssel unmöglich gemacht, Teheran als Partner in diesem Bereich zu berücksichtigen. Eine Zusammenarbeit mit Teheran wurde für die EU aber zunehmend interessant, da der Bau der TCGP weiterhin nicht voran kam, der Iran jedoch über substantielle Reserven verfügte und mittlerweile hohe Transitkapazitäten für turkmenisches Erdgas in westliche Richtung aufgebaut hatte. Zusätzliches Erdgas wurde dringend benötigt, um die zweite Phase der Nabucco-Pipeline implementieren zu können. Nachdem aber russische Avancen, Gas für das europäische Projekt bereitzustellen, v. a. von osteuropäischen EU-Mitgliedern strikt abgelehnt worden war, stieg der Druck zunehmend, Alternativen zu finden. Unter anderem wurde vorgeschlagen, Teheran die Rolle als Transitstaat für turkmenisches Erdgas anzubieten, wenn Iran zu Zugeständnisse im Atomstreit bereit wäre. Bei einer weiteren Verbesserung der Situation wurde sogar die Möglichkeit iranischer Importe in Aussicht gestellt.

Obwohl die G4-Staaten keine genauen Angaben zu den Zielen der Gruppe machten, wurde aufgrund ihrer Zusammensetzung besonders in der EU vermutet, es müsste sich um den

Versuch der Bildung eines regionalen Kartells handeln. Da jedoch bekannt geworden war, dass Norwegen als zweit wichtigster Lieferant eine Teilnahme abgelehnt hatte und die EU in den vergangenen Jahren sowohl die Liberalisierung des Gasmarktes als auch den Ausbau der intra-europäischen Infrastruktur (Pipeline, Speicher, etc.) vorangetrieben hatte, räumte man der G4 keine hohen Erfolgsaussichten ein. Außerdem war es bemerkenswerterweise gelungen, die erste Phase der Nabucco-Pipeline 2018 in Betrieb zu nehmen. Dadurch standen, zwar später als gedacht, aber immerhin 8 Bcm jährlich aus Aserbaidshan und Ägypten zusätzlich zur Verfügung. Ebenso konnte man sich bis 2015 mit sehr günstigem LNG eindecken, da während der Finanz- und Wirtschaftskrise eine Vielzahl von LNG-Projekten on stream gegangen, der Bedarf aber eingebrochen war.

Ab 2015 aber begann der Bedarf zu steigen. Gleichzeitig waren sowohl im LNG- als auch im Gassektor allgemein aufgrund der niedrigen Preise kaum Investitionen im Upstream getätigt worden, so dass allmählich die Preise zu steigen begannen, besonders bei LNG. Zudem entwickelten sich die Verhandlungen zur Verlängerung mehrerer langfristiger Verträge mit Pipelineexporteuren sehr zäh, so dass eine ausreichende Versorgung in den kommenden Jahren ungewiss blieb. Während Norwegen bereits das Limit der Exportkapazitäten erreicht hatte, verlangten Russland und Algerien ungewöhnlich hohe Preise und boten nur niedrige Volumina an. Gleichzeitig wurden die Bedingungen verschärft, um an Upstream-Gasprojekten zu partizipieren. Dies konnten sich die Exporteure nicht zuletzt leisten, da die G4 ein eigenes Investitionsinstrument ins Leben gerufen hatten, durch das sich alle vier gemeinsam an der Entwicklung der eigenen Gasmärkte beteiligen konnten. Westliche Energiekonzerne beschwerten sich in Algerien, die Bedingungen zur Ersteigerung einer Förderlizenz müssten unbedingt für die Bieterunde Ende 2019 entschärft werden, damit sie sich wirtschaftlich lohnten. Den Vorwürfen entgegnete der algerische Energieminister jedoch nur mit den Worten: *„Money, I have. Reserves, I have. Markets, I have. Technology, I have access. What do you bring?“*<sup>1475</sup>

Bedeutende Alternativen boten sich dem europäischen Markt kaum an. Hatte Katar in der Vergangenheit durch die Umsetzung von Megaprojekten große Mengen alternativen Erdgases zur Verfügung stellen können, hatten sich die neuen Projekte des Emirats bis zur erneuten Verhängung des Moratoriums praktisch ausschließlich auf den Eigenbedarf oder auf die regionalen Märkten am Persischen Golf gerichtet. Auf Erdgas aus der zweiten Phase des

---

<sup>1475</sup> Worte des algerischen Energieministers in 2008, zit. in: Flynn, Chris / Dyer, Erin: A Tale of Two Hemispheres, S. 3.

Nabucco-Projekts konnte sich die EU zudem nicht verlassen. Hatte die erste Phase mit dem Transport kaspischen Erdgases begonnen, verfügte man für die zweite Phase durch den Ausfall des Iraks und Turkmenistans nicht mehr über genügend Erdgas, um die Leitung auszulasten. Die zweite Phase der Nabucco-Pipeline hatte irakische Gaslieferungen von 10-15 Bcm jährlich vorgesehen, die nach dem Bau einer trans-kaspischen Pipeline mit turkmenischem Erdgas hätten ergänzt werden sollten. Nach dem Abzug der US-Truppen aus dem Irak, destabilisierte sich das Land jedoch rasch und zerfiel in einen kurdisch geführten Nordirak und einen schiitisch-arabisch geprägten Restirak, so dass es nie zu den abgemachten Lieferungen kam. Die Türkei weigerte sich zudem, kurdisches Erdgas über das eigene Territorium zu transportieren.

Aschgabat hatte mit der EU zwar Lieferungen nach Westen vereinbart, sah sich mit der Aufnahme der Lieferungen nach China und den verbesserten russischen Konditionen (wenn auch bei einem niedrigeren Volumen) in einer stärkeren Position, um die Lieferungen neu verhandeln zu können. Die Aussichten einer weiteren Erdgaspipeline für den chinesischen Markt stärkten die turkmenische Position gegenüber Europa weiter. Die höheren Pipelinekapazitäten in den Iran ließen außerdem kleinere Lieferungen in die Türkei und nach Pakistan zu. Verunsicherte Investoren zogen sich aus dem Projekt zum Bau der TCGP zurück und europäische Unternehmen wie die deutsche RWE sahen sich gezwungen, die Zukunftsfähigkeit ihrer Engagements in Turkmenistan zu überdenken.

Alternativen für die zweite Nabucco-Phase gab es kaum. Iranisches Erdgas kam aus politischen Gründen für Nabucco nicht in Frage. Einige EU-Mitglieder plädierten zumindest für eine Einbindung Teherans als Transitstaat für turkmenisches Gas im Gegenzug für ein Einlenken im Atomstreit, Iran aber lehnte jegliche Zugeständnisse ab. Ägypten konnte nur sehr geringe Erdgasmengen über Pipeline exportieren und war aufgrund eines stark angestiegenen Eigenbedarfs auch nicht in der Lage, die Gasexporte in die EU insgesamt zu erhöhen. Aserbaidshans konnte zusätzlich zu den Lieferungen über Pipeline und Tanker die Exporte nicht weiter erhöhen. So entschied man sich bei dem Nabucco-Konsortium, die zweite Phase auf die Zeit nach 2025 zu verschieben. Libyen hatte zwar die Gasexporte über die mittlerweile erweiterte Greenstream erhöhen können, setzte jedoch eher auf einen Einsatz des Erdgases als Ölsubstitut, um so die Erdölexporter zu erhöhen.

Europa hatte in den Jahren nach der Krise damit begonnen, Erdgas stärker einzusetzen, in erster Linie zur Stromerzeugung. Neben dem höheren Wirkungsgrad moderner Gaskraftwerke spielte der niedrigere CO<sub>2</sub>-Ausstoß eine entscheidende Rolle bei dieser Entscheidung. Zudem

war es noch nicht gelungen, die Technologie zur CO<sub>2</sub>-Sequestrierung bei Kohle wirtschaftlich anzuwenden, so dass Kohleverstromung durch die Implementierung strengerer Umweltnormen und den hohen Preis der CO<sub>2</sub>-Zertifikate teurer wurde. Die lange Zeit niedrige Gaspreise hatte diesen Trend sogar verstärkt. Viele dieser Projekte wurden nun fertig gestellt und nahmen den Betrieb auf, als der Gaspreis anfang zu steigen. Außerhalb des Rahmens langfristiger Verträge gab es kaum Wege, Erdgas zu beziehen, da die Produzenten darauf achteten, Überschüsse so niedrig wie möglich zu halten und vermieden, in den angestammten Märkten anderer Exporteure mit diesen in Konkurrenz zu treten.

Im LNG-Sektor hatte sich Europa bei weitem zum bedeutendsten Abnehmer im atlantischen Markt entwickelt, da es den USA dank der Gasförderung nicht-konventioneller Erdgase gelungen war, praktisch auf LNG-Importe zu verzichten. Das meiste LNG importierte Washington im Sommer, überwiegend um damit günstig die Speicher füllen zu können. Im Winter waren die USA sogar in der Lage, kleinere Mengen LNG an Europa zu verkaufen, wenn die Preise stimmten. Dieser Umstand trug zwar dazu bei, dass sich die Preise im europäischen LNG-Sektor länger auf einem mittleren Niveau halten konnten, verhinderte aber nicht einen späteren Preisanstieg und deutlich volatilere Gaspreise.

#### 10.4.6 Die Auswirkungen auf die Interdependenzbeziehung, die Versorgungssicherheit und mögliche Maßnahmen Europas

Ausgehend von der Situation, in der sich die Europäische Union mittelfristig auf der Verwundbarkeitsebene, dank Reformmaßnahmen und Diversifizierung, gegenüber den einzelnen Exporteuren im Vorteil befand, haben einige Exporteure als Gegenmaßnahme eine Kooperation vereinbart, um ihre Position gegenüber der EU im Gegenzug zu verbessern.

Dies begründet eine neue Situation, in der die Lieferanten durch eigene Handlungen versuchen, die durch europäische Maßnahmen entstehenden Kosten zu verringern oder umzukehren. Die Aufteilung des europäischen Gasmarktes unter Algerien und Russland und die Vereinbarungen mit Iran und Katar, auf zusätzliche Aktivitäten im EU-Markt weitestgehend zu verzichten, verringert den Handlungsspielraum der EU erheblich. Gemeinsam mit der Ausweitung der Gasnutzung in Europa, der unvollständigen Erschließung eines südöstlichen Gaskorridors, den verschärften Vertragsbedingungen bei der Neuverhandlung langfristiger Lieferverträge, die Bildung eines G4-Investitionsinstruments, der Fragmentierung des EU-Marktes durch direkte bilaterale Beziehungen zu den Lieferanten und der damit geschwächten gesamteuropäischen Position verschiebt sich die Asymmetrie der

Interdependenzbeziehung auf der Verwundbarkeitsebene zum Vorteil der an den G4 beteiligten Lieferanten.

Die Politik Norwegens, sich an keiner diesbezüglichen Zusammenarbeit mit den G4 einzulassen, verhindert ein Worst Case-Szenario für die EU ebenso wie die relativ entspannte Situation im atlantischen LNG-Markt. Nicht beteiligte Exporteure profitieren dabei als Free-Rider trotzdem an der Aufteilung der Märkte und dem damit einhergehenden geringeren Wettbewerb sowie an den höheren Preisen. Der schlechteren europäischen Situation auf der Verwundbarkeitsebene steht kurioserweise eine Verbesserung auf kurzfristiger Ebene gegenüber. Unter den beschriebenen Umständen dürfte die Ausnutzung kurzfristiger Empfindlichkeiten für die G4 nämlich deutlich höhere Kosten zur Folge haben. Dies liegt primär an der dominanten Position der EU im atlantischen LNG-Markt und an dem Ausbau der inner-europäischen Pipelines sowie der Gasspeicherkapazitäten. Ebenso wurden auf EU-Ebene die Reaktionsmechanismen auf kurzfristige Versorgungsstörungen in einzelnen Teilmärkten verbessert. Für den Fall einer deutlichen Verringerung oder Unterbrechung der Gaslieferungen wurden die kurzfristigen Kosten somit z. T. auf die Seite der Lieferanten verschoben.

Von der bereits mehrfach verwendeten Definition für Energiesicherheit ausgehend, könnten die Auswirkungen einer engen, kartellähnlichen Kooperation im Rahmen des „Europäischen G4“-Szenarios auf die einzelnen Faktoren wie folgt aussehen:

- a) Durchgehende und ununterbrochene Verfügbarkeit: Kurzfristig sind Störungen der Gasversorgung in der EU möglich. Allerdings hat die EU verschiedene Maßnahmen eingeleitet, die Störungen und Unterbrechungen für die Lieferanten deutlich kostspieliger machen. Unterbrechungen sind insgesamt unwahrscheinlicher geworden.
- b) Verfügbarkeit in verschiedenen Formen: bedeutet eine gute Diversifizierung der Importquellen, -wege und -methoden. Hier hat sich die europäische Lage deutlich verschlechtert, da es Algerien und Russland im Großen und Ganzen gelingt, den europäischen Markt in Kontingente aufzuteilen und zu fragmentieren. Außerdem ist es Europa nicht gelungen, wesentliche Schritte zur Erschließung eines südöstlichen Gaskorridors zu machen. Es stehen zwar insgesamt weiterhin mehrere alternative Gaslieferanten zur Verfügung, diese können jedoch nur kleinere Mengen liefern. Abgemildert wird die Lage nur durch den norwegischen Entschluss, sich an keinen Absprachen zu beteiligen sowie durch das positive Umfeld am atlantischen LNG-

Markt. Die Diversifizierung der Transportwege ist durch den Bau der Nord Stream und der Umsetzung der ersten Nabucco-Phase nur unvollständig.

- c) Verfügbarkeit in ausreichenden Mengen: die Reserven- und Ressourcenbasis ist weiterhin mehr als ausreichend. Nicht-konventionelle Erdgase könnten zwar in der betrachteten Zeitperioden anfangen, einen wichtigen Beitrag zu leisten, dazu müssten jedoch so bald wie möglich entsprechende politische Entscheidungen getroffen und europaweit mit intensiveren Explorationsbemühungen begonnen werden. Erdgas wird zwar wahrscheinlich in ausreichenden Mengen Europa erreichen, die G4 werden jedoch dafür sorgen, dass es zu keiner Zeit zu einem Überangebot mit entsprechenden weiteren Handelsmöglichkeiten kommt. Der Zugang zum Upstream – und damit ein Weg selbst für ausreichende Mengen Erdgas zu sorgen – wird den westlichen und europäischen Konzernen durch ein G4-eigenes Investitionsinstrument sehr erschwert. Dadurch haben die Konzerne auch kaum noch Einfluss auf das Tempo der Reservenerschließung.
- d) Verfügbarkeit zu angemessenen Preisen: die Erdgaspreise steigen durch die Zusammenarbeit der G4 stärker an. Die Preisgrenze wird durch die Preise für teures norwegisches Erdgas und für ebenfalls teures LNG bestimmt. Je nachdem wird auch der Preis für nicht-konventionelles Erdgas oder Bio-Erdgas den von den G4 beeinflussten Erdgaspreis mitbestimmen.
- e) Erwartung von in Zukunft ununterbrochener Verfügbarkeit (Lieferungen): Mit der Gründung der „Europäischen G4“ geht ein massiver Vertrauensverlust der Konsumenten gegenüber den Exporteuren einher. Entsprechend überrascht es wenig, dass sich nicht nur die tatsächliche Versorgungslage verschlechtert, sondern auch die perzipierte Sicherheit stark sinkt. Alle Maßnahmen innerhalb der G4, wie die Aufteilung der Märkte, die koordinierten Vertragsverlängerungen oder die gegenseitigen Investitionen erzeugen großes Misstrauen. Um die eigene Position in Zukunft zu verbessern, werden Verbraucher entweder auf alternative (vermeintlich sicherere) Energieträger ausweichen oder auf eine noch stärkere Diversifizierung der Importe aus noch weiter entfernten Quellen setzen. Beide Optionen werden jedoch zu einer konfrontativeren Haltung zwischen Europa und den G4 (v. a. Russland und Algerien) führen.

Die oben beschriebenen Entwicklungen sind natürlich nicht endgültig. Es steht der EU frei, selbst Gegenmaßnahmen zu initiieren bzw. die Maßnahmen der Lieferanten zu antizipieren und entsprechende Vorkehrungen zu treffen. Letzteres gilt besonders, berücksichtigt man die Tatsache, dass es von Europa angestoßene Veränderungen im Gasmarkt und in den Gasbeziehungen waren, die überhaupt zu einer verstärkten Kooperation innerhalb der G4 geführt haben. Es ist zu bezweifeln, ob es zu einer engen Zusammenarbeit gekommen wäre, wenn die Lieferanten z.B. die Liberalisierung, Diversifizierung und andere Maßnahmen nicht als gegen sich gerichtet empfunden hätten. Versteht man Marktreformen und neue Gasbezugsmöglichkeiten als grundsätzlich positive Veränderungen im europäischen Gassektor, die durchaus zu einer erhöhten Energiesicherheit führen können, dann war jedoch sowohl die Art und Weise der Umsetzung problematisch als auch die Kommunikation zwischen Importeuren und Exporteuren in der Vergangenheit mangelhaft.

Unabhängig von der grundsätzlichen Richtigkeit von Marktreformen ist bei unilateralen Veränderungen von langfristig angelegten und auf Vertrauen basierenden Verhältnissen wie die im Gassektor, mit negativen Konsequenzen zu rechnen. Zu schnell und zu eindeutig haben die Veränderungen im europäischen Erdgassektor zu einer Verbesserung der Lage Europas und zu einer Verschlechterung der relativen Lage einiger exportierender Staaten geführt. Wären die Interessen und Anliegen bedeutender Lieferanten sowie die geopolitische Realität bei der Umsetzung der Marktreformen stärker berücksichtigt worden (zum Teil sind sie ja berücksichtigt worden, siehe Kap. 6.3.1.3), hätten die Gegenmaßnahmen der Exporteure möglicherweise abgewendet werden können.

Selbst nachdem sich die Bildung einer verstärkten Kooperation unter einigen Exporteuren und wichtigen Gasproduzenten mit der Neuorganisation des GECFs abzeichnete, wären innerhalb des vorgestellten „G4-Szenarios“ EU-Maßnahmen möglich gewesen, um ein Kartell oder kartellähnliche Absprachen abzuwenden. Am wichtigsten wäre eine Intensivierung des Dialogs zwischen Importeuren und Exporteuren gewesen. Dies hätte u. a. innerhalb der IEA geschehen können (z. B. dem Directorate of Global Energy Dialogue), wo bereits Produzenten-, Verbraucher- und Transitstaaten kooperieren können. Eine weitere Möglichkeit wäre eine Zusammenarbeit im Rahmen der Energiecharta, einer sonstigen Folgeorganisation oder einer neuen gasspezifischen Organisation gewesen. Auch hätte darüber nachgedacht werden können, westliche oder westlich orientierte Gasexporteure zu einer Zusammenarbeit innerhalb des GECFs zu bewegen. Zumindest als Beobachter wäre eine Teilnahme Kanadas, der Niederlande, Norwegens oder Australiens an GECF-Treffen denkbar. Am wichtigsten –

und Voraussetzung für einen Dialog – wäre die stärkere Berücksichtigung der Interessen exportierender Länder, wenn Änderungen in Europa direkte Konsequenzen auf diese haben.

Parallel zu einem energie- und gasspezifischen Dialog, muss Europa die sozioökonomischen Herausforderungen bei vielen Exporteuren nicht nur berücksichtigen, sondern auch helfen diese zu überwinden. Obwohl Kooperation und Dialog zwischen Exporteuren und Importeuren die eindeutig zu bevorzugende und erfolgversprechendere Vorgehensweise darstellt, sind auch konfrontativere Varianten denkbar. So könnte man die Kooperation unter den größten Gasverbrauchern intensivieren, z. B. könnten die USA, Europa und einige Schwellenländer wie China und Indien zusammenarbeiten, um zu verhindern, von den Gasexporteuren gegeneinander ausgespielt zu werden. Nach einem Beitritt Chinas und Indiens wäre eine solche Kooperation evtl. innerhalb der IEA möglich. Im Extremfall könnten Verbraucher ihre Gasimporte sogar zusammenlegen und eine Art internationales Verbraucherkartell gründen oder gemeinsam Handelssanktionen verhängen.<sup>1476</sup>

Haben sich Exporteure wie im beschriebenen Szenario trotzdem zu einer Gruppe zusammengeschlossen, die eindeutig die europäische Position gegenüber den Exporteuren verschlechtert, können zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden. Bereits vor diesen Maßnahmen aber, wird die Entstehung einer „Gruppe der 4“ eine sicher nicht gewollte Auswirkung haben: einen immensen Image- und Vertrauensverlust auf Seiten der Gasabnehmer. All diejenigen, die in Russland und in Gasimporten allgemein ein Risiko für die Energieversorgung gesehen haben, werden sich bestätigt sehen und könnten eine radikale Abwendung vom Erdgas insgesamt fordern. Mit hoher Wahrscheinlichkeit würde eine Kartellbildung zu einer langfristigen Abnahme des Gaskonsums und zu einer Substitution des Erdgases durch vermeintlich sicherere Energien führen. Im Hinblick auf die Klimadebatte könnte die Bildung einer solchen Gruppe auch Motivation für einen stärkeren Einsatz regenerativer Energien werden.

Zusätzlich könnte Europa eine ganze Reihe von Maßnahmen ergreifen (auch unabhängig von einer Kooperation zwischen Exporteuren), die helfen würden, die Kosten bei möglichen Versorgungsstörungen (kurz- oder langfristiger Natur) zu reduzieren. Die meisten dieser Maßnahmen zielen auf eine Erhöhung der Elastizität des europäischen Marktes oder alternativer Lieferanten ab. In Europa könnte man die intra-europäische Infrastruktur und die Gasspeicherkapazitäten weiter verbessern. Zudem kann man die Fuel-Switching- / Dual-Firing-Kapazitäten erweitern, so dass Erdgas – sollte es Probleme bei der Versorgung geben

---

<sup>1476</sup> Vgl. Socor, Vladimir: A Russian-Led „OPEC for Gas“?, S. 118.



(Lieferunterbrechung, sehr hohe Preise etc.) – schneller durch andere Energieträger ersetzt werden könnte. Einen deutlichen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit kann gerade bei der abnehmenden Erdgasförderung innerhalb Europas die Produktion von nicht-konventionellen Erdgasen leisten. Die USA haben gezeigt, dass solche nicht-konventionelle Erdgase erheblich zur Energiesicherheit beitragen können, obwohl sie erst bei mittleren bis hohen Preisen wirtschaftlich förderbar sind.

Sollten in Europa nicht-konventionelle Erdgase gefördert werden, könnte diese Produktion, die allgemein teurer ist als die Förderung konventionellen Erdgases, als eine Art Swing-Production ein Stoppsignal für überhöhte Preise aus traditionellen Lieferstaaten setzen. Sobald überhöhte Preise verlangt werden, würde dann die Produktion nicht-konventioneller Erdgase einsetzen. Entsprechend bestünde kein Interesse seitens der Gasexporteure diese Grenze zu überschreiten. Damit in Zukunft nicht-konventionelle Erdgase in Europa tatsächlich gefördert werden können, muss allerdings die Exploration frühzeitig beginnen und deutlich ausgeweitet werden (wie z. B. in Polen, Ungarn und z. T. Frankreich und Deutschland). Außerdem gilt es, umweltpolitische Bedenken bezüglich der bei der Förderung genutzten Technologie zu überprüfen (siehe hydraulic fracturing).

In Bezug auf alternative Gaslieferanten für Europa gilt bereits heute die Erschließung kaspischer, zentralasiatischer und anderer Gasquellen (z. B. Irak) als wichtig für die Versorgungssicherheit. Die Bedeutung dieser Länder wird aber bei einer Zusammenarbeit wichtiger Exporteure wie Russland oder Algerien überdeutlich. Das Versagen, einen südöstlichen Gaskorridor zu etablieren und das Vorzeigeprojekt Nabucco umzusetzen, schränken die Handlungsmöglichkeiten Europas radikal ein. Wartet Europa zu lange auf die Erschließung turkmenischer Erdgasfelder und einer damit zusammenhängenden transkaspischen Pipeline, ist es gut möglich, dass das Interesse Aschgabats an Exporten nach Europa – mit den Lieferungen nach China und den höheren russischen Preisen – schwindet. Erst recht, wenn Aschgabat über den Iran auch die Türkei und Pakistan beliefern könnte.

Es wird sehr deutlich, welche bedeutende Rolle Iran für die europäische Gasversorgung spielen könnte. Allein Iran hat als Transitland für turkmenisches Gas sowie aufgrund der eigenen Reservenbasis das Potential, als einzelner Akteur, die Landschaft im europäischen Gassektor zum Guten oder zum Schlechten zu verändern. Bleibt Iran als Partner Russlands dem europäischen Markt fern, sind die Handlungsmöglichkeiten Europas deutlich eingegrenzt. Wäre Europa dagegen in der Lage, Iran einzubinden, wäre eine Aufteilung des europäischen Marktes zwischen Russland und Algerien kaum durchzusetzen. Besonders die russische

Sphäre in Südost-, Ost-, und Zentraleuropa könnte Erdgas aus Teheran beziehen. Um Iran aber bei der Energiesicherheit Europas zum Teil der Lösung zu machen, müssten erst die ernsthaften politischen Hindernisse bei Seite geschafft werden, was angesichts der zahlreichen Konfliktfelder und der jahrzehntelangen Dauer der Auseinandersetzungen eine riesige Herausforderung ist. Es liegt aber im Interesse Europas, diese Probleme, auch im Sinne einer besseren Gasversorgung, in Zukunft zu lösen und diese Lösung so weit wie möglich zu beschleunigen. Ein stabiles Iran, das nicht unbedingt demokratisch sein muss (immerhin kommen zahlreiche andere nicht-demokratische Staaten als Lieferanten in Betracht), das aber Erdgas nach Westen exportiert, könnte dann wahrscheinlich (auch als Transitland) einen substantiellen Beitrag zum südöstlichen Gaskorridor und Nabucco leisten.<sup>1477</sup>

Letzten Endes bleibt noch in Erinnerung zu rufen, dass die in dem obigen Szenario konzipierte Zusammenarbeit innerhalb der G4 temporär und bis ins Jahr 2025 befristet ist. Die Befristung soll vor allem unterstreichen, dass die Zusammenarbeit zwischen den G4 aus einer Situation der Schwäche heraus (niedrige Preise, niedrige Nachfrage, Ohnmachtgefühl gegenüber Liberalisierungs- und Diversifizierungspolitik, Neuverhandlung von Vertragsverpflichtungen etc.) entstanden ist und nur für kurze Dauer mit den Interessen der Akteure zu vereinbaren ist. Denn in die langfristige Strategie der Exporteure passt eine Begrenzung der Exporte oder der Exportmärkte nicht. Ebenso wenig ist es im iranischen Interesse, exklusiv Südasien zu bedienen oder im katarischen Interesse, sich weitere Projekte für Europa zu verbauen. Wollen die G4 also die Fragmentierung des europäischen Marktes erzwingen, ist ein hohes politisches Engagement, politischer Wille und ein hohes Maß an Disziplin vonnöten. Die G4 (bzw. jede andere Form eines regionalen Kartells) muss zudem aus eigenem Interesse versuchen, den Aufbau inter-regionaler Infrastruktur zu verhindern.<sup>1478</sup>

Man kann somit davon ausgehen, dass die Kosten einer Zusammenarbeit sehr hoch sind (nicht zuletzt die Opportunitätskosten). Bei der Kooperation handelt es sich also quasi nur um eine befristete Aussetzung des Wettbewerbs in einem regional begrenzten Markt. Entsprechend ist damit zu rechnen, dass selbst bei einer positiven Entwicklung der Kooperation über den Kooperationszeitraum hinaus, der „Waffenstillstand“ eher dazu genutzt würde, um „sich zu stärken“ und sich für die Zeit nach der G4 gut zu positionieren. Nach dem Ende der G4-Zusammenarbeit dürfte dann von einem umso stärkeren Wettbewerb ausgegangen werden. Ob in der Realität eine eventuelle Zusammenarbeit in einem G4-ähnlichen Rahmen

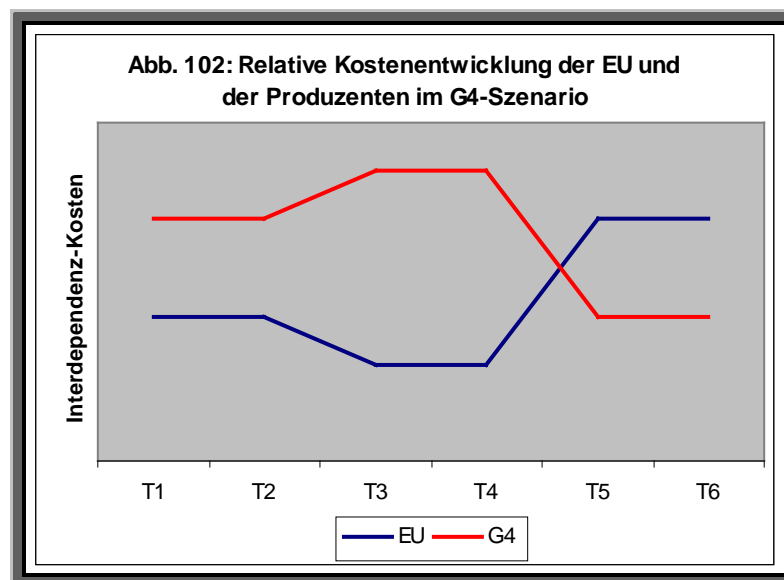
---

<sup>1477</sup> Vgl. Ebd., S. 118.

<sup>1478</sup> Vgl. Kott, Edward: Not so GECfast. Natural Gas Exporters Will Require Discipline, Creativity to Wield Significant Market Power, in: Al-Qudsi, Sulayman (Hrsg.), Geopolitics of Energy, Vol. 31, Nr. 2, Canadian Energy Research Institute, Calgary 2009, S. 3f.

tatsächlich formell auf z. B. 10 oder 15 Jahre begrenzt wird, sich die Gruppe nach einiger Zeit auflöst oder sich ein Akteur eigenmächtig über getroffene Vereinbarungen hinwegsetzt (weil er sich nachhaltig gestärkt fühlt und sich von einem solchen Verhalten Vorteile verspricht), dürfte kaum einen Unterschied machen. Eine Kooperation dürfte nicht von Dauer sein.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Bildung eines regionalen Gaskartells nach Vorbild des „G4-Szenarios“ durchaus negative Auswirkungen auf die Gasversorgung Europas haben könnte und sich die Asymmetrie der Interdependenzbeziehung auf der Verwundbarkeitsebene zugunsten der beteiligten Lieferstaaten verschieben würde. Es bleibt jedoch ebenfalls festzuhalten, dass Europa Instrumente und Maßnahmen zur Verfügung stehen würden, um auf die Bildung eines derartigen Kartells zu reagieren oder sogar dessen Entstehung zu verhindern.



Quelle: Eigene Darstellung.

Die obere Grafik zeigt die Entwicklung der Kosten im „G4-Szenario“ bei der EU und den G4. Ausgehend von der Analyse in Kapitel 9, hat die EU zu Beginn (T1-T2) geringere Kosten als die Exporteure zu tragen. Die Marktliberalisierung, die Diversifizierung der Importe und die Integration des EU-Gasmarktes sind die wesentlichen Ursachen hierfür. Der krisenbedingt niedrigere Gasbedarf der EU und die Durchsetzung weiterer Zugeständnisse von den Exporteuren (z. B. die Neuverhandlung der ToP-Mengen) senken die Kosten der EU weiter und verschlechtern gleichzeitig die Position der Exporteure (T3-T4). Die Erdgasexporteure aber sind zu diesem Zeitpunkt nicht mehr bereit, die höheren Kosten auf sich zu nehmen. Die Kosten erreichen zudem eine Höhe, bei der vier der wichtigsten Exporteure beschließen, enger zu kooperieren. Ihre Maßnahme besteht aus einer engen Kooperation im Gassektor im Rahmen der G4. Diese Kooperation verringert die Handlungsmöglichkeiten der EU erheblich, indem die Anzahl der Gaslieferanten verringert wird, die Gasmengen kontrolliert werden und die Gaspreise tendenziell steigen (T5-T6).

## **11. Schlussbetrachtungen**

Die Arbeit hat sich ausgiebig mit geopolitischen und wirtschaftlichen Faktoren der europäischen Gasversorgungssicherheit auseinandergesetzt. Die erste Frage, die diese Arbeit beantworten wollte, war die nach dem Zustand der Versorgungssicherheit der EU im Gassektor. Bezieht man die herausgearbeiteten Kriterien auf den aktuellen Zustand der EU-Gasversorgung, kann diese durchaus als sicher betrachtet werden. Die Ergebnisse der Interdependenzanalyse zeigen zudem, dass die EU unter den gegebenen Umständen aufgrund der Beziehungsstrukturen über genügend Handlungsspielraum verfügt, um sich den aktuellen Herausforderungen im Gassektor erfolgreich zu stellen. Brüssel stehen, trotz einiger Schwächen, die notwendigen Mittel zur Verfügung, um die Versorgungssicherheit der Union zu gewährleisten.

Als weiteres Ergebnis dieser Untersuchung kann auch festgehalten werden, dass die relative Position der EU gegenüber den Exporteuren oft unterschätzt wird. Nicht selten wird nämlich vorschnell eine grundsätzliche Überlegenheit der Energielieferanten gegenüber importierenden Ländern unterstellt, weil diese die notwendigen Lieferungen nach Belieben einstellen könnten. Dieses Phänomen des „Überschätzten Gashahns“<sup>1479</sup> gilt besonders für die bedeutenden Gaslieferanten Europas, die über Pipelines und langfristige Verträge verbunden, auf die EU angewiesener sind, als die EU auf diese Lieferanten. In den vergangenen Jahren haben Marktformen und -diversifizierung zu einer deutlichen Verbesserung der europäischen Position geführt. Die großen Lieferanten dagegen haben sich sogar stärker an die EU gebunden und waren kaum in der Lage, ihre Handlungsoptionen gegenüber Europa zu verbessern. In vielen Fällen mussten sie sogar Änderungen der Rahmenbedingungen hinnehmen, ohne besonderen Einfluss auf diese nehmen zu können.

Insgesamt ist festzuhalten, dass viele der im Energiebereich als Risiko thematisierten Entwicklungen schwächer ausfallen als befürchtet oder die europäische Position wider Erwarten gar stärken können. Vor einigen Jahren ging man z. B. noch von einem rasanten Anstieg der Erdgasnutzung in Europa aus. Mittlerweile zeichnet sich aber ab, dass der Erdgasverbrauch vergleichsweise langsam steigen wird, so dass der Importbedarf trotz fallender Förderung nicht so rasant steigen dürfte wie erwartet. Im Augenblick wird die Situation sogar weiter durch die Wirtschaftskrise entschärft. Diese hat auch – zumindest mittelfristig – zu niedrigeren Energie- und besonders Gaspreisen geführt, die noch vor der Krise als weitere Gefahr für die europäische Energiesicherheit gesehen wurden.

---

<sup>1479</sup> Vgl. Baring, Arnulf: „Der überschätzte Gashahn. Rußlands neues altes Nationalgefühl und seine finanzielle Abhängigkeit vom Westen“, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 06.03.2006, S.8.

Als mögliches Risiko für die EU-Gasversorgung wurde auch der zunehmende internationale Wettbewerb um die globalen Erdgasreserven eingestuft. In der Tat konnte die Arbeit in einigen Regionen einen hohen Wettbewerb zwischen westlichen-europäischen Akteuren und einigen Lieferstaaten oder importabhängigen Schwellenländern feststellen. Besonders stark zeigt sich der Wettbewerb in Zentralasien, wo die EU auf den ersten Blick gegenüber Akteuren wie Russland und China ins Hintertreffen zu geraten droht. Doch selbst ein „Worst-Case-Szenario“, bei dem es Europa nicht gelinge, auch nur einen Teil der zentralasiatischen Gasreserven für sich zu erschließen und ein konkurrierender Akteur wie China zum dominanten Gasimporteure aufstiege, könnte unter Umständen die Position Europas insgesamt stärken, statt sie zu schwächen. Denn eine enge Bindung Zentralasiens an China würde eine großangelegte Diversifizierung der russischen Exporte nach Asien weiter erschweren und Moskau noch stärker an Europa binden. Europa aber hat außerhalb Zentralasiens noch genügend Alternativen, um Erdgas zu beziehen. Hatte die Interdependenzanalyse bereits eine vorteilhafte Position Europas gegenüber Russland festgestellt, dürfte sich die Interdependenzbeziehung unter diesen Umständen sogar noch weiter zugunsten der EU entwickeln.

Die Arbeit hat jedoch auch bestätigt, dass eine kartellartige Zusammenarbeit zwischen den wichtigsten europäischen Gaslieferanten in Zukunft, zwar sehr schwer und unwahrscheinlich ist, die Position der EU aber wesentlich schwächen könnte. Die Interdependenzanalyse zeigt in diesem Fall eine deutliche Verringerung der Handlungsmöglichkeiten der EU und damit verbunden eine verminderte Fähigkeit, für Energiesicherheit zu sorgen. Während die Kosten für die EU durch eine Kooperation der Lieferanten steigen, verursacht diese Zusammenarbeit bei den Lieferanten selbst nicht unerheblich hohe Kosten. Je enger die Lieferstaaten kooperieren, desto weniger Handlungsraum steht ihnen zur Verfügung, um ihre jeweiligen Energiestrategien umzusetzen. Die Kooperation ist deswegen im Szenario zeitlich befristet. In der Realität würde die Zusammenarbeit wahrscheinlich durch das Ausscheren eines Teilnehmers beendet werden, dem es im Kooperationszeitraum gelungen ist, die eigene Position relativ zu den anderen Teilnehmern besonders stark auszubauen und der keinen Vorteil mehr in einem verminderten Wettbewerb und der Aufteilung der Märkte sieht.

Der Europäischen Union stehen zudem Möglichkeiten offen, die Kosten einer kartellähnlichen Zusammenarbeit der Erdgasexporteure – sowohl im Vorfeld als auch nach der Entstehung – zusätzlich zu erhöhen. Innerhalb der EU kann Brüssel z. B. den weiteren Ausbau der inner-europäischen Gasinfrastruktur vorantreiben. Außerhalb der Union kann Brüssel Projekte unterstützen, die entferntere Märkte miteinander verbinden, um die regionale

Fragmentierung der internationalen Gasmärkte zu überwinden oder abzuschwächen (Nabucco, TSGP, aber auch Verbindungen zu Iran). Darüber hinaus kann die EU die Kooperation mit den Lieferanten intensivieren und die Anliegen bei zukünftigen Reformen stärker berücksichtigen. Der Dialog zwischen Exporteuren und Importeuren kann zudem auch weiter verstärkt und institutionell gefestigt werden. Diese Kooperation könnte sowohl regional über EU-Instrumente wie die Nachbarschaftspolitik oder die Energiegemeinschaft als auch weltweit, über beispielsweise die IEA, umgesetzt werden.

Konfrontativere Instrumente stehen ebenfalls zur Verfügung, besonders nach der Entstehung eines Kartells. Beispielsweise könnte die EU versuchen, den Zugang zu den Gasreserven alternativer Lieferanten zu forcieren. Hier hebt sich erneut die kaspische und zentralasiatische Region hervor, die kein Interesse zeigt, sich an einer Kartellbildung zu beteiligen. Durch die Erschließung dieser Region würde sich besonders die Position Russlands und des Iran verschlechtern. Während eine weitere Diversifizierung der EU-Importe aber nur bedingt möglich ist, bliebe Erdgas weitestgehend in starker Konkurrenz zu anderen Energieträgern, besonders zur Kohle und den regenerativen Energien. Letztere dürften in Zukunft und bei hohen Gaspreisen, besonders im Stromsektor, Erdgas substituieren. Je mehr Zeit vergeht, desto wichtiger könnte auch der Anteil von Bio-Erdgas und nicht-konventionellen Erdgasen werden, die den Importbedarf der EU deutlich mindern könnten.

Unabhängig davon, ob die EU auf eine stärkere Kooperation oder auf konfrontativere Instrumente setzt, kann festgehalten werden, dass Europa prinzipiell beide Möglichkeiten offen stehen. Dies lässt sich Dank des ausgewählten Ansatzes erkennen, der ökonomische und geopolitische Faktoren sinnvoll miteinander verbindet und die Komplexität der Interdependenzstrukturen im Gassektor detailliert vor Augen führt. Aufgrund dieser Komplexität ist es sogar wahrscheinlich, dass sich die EU je nach Akteur und Region für eine Kombination aus Kooperation und Konfrontation entscheidet. Auf Unionsebene dürfte eine kooperative Grundhaltung dominieren, besonders bei ökonomischen und den Markt betreffenden Themen. Dies gilt auch nicht zuletzt, weil die EU außerhalb dieses Gebiets kaum über die notwendigen Fähigkeiten verfügt. Einzelne EU-Mitglieder oder eine Gruppe europäischer Staaten jedoch könnten durchaus gegenüber einzelnen Lieferstaaten Interessen oder Strategien verfolgen, die zu stärkerem Wettbewerb und einem erhöhten Konfliktpotential führen könnten.

Obwohl im Gassektor geopolitische Themen eine bedeutende Rolle spielen, relativiert die vorliegende Arbeit ihre möglichen negativen Auswirkungen auf die europäische

Gasversorgungssicherheit. In einigen Regionen herrscht durchaus starker Wettbewerb um den Zugang zu den Erdgasreserven und ohne Zweifel kann dieser Wettbewerb negative Auswirkungen auf die EU haben. Würde man sich nur auf solche Regionen konzentrieren, die besonders krisenanfällig erscheinen oder von starkem Wettbewerb geprägt sind, würde man aber die Bedeutung dieses geopolitischen Wettbewerbs überschätzen. Gerade die ausgewählte Darstellungspraxis der Dichten Beschreibung zeigt, dass man sich nicht nur auf einen Teilaspekt beschränken darf, sondern alle Aspekte berücksichtigen muss, um ein vollständiges Bild des Untersuchungsgegenstands zu erhalten. Das verwendete additive Verfahren, das Themengebiete und Akteure aus verschiedenen Perspektiven beleuchtet, konnte zahlreiche historische, politische, soziale und wirtschaftliche Zwänge aufzeigen, denen nicht nur die EU, sondern auch die Liefer- und Transitstaaten unterliegen. Diese Zwänge mindern den Wettbewerb und erhöhen in vielen Situationen potentielle Kosten einer konfrontativen Lösung.

Die Arbeit hat gezeigt, dass die rohstoffseitige Verfügbarkeit von Erdgas global sehr gut ist, eine Vielzahl von Erdgaslieferanten bereit und auch genügend Substitute für Krisenfälle zur Verfügung stehen. LNG und direkte Pipelineverbindungen, aber auch die Erschließung neuer Pipelinerouten schwächen zudem die Rolle einzelner Transitstaaten, so dass folgenschwere Versorgungsstörungen aufgrund von Problemen in einem dieser Staaten verringert werden. Darüber hinaus waren sogar politisch instabile Staaten wie Nigeria oder Algerien in der Vergangenheit fähig, ihre Lieferverpflichtungen weitestgehend zu erfüllen. Es darf allerdings nicht verwundern, wenn Erdgas als strategisches Gut von den Exporteuren auch als solches strategisch eingesetzt wird, um Asymmetrien im Gassektor zu ihren Gunsten zu nutzen. Ein solches Verhalten könnte in Zukunft sogar zunehmen, weil die EU durch die Diversifizierung auf Staaten wie Libyen oder Turkmenistan setzt, die grundsätzlich die Bereitschaft hierzu mitbringen und in der Lage sind, hierfür sehr hohe Kosten in Kauf zu nehmen. Der Europäischen Union aber stehen Mittel zur Verfügung, um ein solches Verhalten in den meisten Fällen zu unterbinden, da sie auf der Verwundbarkeitsebene die langfristig geringeren Kosten zu tragen hat.

## **12. Literaturverzeichnis**

- „Azeris Agree To Consider Gazprom“, in: The Moscow Times (Online), 30.03.2009, unter: <http://www.themoscowtimes.com/article/600/42/375753.htm>, 30.03.09.
- „Bombenanschlag auf Sunniten-Moschee“, in: Die Zeit (Online), 01.08.2009, unter: <http://www.zeit.de/online/2009/32/irak-anschlag-sunniten-moschee>, 04.08.09.
- „China to Pay More for Gas than Europe“, in: Kommersant (Online), 03.07.2008, unter: [http://www.kommersant.com/p-12761/Gas\\_price\\_China/](http://www.kommersant.com/p-12761/Gas_price_China/), 09.03.09.
- „EIA sharply raises 2009 U.S. LNG import estimate“, Reuters, 14.04.2009, unter: <http://www.lngpedia.com/eia-sharply-raises-2009-us-lng-import-estimate/>, 16.04.09.
- „Experte spekuliert über Zusammenlegung von "South Stream" und Nabucco“, in: Wirtschaftsblatt (Online-Ausgabe) vom 13.02.2009, unter: <http://www.wirtschaftsblatt.at/home/international/osteuropa/361996/index.do>, 16.02.09.
- „Finanzierung der Ostsee-Pipeline Nord Stream unsicher. Politischer Widerstand gegen Fördermilliarden“, in: Die Welt Online, 05.03.2008, unter: [http://www.welt.de/welt\\_print/article1759148/Finanzierung\\_der\\_Ostsee\\_Pipeline\\_Nord\\_Stream\\_unsicher.html](http://www.welt.de/welt_print/article1759148/Finanzierung_der_Ostsee_Pipeline_Nord_Stream_unsicher.html), 12.02.09.
- „Gazprom Offers to Buy All of Libya's Gas“, in: New York Times (Online), 10.07.2008, unter: [http://www.nytimes.com/2008/07/10/business/worldbusiness/10gazprom.html?\\_r=1&scp=1&sq=Gazprom%20offers%20to%20buy%20all%20of%20Libya's%20gas%20and%20oil&st=cse](http://www.nytimes.com/2008/07/10/business/worldbusiness/10gazprom.html?_r=1&scp=1&sq=Gazprom%20offers%20to%20buy%20all%20of%20Libya's%20gas%20and%20oil&st=cse), 03.04.09.
- „Gazprom steigt bei OMV-Gashandelsplattform ein“, in: Handelsblatt (Online), 25.01.2008, unter: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/gazprom-steigt-bei-omv-gashandelsplattform-ein;1382566>, 24.03.09.
- „Gazprom strengthens hold on Kyrgyz gas reserves“, in: New Europe (Online), Issue 803, 13.10.2008, unter: <http://www.neurope.eu/articles/90143.php>, 25.04.09.
- „GECF to decide on sec. gen. in October“, in: Tehran Times (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.tehrantimes.com/index\\_View.asp?code=198047](http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=198047), 15.07.09.
- „Iran, Kuwait hold gas talks“, in: Teheran Times (online), 18.04.2009, unter: [http://www.tehrantimes.com/index\\_View.asp?code=192480](http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=192480), 16.05.09.
- „Neue Leitung nach Moskau. Das unselige Röhrenembargo ist vergessen“, in: Die Zeit, 16.05.1969, Nr. 20.
- „New Delhi weighs role in IPI“, in: Tehran Times (Online), 12.07.2009, unter: [http://www.tehrantimes.com/index\\_View.asp?code=198597](http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=198597), 16.07.09.
- „Shell cedes control of Sakhalin-2 to Gazprom“, in: International Herald Tribune (Online), 21.12.2006, unter: <http://www.ihrt.com/articles/2006/12/21/business/shell.php>, 09.03.09.
- „Turkey, Russia resolves gas dispute“, in: Hurriyet (Online), 20.11.2003, unter: <http://arama.hurriyet.com.tr/arsivnews.aspx?id=-533033>, 09.07.09.
- „Turkmenistan orientiert sich nach Westen“, in: Handelsblatt (Online), 23.04.2009, unter: <http://www.handelsblatt.com/politik/international/turkmenistan-orientiert-sich-nach-westen;2250404>, 12.05.09.
- „Ukrainian lawmakers oppose gas pipeline consortium deal with Russia“, in: Ukrayinska Pravda (Online), 09.10.2002, unter: <http://www2.pravda.com.ua/en/news/2002/10/9/2008.htm>, 20.06.09.
- A \$200bn Investment in NIOC Projects: Official Petroenergy Information Network, Shana, 11.06.2008, unter: <http://www.shana.ir/131107-en.html>, 18.05.09.
- A deeper insight into the Sirte Oil Company, in: Shell in the Middle East, Issue 33, April 2006, S. 46-51.



Abbas, Mohammed: Iraqi and Iranian forces stand off in oil well row, Reuters, 26.12.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/idUSTRE5BP10420091226>, beide 28.12.09.

Abbasov, Shahin: Azerbaijan: Is Baku ready to cause geopolitical problems over turkish-armenian thaw?, Eurasia Insight, Eurasianet, 14.04.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav041409.shtml>, 08.05.2009.

Abbasov, Shahin: Azerbaijan: is Baku offering a natural gas carrot to Moscow for help with Karabakg?, Eurasia Insight, Eurasianet, 20.04.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav042009a.shtml>, 01.05.09.

Abbasov, Shahin: Iran: Azeris cautious about supporting native son Mousavi in Tehran political fight, Civil Society, Eurasianet, 23.06.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav062309c.shtml>, 11.08.09.

Abbasov, Shahin: Russia Scores Double Match Point with Azerbaijani Gas Deal, Eurasia Insight, Eurasianet, 30.06.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav063009a.shtml>, 08.07.09.

Abbasov, Shahin: Azerbaijan: For SOCAR, bigger means better with Azerigaz takeover, Eurasia Insight, Eurasianet, 27.07.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav072709a.shtml>, 28.07.09.

Abbasov, Shahin: Azerbaijan: No jitters over Turkmenistan's Caspian Sea threat, Eurasia Insight, Eurasianet, 29.07.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav072909.shtml>, 30.07.09.

Abbasov, Shahin: Azerbaijan: Baku upset over lack of Karabakh Progress, Steps up anti-western rhetoric, Eurasia Insight, Eurasianet, 04.12.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav120409a.shtml>, 05.12.09.

Adebajo, Adekaye: Sheikhs, Soldiers and Sand, in: The World Today, Vol 56, Nr. 1, Januar 2000, S. 19-21.

Adeniji, Adegbite / Sipasi, Sina: Nigeria, in: Global Legal Group, Ashurst LLP, The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2009, London 2009, S. 178-184.

Aissaoui, Ali: MENA Energy Investment Outlook reassessed. Cost Uncertainties and Funding Challenges, APICORP, Economic Commentary, Vol. 4, Nr. 5, Mai 2009, S.1-2.

Al Qaeda claims deadly attack in Algeria, Reuters, 01.08.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/latestCrisis/idUSL1386446>, 02.08.2009.

Albanian Politician Killed in Car Bomb Explosion, Fox News (Online), 18.06.2009, unter: <http://www.foxnews.com/story/0,2933,527050,00.html>, 16.07.09.

Algeria - Algeria's Gas Fields, in: APS Review Gas Market Trends 16.02.2009, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/oil-gas-industry-oil-processing-products/11786574-1.html>, 08.04.09.

Algeria - In Salah - BP/Satoil, in: APS Review Gas Market Trends, 07.02.2005, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/324718-1.html>, 07.04.09.

Algeria - In Salah & In Amenas - BP/Satoil, in: APS Review Gas Market Trends, 05.02.2007, unter: <http://www.entrepreneur.com/tradejournals/article/158806156.html>, 01.04.09.

Algeria - Oil & Gas Fields & Foreign Operators, in: APS Review Gas Market Trends, 10.02.2003, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/461008-1.html>, 13.04.2009.

Algeria - Rhourde Nouss, in: APS Review Gas Market Trends, 05.02.2007, unter: <http://www.allbusiness.com/agriculture-forestry-fishing-hunting/support-activities/3970063-1.html>, 06.08.09.

Algeria - The Ahnet Block, in: APS Review Oil Market Trends, 16.02.2009, unter: <http://www.allbusiness.com/mining-extraction/mineral-markets-crude-oil/11786578-1.html>, 29.01.10.

Algeria militants 'ambush police', BBC News (Online), 18.06.2009, unter:  
<http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8108159.stm>, 02.08.09.

Algeria plans larger gas exports to Europe in 2009, Reuters, 03.02.2009, unter:  
<http://af.reuters.com/article/investingNews/idAFJJOE51203W20090203>, 16.04.09.

Algeria's Skikda Plant to Start in 2013, Khelil Says (Update2), Bloomberg (Online),  
 03.03.2009, unter:  
<http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=aEYvxdFkprQ>,  
 17.04.09.

Algeria's Skikda LNG plant start-up delayed again, in: Oil & Gas Journal Online, 13.03.2009,  
 unter:  
[http://www.ogj.com/display\\_article/356199/120/ARTCL/none/Trasp/1/Algeria's-Skikda-LNG-plant-start-up-delayed-again/](http://www.ogj.com/display_article/356199/120/ARTCL/none/Trasp/1/Algeria's-Skikda-LNG-plant-start-up-delayed-again/), 17.04.09.

Ali, Muklis: Indonesian LNG exports to fall 4 pct, maybe more, Reuters, 22.11.2007, unter:  
<http://www.reuters.com/article/companyNewsAndPR/idUSJAK13978620071122>,  
 17.12.08.

al-Jasem, Maher: Iraq may supply gas to Europe, AlJazeera.net, 23.06.2008, unter:  
<http://english.aljazeera.net/business/2008/06/2008619125519100415.html>, 15.02.09.

Al-Shalchi, Wisam: Development of Akkas Gas Field in Iraq, Amman 2008.

Amanze-Nwachuku, Chika: Nigeria: „Gas Export Suffers Setback As Shell Shuts Soku  
 Again“, This Day (Online), 18.12.2009, unter:  
<http://allafrica.com/stories/200912180255.html>, 31.01.10.

Ankara courts EU over Nabucco gas supplies, EurActiv, 06.10.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/ankara-courts-eu-nabucco-gas-supplies/article-186094#>, 09.10.09.

Ankara courts EU over Nabucco gas supplies, EurActiv, 06.10.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/ankara-courts-eu-nabucco-gas-supplies/article-186094#>, 09.10.09.

Apache builds Egypt Western Desert capacity, in: Oil & Gas Journal (Online), 03.08.2009,  
 unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0253632673/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-apache-builds\\_egypt.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0253632673/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-apache-builds_egypt.html), 04.08.09.

Arbeitslosigkeit in Russland steigt sprunghaft an, Russland Aktuell, 04.12.2009, unter:  
[http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2029.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2029.html), 02.01.10.

Arsu, Sebnem: „Turkey and Russia Conclude Energy Deals“, in: New York Times (Online),  
 06.08.2009, unter:  
<http://www.nytimes.com/2009/08/07/world/europe/07turkey.html?hpw>, 07.08.09.

Ausgebremst: Wachstum noch schlechter als erwartet, Russland-Aktuell, 03.02.2009, unter:  
[http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1877.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1877.html), 16.03.09.

Austvik, Ole Gunnar: The Geopolitics of Barents Sea Oil and Gas: the Mouse and the Bear,  
 in: IAEE Newsletter, Vol. 16, Nr. 3, International Association for Energy Economics,  
 Cleveland 2007, S. 19-23.

Avci, İsmail: „6 PKK-related Pipeline Sabotages in 7 Months“, in: Today's Zaman,  
 21.08.2006, unter: <http://www.todayszaman.com/tz-web/detaylar.do?load=detay&link=35874>, 09.07.2009.

Ayankola, Martin: „Funding Nigerian gas projects and confusion over actual reserves“, in:  
 Business Day Online, 13.11.2008, unter:  
[http://www.businessdayonline.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1227:funding-nigerian-gas-projects-and-confusion-over-actual-reserves-&catid=69:gas&Itemid=309](http://www.businessdayonline.com/index.php?option=com_content&view=article&id=1227:funding-nigerian-gas-projects-and-confusion-over-actual-reserves-&catid=69:gas&Itemid=309), 13.07.09.

Azerbaijan - The Local Gas Market, in: APS Review Downstream Trends, 07.07.2008, unter:  
<http://www.allbusiness.com/energy-utilities/utilities-industry-electric-powerity/11417886-1.html>, 01.05.09.

- Azerbaijan Production - Socar's Gas Production, in: APS Review Gas Market Trends, 10.07.2006, unter: <http://www.allbusiness.com/sector-21-mining/oil-gas-extraction-crude/1183770-1.html>, 28.04.09.
- Azerbaijan: Baku set to quadruple gas exports to Russia by 2011, Eurasianet, 22.01.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav012210.shtml>, 24.01.10.
- Azeri Shah Deniz Field's Phase 2 to Cost Up to \$20B, Rigzone, 27.04.2009, unter: [http://www.rigzone.com/news/article.asp?a\\_id=75483](http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=75483), 01.05.09.
- Badakhshan, A. / Najamabad, F.: Iran's Oil and Gas Resources, Oil Industry, Encyclopaedia Iranica Online, 18.12.2004, unter: [http://www.iranica.com/newsite/index.isc?Article=http://www.iranica.com/newsite/articles/unicode/ot\\_grp7/ot\\_oil\\_ind\\_ii\\_20041218.html](http://www.iranica.com/newsite/index.isc?Article=http://www.iranica.com/newsite/articles/unicode/ot_grp7/ot_oil_ind_ii_20041218.html), 13.05.09.
- Bains, Elizabeth: Tide may be set to turn, in: Utilities Middle East, Arabian Oil & Gas, 04.05.2008, unter: [http://www.arabianoilandgas.com/article-4724-tide\\_may\\_be\\_set\\_to\\_turn/](http://www.arabianoilandgas.com/article-4724-tide_may_be_set_to_turn/), 19.05.2009.
- Bains, Elizabeth: Doha government revises energy strategy, in: Middle East Economic Digest (Online), 08.02.2009, unter: [http://www.meed.com/special\\_report/2009/02/doha\\_government\\_revises\\_energy\\_strategy.html](http://www.meed.com/special_report/2009/02/doha_government_revises_energy_strategy.html), 09.06.09.
- Bains, Elizabeth: Gas shortage sparks switch to coal, in: Middle East Economic Digest (Online), 26.11.2009, unter: <http://www.meed.com/3002412.article>, 30.11.09.
- Bala-Gbogbo, Elisha: „Petroleum Bill progresses slowly“, in: Next (Online), 11.07.2009, unter: <http://www.234next.com/csp/cms/sites/Next/Money/Business/5433093-147/story.csp>, 14.07.09.
- Bank of Finland: BOFIT Forecast for Russia 2008-2010, Helsinki 2008.
- Bank of Finland: BOFIT Weekly, Nr. 10, 06. März, Helsinki 2009.
- Bank of Finland: BOFIT Weekly, Nr. 48, 27. November, Helsinki 2009.
- Baring, Arnulf: „Der überschätzte Gashahn. Rußlands neues altes Nationalgefühl und seine finanzielle Abhängigkeit vom Westen“, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 06.03.2006, S.8.
- Bassiouni, Yomna: „Going offshore, sailing to the future!“, in: Egypt Oil & Gas Newspaper, Nr. 28, April 2009, S. 16-18.
- Beehner, Lionel: Documenting Andijan. Backgrounder, Council on Foreign Relations (Online), 26.06.2006, unter: [http://www.cfr.org/publication/10984/documenting\\_andijan.html#6](http://www.cfr.org/publication/10984/documenting_andijan.html#6), 12.05.09.
- Bekker, Michael: Master Plan. Ukrainian Gas Transmission System (UGTS). Priority Objects. Modernisation and Reconstruction, Präsentation des Chefsingenieurs der staatlichen-ukrainischen Ukrtransgas während der Konferenz: EU-Ukraine: Partners for securing gas to Europe.
- Belarus dictator makes eyes at West, EurActiv, 24.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/belarus-dictator-eyes-west/article-184369>, 27.07.09.
- Belarus warns Russia of power cut, BBC News (Online), 04.01.2010, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/8439745.stm>, 05.01.10.
- Bergin, Tom: BP warned UK of risk in delayed Libya prisoner deal, Reuters, 04.00.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/worldNews/idUSTRE5832IB20090904>, 04.09.09.
- Bertel, Evelyne: Nuclear energy and the security of energy supply, in: OECD Nuclear Energy Agency (Hrsg.), NEA News, Vol. 23 Nr. 2, Issy-les-Moulineaux 2005, S. 4-7.
- BG Group plc.: Data Book 2008. A portfolio of opportunities, Reading (Berkshire) 2009.

- Bhadrakumar, M. K.: „Russia takes control of Turkmen (world?) gas“, in: Asia Times Online, 30.07.2008, unter: [http://www.atimes.com/atimes/Central\\_Asia/JG30Ag01.html](http://www.atimes.com/atimes/Central_Asia/JG30Ag01.html), 07.05.09.
- Bidder, Benjamin: USA entthronen Erdgaskönig Russland, Spiegel Online, 23.01.2010, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,671747,00.html#ref=nldt>, 26.01.10.
- Bin Hamad Al-Attayah, Abdullah: The Role of Qatar in the Global LNG Market, Rede des Vize Premierministers sowie Energie- und Industrieministers des Emirat Katar im Rahmen der Konferenz „Energy Policy Foundation Conference“ in Sanderstolen, Norwegen am 04. Februar 2005.
- Birch, Nicholas: Turkey: Is Ankara trying to tame the russian bear?, Eurasia Insight, Eurasianet, 14.08.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav081409a.shtml>, 20.08.09.
- Blagov , Sergei: Deal with Turkmenistan enhances Russia's Energy Position in Central Asia, Eurasia Insight, Eurasianet, 24.01.2006, <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav012406.shtml>, 15.02.09.
- Blagov, Sergei: Independent russian gas producer increases cooperation with Gazprom, Eurasia Daily Monitor, Vol. 4, Issue 76, 18.04.2007, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=32686](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32686), 17.03.09.
- Blagov, Sergei: Gazprom expands state grip on energy assets, Eurasia Daily Monitor, Vol. 5, Issue 65, 07.04.2008, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=33526](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=33526), 27.05.2009.
- Blagov, Sergei: Russia's New Energy Doctrine, Eurasia Daily Monitor Volume 6, Issue 36, 24.02.2009, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34546&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=407&no\\_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34546&tx_ttnews%5BbackPid%5D=407&no_cache=1), 09.03.09.
- Blagov, Sergei: Gazprom's Investment Strategy Runs out of Steam, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 143, 27.07.2009, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35319&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=0f6498a0de](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35319&tx_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=0f6498a0de), 03.08.2009.
- Blagov, Sergei: Russia: Moscow embraces new initiative to forge post-soviet trade bloc, Eurasianet, 03.12.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav120309.shtml>, 05.12.09.
- Blanchard, Christopher M. u.a.: Iraq: Regional Perspectives and U.S. Policy, Congressional Research Service, Washington D.C. 2008.
- Blanchard, Christopher M.: Libya: Background and U.S. Relations, Congressional Research Service, Washington D.C. 2008.
- Blanchard, Christopher M.: Qatar: Background and U.S. Relations, Congressional Research Service, Washington D.C. 2008.
- Blue Stream stalemate. Gazprom bid to resolve gas row 'fails', Upstream Online, 11.07.2003, überarbeitet am 30.04.2005, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article30129.ece>, 08.07.09.
- Bochkarev, Danila: 'European' Gas Prices: Implications of Gazprom's Strategic Engagement with Central Asia, in: Pipeline & Gas Journal, Vol.236, Nr. 6, Juni 2009, unter: <http://pipelineandgasjournal.com/“european”-gas-prices-implications-gazprom’s-strategic-engagement-central-asia?page=show>, 24.07.09.
- Boehm, Rachel: RasGas LNG And ExxonMobil Train 6 Inaugurated In Qatar, in: Pipeline & Gas Journal (Online), Vol. 236, Nr. 12, Dezember 2009, unter:

- <http://pipelineandgasjournal.com/rasgas-Ing-and-exxonmobil-train-6-inaugurated-qatar>, 17.12.09.
- Bollinger-Kanne, Josephine: Gazproms Ambitionen und europäische Mission, in: Meier-Walser, Reinhard C. (Hrsg.), *Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung*, München 2007, S. 135-151.
- BOTAŞ: Annual Report 2007, Ankara 2008.
- BOTAŞ: Annual Report 2008, Ankara 2009.
- Bothe, David / Seeliger, Andreas: *Forecasting European Gas Supply. Selected results from EUGAS model and historical verification*, EWI Working Paper, Nr. 05.01, Köln 2005.
- BP p.l.c.: *BP Statistical Review of World Energy June 2009*, London 2009.
- BP p.l.c.: *Statistical Review of World Energy Workbook 2009*, o.O. 2009.
- BP shuts in Georgia links, *Upstream Online*, 12.08.2008, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article160951.ece>, 24.03.09.
- Brill Olcott, Martha: *International Gas Trade in Central Asia: Turkmenistan, Iran, Russia and Afghanistan*, in: Victor, David G./ Jaffe, Amy M./ Hayes, Mark H. (Hrsg.), *Natural Gas and Geopolitics*, Cambridge 2006, S. 202-233.
- Brill Olcott, Martha: *KazMunaiGaz: Kazakhstan's National Oil and Gas Company*, The James A. Baker III. Institute for Public Policy of Rice University, Houston 2007.
- Brill, Heinz: *Geopolitik heute. Deutschlands Chance?*, Frankfurt a. M./ Berlin 1994.
- Budzik, Philip: *U.S. Natural Gas Markets: Relationship Between Henry Hub Spot Prices and U.S. Wellhead Prices*, Energy Information Administration, Washington D.C. 2002.
- Bugge, Axel / Mason, Jeff: *Putin scraps with EU over energy*, Reuters, 26.10.2007, unter: <http://uk.reuters.com/article/oilRpt/idUKL2657368220071026?pageNumber=1&virtua1BrandChannel=0>, 19.02.09.
- Bulgaria gets cold feet over South Stream, *EurActiv*, 14.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/bulgaria-gets-cold-feet-south-stream/article-184086>, 15.07.09.
- Bulgaria May Benefit From New Pipeline Link, in: *Pipeline & Gas Journal (Online)*, Vol. 236, Nr. 9, September 2009, unter: <http://pipelineandgasjournal.com/bulgaria-may-benefit-new-pipeline-link>, 21.09.09.
- Bulgaria ousted from Russia's South Stream pipe, *EurActiv*, 20.10.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/bulgaria-ousted-russia-south-stream-pipe/article-186583>, 21.10.09.
- Bulgaria rebuffs Russian pressure over pipeline, *EurActiv*, 24.04.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/bulgaria-rebuffs-russian-pressure-pipeline/article-181616>, 01.05.09.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. Jahresbericht 2007*, Hannover 2008.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie*, Hannover 2009.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. Tabellen*, Hannover 2009.
- Butcher, Tim: „Gaza doesn't need aid: it has a £2bn gas field“, in: *The Daily Telegraph (Online)*, 02.01.2009 unter: <http://www.telegraph.co.uk/comment/3643848/Gaza-doesn-t-need-aid-it-has-a-andpound2bn-gas-field.html>, 26.01.09.
- Cala, Andres: *Eni-Gazprom Partnership: Is Russia Warming Up To European Firms?*, in: *Energy Tribune (Online)*, 27.05.2008, unter: <http://www.energytribune.com/articles.cfm?aid=902>, 24.03.09.

- Carlisle, Tamsin: „Iraq targets production boost“, in: The National (Online), 19.03.2009, unter: <http://www.thenational.ae/article/20090319/BUSINESS/55939659/1005>, 18.05.09.
- Charnau, Viktor: The Political System in Belarus: A Diagnosis. The Nature of authoritarian Regime in Belarus, in: Antsipienka, Ales / Bulhakau, Valer (Hrsg.), Belarus: Reform Scenarios, The Stefan Batory Foundation, Warschau 2003, S. 25-36.
- Chávez urge a Turkmenistán a entrar en el foro de exportadores de gas, AFP, 07.09.2009, unter: <http://www.google.com/hostednews/afp/article/ALeqM5he9X6GFlq-OHFx2ncs-hybvOmgTQ>, 30.09.09.
- China president opens Turkmenistan gas pipeline, BBC News (Online), 14.12.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/asia-pacific/8411204.stm>, 15.12.09.
- Chow, Eduard / Elkind, Jonathan: Where East Meets West: European Gas and Ukrainian Reality, in: The Washington Quarterly, Vol. 32, Nr. 1, Januar 2009, S. 77-92.
- Ciszuk, Samuel: Iraq oil infrastructure needs \$50B, Iraq Oil Report, 30.04.2009, unter: <http://www.iraqoilreport.com/the-biz/iraq-oil-infrastructure-needs-50b/1398/>, 19.05.09.
- Cleutinix, Christian / Piper, Jeffery: The EU-Russia Energy Dialogue, in: Barysch, Katinka (Hrsg.), Pipelines, politics and power. The future of EU-Russia energy relations, Centre for European Reform, London 2008, S. 25-33.
- CO2 auctioning creates EU stir, EurActiv, 01.12.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/co2-auctioning-creates-eu-stir/article-187857>, 02.12.09.
- Cohen, Ariel: Gas Exporting Countries Forum: The Russian-Iranian Gas Cartel, in: Journal of Energy Security, Institute for the Analysis of Global Security, Dezember 2008, unter: [http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=90%3Aenergysecurity&month=08&id=171%3Agas-exporting-countries-forum-the-russian-iranian-gas-cartel&format=pdf&option=com\\_content&Itemid=334](http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=90%3Aenergysecurity&month=08&id=171%3Agas-exporting-countries-forum-the-russian-iranian-gas-cartel&format=pdf&option=com_content&Itemid=334), 04.03.2009.
- Cohen, Ariel: Kazakhstan: The Road to Independence. Energy Policy and the Birth of a Nation, Washington / Stockholm 2008.
- Cohen, Ariel: Caspian Basin: Which way is up for regional energy development?, Eurasia Insight, Eurasianet Commentary, 15.05.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav051509c.shtml>, 9.05.09.
- Connors, Will: Religious Violence Rages in Nigeria, in: TIME (Online), 05.12.2008, unter: [http://www.time.com/time/world/article/0,8599,1864801,00.html?iid=perma\\_share](http://www.time.com/time/world/article/0,8599,1864801,00.html?iid=perma_share), 15.07.09.
- Contract let for coal gasification plant, in: Oil & Gas Journal (Online), 09.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2242914192/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/ior\\_eor/2009/11/contract-let\\_for\\_coal.html?cmpid=EnlDailyNovember92009](http://www.ogj.com/index/article-display/2242914192/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/ior_eor/2009/11/contract-let_for_coal.html?cmpid=EnlDailyNovember92009), 10.11.09.
- Contract let for Yinchuan LNG plant in China, in: Oil & Gas Journal (Online), 22.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3770685882/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-plants/s-articles/s-contract-let\\_for\\_yinchuan.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3770685882/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-plants/s-articles/s-contract-let_for_yinchuan.html), 23.06.09.
- Cordesman, Anthony H. / Al-Rodhan, Khalid R.: The changing dynamics of energy in the Middle East, 2 Bde., Westport 2006.
- Corso, Molly: Georgia: Opposition arrests, beatings spark fresh controversy, Eurasia Insight, Eurasianet, 13.08.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav081309a.shtml>, 20.08.09.
- Court decision threatens to unravel Europe's carbon market, EurActiv, 23.09.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/court-decision-threatens-unravel-europe-carbon-market/article-185715>, 30.09.09.

- Court rules against Russia in Yukos case, EurActiv, 01.12.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/court-rules-russia-yukos-case/article-187869>,  
 03.12.09.
- Critchlow, Julian / Prioireschi, Roberto / Scalise, Joseph: North African gas provides ready European supply option, in: Oil & Gas Journal, Vol. 106, Nr. 14, April 2008, S. 62-66.
- Cutler, Robert M.: Azerbaidjani Gas Again in the Front Burner, CACI Analyst, Issue 25.06.2008, unter: <http://www.cacianalyst.org/?q=node/4888>, 01.05.09.
- Da Costa, Gilbert: Nigerians Wonder: Could a Military Coup Help Us?, in: TIME (Online), 31.01.2010, unter:  
<http://www.time.com/time/world/article/0,8599,1957894,00.html?xid=newsletter-europe-weekly>, 07.02.10.
- Daly, John C. K.: Bishkek explores oil prospects, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 5, Issue 15, 25.01.2008, The Jamestown Foundation, unter:  
[http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=33326](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=33326),  
 25.04.09.
- Daly, John C.K.: Azerbaijan crucial to Western hopes of increased Caspian gas exports, United Press International (Online), 05.02.2009, unter:  
[http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2009/02/05/Azerbaijan-crucial-to-Western-hopes-of-increased-Caspian-gas-exports/UPI-60181233878543/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2009/02/05/Azerbaijan-crucial-to-Western-hopes-of-increased-Caspian-gas-exports/UPI-60181233878543/), 07.05.09.
- Daly, John C.K.: Analysis: Russian-Turkish energy ties to deepen with proposed Blue Stream 2 project, United Press International (Online), 02.04.2009, unter:  
[http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2009/04/02/Analysis-Russian-Turkish-energy-ties-to-deepen-with-proposed-Blue-Stream-2-project/UPI-51841238712340/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2009/04/02/Analysis-Russian-Turkish-energy-ties-to-deepen-with-proposed-Blue-Stream-2-project/UPI-51841238712340/),  
 07.04.09.
- Darbouche, Hakim: Russian-Algerian cooperation and the „gas-OPEC“: What’s in the pipeline?, CEPS Policy brief, Nr. 123, Brüssel 2007.
- Dargin, Justin: The Dolphin Project: The Development of a Gulf Gas Initiative, Oxford Institute for Energy Studies, NG22, Oxford 2008.
- Denmark gives green light to Nord Stream, EurActiv, 22.10.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/denmark-gives-green-light-nord-stream/article-186632>, 23.10.09.
- Department of Energy & Climate Change (Vereinigtes Königreich): Digest of United Kingdom Energy Statistics 2009, London 2009.
- Deutsch, John / Schlesinger, James R.: National Security Consequences of U.S. Oil Dependency, Report of an Independent Task Force, Independent Task Force Report Nr. 58, Council on Foreign Relations, New York 2006.
- Deutsche Energie-Agentur: Biogaseinspeisung – die intelligente Lösung für die Zukunft, Berlin 2009.
- Deutschen Konzernen drohen Strafzahlungen an Gazprom, Spiegel Online, 28.09.2009, unter:  
<http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,651917,00.html#ref=nldt>,  
 29.09.09.
- Deutschland soll Gazprom für Lieferausfälle zahlen, Russland-Aktuell, 28.09.2009, unter:  
[http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1999.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1999.html), 03.10.09.
- Die Europäische Nachbarschaftspolitik, EurActiv, 03.08.2007, unter:  
<http://www.euractiv.com/de/erweiterung/europaische-nachbarschaftspolitik/article-130589>, 23.02.09.
- Dinkloh, Peter: Gazprom set for rare victory in European expansion, Reuters, 27.11.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/idUSTRE5AQ27M20091127>, 10.12.09.
- Dittrick, Paula: OTC: Oil firms more adept at long-term strategies, in: Oil & Gas Journal Online, 05.05.2009, unter:

- [http://www.ogj.com/display\\_article/361169/7/ARTCL/none/none/OTC:-Oil-firms-more-adept-at-long-term-strategies/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/361169/7/ARTCL/none/none/OTC:-Oil-firms-more-adept-at-long-term-strategies/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 06.05.09.
- Dittrick, Paula: Total inaugurates CCS pilot in southwest France, in: Oil & Gas Journal (Online), 12.01.2010, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/0652411691/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/hse/2010/01/total-inaugurates/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyJanuary122010.html>, 13.01.10.
- Dolphin makes Oman leap, Upstream Online, 03.11.2008, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article165849.ece>, 15.05.09.
- Durham, Louise S.: Gas Success Fuels Interest in Egypt, in: AAPG Explorer, Vol. 29, Nr. 10, Oktober 2008, S. 16.
- Durham, Louise S.: Libya Emerging as Attractive Play, in: AAPG Explorer, Vol. 29, Nr. 10, Oktober 2008, S. 18.
- E.ON Ruhrgas: Jahresbericht 2007, Essen 2008.
- Eastern Europe and CIS, in: Petroleum Economist (Online), News in brief, Dezember 2009, unter: <http://www.petroleum-economist.com/default.asp?page=14&PubID=46&ISS=25529&SID=723604>, 18.12.09.
- Ebosele, Yetunde: „Total, Gazprom express interest in Trans-Sahara gas project“, in: The Guardian, Nigeria (Online), 04.03.2009, unter: [http://www.ngrguardiannews.com/energy/article01/indexn2\\_html?pdate=040309&ptitle=Total,%20Gazprom%20express%20interest%20in%20Trans-Sahara%20gas%20project](http://www.ngrguardiannews.com/energy/article01/indexn2_html?pdate=040309&ptitle=Total,%20Gazprom%20express%20interest%20in%20Trans-Sahara%20gas%20project), 25.03.09.
- EGAS: Developments in the Egyptian Natural Gas Market, Präsentation Hamed von Korkor im Rahmen des Round Table on Energy Tariff and Investment, 11-12 Februar 2009 in Kairo.
- Egenhofer, Christian: Integrating Security of Supply, Market Liberalisation and Climate Change, in: Emerson, Michael (Hrsg.), Readings in European Security, Vol. 4, Centre for European Policy Studies, Brüssel/London/Genf 2007, S. 79-96.
- EGL and StatoilHydro Complete Trans Adriatic Pipeline Joint-Venture Setup, TAP AG, Media Release, 22.04.2008, unter: <http://www.trans-adriatic-pipeline.com/images/stories/news/pressreleases/tap-jvdone-press-prb-final-24april08-ht.pdf>, 13.02.09.
- Egypt - Abu Madi – Petrobel, in: APS Review Gas Market Trends, 07.01.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/oil-gas-industry-oil-processing/6197235-1.html>, 14.04.2009.
- Egypt - Shell - Badreddin Fields, in: APS Review Gas Market Trends, 12.01.2004, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/742024-1.html>, 14.04.2009.
- EIA: Central Asia. Country Analysis Briefs, o.O. 2005.
- EIA: International Energy Outlook 2006, Washington D.C. 2006.
- EIA: Azerbaijan. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.
- EIA: Azerbaijan: Production-Sharing Agreements, o.O. 2007.
- EIA: Brunei. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.
- EIA: France. Country Analysis Brief, o.O. 2007.
- EIA: Iberian Peninsula. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.
- EIA: Indonesia. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.
- EIA: Iraq. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.
- EIA: Italy. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.
- EIA: Libya. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.
- EIA: Qatar. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.
- EIA: South Korea. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.



EIA: Thailand. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.

EIA: Ukraine. Country Analysis Brief, o.O. 2007.

EIA: Ukraine. Country Analysis Briefs, o.O. 2007.

EIA: Egypt. Country Analysis Briefs, o.O. 2008.

EIA: International Energy Outlook 2008, Washington D.C. 2008.

EIA: Japan. Country Analysis Briefs, o.O. 2008.

EIA: Kazakhstan. Country Analysis Briefs, o.O. 2008.

EIA: Russia. Country Analysis Briefs, o.O. 2008.

EIA: Sakhalin Island. Country Analysis Briefs, o.O. 2008.

EIA: World Oil Transit Chokepoints, Country Analysis Briefs, o.O. 2008.

EIA: Algeria. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Annual Energy Outlook 2009. With Projections to 2030, Washington D.C. 2009.

EIA: Australia. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Canada. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: China. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Greece. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: India. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: International Energy Outlook 2009, Washington D.C. 2009.

EIA: Iran. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Iraq. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Malaysia. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Mexico. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Nigeria. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Qatar. Country Analysis Brief, o.O. 2009.

EIA: Saudi Arabia. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Syria. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: Turkey. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

EIA: United Arab Emirates. Country Analysis Briefs, o.O. 2009.

Eigenhofer, Christian / Legge, Thomas: Security of Energy Supply: A Question for Policy or the Markets?, Centre for European Policy Studies, Brüssel 2001.

Électricité de France S.A.: 2008 Annual Report, Leading the energy change, Paris 2009.

Emerson, Michael: Time to think of a strategic bargain with Russia, CEPS Policy Brief, Nr. 160, Brüssel 2008.

Emerson, Michael: Russian Games with the WTO, CEPS Commentary, 14.07.2009, unter: [http://shop.ceps.be/downfree.php?item\\_id=1873](http://shop.ceps.be/downfree.php?item_id=1873), 15.07.09.

Emissionshandel verstärkt Perspektiven für Gasmarkt, EurActiv, 04.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/emissionshandel-verstrkt-perspektiven-gasmarkt/article-181932>, 30.07.09.

Energi21: A collective R&D strategy for the energy sector. Final report, o.O. 2007.

Energiestrategie der Russischen Föderation bis 2030, Распоряжение от 13 ноября 2009 г. N 1715-р, ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ на период до 2030 года, Regierung der Russischen Föderation (Internetportal), unter: <http://www.government.ru/content/governmentactivity/rfgovernmentdecisions/archive/2009/11/13/9d192ddd72884e04998c29d1fc0a5bf5.doc>, 08.12.09.

Energy Charter Secretariat (Hrsg.): Putting a Price on Energy. International Pricing Mechanisms for Oil and Gas, Brüssel 2007.

Energy Charter Secretariat: Status of the Ratification of the Amendment to the Energy Charter Treaty as of October 2009, Brüssel 2009.

Energy Community: Ministerial Council Meeting of 18. December 2007, Annex 10, Priority Infrastructure Projects in the Energy Community, Explanatory Note, Belgrad 2007.

- Eni S.p.A.: International Pipelines across the Mediterranean, Presentation vom 26 März 2002 bei der IEA in Paris.
- Eni S.p.A.: Eni and NOC sign new petroleum contracts (EPSA IV) and establish the foundations for joint development of new oil & gas projects, Press Releases, 12.06.2008, unter: [http://www.eni.it/en\\_IT/media/press-releases/2008/06/2008-06-12-Eni-NOC-sign-new-petroleum-contracts.shtml?menu2=media-archive&menu3=press-releases](http://www.eni.it/en_IT/media/press-releases/2008/06/2008-06-12-Eni-NOC-sign-new-petroleum-contracts.shtml?menu2=media-archive&menu3=press-releases), 24.04.09.
- Eni S.p.A.: Exploration & Production Update 2008, Präsentation von Claudio Descalzi, o.O. 2008.
- Eni SpA: Form 20-F, US Securities and Exchange Commission, Washington D.C. 2008, unter: [http://www.eni.it/it\\_IT/attachments/documentazione/bilanci-rapporti/rapporti-2007/Form20F\\_2007.pdf](http://www.eni.it/it_IT/attachments/documentazione/bilanci-rapporti/rapporti-2007/Form20F_2007.pdf), 15.01.09.
- Eni S.p.A.: Eni Annual Report 2008, Rom 2009.
- Eni S.p.A.: Eni Fact Book 2008, Rom 2009.
- Esteller, Rubén / López, Lorena: „Argelia reclama más de 550 millones a Repsol en el arbitraje por Gassi Touil“, in: El Economista (Online), 22.09.2008, unter: <http://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/762128/09/08/Argelia-reclama-mas-de-550-millones-a-Repsol-en-el-arbitraje-por-Gassi-Touil.html>, 17.04.09.
- EU auf der Suche nach nicht-russischen Gasvorräten, EurActiv, 15.04.2008, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-suche-russischen-gasvorraten/article-171635>, 15.02.09.
- EU clears extra funds for carbon storage, offshore wind, EurActiv, 10.12.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-clears-extra-funds-carbon-storage-offshore-wind/article-188185>, 10.12.09.
- EU countries sign geopolitical Nabucco agreement, EurActiv, 14.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-countries-sign-geopolitical-nabucco-agreement/article-184062>, 15.07.09.
- EU erwägt Russland in Nabucco-Projekt einzubeziehen, EurActiv, 02.02.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-erwagt-russland-nabucco-projekt-einzubeziehen/article-179064>, 16.02.09.
- EU launches Eastern plan in Russia's backyard, EurActiv, 08.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/eu-launches-eastern-plan-russia-backyard/article-182123>, 25.06.09.
- EU leaders warned about emerging 'major' gas crisis, EurActiv, 19.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-leaders-warned-emerging-major-gas-crisis/article-183359>, 25.06.09.
- EU schließt Finanzierung von Nabucco-Gaspipeline aus, EurActiv, 28.01.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-schliet-finanzierung-nabucco-gaspipeline/article-178915>, 15.02.09.
- EU und Norwegen starten Zusammenarbeit zu CO2-Sequestrierung, EurActiv, 29.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/klimawandel/eu-norwegen-starten-zusammenarbeit-co2-sequestrierung/article-182761>, 03.06.09.
- EU will Gasvorräte im Nahen Osten sichern, EurActiv, 06.05.2008, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-will-gasvorrate-nahen-osten-sichern/article-172169>, 15.02.09.
- Eurasian gas alliance is not an official organization as yet – Almaty meeting experts, Caucaz.com, 14.10.2005, unter: [http://www.caucaz.com/home\\_eng/depeches.php?idp=294&PHPSESSID=df4e939cd1a29e](http://www.caucaz.com/home_eng/depeches.php?idp=294&PHPSESSID=df4e939cd1a29e), 07.10.09.

EuroNews: Nachrichtenbericht vom 31.07.2009 um 6:30, auch unter:  
<http://de.euronews.net/2009/07/30/nigerias-armee-setzt-sich-gegen-sekte-durch/>,  
 31.07.09.

Europa boykottiert türkischen Großstaudamm, Spiegel Online, 07.07.2009, unter:  
<http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,634825,00.html#ref=nldt>, 08.07.09.

Europa will aus Gaskrise lernen, EurActiv, 22.01.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/de/energie/europa-will-gaskrise-lernen/article-178718>,  
 24.03.09.

Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische  
 Parlament, Ausbau der Zusammenarbeit Europa Mittelmeer im Verkehrs- und  
 Energiesektor, KOM(2001)126 endgültig, Brüssel 2001.

Europäische Kommission: Communication from the Commission to the Council, the  
 European Parliament and the European Economic and Social Committee. EU Strategy  
 for Africa: Towards a Euro-African pact to accelerate Africa's development,  
 COM(2005) 489 final, Brüssel 2005.

Europäische Kommission: Gemeinsame Erklärung zum Treffen des für Energie zuständigen  
 Kommissionsmitglieds Andris Piebalgs und der norwegischen Erdöl- und  
 Energieministerin Thorhild Widvey, Press Release, IP/05/856, Oslo 2005.

Europäische Kommission: Annex to the Greenpaper, Dokument SEC(2006) 317/2, Brüssel  
 2006.

Europäische Kommission: Grünbuch, Eine europäische Strategie für nachhaltige,  
 wettbewerbsfähige und sichere Energie, KOM(2006) 105 endgültig, Brüssel 2006.

Europäische Kommission: Commission Staff Working Document, Accompanying the  
 Communication from the Commission Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation  
 (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report). Priority  
 Interconnection Plan, SEC(2006) 1715, Brüssel 2007.

Europäische Kommission: Memorandum of Understanding on a Strategic Partnership  
 between the European Union and the Republic of Azerbaijan in the Field of Energy,  
 2006 Brüssel.

Europäische Kommission: EC-Brazil Regular Energy Policy Dialogue. Terms of Reference,  
 Brüssel 2007.

Europäische Kommission: Eine Energiepolitik für Europa, Mitteilung der Kommission an den  
 Europäischen Rat und das Europäische Parlament, KOM(2007)1 endgültig, Brüssel  
 2007.

Europäische Kommission: EU-Kommissar Piebalgs gibt Startschuss für neue  
 Energiepartnerschaft in der Region Europa-Mittelmeer, Presseinformation,  
 IP/07/1945, 17.12.2007.

Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische  
 Parlament. Die Schwarzmeersynergie – Eine neue Initiative der regionalen  
 Zusammenarbeit, KOM(2007) 160 endgültig, Brüssel 2007.

Europäische Kommission: Priority Interconnection Plan, Communication from the  
 Commission to the Council and the European Parliament, COM(2006)846final,  
 Brüssel 2007.

Europäische Kommission: Directorate-General for Energy and Transport, European Energy  
 and Transport – Trends to 2030 – Update 2007, Luxemburg 2008.

Europäische Kommission: African Union Commission and European Commission launch an  
 ambitious Africa-EU Energy Partnership, Presseinformation MEMO/08/555, Brüssel  
 2008.

Europäische Kommission: Grünbuch. Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und  
 wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz, KOM(2008) 782 endgültig, Brüssel  
 2008.

- Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Zweite Überprüfung der Energiestrategie. EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und –solidarität, KOM(2008)781 endgültig, Brüssel 2008.
- Europäische Kommission: Siebte Energiekonferenz EU-China: Stärkung der Zusammenarbeit im Energiebereich, Press Release, IP/08/1652, 06.11.2008.
- Europäische Kommission: Joint EU-Ukraine International Conference on the Modernisation of Ukraine's Gas Transit System, Joint Declaration, Brüssel 2009.
- Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, KOM(2008)907 endgültig, Brüssel 2009.
- Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, KOM(2008)911 endgültig, Brüssel 2009.
- Europäische Kommission: President Barroso and Commissioner Piebalgs welcome the signature of the Nabucco Intergovernmental Agreement, Press Release, IP/09/1114, 10.07.2009.
- Europäische Kommission: Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG, KOM(2009) 363 endgültig, Brüssel 2009.
- Europäische Kommission: European Neighbourhood and Partnership Instrument, Georgia Country Strategy Paper 2007-2013, o.O. o.J.
- Europäische Kommission: European Neighbourhood and Partnership Instrument, Azerbaijan Country Strategy Paper 2007-2013, o.O. o.J.
- Europäische Kommission: European Neighbourhood and Partnership Instrument, Azerbaijan National Indicative Programme 2007-2010, o.O. o.J.
- Europäische Kommission: Non-Paper, Expanding on the Proposals contained in the Communication to the European Parliament and the Council on „Strengthening the ENP“ – COM (2006) 726 final, 4 Dezember 2006 ENP – Thematic Dimension, o.O. o.J.
- Europäische Union / Regierung der Ukraine: Memorandum of Understanding on co-operation in the field of energy between the European Union and Ukraine, Kiew 2005.
- Europäische Union / Regierung der USA: Vienna Summit Declaration 21 June 2006, Wien 2006.
- Europäisches Parlament / Europäischer Rat: Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L204, 21.07.1998, S. 1-12.
- Europäisches Parlament / Rat der Europäischen Union: Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L289, 03.11.2005, S. 1-13.
- Europäisches Parlament / Europäischer Rat: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L262, 22.09.2006, S. 1-23.
- Europäisches Parlament: In der Sitzung von Mittwoch 17.12.2008 angenommene Texte, P6\_TA-PROV(2008)12-17 vorläufige Ausgabe.
- European Bank for Reconstruction and Development: Document, Energy Operations Policy. As approved by the Board of Directors on 11 July 2006, ANNEX 2, London 2006.

- European unconventional gas attracts firms, in: Oil & Gas Journal (Online), 29.01.2010, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/0613425662/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/european-unconventional/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary292010.html>, 31.01.10.
- Europe's largest LNG terminal opens in UK, EurActiv, 13.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/europe-largest-lng-terminal-opens-uk/article-182253>, 14.05.09.
- Europe's LNG imports for July, August to set record, in: Oil & Gas Journal (Online), 29.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5293603743/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-europe\\_s-lng\\_imports.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5293603743/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-europe_s-lng_imports.html), 30.07.09.
- Eurostat: Energy Yearly Statistics 2002. 2004 Edition, Luxemburg 2004.
- Eurostat: Energy Yearly Statistics 2006. 2008 Edition, Luxemburg 2008.
- Eurostat: Energy Yearly Statistics 2007. 2009 Edition, Luxemburg 2009.
- EU-US summit yields energy cooperation, EurActiv, 05.11.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/eu-us-summit-yields-energy-cooperation/article-187060>, 05.11.09.
- Evaluation Confirms Giant Oil/Gas Prospects in Albanian Exploration Blocks, Rigzone (Online), 10.01.2008, unter: [http://www.rigzone.com/news/article.asp?a\\_id=55121](http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=55121), 16.07.09.
- Evans, Sophie: Iranian ruling regime is under threat, in: Middle East Economic Digest (Online), 24.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3003088.article>, 02.01.10.
- Evans, Sophie: Special Report: Iran - Regime prepares to face down critics, in: Middle East Economic Digest (Online), 24.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3003070.article>, 02.01.10.
- ExxonMobil Corp.: 2008 Financial & Operating Review 2008, Irving 2009.
- ExxonMobil spuds Libya's first deepwater well, in: Oil & Gas Journal (Online), 16.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3327978609/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-discoveries/s-articles/s-exxonmobil-spuds\\_libya.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3327978609/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-discoveries/s-articles/s-exxonmobil-spuds_libya.html), 17.07.09.
- Fabi, Randy: Nigerian rebels halt offensive, seek peace talks, Reuters, 15.07.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/latestCrisis/idUSLF297380>, 15.07.09.
- Farey, Ben: Yolotan-Osman Field a "Super-Giant", Bloomberg, 20.02.2009, unter: <http://www.oilandgaseurasia.com/news/p/0/news/4068>, 29.04.09.
- Farrell, Alexander E. / Zerriffi, Hisham / Dowlatabadi, Hadi: Energy Infrastructure and Security, in: Annual review of environment and resources, Vol. 29, 2004, S. 421-469.
- Farren-Price, Bill: Middle East Gas Pipeline Systems Highlight Need For Greater Price Transparency, Benchmarks, in: Middle East Economic Survey, Vol. XLV Nr. 24, 17.06.2002, S. A1.
- Federal Research Division: Country Profile: Nigeria, Library of Congress, Washington D.C. 2008, unter: <http://lcweb2.loc.gov/frd/cs/profiles/Nigeria.pdf>, 15.07.09.
- Finon, Dominique / Locatelli, Catherine: Russian and European gas interdependence. Can market forces balance out geopolitics?, Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale, Cahier de Recherche LEPII, Série EPE, Nr. 41, Grenoble 2007.
- Flikke, Geir / Wilhelmsen, Julie: Central Asia: A Testing Ground for New Great-Power Relations, Norwegian Institute of International Affairs, NUPI Report, Oslo 2008.
- Flynn, Chris / Dyer, Erin: A Tale of Two Hemispheres: The Creation of a Gas Cartel v the Commoditisation of Gas, in: Picton-Turbervill, Geoffrey (Hrsg.), The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2008. A practical insight to cross-border Gas Regulation work, Global Legal Group, London 2008, S.1-3.

- Folgen der Gaskrise: Russlands Gas genug für China u. EU?, Russland-Aktuell, 31.01.2009, unter:  
[http://www.aktuell.ru/russland/kommentar/gaskrise\\_1\\_reicht\\_russlands\\_gas\\_f\\_china\\_und\\_EU\\_431.html](http://www.aktuell.ru/russland/kommentar/gaskrise_1_reicht_russlands_gas_f_china_und_EU_431.html), 20.06.09.
- Forbes, Alex: Iran: Gas-export hopes fade, as home supply grows, in: Petroleum Economist (Online), September 2008, unter: <http://www.petroleum-economist.com/default.asp?Page=14&PUB=46&ISS=24954&SID=710535>, 25.05.09.
- Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.): Russland Analysen Nr. 97, Bremen 2006.
- France joins South Stream gas pipeline, EurActiv, 01.12.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/france-joins-south-stream-gas-pipeline/article-187830>, 01.12.09.
- France's GDF Suez to join Nord Stream pipeline, EurActiv, 30.07.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/france-gdf-suez-join-nord-stream-pipeline/article-184525>, 31.07.09.
- Freeman, Sasha: The growing Sino–Central Asia energy nexus, in: Current Practice, The International Bar Association, Vol. 5, Nr. 1, Calgary / London 2009.
- Freizer, Sabine: The EU-Turkey-Cyprus Triangle: "Time for Turkey to Be Visionary in the South Caucasus", International Crisis Group, 15.05.2009, unter:  
<http://www.crisisgroup.org/home/index.cfm?id=6103&l=1>, 10.07.09.
- FTS Approves Higher Gas Prices, in: NERA Global Energy Regulation, Issue 114, o.O. 2008.
- Galsi, Snam Confirm Algeria-Italy Pipeline Plans, Downstream Today, unter:  
[http://www.downstreamtoday.com/news/article.aspx?a\\_id=13091](http://www.downstreamtoday.com/news/article.aspx?a_id=13091), 12.02.09.
- Gambrell, Jon: More than 200 dead in Nigeria violence, The Associated Press, 20.01.2010, unter: [http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2010/01/20/AR2010012000542.html?wprss=rss\\_world/wires](http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2010/01/20/AR2010012000542.html?wprss=rss_world/wires), 20.01.10.
- Gas crunch likely as Mideast races to meet local needs, Reuters, 07.04.2007, unter:  
<http://archive.gulfnews.com/articles/07/04/07/10116507.html>, 25.05.09.
- Gaspipelines aus Russland und Turkmenistan nach China, RIA Novosti, 26.10.2009, unter:  
<http://de.rian.ru/business/20091026/123681202.html>, 27.10.09.
- Gasrechnung: E.on muss Strafe zahlen an Gazprom, Russland-Aktuell, 25.01.2010, unter:  
[http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2045.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2045.html), 01.02.10.
- Gasum Oy: Annual Report 2007, Helsinki 2008.
- Gathmann, Moritz: Machtkampf in der Ukraine eskaliert, Spiegel Online, 04.03.2009, unter:  
<http://www.spiegel.de/politik/ausland/0,1518,611421,00.html#ref=nldt>, 24.06.09.
- Gazprom forecasts 40% drop in sales to Europe, EurActiv, 25.06.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/gazprom-forecasts-40-drop-sales-europe/article-183498>, 26.06.09.
- Gazprom im Hintertreffen: Usbekistan und China bauen Pipeline -,Gaseta“, RIA Novosti, 15.04.2008, unter: <http://de.rian.ru/business/20080415/105129321.html>, 09.03.09.
- Gazprom liefert Gas an China nicht um jeden Preis, Russland-Aktuell, 14.10.2009, unter:  
[http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2010.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2010.html), 03.11.09.
- Gazprom may slash capital spending, Upstream Online, 25.02.2009, unter:  
<http://www.upstreamonline.com/live/article172826.ece>, 06.03.2009.
- Gazprom überlegt Einfrieren des Stockmann-Projekts, Russland-Aktuell, 22.07.2009, unter:  
[http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1970.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1970.html), 03.08.09.
- Gazprom warnt Ukrainer vor falscher Wahlentscheidung, Spiegel Online, 13.09.2009, unter:  
<http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/0,1518,648667,00.html#ref=nldt>, 14.09.09.
- Gazprom, Nigeria plan joint venture, RIA Novosti, 03.09.2008, unter:  
<http://en.rian.ru/business/20080903/116513758.html>, 25.03.09.

- Gazprom: Türkei stimmt Pipeline nach Israel zu, Russland-Aktuell, 03.04.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1913.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1913.html), 05.04.09.
- Gazprom's Not the Only Player in Russian Fields, in: Oil & Gas Eurasia, Nr. 8, August 2008, unter: <http://www.oilandgaseurasia.com/articles/p/80/article/684/>, 17.03.09.
- GDF Suez macht im Herbst Einstieg bei Ostsee-Pipeline perfekt, RIA Novosti, 14.09.2009, unter: <http://de.rian.ru/business/20090914/123092159.html>, 18.09.09.
- GECF plans to register charter in UN: Khatibi, Trend News Agency (Online), 02.07.2009, unter: <http://en.trend.az/capital/ocountries/iran/1497833.html>, 28.09.09.
- Geden, Oliver: Die Energie- und Klimapolitik der EU – zwischen Implementierung und strategischer Neuorientierung, in: Integration: Vierteljahrszeitschrift des Instituts für Europäische Politik in Zusammenarbeit mit dem Arbeitskreis Europäische Integration, Nr. 4, Baden-Baden/Bonn 2008, S. 353-364.
- Geertz, Clifford: Dichte Beschreibung. Beiträge zum Verstehen kultureller Systeme, Frankfurt a.M. 1983, 1. Auflage 1987.
- Geertz, Clifford: Kulturbegriff und Menschenbild, in: Habermas, R. / Minkmar, N. (Hrsg.), Das Schwein des Häuptlings, Berlin 1992, S. 56-82.
- Geertz, Clifford: Spurenlesen. Der Ethnologe und das Entgleiten der Fakten, München 1997.
- General Secretariat for Development Planning (Emirat Katar), Qatar National Vision 2030, Doha 2008.
- Generalsekretariat des Rates der Europäischen Union: European Union and Central Asia: Strategy for an New Partnership, Brüssel 2007.
- Gente, Regis: Turkmenistan: More Empty Talk About the Resumption of Gas Exports to Russia?, Eurasia Insight, Eurasia.net, 09.10.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav100909d.shtml>, 13.10.09.
- Gente, Regis: Turkmenistan: Ashgabat Energy-Reserve Controversy Continues to Flare, Eurasia Insight, 21.10.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav102109a.shtml#>, 22.10.09.
- Gente, Regis: Turkmenistan: Western firms shut out from development deals, 04.01.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav010409.shtml>, 07.01.10.
- Ghadhban, Thamir A.: Rede im Rahmen der Iraq Petroleum Conference 2009 in London am 07. Dezember 2009.
- Ghilès, Francis: Algeria: A Strategic Partner for Europe, 19.02.2009, in: Journal of Energy Security, Institute for the Analysis of Global Security, unter: [http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=92%3Aissuecontent&id=176%3AAalgeria-a-strategic-gas-partner-for-europe&format=pdf&option=com\\_content&Itemid=341](http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=92%3Aissuecontent&id=176%3AAalgeria-a-strategic-gas-partner-for-europe&format=pdf&option=com_content&Itemid=341), 24.04.09.
- Giuli, Marco: Nabucco Pipeline and the Turkmenistan Conundrum, in: Caucasian Review Of International Affairs, Vol. 2, Nr. 3, Frankfurt a.M. 2008, S. 124-132.
- Gnedina, Elena / Emerson, Michael: The Case for a Gas Transit Consortium in Ukraine: A Cost-Benefit Analysis, CEPS Policy Brief, Nr. 180, Brüssel 2009.
- Goldthau, Andreas / Geden, Oliver: Europas Energieversorgungssicherheit. Ein Plädoyer für einen pragmatischen Ansatz, in: Internationale Politik und Gesellschaft, 4/2007, S. 58-73.
- Gomart, Thomas: EU-Russia Relations. Toward a Way Out of Depression, Center for Strategic and International Studies / Institut Français des Relations Internationales, Projekt: Europe, Russia and the United States: Finding a New Balance, Washington D.C. / Paris 2008.
- Gongl, Jingyao: Framework for the Exploration of Libya: An Illustrated Summary, Search and Discovery Article Nr. 10061, AAPG/Datapages Inc., Tulsa 2004.

- Götz, Roland: Wird Deutschland ‚Energiedrehscheibe‘ für Russlands Erdgas?, Stiftung Wissenschaft und Politik, SWP-Aktuell Nr. 49, Berlin 2006.
- Götz, Roland: Gasproms Zukunftsstrategie: Marktbeherrschung und Expansion, SWP-Aktuell Nr. 39, Berlin 2007.
- Götz, Roland: Ist Europas Energieversorgungssicherheit wirklich bedroht?, in: Meier-Walser, Reinhard C. (Hrsg.), Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung, München 2007, S. 67-83.
- Götz, Roland: Russlands Erdgas und Europas Energiesicherheit, SWP-Studie 21, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin 2007.
- Governments of Nigeria, Algeria, Niger Sign Trans-Saharan Gas Pipeline Accord, IHS Global Insight, Same-day Analysis, 07.07.2009, unter: <http://www.globalinsight.com/SDA/SDADetail17254.htm>, 08.07.09.
- Grätz, Jonas / Westphal, Kirsten: Trägerischer Friede? Kosten und Nutzen der Gasverträge zwischen Russland und Ukraine, in: Pleines, Heiko (Hrsg.), Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien, Nr. 101, Forschungsstelle Osteuropa, Bremen 2009, 7-10.
- Green activists urge EU to act on Nord Stream gas pipe, EurActiv, 08.01.2010, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-environment/green-activists-urge-eu-act-nord-stream-gas-pipe/article-188687>, 11.01.10.
- Grinkevich, Vlad: "Gas OPEC" will not fiddle with prices, RIA Novosti (Online), 24.12.2008, unter: <http://en.rian.ru/analysis/20081224/119160280.html>, 28.09.09.
- Gromov, Alexey: Energy Strategy of Russia for the Year 2030: Approaches, Priorities and Reference Points, Präsentation vom 23.10.2009.
- Guitta, Oliver: „First target for Iran: Qatar?“, in: Middle East Times (Online), 26.11.2007, unter: [http://www.metimes.com/International/2007/11/26/first\\_target\\_for\\_iran\\_qatar/1356/](http://www.metimes.com/International/2007/11/26/first_target_for_iran_qatar/1356/), 22.05.09.
- Gürsoy, Begüm: „Turkey prevails in Iran arbitration“, in: Hurriyet (Online), 26.02.2009, unter: <http://www.hurriyet.com.tr/english/domestic/11094366.asp>, 09.07.09.
- Haase, Nadine: European gas market liberalisation: Are regulatory regimes moving towards convergence?, Oxford Institute for Energy Studies, NG24, Oxford 2008.
- Hafidh, Hassan: Iraq ends 'successful' oil bid round, output seen tripled, MarketWatch, 13.12.2009, unter: <http://www.marketwatch.com/story/iraq-ends-successful-oil-bid-round-output-seen-tripled-2009-12-13>, 17.12.09.
- Halbouty, Michel Thomas (Hrsg.): Giant Oil and Gas Fields of the Decade, 1990-1999, AAPG Memoire 78, Tulsa 2003, S. 78.
- Hallett, Don: Petroleum Geology of Libya, Amsterdam 2002.
- Hallouche, Hadi: The Gas Exporting Countries Forum: Is it really a Gas OPEC in the making?, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2006.
- Hancock, Kathleen J.: Escaping Russia, Looking to China: Turkmenistan Pins Hopes on China's Thirst for Natural Gas, in: China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 4, Nr. 3, Washington / Stockholm 2006, S. 67-87.
- Handelskrieg vergiftet Beziehungen zwischen Russland und Weißrussland, EurActiv, 15.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/erweiterung/handelskrieg-vergiftet-beziehungen-zwischen-russland-weissrussland/article-183180>, 16.06.09.
- Hanson, Stephanie: Energy Bottlenecks in South America, Council on Foreign Relations (Online), 21.04.2008, unter: <http://www.cfr.org/publication/16037/>, 17.12.08.
- Harbo, Florentina: The European Gas and Oil Market: The Role of Norway, Institut Français des Relations Internationales, Paris/Brüssel 2008.



- Hartley, Peter / Medlock, Kenneth B. III.: Scenarios for Russian Natural Gas Exports: The Role of Domestic Investment, the Caspian and LNG. Russia and the Caspian States in the Global Energy Balance, James A. Baker III Institute, Houston 2009.
- Hashimoto, Kohei / Elass, Fareer / Eller, Stacy L.: Liquefied natural gas from Qatar: the Qatargas project, in: Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.), Natural Gas and Geopolitics, Cambridge 2006, S. 234-267.
- Hayes, Mark H.: The Transmed and Maghreb projects: gas to Europe from North Africa, in: Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.), Natural Gas and Geopolitics, Cambridge 2006, S. 49-90.
- Heinrich, Andreas: Gazprom – ein verlässlicher Partner für die europäische Energieversorgung?, in: Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.), Russlandanalysen Nr. 97, Bremen 2006, S. 2-6.
- Heinrich, Andreas: Gazprom's pipeline policies: the Russian-Ukrainian gas crisis of January 2006, International conference on "International Relations in Eastern Europe", Humboldt Universität, 16-18 März, Berlin 2006.
- Helm, Dieter: The Russian dimension and Europe's external energy policy, Oxford 2007.
- Henderson, Creelea: Cracks in the monolith: Gazprom exports to be de-monopolized, The ISCIPI Analyst. An Analytical Review, Vol. 14, Nr. 15, 18.08.2008, unter: <http://www.bu.edu/phpbin/news-cms/news/?dept=732&id=50308>, 17.03.09.
- Henni, Abdelghani: Qatari energy chief chosen as GECF sec-gen, Arabian Oil & Gas, 06.07.2009, unter: [http://www.arabianoilandgas.com/article-5813-qatari\\_energy\\_chief\\_chosen\\_as\\_gecf\\_sec\\_gen/](http://www.arabianoilandgas.com/article-5813-qatari_energy_chief_chosen_as_gecf_sec_gen/), 15.07.09.
- Hiltermann, Joost: Kurdish crude bails out Baghdad, in: Foreign Policy (Online), 13.05.2009, unter: [http://experts.foreignpolicy.com/posts/2009/05/13/kurdish\\_crude\\_bails\\_out\\_baghdad](http://experts.foreignpolicy.com/posts/2009/05/13/kurdish_crude_bails_out_baghdad), 18.05.09.
- Hirschhausen, Christian von: Strategies for Energy Security. A Transatlantic Comparison, Globalization of Natural Gas Markets Working Papers, WP-GG-14, Berlin 2005.
- Hirschhausen, Christian von: Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland: Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb?, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Jg. 7, Nr. 1, 2006, 89–103.
- Hlabach, Uwe: Die Wirtschaftskrise in Kaukasien und Zentralasien, SWP-Aktuell, Nr. 20, Berlin 2009.
- Hoffert, Martin I./Caldeira, Ken/Jain, Atul K./ u.a., Energy implications of Future stabilization of atmospheric CO<sub>2</sub> content, in: Nature, Vol. 395, 29. Oktober 1998, S. 881-884.
- Hohe Ratings für Putin und Medwedew schmelzen, Russland-Aktuell, 17.02.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/politik/artikel\\_3729.html](http://www.aktuell.ru/russland/politik/artikel_3729.html), 17.03.09.
- Honoré, Anouk: Future Natural Gas Demand in Europe. The Importance of the Power Sector, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2006.
- Hoogeveen, Femke / Perlot, Wilbur (Hrsg.), Tomorrow's Mores, The international System, Geopolitical Changes and Energy, Clingendael International Energy Programme, Den Haag 2005.
- Hoyos, Carola: Libya's new supreme council for energy signals further nationalism creep, Financial Times (Online), FT Energy Source, unter: <http://blogs.ft.com/energy-source/2009/10/05/libyas-new-supreme-council-for-energy-signals-further-nationalism-creep/>, beides 17.10.09.
- IEA: The IEA Natural Gas Security Study, Paris 1995.
- IEA: World Energy Investment Outlook. 2003 Insights, Paris 2003.
- IEA: Security of Gas Supply in Open Markets. LNG and Power at a Turning Point, Paris 2004.

IEA: World Energy Outlook 2004, Paris 2004.

IEA: World Energy Outlook 2005. Middle East and North Africa Insights, Paris 2005.

IEA: Natural Gas Market Review 2006 – Towards a Global Gas Market, Paris 2006.

IEA: Ukraine. Energy Policy Review 2006, Paris 2006.

IEA: World Energy Outlook 2006, Paris 2006.

IEA: Energy Security and Climate Change: Assessing Interactions, Paris 2007.

IEA: Natural Gas Market Review 2007. Security in a globalising market to 2015, Paris 2007.

IEA: Energy Policies of IEA Countries. Finland. 2007 Review, Paris 2008.

IEA: Natural Gas Market Review 2008. Optimising investments and ensuring security in a high-priced environment, Paris 2008.

IEA: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development, International Energy Agency Working Paper Series, Paris 2008.

IEA: Energy Statistics of Non-OECD Countries, Paris 2009.

IEA: Key World Energy Statistics 2009, Paris 2009.

IEA: Natural Gas Information 2009, Paris 2009.

IEA: Natural Gas Market Review 2009, Paris 2009.

IEA: World Energy Outlook 2009, Paris 2009.

Ige, David O.: Nigerian Gas Master Plan Investor Briefing Session, Präsentation, April 2009.

IGI-Poseidon S.A.: Poseidon Pipeline Open Season Notice, 20.06.2008, unter: [http://www.igi-poseidon.com/english/focus/OS\\_Notice.pdf](http://www.igi-poseidon.com/english/focus/OS_Notice.pdf), 22.01.10.

Independent Audit Shows Turkmen Gas Field 'World-Class', RFE/RL, 14.10.2008, unter: [http://www.rferl.org/content/Independent\\_Audit\\_Shows\\_Turkmen\\_Gas\\_Field\\_World\\_Class\\_/1329822.html](http://www.rferl.org/content/Independent_Audit_Shows_Turkmen_Gas_Field_World_Class_/1329822.html), 29.04.09.

International Crisis Group: Nagorno-Karabakh: Risking War, Europe Report Nr. 187, Brüssel 2007, S. 1ff.

International Crisis Group: Nigeria: Ending Unrest in the Niger Delta, Africa Report, Nr. 135, Brüssel 2007.

International Crisis Group: Russia vs Georgia: The Fallout, Europe Report, Nr. 195, Brüssel 2008.

International Crisis Group: Turkey and Europe: The Decisive Year Ahead, Europe Report Nr. 197, Brüssel 2008.

International Crisis Group: Georgia-Russia: Still Insecure and Dangerous, Europe Briefing Nr. 53, Brüssel 2009.

International Crisis Group: Iraq and the Kurds: Trouble along the Trigger Line, Middle East Report, Nr. 88, Brüssel 2009.

International Monetary Fund: Islamic Republic of Iran: Selected Issues, IMF Country Report Nr. 08/285, Washington D.C. 2008.

Interview with His Excellency Dr. Hassan Younes. Minister of Electricity and Energy, Arab Republic of Egypt, in: Global Energy for the Mediterranean, Nr. 4, Januar 2009, Observatoire Méditerranéen de L'Énergie, S. 7-8.

Iran - Onshore Oil & Gas Fields - Saadatabad/Sarvestan, in: APS Review Gas Market Trends, 13.04.2009, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/oil-gas-industry-oil-processing/12303723-1.html>, 13.05.09.

Iran adopts firm stance on minority rights issue, Civil Society, Eurasianet, 20.10.2006, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/civilsociety/articles/eav102006a.shtml>, 23.05.09.

Iran pushes for regional energy market, in: Pipeline & Gas Journal, 01.01.2003, unter: <http://www.allbusiness.com/mining/support-activities-mining-support-oil/447154-1.html>, 13.05.09.

Iran pushes Persian Pipeline as European alternative to Russian gas, Eurasianet, News Briefs, 01.04.2009, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav040109a.shtml>, 20.07.09.

Iran says Bahrain gas talks still in effect, Xinhua News Agency, 23.02.2009, unter:  
[http://news.xinhuanet.com/english/2009-02/23/content\\_10871634.htm](http://news.xinhuanet.com/english/2009-02/23/content_10871634.htm), 16.05.09.

Iran starts Persian gas pipeline construction, PressTV, 30.05.2009, unter:  
<http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=96451&sectionid=351020103>, 20.07.09.

Iran to build joint oil refinery in Syria, Press TV, 01.04.2009, unter:  
<http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=90201&sectionid=351020103>, 16.05.09.

Iran To Pakistan Pipeline Deal Signed, in: Pipeline & Gas Journal (Online), Vol. 236, Nr. 7, Juli 2009, unter: [http://pipelineandgasjournal.com/iran-pakistan-pipeline-deal-signed?utm\\_medium=email&utm\\_source=Email%20marketing%20software&utm\\_content=176789142&utm\\_campaign=July+PGJ+Newsletter+\\_+iduyjr&utm\\_term=Iran+To+Pakistan+Pipeline+Deal+Signed](http://pipelineandgasjournal.com/iran-pakistan-pipeline-deal-signed?utm_medium=email&utm_source=Email%20marketing%20software&utm_content=176789142&utm_campaign=July+PGJ+Newsletter+_+iduyjr&utm_term=Iran+To+Pakistan+Pipeline+Deal+Signed), 16.07.09.

Iran troops 'seize Iraq oil well', BBC News (Online), 18.12.2009, unter:  
[http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle\\_east/8420774.stm](http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle_east/8420774.stm), 28.12.2009.

Iran will not deliver gas to UAE until contract price is corrected, Reuters, 25.04.2009, unter:  
[http://archive.gulfnews.com/business/Oil\\_and\\_Gas/10307776.html](http://archive.gulfnews.com/business/Oil_and_Gas/10307776.html), 16.05.2009.

Iran, Total resume talks on gas project – report, Reuters, 10.10.2009, unter:  
<http://www.reuters.com/article/idUSDAH04001920091010>, 17.12.09.

Iran, Turkey: Iraq sign energy deal, United Press International, 29.05.2009, unter:  
[http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2009/05/29/Iran-Turkey-Iraq-sign-energy-deal/UPI-54381243608975/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2009/05/29/Iran-Turkey-Iraq-sign-energy-deal/UPI-54381243608975/), 09.07.09.

Iran's aggressive natural gas expansion plans, in: Irano-British Quarterly Magazine Vol. 7, Nr. 25, Irano - British Chamber of Commerce Industries and Mines, Teheran 2007.

Iranian forces clash with Kurdish separatist group, BBC News (Online), 27.01.2010, unter:  
[http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle\\_east/8482802.stm](http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle_east/8482802.stm), 27.01.2010.

Iraq - Gas Sales To Kuwait, in: APS Review Gas Market Trends, 09.05.2005, unter:  
<http://www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/414809-1.html>, 16.05.09.

Iraq - Part 2 - The Oil & Gas Fields, in: APS Review Oil Market Trends, 11.05.2009, unter:  
<http://www.allbusiness.com/government/government-bodies-offices-legislative/12336101-1.html>, 17.12.09.

Iraq joins oil transparency group, Upstreamonline, 11.01.2010, unter:  
<http://www.upstreamonline.com/live/article203113.ece>, 18.01.10.

Iwayemi, Akin: Nigeria's Dual Energy Problems: Policy Issues and Challenges, in: IAEE Energy Forum Newsletter, Nr. 4, International Association for Energy Economics, Cleveland 2008, S. 17-21.

Izundu, Uchenna: Gazprom purchases 20% stake in Gazprom Neft, in: Oil & Gas Journal (Online), 11.04.2009, unter:  
[http://www.ogj.com/display\\_article/359000/7/ONART/none/GenIn/1/Gazprom-purchases-20-stake-in-Gazprom-Neft/](http://www.ogj.com/display_article/359000/7/ONART/none/GenIn/1/Gazprom-purchases-20-stake-in-Gazprom-Neft/), 15.04.09.

Izundu, Uchenna: Iraq considers PSAs for second licensing round, in: Oil & Gas Journal (online), 30.03.2009, unter:  
[http://www.ogj.com/display\\_article/357715/7/ONART/none/ExplD/1/Iraq-considers-PSAs-for-second-licensing-round/](http://www.ogj.com/display_article/357715/7/ONART/none/ExplD/1/Iraq-considers-PSAs-for-second-licensing-round/), 18.05.09.

Izundu, Uchenna: RWE, Turkmenistan sign energy pact, in: Oil & Gas Journal (Online), 23.04.2009, unter:  
[http://www.ogj.com/display\\_article/360084/7/ARTCL/none/none/RWE,-Turkmenistan-sign-energy-pact/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/360084/7/ARTCL/none/none/RWE,-Turkmenistan-sign-energy-pact/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 12.05.09.

- Izundu, Uchenna: Agip KCO awards Kashagan field contract, in: Oil & Gas Journal (Online), 19.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/362744/7/ARTCL/none/none/Agip-KCO-awards-Kashagan-field-contract/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/362744/7/ARTCL/none/none/Agip-KCO-awards-Kashagan-field-contract/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 21.05.09.
- Izundu, Uchenna: Gazprom to pay \$1.5 billion for SeverEnergiya stake, in: Oil & Gas Journal (Online), 21.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/362984/7/ARTCL/none/none/Gazprom-to-pay-\\$15-billion-for-SeverEnergiya-stake/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/362984/7/ARTCL/none/none/Gazprom-to-pay-$15-billion-for-SeverEnergiya-stake/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 23.05.09.
- Izundu, Uchenna: France discusses TransMed pipeline extension, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363788/7/ARTCL/none/none/France-discusses-TransMed-pipeline-extension/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363788/7/ARTCL/none/none/France-discusses-TransMed-pipeline-extension/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 03.06.09.
- Izundu, Uchenna: Gazprom, StatoilHydro renew Arctic cooperation deal, in: Oil & Gas Journal (Online), 11.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5670375156/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-gazprom\\_-statoilhydro.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5670375156/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-gazprom_-statoilhydro.html), 12.06.09.
- Izundu, Uchenna: StatoilHydro pressures government to open up Lofoten Islands, in: Oil & Gas Journal (Online), 12.06.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/8135325182/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-statoilhydro-pressures.html>, 15.06.09.
- Izundu, Uchenna: Groningen: Unconventional gas resources key to European supply, in: Oil & Gas Journal (Online), 22.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5167489739/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-production-operations/s-unconventional-resources/s-articles/s-groningen\\_-unconventional.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5167489739/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-production-operations/s-unconventional-resources/s-articles/s-groningen_-unconventional.html), 23.06.09.
- Izundu, Uchenna: Total, Novatek to develop Termokarstovoye gas field, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2849580412/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-total\\_-novatek\\_to.html](http://www.ogj.com/index/article-display/2849580412/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-total_-novatek_to.html), 27.06.09.
- Izundu, Uchenna: Algeria launches new licensing round, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7053381198/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-algeria-launches\\_new.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7053381198/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-algeria-launches_new.html), 04.07.09.
- Izundu, Uchenna: Sasol to establish GTL plant in Uzbekistan, in: Oil & Gas Journal (Online), 17.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6753620125/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing/s-gas-processing/s-gtl/s-articles/s-sasol-to\\_establish.html](http://www.ogj.com/index/article-display/6753620125/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing/s-gas-processing/s-gtl/s-articles/s-sasol-to_establish.html), 20.07.09.
- Izundu, Uchenna: Oil companies criticize Nigeria's petroleum reform bill, in: Oil & Gas Journal (Online), 03.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/1732355648/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-oil-companies\\_criticize.html](http://www.ogj.com/index/article-display/1732355648/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-oil-companies_criticize.html), 05.08.09.
- Izundu, Uchenna: Egypt signs \$2.3 billion oil, gas deals, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0124072560/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-egypt-signs\\_\\_2\\_3\\_billion.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0124072560/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-egypt-signs__2_3_billion.html), 24.08.09.
- Izundu, Uchenna: Shell restarts Utorogu gas plant in western Niger Delta, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3764720478/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing-2/s-gas-processing/s-capacities/s-2009/s-08/s-shell-restarts\\_utorogu.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3764720478/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing-2/s-gas-processing/s-capacities/s-2009/s-08/s-shell-restarts_utorogu.html), 02.09.09.
- Izundu, Uchenna: Libya to pay \$316 million (Can.) for Verenex Energy, in: Oil & Gas Journal (Online), 23.09.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article->

- display/8690713162/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest-2/s-companies/s-2009/s-09/s-libya-to\_pay\_\_316.html, 24.09.09.
- Jaffe, Amy M. / Soligo, Ronald: Market structure in the new gas economy: is cartelization possible?, in: Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.), *Natural Gas and Geopolitics*, Cambridge 2006, S. 439-464.
- Janusz, Barbara: *The Caspian Sea. Legal Status and Regime Problems, Russia and Eurasia Programme*, REP BP 05/02, The Royal Institute of International Affairs, Chatham House, London 2005.
- Joint Declaration of the Paris Summit for the Mediterranean, Annex, Paris 2008.
- Joint Statement of the President of the European Council, Mr J. Chirac, assisted by the Secretary-General of the Council/High Representative for the Common Foreign and Security Policy of the EU, Mr J. Solana, of the President of the Commission of the European Communities, Mr R. Prodi, and of the President of the Russian Federation, Mr V.V. Putin, EU-Russia Summit, Paris 2000.
- JSC Novatek: *Novatek Annual Review 2008*, Moskau 2009.
- Julia Timoschenko ist Gazproms neue Prinzessin, *Russland-Aktuell*, 25.11.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2024.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2024.html), 02.12.09.
- Kanter, James: „Questions Surround Gas Deal Brokered by E.U. for Ukraine“, in: *New York Times (Online)*, 03.08.2009, unter: <http://www.nytimes.com/2009/08/04/business/global/04gas.html>, 18.12.2009
- Karbus, Sohbet: *North Africa Regional Overview*, in: *Offshore Technology International 2008*, Vol. 2, S. 32-43.
- Kardas, Saban: *Liberalization of the Turkish Energy Market Sparks Russian and European Interest*, *Eurasia Daily Monitor*, Vol. 6, Nr. 176, 25.09.2009, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35547](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35547), 21.12.09.
- Kaspi-Anrainer bemühen sich um Einvernehmen in Grenzfragen - Russlands Außenminister, *RIA Novosti*, 14.04.2009, unter: <http://de.rian.ru/world/20090414/121103321.html>, 12.05.09.
- Kaspisches Meer: Kein Zankapfel mehr, aber noch kein Meer der Freundschaft, *RIA Novosti*, 25.10.2006, unter: <http://de.rian.ru/analysis/20061025/55133113.html>, 12.05.09.
- Katz, Mark N.: *Russia and Algeria: Partners or Competitors?*, in: *Middle East Policy*, Vol. 14, Nr. 4, Winter 2007, S. 152-157.
- Katz, Mark N.: *Russia and Qatar*, *Middle East Review of International Affairs*, Vol. 11, Nr. 4, Dezember 2007, S. 1-6.
- Katzman, Kenneth: *Iran: U.S. Concerns and Policy Responses*, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009.
- Katzman, Kenneth: *Iraq: Politics, Elections, and Benchmarks*, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009.
- Kawach, Nadim: \$200bn Arab downstream gas projects shelved, *Emirates Business 24/7*, 18.03.2009, unter: [http://www.business24-7.ae/Articles/2009/5/Pages/09052009/05102009\\_1045929537d64110b90e445fac786806.aspx](http://www.business24-7.ae/Articles/2009/5/Pages/09052009/05102009_1045929537d64110b90e445fac786806.aspx), 18.05.09.
- Kazakhstan - The Domestic Market, in: *APS Review Downstream Trends*, 21.07.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/utilities-industry-electric-power/11421775-1.html>, 01.05.09.
- KazMunaiGaz eyes Karazhanbas slice, *Upstream Online*, 02.01.2007, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article125473.ece>, 07.05.09.

- Kemmer, Heinz-Günter: „Energie-Vasall Bundesrepublik? Sowjetisches Erdgas gegen deutsche Röhren: Bonn setzt auf russische Profit-Interessen und europäische Not-Reserven“, in: Die Zeit, 20.11.1981, Nr. 48.
- Kemmer, Heinz-Günter: „Schadenfreude in Washington. Hat sich Europa übernommen?“, in: Die Zeit, 22.04.1983, Nr. 17.
- Kemmer, Heinz-Günter: „Lecks in den Lebensadern“, in: Die Zeit, 23.11.1990, Nr. 48.
- Keohane, Robert O. / Nye, Joseph: Power and Interdependence, Boston/Toronto 1977.
- Khamidov, Alisher: Fergana Valley: Stringent border measures fuelling tension in enclaves, Eurasia Insight, Eurasianet, 13.08.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav081309.shtml>, 20.08.09.
- Klare, Michael T.: Blood and Oil: The Dangers and Consequences of America's Growing Dependency on Imported Petroleum, New York 2004.
- Klare, Michael T.: Energy Security, in: Paul D. Williams (Hrsg.), Security Studies: An Introduction, Abingdon/New York 2008, S. 483-496.
- Klussmann, Uwe: Moscow's New Leadership Duo Vows Harmony, Spiegel Online International, 03.03.2008, unter: <http://www.spiegel.de/international/world/0,1518,538922,00.html>, 31.07.09.
- Kole, William J. / Rusnac, Corneliu: Communist rout puts spotlight on obscure Moldova, Associated Press, 30.07.2009, unter: <http://www.nytimes.com/aponline/2009/07/30/world/AP-EU-Moldova-Elections.html>, 31.07.09.
- Kolomeyskaya, Inna: „Россия готовится стать хозяином мирового газового рынка“, in: Izvestia (Online), 14.07.2004, unter: <http://www.izvestia.ru/economic/article193063/>, 24.09.09.
- Kommission verlang neue Macht in der Gaskrise, EurActiv, 18.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/kommission-verlangt-neue-macht-gaskrise/article-183292>, 04.07.09.
- Konoplyanik, Andrey: Regulating Energy Relations: Acquis or Energy Charter?, in: Barysch, Katinka (Hrsg.), Pipelines, politics and power. The future of EU-Russia energy relations, Centre for European Reform, London 2008, S. 107-113.
- Korchemkin, Mikhail: Gazprom inaugurates the least important pipeline project, East European Gas Analysis, 21.11.2007 unter: [http://www.eegas.com/sokhranovka\\_en.htm](http://www.eegas.com/sokhranovka_en.htm), 25.06.2009.
- Korin, Anne / Luft, Gal: Ahmadinejad's Gas Revolution: A Plan to Defeat Economic Sanctions, Institute for the Analysis of Global Security (IAGS), Washington D.C. 2006.
- Kott, Edward: Not so GECfast. Natural Gas Exporters Will Require Discipline, Creativity to Wield Significant Market Power, in: Al-Qudsi, Sulayman (Hrsg.), Geopolitics of Energy, Vol. 31, Nr. 2, Canadian Energy Research Institute, Calgary 2009, S. 2-11.
- Kramer, Heinz: Türkische Turbulenzen: der andauernde Kulturkampf um die »richtige« Republik, Stiftung Wissenschaft und Politik, Studie S11, Berlin 2009.
- Kraul, Chris: „Brazil is pumped up over offshore oil field“, in: Los Angeles Times (Online Edition), 24.09.2008, unter: <http://latimesblogs.latimes.com/laplaza/2008/09/brazil-is-pumpe.html>, 02.03.09.
- Krise packt Gazprom: Gewinn halbiert, Schulden vermehrt, Russland-Aktuell, 09.11.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2017.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2017.html), 02.12.09.
- Krise: Innenministerium befürchtet soziale Unruhen, Russland-Aktuell, 05.02.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/panorama/artikel\\_2661.html](http://www.aktuell.ru/russland/panorama/artikel_2661.html), 17.03.2009.
- Kuniholm, Bruce R.: The Geopolitics of the Caspian Basin, in: Middle East Journal, Vol. 4, Herbst 2000, S. 546-551.

- Kupchinsky, Roman: The Gas Cartel Troika, Eurasia Daily Monitor, Vol. 5, Issue 210, The Jamestown Foundation, 03.11.2008, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34072](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34072), 02.10.09.
- Kusznir, Julia: Gazprom in seiner Förderregion, in: Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.), Russlandanalysen Nr.97, S. 11-13.
- Laherrere, Jean: Forecast of oil and gas supply to 2050, Petrotech 2003 New Delhi, unter: <http://www.hubbertpeak.com/LaHerrere/Petrotech090103.pdf>, 17.08.2008.
- Laherrere, Jean: Peak oil and related peaks!, Presentation To Evora University, Seminar of the Hydrocarbon Age, 8. Mai 2006, S. 34, unter: [http://www.cge.uevora.pt/hydrocarbonage/files/Evora\\_Jean\\_Laherrere.pdf](http://www.cge.uevora.pt/hydrocarbonage/files/Evora_Jean_Laherrere.pdf), 20.08.2008.
- Laherrere, Jean: Uncertainty of oil & gas supply and demand?, Vortrag in Potsdam 18-19 Januar 2007.
- Landauro, Inti: Update: Ecopetrol, Chevron Ship 300 Million Cf/D Of Gas To Venezuela, Dow Jones Newswires, 17.06.2009, unter: <http://www.nasdaq.com/aspx/company-news-story.aspx?storyid=200906172041dowjonesdjournal000898>, 23.07.09.
- Lando, Ben: Shell-Iraq gas company is a monopoly, secret agreement shows, United Press International, 04.11.2008, unter: [http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2008/11/04/Shell-Iraq-gas-company-is-a-monopoly-secret-agreement-shows/UPI-13121225814147/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2008/11/04/Shell-Iraq-gas-company-is-a-monopoly-secret-agreement-shows/UPI-13121225814147/), 15.05.09.
- Lauerman, Vincent: „Lauerman: Is Iraq on collision course with OPEC?“, in: Financial Post (Online), 14.05.2009, unter: <http://www.nationalpost.com/story.html?id=1596462>, 25.05.09.
- Leblond, Doris: EU, Russia fail to reach agreement at summit, in: Oil & Gas Journal (Online), 27.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363402/7/ARTCL/none/none/EU,-Russia-fail-to-reach-agreement-at-summit/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363402/7/ARTCL/none/none/EU,-Russia-fail-to-reach-agreement-at-summit/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 30.05.09.
- Leblond, Doris: European shale gas prospects heat up, in: Oil & Gas Journal (Online), 29.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363655/7/ARTCL/none/none/European-shale-gas-prospects-heat-up/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363655/7/ARTCL/none/none/European-shale-gas-prospects-heat-up/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 03.06.09.
- Leblond, Doris: Cedigaz: Global recession to offset gas supply gains, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/1971812827/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-economics-markets/s-articles/s-cedigaz-global\\_recession.html](http://www.ogj.com/index/article-display/1971812827/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-economics-markets/s-articles/s-cedigaz-global_recession.html), 04.07.09.
- Leblond, Doris: EU group prepares for possible Ukraine gas shortage, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4211587764/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-government/s-articles/s-eu-group\\_prepares.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4211587764/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-government/s-articles/s-eu-group_prepares.html), beide 04.07.09.
- Leblond, Doris: Sonatrach, GDF Suez to develop Touat project in Algeria, in: Oil & Gas Journal (Online), 07.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3046831243/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-sonatrach\\_gdf\\_suez.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3046831243/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-sonatrach_gdf_suez.html), 10.07.09.
- Leblond, Doris: Authorization pulled for GDF Suez terminal, in: Oil & Gas Journal (Online), 08.07.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/9339532999/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-authorization-pulled.html>, 10.07.09.
- Leblond, Doris: Extension denied for Bordeaux LNG terminal, in: Oil & Gas Journal (Online), 31.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8818756983/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-extension-denied\\_for.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8818756983/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-extension-denied_for.html), 02.08.09.



- Leblond, Doris: EDF may buy stake in Russia's South Stream pipeline, in: Oil & Gas Journal (Online), 17.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2964673306/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation-2/s-pipelines/s-2009/s-09/s-edf-may\\_buy\\_stake.html](http://www.ogj.com/index/article-display/2964673306/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation-2/s-pipelines/s-2009/s-09/s-edf-may_buy_stake.html), 18.09.09.
- Leblond, Doris: Turkey signs E&P agreement for South Pars field, in: Oil & Gas Journal (Online), 08.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5407138558/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/turkey-signs\\_e\\_p\\_agreement/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary82010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5407138558/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/turkey-signs_e_p_agreement/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary82010.html), 09.01.10.
- Leblond, Doris: EU, Iraq sign strategic partnership MOU, in: Oil & Gas Journal (Online), 19.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0285995004/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/government/2010/01/eu-iraq\\_sign\\_strategic/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary202010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0285995004/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/government/2010/01/eu-iraq_sign_strategic/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary202010.html), 21.01.10.
- Lewis, Nathan S. / Nocera, Daniel G.: Powering the Planet: Chemical challenges in solar energy utilization, in: Proceedings of the Natural Academy of Science of the United States of America, Vol. 103, Nr. 43, Washington D.C. 2006, S. 15729-15735.
- Liberalisation of the EU gas sector, EurActiv, LinksDossier, 26.06.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/liberalisation-eu-gas-sector/article-171067>, 27.07.09.
- Libya outlines desal expansion plan, in: Global Water Intelligence (Online), Vol. 10, Issue 8, August 2009, unter: <http://www.globalwaterintel.com/archive/10/8/general/libya-outlines-desal-expansion-plan.html>, 31.08.09.
- Libya set to join LNG party, Upstream Online, 16.10.2006, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article120772.ece>, 17.04.09.
- Libya: Seismic start-up, in: BP Magazine, Issue 4, Sunbury-on-Thames 2008, S. 4.
- Lillis, Joanna: Kazakhstan: China's deep pockets make Beijing a potent energy player in Central Asia, Eurasia Insight, Eurasianet, 20.04.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav042009.shtml>, 06.05.09.
- Lillis, Joanna: Kazakhstan: Rights group urging improvements, as OSCE chair looms, Eurasia Insight, Eurasianet, 24.06.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav062409a.shtml>, 10.08.09.
- Lillis, Joanna: Kazakhstan: Domestic Politics Bubbling as Astana Prepares to Assume OSCE Chair, Eurasia Insight, 14.10.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav101409.shtml>, 22.10.09.
- Lillis, Joanna: Kazakhstan: China looking to lease land for agricultural purposes, Eurasia Insight, Eurasianet, 04.02.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav020410.shtml>, 05.02.10.
- Lobjakas, Ahto: Central Asian Gas: An Opportunity Europe Seems Determined To Miss, RFE/RL (Online), 29.05.2009, unter: [http://www.rferl.org/content/Central\\_Asian\\_Gas\\_An\\_Opportunity\\_Europe\\_Seems\\_Determined\\_To\\_Miss/1742586.html](http://www.rferl.org/content/Central_Asian_Gas_An_Opportunity_Europe_Seems_Determined_To_Miss/1742586.html), 22.06.09.
- Lomsadze, Giorgi: Georgia: Saakashvili administration puts down alleged anti-NATO mutiny, Eurasia Insight, Eurasianet, 05.05.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav050409.shtml>, 07.07.09.
- Low carbon prices give EU jitters, EurActiv, 03.03.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/low-carbon-prices-give-eu-jitters/article-179884>, 30.07.09.
- Luciani, Giacomo: Security of Supply for Natural Gas Markets. What is it and what is it not?, Centre for European Policy Studies, INDES Working Papers, Brüssel 2004.
- Luft, Gal: Iran-Pakistan Pipeline: Iran's New Economic Lifeline, in: Journal of Energy Security, 18.06.2009, Institute for the Analysis of Global Security, unter:



- [http://www.ensec.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=199:iran-pakistan-pipeline-irans-new-economic-lifeline&catid=96:content&Itemid=345](http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=199:iran-pakistan-pipeline-irans-new-economic-lifeline&catid=96:content&Itemid=345), 06.07.09.
- Luft, Gal: The New Iran Sanctions: Worse Than the Old Ones, in: Foreign Policy (Online), 11.08.2009, unter: [http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/08/11/the\\_new\\_iran\\_sanctions\\_worse\\_than\\_the\\_old\\_ones](http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/08/11/the_new_iran_sanctions_worse_than_the_old_ones), 12.08.09.
- Luft, Gal: „When Hannibal met Heidi. Scotland's not the only country with egg on its face“, in: Chicago Tribune (Online), 25.08.2009, unter: <http://www.chicagotribune.com/news/opinion/chicoped0825libyaaug25,0,7473568.story>, 26.08.09.
- Lukyanov, Fyodor: Russia and world recession, in: The Strategic Consequences of the Global Financial and Economic Crisis, Working Paper Nr. 31, European Security Forum, März 2009.
- Luxemburg-Rat diskutiert strategisches Abkommen zwischen EU und Russland, EurActiv, 28.04.2008, unter: <http://www.euractiv.com/de/assenpolitik/luxemburg-rat-diskutiert-strategisches-abkommen-zwischen-eu-russland/article-171984>, 19.02.09.
- Mahan, Amy (Hrsg.): Natural gas supply for the EU in the short to medium term, Clingendael International Energy Programme, Den Haag 2004.
- Main gas pipeline explodes in Moldova, gas supply unaffected, EMportal, 01.04.2009, unter: <http://www.emportal.rs/en/news/region/84141.html> 16.07.09.
- Malashenko, Alexey: Losing the Caucasus, Carnegie Endowment for International Peace, Briefing Vol. 11, Issue 3, Moskau 2009.
- Malygina, Katerina: Der neue Gasvertrag: Bedrohung und Risiken für die Ukraine, in: Pleines, Heiko (Hrsg.), Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Arbeitspapiere und Materialien, Nr. 101, Forschungsstelle Osteuropa, Bremen 2009, S. 11-14.
- Mantzos, L. / Capros, P.: European Energy and Transport , Scenarios on energy efficiency and renewables, European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Luxemburg 2006.
- Maree, Karin: Budget constraints delay progress in Libyan power sector, in: Middle East Economic Digest (Online), Special Report: Libya, 27.08.2009, unter: [http://www.meed.com/special\\_report/2009/08/budget\\_constraints\\_delay\\_progress\\_in\\_libyan\\_power\\_sector.html](http://www.meed.com/special_report/2009/08/budget_constraints_delay_progress_in_libyan_power_sector.html), 04.09.09.
- Maree, Karin: Libya returning to the international fold, in: Middle East Economic Digest (Online), Special Report: Libya, 27.08.2009, unter: [http://www.meed.com/special\\_report/2009/08/libya\\_returning\\_to\\_the\\_international\\_fold.htm](http://www.meed.com/special_report/2009/08/libya_returning_to_the_international_fold.htm), 04.09.09.
- Maree, Karin: Oil majors reassess their positions in Libya, in: Middle East Economic Digest (Online), Special Report: Libya, 27.08.2009, unter: [http://www.meed.com/special\\_report/2009/08/oil\\_majors\\_reassess\\_their\\_positions\\_in\\_libya.html](http://www.meed.com/special_report/2009/08/oil_majors_reassess_their_positions_in_libya.html), 04.09.09.
- Mares, David R.: Natural gas pipelines in the Southern Cone, in: Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.), Natural Gas and Geopolitics, S. Cambridge 2006, 169-201.
- Mason, Robert Scott: The Economy, The Oil Sector, Oil in the 1980s, Mai 1988, in: Library of Congress Country Studies, A Country Study: Iraq, Chapter 3, unter: <http://lcweb2.loc.gov/frd/cs/iqtoc.html#iq0055>, 13.05.09.
- Massaras, Dimitri: Libya - Land of Emerging Opportunities, PESGB Monthly Newsletter, Februar 2007.

- Matthies, Klaus: Soviet Natural Gas – A Threat to Western Europe’s Security?, in: *Intereconomics*, Jg. 16, Nr. 5, September/Oktober 1981, S. 203-206.
- Maushagen, Peter: Swiss firm EGL in 25-yr gas deal with Iran, Reuters, 04.06.2007, unter: <http://uk.reuters.com/article/oilRpt/idUKL0475410020070604>, 16.05.09.
- McFaul, Michael / Stoner-Weiss, Kathryn: The Myth of the Authoritarian Model, in: *Foreign Affairs*, Vol. 87, Nr. 1, Januar/Februar 2008, S. 68-84.
- McKinsey & Company (Hrsg.): *Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics*, o.O. 2008.
- Medgaz S.A.: MEDGAZ completa la construcción del gasoducto submarino, Pressemitteilung vom 23.12.2008.
- Medvedev lambasts Ukraine leader, BBC News (Online), 11.08.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/8195194.stm>, 11.08.09.
- Meier-Walser, Reinhard C. (Hrsg.): *Energieversorgung als sicherheitspolitische Herausforderung*, München 2007.
- Menzel, Stefan: „Krise in Osteuropa hat gerade erst begonnen“, Interview mit dem Präsidenten der Osteuropabank EBRD Thomas Mirow, in: *Handelsblatt* (Online), 12.08.2009, unter: <http://www.handelsblatt.com/politik/international/krise-in-osteuropa-hat-gerade-erst-begonnen;2443604>, 12.08.09.
- Meritet, Sophie / Elizalde Baltierra, Alberto: *Developing LNG in North America: Impact on prices of natural gas*, 24th USAEE/IAEE North American Conference, Washington D.C. 2004.
- Mian, Mohammed A.: *Petroleum engineering handbook for the practicing engineer*, Bd. 1, Tulsa 1992.
- Mid-Nordic gas pipeline to cost EUR 1 bn, Alexander’s Oil & Gas Connections, Vol. 7, Issue 10, 16.05.2002, unter: <http://www.gasandoil.com/goc/company/cne22081.htm>, 28.05.09.
- Migdalovitz, Carol: *Morocco: Current Issues*, Congressional Research Service, RS21579, Washington D.C. 2008.
- Migdalovitz, Carol: *Algeria: Current Issues*, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009.
- Migdalovitz, Carol: *Tunisia: Current Issues*, Congressional Research Service, RS21666, Washington D.C. 2009.
- Mihm, Andreas: „Kiews letztes Einflussinstrument“, in: *F.A.Z.* (Online), 13.01.2009, unter: <http://www.faz.net/s/RubFC06D389EE76479E9E76425072B196C3/Doc~E626095215C9E4BA8B1FAAC6D70C16E35~ATpl~Ecommon~Scontent.html>, 24.06.09.
- Miller, Alexey: Statement by the Chairman of the Management Committee of OAO Gazprom at the annual General Shareholders Meeting in Moscow, 26.06.2009, unter: <http://www.gazprom.com/press/miller/speeches/26.06.09/>, 03.08.09.
- Minister: Norway's renewable goals 'driven by wind', EurActiv, 03.02.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/minister-norway-renewable-goals-driven-wind/article-179098>, 27.03.09.
- Ministère de l’Energie et des Mines (République Algérienne Démocratique et Populaire): *Evolution du Secteur de l’Energie et des Mines Réalisations 1962-2007*. Édition 2008, Algier 2008.
- Ministry of Finance of the Russian Federation: *Main Results and Trends of Budget Policy 2008-2010*, o.O. o.J.
- Ministry of Foreign Affairs (Republic of Turkey), Deputy Directorate General for Energy, Water and Environment: *Turkey’s Energy Strategy*, Ankara 2008.
- Ministry of Fuel and Energy of Ukraine: *Energy Strategy of Ukraine for the Period until 2030, General Provisions*, Kiev 2006.

- Ministry of Industry and Energy (Albania) / National Agency of Energy: Summary and Action Plan for the Implementation of the National Strategy of Energy, o.O. o.J.
- Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2008. The Norwegian Petroleum Sector, Oslo / Stavanger 2008.
- Ministry of Petroleum and Energy / Norwegian Petroleum Directorate: Facts 2009. The Norwegian Petroleum Sector, Oslo / Stavanger 2009.
- Mitjajew, Oleg: South Stream für Europas Energiesicherheit, RIA Novosti, 11.02.2009, unter: <http://de.rian.ru/analysis/20090211/120093486.html>, 16.02.09.
- Mitsubishi added to Shell-Iraq gas deal, Iraq Oil Report, 12.02.2009, unter: <http://www.iraqoilreport.com/economy/mitsubishi-added-to-shell-iraq-gas-deal/>, 15.05.2009.
- Mityaev, Oleg: Final details on South Stream gas pipeline, RIA Novosti, 16.11.2009, unter: <http://en.rian.ru/analysis/20091116/156864706.html>, 20.11.09.
- Moldova's Communist president cedes power to opposition, EurActiv, 11.08.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/moldova-communist-president-cedes-power-opposition/article-185375>, 14.09.09.
- More work needed to realize gas hydrates' potential, House panel told, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4027528584/s-articles/s-oil-gas-journal/s-weekly-washington-update/s-update/s-more-work\\_needed\\_to.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4027528584/s-articles/s-oil-gas-journal/s-weekly-washington-update/s-update/s-more-work_needed_to.html), 02.08.09.
- Moritis, Guntis: OTC: Shtokman Phase 1 development tenders set for release, in: Oil & Gas Journal (Online), 07.05.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/361484/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-otc-shtokman-phase-1-development-tenders-set-for-release.html>, 09.06.09.
- Morosow, Sergej: Geopolitische Betrachtungen zu den Wahlen in der Ukraine, in: Eurasisches Magazin, Dezember 2004, unter: <http://www.eurasischesmagazin.de/artikel/?artikelID=20041209>, 01.03.2009.
- Mörth, Ingo / Fröhlich, Gerhard: Auf Spurensuche nach der informellen Logik tatsächlichen Lebens, in: Fröhlich, Gerhard / Mörth, Ingo (Hrsg.), Symbolische Anthropologie der Moderne. Kulturanalysen nach Clifford Geertz, Frankfurt a.M./ New York 1998, S. 7-50.
- Mortimer, Jasper: Reducing Natural Gas Dependence on Russia, in: Pipeline & Gas Journal, Februar 2009, S. 44-46.
- MPs urge accelerated exploitation of natural gas, Aswat al-Iraq (Voices of Iraq), 16.05.2009, unter: <http://en.aswataliraq.info/?p=113237>, 18.05.2009.
- Musa, Njadvara u.a.: „Sectarian violence spreads, 157 feared dead in Borno, Kano“, in: The Guardian (Online), Nigeria, 28.07.2009, unter: [http://www.nguardiannews.com/news/article01/indexn2\\_html?pdate=280709&ptitle=Sectarian%20violence%20spreads,%20157%20feared%20dead%20in%20Borno,%20Kano](http://www.nguardiannews.com/news/article01/indexn2_html?pdate=280709&ptitle=Sectarian%20violence%20spreads,%20157%20feared%20dead%20in%20Borno,%20Kano) 28.07.09.
- Nakicenovic, Nebojsa: Global Natural Gas Perspectives, International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) / International Gas Union, Laxenburg / Hoersholm 2000.
- Napoleoni, Loretta: North Africa: International Relations, in: Leonard, Thomas M. (Hrsg.), Encyclopedia of the developing world, Vol. 2, New York 2006, S. 1168-1175.
- Nasseri, Ladane / Walters, Greg: Russia, Iran, Qatar Form 'Gas Troika,' Gazprom Says, Bloomberg, 21.10.2008, unter: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601085&sid=aeFP4Z8bWzLE&refer=europe>, 07.10.09.
- Neues russisches Pipeline-Abkommen spaltet EU, EurActiv, 29.06.2007, <http://www.euractiv.com/de/energie/neues-russisches-pipeline-abkommen-spaltet-eu/article-164923>, 15.02.09.

New LNG Terminal Transported to Italy's Coast, Exxon Mobil News / Business Wire, unter: <http://www.businesswire.com/news/exxonmobil/20080919005139/en>, 22.01.09.

Nichol, Jim: Armenia, Azerbaijan, and Georgia: Political Developments and Implications for U.S. Interests, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009.

Nichol, Jim: Central Asia: Regional Developments and Implications for U.S. Interests, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009.

Nichol, Jim: Stability in Russia's Chechnya and Other Regions of the North Caucasus: Recent Developments, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009.

Nield, Richard: Doha's plan to increase gas output, in: Middle East Economic Digest (Online), Nr. 42, 16-22 October 2009, unter: <http://www.meed.com/3001434.article>, 17.10.09.

Nies, Susanne: Oil and Gas Delivery to Europe. An Overview of Existing and Planned Infrastructures, Institut Français des Relations Internationales, Paris 2008.

Niger votes in contentious poll, BBC News (Online), 20.10.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8315618.stm>, 20.10.09.

Nigeria militants declare cease-fire, Associated Press, 26.10.2009, unter: <http://www.latimes.com/news/nationworld/world/la-fg-nigeria26-2009oct26,0,3874819.story?track=rss>, 26.10.09.

Nigeria photo shows leader alive, BBC News (Online), 02.08.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8180475.stm>, 02.08.09.

Nigeria wants KBR bribe names, Upstream Online, 08.04.2009, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article175509.ece>, 12.10.09.

Nigerian Senate Passes Gas Flaring Bill, IHS Global Insight, Same-day Analysis, 06.07.2009, unter: <http://www.globalinsight.com/SDA/SDADetail17232.htm>, 13.07.09.

Nigeria's oil pipeline sabotaged - Royal Dutch Shell, BBC News (Online), 01.02.2010, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8490494.stm>, 01.02.10.

Nigeria's oil sector reform on course despite delays, says NNPC, Platts, 30.06.2009, unter: <http://www.platts.com/Oil/News/8672691.xml>, 14.07.2009.

Nigeria's state-run oil firm sets up new gas company, Reuters, 03.07.2009, unter: <http://in.reuters.com/article/oilRpt/idINL318332620090703>, 10.07.09.

NJSC NaftoGaz: „Naftogas of Ukraine“. Consolidated Financial Statements, Kiev 2008.

NNPC: 2008 Annual Statistical Bulletin (Summarised), Abuja 2009.

Noël, Pierre: Beyond Dependence: How to deal with russian gas, European Council on Foreign Relations, Policy Brief, ECFR/09, London 2008.

Nord Stream: Nord Stream-Pipelineprojekt ist auf gutem Weg, Pressemitteilung vom 21.10.2008.

Nord Stream AG: Antragsunterlagen für Nord Stream-Pipeline in Deutschland eingereicht, Pressemitteilung vom 12.12.2008.

Nord Stream AG: Start of Public Participation throughout Baltic Sea Region on Nord Stream Pipeline Project, Pressemitteilung vom 9.03.2009.

Nord Stream AG: Nord Stream Decides on Second Pipe Tender, Pressemitteilung vom 22.01.2010.

Nordic Energy Perspectives: Natural gas in the Nordic countries, Final Report, Oslo 2009.

Nyland, Bente: The shelf in 2008, Press conference 8 January 2009, Director General of the Norwegian Petroleum Directorate, Presentation.

OAo Gazprom: Gazprom in Figures 2002-2006, Moskau 2007.

OAo Gazprom: Annual Report 2007, Moskau 2008.

OAo Gazprom: Gazprom in Figures 2003-2007, Moskau 2008.

OAo Gazprom: Gazprom in Questions and Answers 2007, o.O. 2008.

OAo Gazprom: Gazprom launches Yamal megaproject, News Release, 3.12.2008.

- OAO Gazprom: Japan-Russia Energy and Environment Dialogue in Niigata. The beginning of the Eastern Gas Program realization, 17-18 November 2008, Präsentation von A. M. Mastepanov, Niigata 2008.
- OAO Gazprom: Annual Report 2008. The Energy of Nature, Moskau 2009.
- OAO Gazprom: Gazprom in Figures 2004-2008 Factbook, Moskau 2009.
- OAO Gazprom: Gazprom in Questions and Answers, Year 2008 Highlights, o.O. 2009.
- OAO Gazprom: Yamal Megaproject, o.O. o.J.
- OAO Lukoil: Annual Report 2007, Moskau 2008.
- OAO Lukoil: Analyst Databook 2009, Moskau 2009.
- Obama backs Turkey's strategic energy role, EurActiv, 07.04.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/obama-backs-turkey-strategic-energy-role/article-181090>, 10.07.09.
- Observatoire Méditerranéen de l'Energie: Mediterranean Energy Perspectives 2008, Nanterre 2008.
- OG21 – Oil and Gas in the 21st Century: Norway's technology strategy for value creation on the NCS and enhanced competitiveness in the oil and gas industry, Strategy Document, o.O. 2006, unter: [http://www.og21.org/en/filestore/Strategy\\_reports/OG21\\_strategy\\_eng\\_A\\_\\_Davies.pdf](http://www.og21.org/en/filestore/Strategy_reports/OG21_strategy_eng_A__Davies.pdf), 30.03.09.
- OJSC Rosneft: Annual Report 2008, Moskau 2009.
- OJSC Surgutneftegas: Annual Report 2008, Surgut 2009.
- Olatunde Odusina, Emmanuel: Local Content in the Context of Gas Commercialization in Nigeria, Präsentation im Rahmen des Nigeria Content Consultative Forum (NCCF), vom 20.- 21. Oktober 2008.
- Omidvar, Hedayat: Iran's Aggressive Natural Gas Expansion Plans, in: Energy Tribune, September 2007, S. 19-22.
- OOO Gazprom Export: Report 2007, Moskau 2008.
- OOO Gazprom Export: The 35th Anniversary of OOO Gazprom Export. We Are 35. Experience Focused on Future, Moskau 2008.
- OOO Gazprom Export: Report 2008, Moskau 2009.
- OPEC fühlt sich von Russland mit Öl angeschmiert, Russland-Aktuell, 14.09.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1991.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1991.html), 02.10.09.
- OPEC Secretariat: OPEC Statute 2008, Wien 2008.
- OPEC: Annual Statistical Bulletin 2007, Wien 2008.
- Organisation for Economic Co-operation and Development: OECD in Figures – 2009 Edition, Paris 2009.
- OSCE Slams 'Unfair' Russian Election, Spiegel Online International, 03.12.2007, unter: <http://www.spiegel.de/international/world/0,1518,521063,00.html>, 31.07.2009.
- Ostry, Sylvia: Sustainable Development and Energy Security: The WTO and the Energy Charter Treaty, Paper zur Konferenz "G8 Performance, St. Petersburg Possibilities", Moskau 2006.
- O'Sullivan, Edmund: Developing a coherent economic strategy moves up the Qatari agenda, in: Middle East Economic Digest (Online), 01.02.2010, unter: <http://www.meed.com/3003915.article>, 08.02.10.
- Paik, Keun-Wook: Pipeline Gas Introduction to the Korean Peninsula, Report, Korea Foundation Project 'Energy and Environmental Cooperation in the Korean Peninsula, Chatham House, Januar 2005.
- Pakistan, Iran sign gas pipeline agreements, in: Oil & Gas Journal (Online), 27.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363322/7/ARTCL/none/none/Pakistan,-Iran-sign-gas-pipeline-agreements/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363322/7/ARTCL/none/none/Pakistan,-Iran-sign-gas-pipeline-agreements/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 29.05.09.

- Pannier, Bruce: 2008 In Review: Russia, EU See Caspian Energy Dreams Deferred, Radio Free Europe/Radio Liberty, 21.12.2008, unter: [http://www.rferl.org/content/Year\\_In\\_Review\\_Russia\\_EU\\_See\\_Caspian\\_Energy\\_Dreams\\_Deferred\\_In\\_2008/1362098.html](http://www.rferl.org/content/Year_In_Review_Russia_EU_See_Caspian_Energy_Dreams_Deferred_In_2008/1362098.html), 15.02.09.
- Paramonov, Vladimir / Stokov, Aleksey: Russian Oil and Gas Projects and Investments in Central Asia, Advanced Research and Assessment Group, Central Asian Series 08/19 (E), Defence Academy of the United Kingdom, Shrivenham 2008.
- Parlament fordert klare Regeln für große Emissions-Verursacher, EurActiv, 12.09.2008, unter: <http://www.euractiv.com/de/klimawandel/parlament-fordert-klare-regeln-groee-emissions-verursacher/article-175320>, 14.09.08.
- Patsuria, Nino: White Stream: Georgia's ticket to the Pipeline Big Time?, Eurasia Insight, Eurasianet, 22.04.09, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav042209b.shtml>, 02.05.09.
- Pavel, Ferdinand / Yuzefovych, Inna: How to deal with 'European gas prices' in Ukraine?, Policy Paper Series, PP/06/2008, German Advisory Group / Institute for Economic Research and Policy Consulting, Berlin/Kiew 2008.
- PGNiG SA: Company Overview, Präsentation, o:O. 2009, unter: [http://www.unece.org/energy/se/pp/wpgas/19wpg\\_0109/21Jan/CurrDev/PGNiG\\_Company%20Overview\\_EN\\_January\\_2009.pdf](http://www.unece.org/energy/se/pp/wpgas/19wpg_0109/21Jan/CurrDev/PGNiG_Company%20Overview_EN_January_2009.pdf), 28.05.09.
- Pirani, Simon: Ukraine's Gas Sector, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2007.
- PKK threatens more attacks in Turkey, Press TV, 09.08.2008, unter: <http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=66077&sectionid=351020204>, 09.07.09.
- Pleines, Heiko: Mehr Staat und mehr Markt? Die Quadratur des Kreises in der russischen Öl- und Gasindustrie, in: Russland-Analysen Nr. 170, Bremen 2008.
- Polen bekräftigt Ablehnung der Ostsee-Pipeline, RIA Novosti, 30.01.2009, unter: <http://de.rian.ru/world/20090130/119896582.html>, 12.02.09.
- Polgreen, Lydia: „Nigeria Counts 100 Deaths Over Danish Caricatures“, in: The New York Times (Online), 24.02.2006, unter: <http://query.nytimes.com/gst/fullpage.html?res=9C06E5DF1F3EF937A15751C0A9609C8B63>, 15.07.09.
- Populism and nationalism top agenda as foreign investors question their future, in: Algeria Focus, Vol. 7, Nr. 9, September 2008, S. 1-3.
- Powell, William: Roller Coaster Ride for Gas, in: Insight, Dezember 2008, unter: [http://www.platts.com/Magazines/Insight/2008/dec/2e0qZ08120812BS0sQ92P0\\_1.xml?S=printer&](http://www.platts.com/Magazines/Insight/2008/dec/2e0qZ08120812BS0sQ92P0_1.xml?S=printer&), 09.01.09.
- Power sector points to high cost of low-carbon economy, EurActiv, 28.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/climate-change/power-sector-points-high-cost-low-carbon-economy/article-182686>, 29.05.09.
- Prague Summit: The Declaration, Southern Corridor, 08.05.2009, unter: <http://www.eu2009.cz/scripts/file.php?id=48081&down=yes>, 22.06.09.
- Pressure on gas reserves: authorities urged to take action, in: Algeria Focus, Vol. 7, Nr. 9, September 2008, S. 7-8.
- Prime ministers to attend Nabucco summit, EurActiv, 09.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/prime-ministers-attend-nabucco-summit/article-183921>, 10.07.09.
- Putin droht der Ukraine erneut mit Lieferstopp, Spiegel Online, 03.06.2009, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,628434,00.html#ref=nldt>, 20.06.09.
- Putin erobert in Paris die sächsische VNG für Gazprom, Russland-Aktuell, 26.11.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2025.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2025.html), 02.12.09.
- Putin says 'cheap gas era' ending, BBC News (Online), 23.12.2008, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/7796806.stm>, 24.09.09.

- Putin und Berlusconi unterzeichnen Abkommen über South Stream Pipeline, EurActiv, 18.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/putin-berlusconi-unterzeichnen-abkommen-south-stream-pipeline/article-182443>, 19.05.09.
- Putin warns EU over Ukraine pipeline deal, EurActiv, 24.03.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/energy/putin-warns-eu-ukraine-pipeline-deal/article-180577>, 20.06.09.
- Putin, Vladimir: Jährlichen Ansprache an beide Parlamentskammern am 25. April 2005, Moskau 2005, unter: [http://www.kremlin.ru/eng/speeches/2005/04/25/2031\\_type70029type82912\\_87086.shtml](http://www.kremlin.ru/eng/speeches/2005/04/25/2031_type70029type82912_87086.shtml), 22.03.2009.
- Qatargas Delivers First LNG Cargo to Canada, Promoseven, 01.12.2009, unter: <http://www.zawya.com/story.cfm/sidZAWYA20091202134227>, 05.12.09.
- Qatar-Iran ties raise Arab hackles , Press TV, 01.04.2009, unter: <http://www.presstv.ir/detail.aspx?id=90189&sectionid=351020101>, 22.05.09.
- Quinn-Judge, Paul: Russia's Brutal Guerrilla War, in: Foreign Policy (Online), 31.08.2009, unter: [http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/08/31/Russias\\_brutal\\_guerrilla\\_war?page=full](http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/08/31/Russias_brutal_guerrilla_war?page=full), 05.09.09.
- Ramzy, Austin: Russia and China: An Old Alliance Hinges on Energy, in: TIME (Online), 15.10.2009, unter: <http://www.time.com/time/world/article/0,8599,1930344,00.html?xid=newsletter-europe-weekly>, 19.10.09.
- Ras Laffan Liquefied Natural Gas Co. Ltd., in: Oil & Gas Journal (Online), 12.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0348259692/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-plants/s-articles/s-ras-laffan\\_iii\\_lng.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0348259692/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-plants/s-articles/s-ras-laffan_iii_lng.html), 14.08.09.
- Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L127, 29.04.2004, S. 92-96.
- Rat der Europäischen Union: Annex 1 to the Ministerial Declaration of 17 December 2007, Priority Action Plan Euro-Mediterranean Energy Cooperation 2008-2013, 16707/07, Brüssel 2007.
- Rat der Europäischen Union, Schlussfolgerungen des Vorsitzes, 7224/1/07 REV 1, Brüssel 2007.
- Rat der Europäischen Union: Priority Action Plan Euro-Mediterranean Energy Cooperation 2008-2013. Annex 1 to the Ministerial Declaration of 17 December 2007, 16707/07, Brüssel 2007.
- Rat der Europäischen Union: Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 8./9. März, Aktionsplan (2007-2009) des Europäischen Rates. Eine Energiepolitik für Europa, 7224/1/07, Brüssel 2007.
- Rat der Europäischen Union / Europäische Kommission: Joint Progress Report by the Council and the European Commission to the European Council on the implementation of the EU Central Asia Strategy, Brüssel 2008.
- Rat der Europäischen Union: Council Decision of 18 February 2008 on the principles, priorities and conditions contained in the Accession Partnership with the Republic of Turkey and repealing Decision 2006/35/EC, 2008/157/EC, in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 051, 26.02.2008, S. 4-18.
- Rat der Europäischen Union: Council adopts internal energy market package, Press Release, 11271/09 (Presse 191), Luxemburg 2009.
- Rat der Europäischen Union: Joint Declaration of the Prague Eastern Partnership Summit Prague, 8435/09 (Presse 78), Brüssel 2009.

- Rat der Europäischen Union: Mitteilung an die Presse, 2924. Tagung des Rates Verkehr, Telekommunikation und Energie. Energie, 6670/09, Brüssel 2009.
- Remme, Uwe / Blesl, Markus / Fahl Ulrich: Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Bd. 101, Stuttgart 2007.
- Repsol YPF and Gas Natural SDG awarded integrated liquefied natural gas project in Algeria, Gulf Oil & Gas, 17.11.2004, unter:  
<http://www.gulfoilandgas.com/webpro1/MAIN/Mainnews.asp?id=997>, 17.04.09.
- Roggenthin, Heike: „Frauenwelt“ in Damaskus. Institutionalisierte Frauenräume in der geschlechtergetrennten Gesellschaft Syriens, Münster u.a. 2002.
- Rölller, Lars-Hendrik / Delgado, Juan / Friederiszick, Hans W.: Energy: Choices for Europe, Brüssel 2007.
- Romania not affected by Moldova gas pipeline blast, Reuters, 01.04.2009, unter:  
<http://www.reuters.com/article/rbssOilGasExplorationProduction/idUSL193636520090401>, 16.07.2009.
- Ross, Michael L.: Blood Barrels. Why Oil Wealth Fuels Conflict, in: Foreign Affairs, Vol. 87, Nr. 3, Mai/Juni 2008, S. 2-8.
- Rouaba, Ahmed / Daya, Ayesha: Saipem, Chiyoda Win \$4.5 Billion Contract for Algeria LNG Plant, Bloomberg (Online), 27.07.2008, unter:  
<http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=aTO2YV6ZsN.I>, 17.04.2009.
- Russen setzen Fahne am Nordpol, Spiegel Online, 02.08.2007, unter:  
<http://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/0,1518,497827,00.html>, 31.03.09.
- Russia accuses Ukraine of stealing gas, Upstream Online, 02.02.2009, unter:  
<http://www.upstreamonline.com/live/article168955.ece>, 09.03.09.
- Russia and EU agree on gas supply alert mechanism, EurActiv, 16.11.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/russia-eu-agree-gas-supply-alert-mechanism/article-187360?Ref=RSS>, 17.11.09.
- Russia bows to Turkmenistan's Gas pricing demand, Eurasianet, 06.09.2006, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav090606.shtml>, 15.02.09.
- Russia 'can join WTO in three months with US help', EurActiv, 22.09.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/trade/russia-join-wto-months-us-help/article-185650>, 24.09.09.
- Russia 'chose' Moldova's next president, EurActiv, 13.10.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/east-mediterranean/russia-chose-moldova-president/article-186300#>, 15.10.09.
- Russia Gazprom unveils strategies for Turkey, EurActiv, 21.08.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/russia-gazprom-unveils-strategies-turkey/article-184711>, 31.08.09.
- Russia offers Turkey a role in South Stream-agencies, Reuters, 01.07.2009, unter:  
<http://www.reuters.com/article/rbssEnergyNews/idUSL151418020090701>, 08.07.09.
- Russia takes steps to reduce gas flaring, EurActiv, 17.11.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy-efficiency/russia-takes-steps-reduce-gas-flaring/article-187377>, 17.11.09.
- Russia 'threatening Nabucco', says EU president, EurActiv, 27.01.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/russia-threatening-nabucco-eu-president/article-178886>, 16.02.09.
- Russia to consider idea of international 'gas OPEC', RIA Novosti (Online), 01.02.2007, unter:  
<http://en.rian.ru/russia/20070201/60048917.html>, 24.09.09.



Russia: Trying to remain standing on Central Asia's slippery energy slope, Business & Economics, Eurasianet, 21.04.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav042109a.shtml>, 06.05.09.

Russian Independent Gas Producers Can Participate in Natural Gas Exports, in: Oil & Gas Eurasia, 19.03.2008, unter: <http://www.oilandgaseurasia.com/news/p/0/news/2010,18.03.09>.

Russian tycoon Fridman appointed interim TNK-BP CEO, RIA Novosti, 27.05.2009, unter: <http://en.rian.ru/business/20090527/155105070.html>, beide 04.08.09.

Russisches Gas kommt - vielleicht bald, Bayerischer Rundfunk Online, 08.01.2009, unter: <http://www.br-online.de/wissen/umwelt/waidhaus-erdgas-pipelines-ID1231321039143.xml>, 15.01.09.

Russland an Sanierung ukrainischer Pipelines beteiligt, Russland-Aktuell, 17.11.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2020.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2020.html), 02.12.09.

Russland bricht Verhandlungen über WTO-Beitritt ab, Russland Aktuell, 10.06.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1947.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1947.html), 04.07.09.

Russland droht Haushaltsdefizit von zehn Prozent, Russland-Aktuell, 11.02.09, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1882.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1882.html), 16.03.09.

Russland fügt South Stream Puzzle letzte Teile bei, EurActiv, 25.05.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/russland-fgt-south-stream-puzzle-letzte-teile/article-182598>, 16.06.09.

Russland hebt Blockade gegen polnisches Fleisch auf, EurActiv, 21.12.2007, unter: <http://www.euractiv.com/en/trade/russia-lifts-embargo-polish-meat/article-169365>, 19.02.09.

Russland schafft sich Arktis-Streitkräfte an, Russland-Aktuell, 27.03.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/politik/artikel\\_3758.html](http://www.aktuell.ru/russland/politik/artikel_3758.html), 04.04.09.

Russland-Aserbaischan Gasabkommen schadet Nabucco, EurActiv, 01.04.2009, unter: <http://www.euractiv.com/de/energie/russland-aserbaischan-gasabkommen-schadet-nabucco/article-180855>, 12.05.09.

Russlands Wirtschaft schrumpft, Schulden wachsen, Russland Aktuell, 01.07.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_1960.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_1960.html), 04.07.09.

Salisbury, Peter: Tripoli reviews downstream management, in: Middle East Economic Digest (Online), 16.10.2009, unter: <http://www.meed.com/3001320.article>, 17.10.2009.

Salisbury, Peter: Libya's ambitious energy plan, in: Middle East Economic Digest (Online), Issue Nr. 43, 23-29.10.2009, unter: <http://www.meed.com/sectors/oil-and-gas/libyas-ambitious-energy-plan/3001584.article>, 31.10.09.

Salisbury, Peter: Algiers eases terms for oil majors in licensing round, in: Middle East Economic Digest (Online), 30.10.2009, unter: <http://www.meed.com/3001669.article>, 31.10.2009.

Salisbury, Peter: Algiers to award \$920m Timimoun deal, in: Middle East Economic Digest (Online), 30.10.2009, unter: <http://www.meed.com/3001704.article>, 31.10.2009.

Salisbury, Peter: Algeria's tough energy terms are self-defeating, in: Middle East Economic Digest (Online), 24.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3003087.article>, 02.01.10.

Samant, Prajakt / Topping, Adam: EU Southern Corridor — The 'New Silk Road', Law360, 05.06.2009, unter: <http://www.mwe.com/info/pubs/law360eusouthern.pdf>, 22.06.2009.

Sato, Shigeru: Russia Refuses to Approve Exxon's Sakhalin Project, Sankei Says, Bloomberg, 08.03.2009, unter: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=ak13pNb.Sjvk>, 09.03.09.

Schaik, John: Iraq Needs \$50 Billion, May Offer PSAs, in: International Oil Daily (Online), 19.03.2009, unter: [http://www.energyintel.com/print\\_me.asp?document\\_id=254322](http://www.energyintel.com/print_me.asp?document_id=254322), 18.05.09.

- Schleifer, Yigal: Potential Iraq connection keeps Nabucco Pipeline project on life support, Business & Economics, Eurasianet, 19.05.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav051909.shtml>, 20.05.09.
- Schlumberger Ltd.: Desert, Delta and Gulf, in: Middle East and Asia Reservoir Review, Nr. 1, 2000, S. 20-27.
- Schmitz, Andrea: Kasachstan: neue Führungsmacht im post-sowjetischen Raum?, SWP-Studie, Nr. S7, Berlin 2009.
- Schneider, Jörg / Pflieger, Lea: Die Ostsee-Pipeline, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Nr. 23/8, 12.08.2008, unter: <http://www.bundestag.de/wissen/analysen/2008/ostsee-pipeline.pdf>, 12.02.09.
- Schneider, Mark L. / Obasi, Nnamdi K.: A Violent Window of Opportunity. Why troubled times are the perfect chance to calm the Niger Delta, in: Foreign Policy (Online), 17.07.2009, unter: [http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/07/17/a\\_violent\\_window\\_of\\_opportunity](http://www.foreignpolicy.com/articles/2009/07/17/a_violent_window_of_opportunity), 27.07.09.
- Schröder, Hans-Henning / Tull, Denis M. (Hrsg.), Europäische Energiesicherheit 2020. Szenarien für mögliche Entwicklungen in Europa und seinen energiepolitisch wichtigsten Nachbarregionen, SWP-Studie 4, Berlin 2008.
- Schwartz, Michael: „Gunmen Kill Five Police Officers in Chechnya“, in: New York Times (Online), 03.08.2009, unter: <http://www.nytimes.com/2009/08/04/world/europe/04chechnya.html?ref=world>, 03.08.09.
- Scotland, Matthew: Iraq gas deal in doubt for Shell, Arabian Oil and Gas, 20.04.2009, unter: [http://www.arabianoilandgas.com/article-5323-iraq\\_gas\\_deal\\_in\\_doubt\\_for\\_shell/](http://www.arabianoilandgas.com/article-5323-iraq_gas_deal_in_doubt_for_shell/), 15.05.09.
- Sechsergruppe einigt sich mit Iran auf Urananreicherung im Ausland, Spiegel Online, 01.10.2009, unter: <http://www.spiegel.de/politik/ausland/0,1518,652703,00.html#ref=nldt>, 02.10.09.
- Seeliger, Andreas: Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transports und des internationalen Handels sowie eine Analyse der Bezugssituation ausgewählter Importnationen, München 2006.
- Sfakianakis, John: Qatar: a gas-fired economy. High growth, high inflation, big ambitions, SABB Notes, März 2008.
- Sharp, Jeremy M.: Egypt: Background and U.S. Relations, Congressional Research Service, Washington D.C. 2009.
- Sherr, James: Question of Power, in: The World Today, Vol. 65, Nr. 5, Chatham House, Mai 2009, S. 13-14.
- Significant Oil Reserves in the Pre-Salt Layer in the Santos Basin, Petrobras S.A., 10.09.2008.
- Skanded postponement to impact gas supply to Scandinavia, in: Offshore Magazine Online, 11.05.2009, unter: [http://www.offshore-mag.com/display\\_article/361803/9/ONART/none/PIPTR/1/Skanded-postponement-to-impact-gas-supply-to-Scandinavia/](http://www.offshore-mag.com/display_article/361803/9/ONART/none/PIPTR/1/Skanded-postponement-to-impact-gas-supply-to-Scandinavia/), 26.05.09.
- Skinner, Robert: Strategies for Greater Energy Security and Resource Security, Background Notes, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2006.
- Smith, Adam: Electronic Gas Trading in Russia – Next Steps Towards Deregulation?, White&Case LLC, Moskau 2008.
- Smith, Christopher E.: FACTS: No natural gas imports for Pakistan before 2014-15, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.08.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article->

- display/0760034057/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-facts\_-no\_natural.html, 24.08.09.
- Snow, Nick: Growing shale activity sends potential US gas resources to new peak, in: Oil & Gas Journal (Online), 18.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3758906990/s-articles/s-oil-gas-journal/s-weekly-washington-update/s-update/s-growing-shale\\_activity.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3758906990/s-articles/s-oil-gas-journal/s-weekly-washington-update/s-update/s-growing-shale_activity.html), 20.06.09.
- Snow, Nick: USGS assessment lists 76 billion boe on Barents Sea shelf, in: Oil & Gas Journal (Online), 02.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7619232407/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-reserves/s-articles/s-usgs-assessment\\_lists.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7619232407/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-reserves/s-articles/s-usgs-assessment_lists.html), 07.07.09.
- Snow, Nick: CSIS: unconventional resources altering global gas outlook, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5775468909/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/economics-markets/2009/10/csis\\_-unconventional.html?cmpid=EnlDailyNovember22009](http://www.ogj.com/index/article-display/5775468909/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/economics-markets/2009/10/csis_-unconventional.html?cmpid=EnlDailyNovember22009), 03.11.09.
- SOCAR: Brief history of oil and gas recovery in Azerbaijan, o.O. 2008.
- Socor, Vladimir: European Union Responds as Moldova Gas Predicament Deepens, Eurasia Daily Monitor, Vol. 3, Issue 7, 11.01.2006, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=31266](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=31266), 24.03.09.
- Socor, Vladimir: Georgia Extricating from Gazprom's Bear Hug, Eurasia Daily Monitor, Vol. 3, Issue 57, 23.03.2006, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=31506&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=177&no\\_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=31506&tx_ttnews%5BbackPid%5D=177&no_cache=1), 24.03.09.
- Socor, Vladimir: Gas Suppliers' Cartel: Not an "OPEC," but Cartel all the same, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 4, Issue 62, The Jamestown Foundation, 29.03.2007, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=32637](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32637), 06.04.2008.
- Socor, Vladimir: Russia surging farther ahead in race for central asian gas, Eurasia Daily Monitor, Vol. 4, Issue 96, 16.05.2007, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=32747](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32747), 16.03.09.
- Socor, Vladimir: The Caspian-Black Sea Region: The Key to Diversifying Europe's Energy Supplies, in: Emerson, Michael (Hrsg.), Readings in European Security, Vol. 4, Centre for European Policy Studies, Brüssel/London/Genf 2007, S. 115-121.
- Socor, Vladimir: Turkey offers route to Europe for iranian and turkmen gas, Eurasia Daily Monitor Vol. 4, Issue 140, 19.07.2007, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=32877](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=32877), 09.07.09.
- Socor, Vladimir: A Russian-Led „OPEC for Gas“? Design, Implications, Countermeasures, in: Lithuanian Foreign Policy Review, Issue 20/2008, S. 112-119.
- Socor, Vladimir: France ready to leap on the South Stream bandwagon, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 5, Issue 209, 31.10.2008, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34068](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34068), 16.02.09.
- Socor, Vladimir: Serbia's Oil Industry: a Christmas Gift to Gazprom, Eurasia Daily Monitor. Vol. 6, Issue 2, 06.01.2009, The Jamestown Foundation, unter: [http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34308](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34308), 17.07.09.
- Socor, Vladimir: Russia Seeks Control of Ukraine's Gas Transit System Through a Consortium, in: Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 9, 15.01.2009, The Jamestown

- Foundation, unter:  
[http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34357](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=34357),  
 20.06.2009.
- Socor, Vladimir: Russia Enters Global LNG Market Thanks to Foreign-Built Plant, Eurasia Daily Monitor, Volume 6, Issue: 34, 20.02.2009, The Jamestown Foundation, unter:  
[http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=34535&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=407&no\\_cache=1](http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34535&tx_ttnews%5BbackPid%5D=407&no_cache=1), 09.03.09.
- Socor, Vladimir: Moscow Playing with Multiple Options on Black Sea Pipelines, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 103, 29.05.2009, The Jamestown Foundation, unter:  
[http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Bswords%5D=8fd5893941d69d0be3f378576261ae3e&tx\\_ttnews%5Bany\\_of\\_the\\_words%5D=Turkey%20Gas%20Transit&tx\\_ttnews%5Bpointer%5D=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35052&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=acbf728213](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Bswords%5D=8fd5893941d69d0be3f378576261ae3e&tx_ttnews%5Bany_of_the_words%5D=Turkey%20Gas%20Transit&tx_ttnews%5Bpointer%5D=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35052&tx_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=acbf728213), 08.07.09.
- Socor, Vladimir: Turkmenistan Pressured by Gazprom's Halt on Turkmen Gas Imports, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 125, 30.06.2009, The Jamestown Foundation, unter:  
[http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35193](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35193),  
 20.07.09.
- Socor, Vladimir: Azerbaijan Considers Georgia-Black Sea-Bulgaria Route for Compressed Natural Gas to Europe, Eurasia Daily Monitor, Vol. 6, Issue 211, 16.11.2009, The Jamestown Foundation, unter:  
[http://www.jamestown.org/single/?no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=35734](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35734),  
 10.12.2009.
- Soldatkin, Vladimir: Russia's Sakhalin-1 2009 budget totals \$2 bln, Reuters, 16.04.2009, unter: <http://www.reuters.com/article/idUSLG30866720090416>, 04.12.09.
- Sonatrach has achieved a cumulated LNG production above one billion cm between 1964 and 2008, in: Sonatrach Magazine, Nr. 4, Januar 2009, S. 7.
- Sonatrach SPA: Gas Marketing & International Development, 5th Edition, Algier 2007.
- Sonatrach SPA: Contribution of Algeria to the development of the LNG industry, Präsentation von Chawki M. Rahal im Rahmen der AFROLAC II Conference am 03.04.2008 in Cancun.
- Sonatrach SPA: Sonatrach Annual Report 2007, Algier / Paris 2008.
- Sonatrach Wants Overseas Assets In Return For E&P Deals, in: APS Review Gas Market Trends 09.02.2009, unter: <http://www.allbusiness.com/government/government-bodies-offices/11783095-1.html>, 08.04.09.
- Sonatrach, a world leader in the gas industry, in: Sonatrach Magazin, Nr. 2, Algier 2007, S. 6-11.
- Spain's renewables boom seen driving gas capacity, EurActiv, 25.11.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/spain-renewables-boom-seen-driving-gas-capacity/article-187671>, 26.11.09.
- Spanjer, Aldo: European Gas Regulation – A Theoretical Critique, in: Magnusson, Filip L. / Bengtsson, Oscar W. (Hrsg.), Energy in Europe: Economics, Policy and Strategy, New York 2008, S. 257-314.
- SPE, Russia to align reserves classifications, in: Oil & Gas Journal (Online), 24.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8162474992/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/reserves/2009/11/spe\\_-russia\\_to\\_align/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember252009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8162474992/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/reserves/2009/11/spe_-russia_to_align/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember252009.html), 26.11.09.
- Spellmon, Scott: The NATO School Energy Security Conference, Issue Paper Nr. 3, August 2007.
- Spindler, Manuela: Interdependenz, in: Schieder, Siegfried / Spindler, Manuela (Hrsg.), Theorien der Internationalen Beziehungen, 2. Auflage, Opladen 2006.

Spitzbergen Vertrag: Treaty between Norway, The United States of America, Denmark, France, Italy, Japan, the Netherlands, Great Britain and Ireland and the British overseas Dominions and Sweden concerning Spitsbergen signed in Paris 9th February 1920.

Splidsboel Hansen, Flemming: The Shanghai Co-operation Organisation: Probing the Myths, Brief, Royal Danish Defence College, Copenhagen 2008.

Statistikbehörde des Emirat Katars (The Qatar Statistics Authority): Statistics, Foreign Trade 2007, Exports & Re-Exports Classified by Commodity (by Harmonized System) & Country of Destination, o.O. o.J.

StatoilHydro ASA: Annual Report on Form 20-F 2008, Washington D.C. 2009.

StatoilHydro joins punter line for Yamal, Upstream Online, 05.02.2009, unter: <http://www.upstreamonline.com/live/article171346.ece>, 06.03.2009.

StatoilHydro reconsidering Barents Sea, BarentsObserver.com, 20.03.2009, unter: <http://www.barentsobserver.com/statoilhydro-reconsidering-barents-sea.4568903-16178.html>, 26.03.09.

StatoilHydro shutting down Hammerfest LNG for 3 months, in: Oil & Gas Journal (Online), 14.08.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/1321172033/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-articles/s-statoilhydro-shutting.html>, 18.08.09.

Steinbach, Udo: Die Türkei und die EU. Die Geschichte richtig lesen, in: Aus Politik und Zeitgeschichte. Beilage zur Wochenzeitung Das Parlament, 09.08.2004, S. 3-5.

Stern, Jonathan: Security of European Natural Gas Supplies. The impact of import dependence and liberalization, Royal Institute of International Affairs, London 2002.

Stern, Jonathan: The Future of Russian Gas and Gazprom, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2005.

Stern, Jonathan: The New Security Environment for European Gas: Worsening Geopolitics and Increasing Global Competition for LNG, Oxford Institute for Energy Studies, NG 15, Oxford 2006.

Streitz, Matthias: Die Stadt, in der niemand alt wird, Spiegel Online, 17.10.2005, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,360492,00.html>, 10.03.09.

Südkorea baut Atomkraftwerk in der Wüste, Spiegel Online, 27.12.2009, unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,669140,00.html#ref=nldt>, 28.12.09.

Swiss firm EGL in 25-yr gas deal with Iran, Reuters, 04.06.2007, unter: <http://uk.reuters.com/article/oilRpt/idUKL0475410020070604>, 13.02.09.

Tajikistan: Are islamic militants trying to make a comeback in Central Asia?, Eurasia Insight, 26.05.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav052609a.shtml>, 27.05.2009.

Tear gas disperses Niger protest, BBC News (Online), 15.07.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/africa/8152020.stm>, 21.07.09.

Teske, Sven u.a.: [r]evolution. A Sustainable World Energy Outlook, Greenpeace International, European Renewable Energy Council, o.O. 2008.

The General Agreement on Tariffs and Trade: Text of the General Agreement, Genf 1986.

The International Group of Liquefied Natural Gas Importers: The LNG Industry 2008, Levallois 2009.

The Parliamentary Office of Science and Technology: The Future of UK Gas Supplies, Postnote, Oktober 2004, Nr. 230.

Thielemann, Thomas: Kohleflözgas – Aufstieg eines Energieträgers, in: Bergbau – Zeitschrift für Rohstoffgewinnung, Energie, Umwelt, Februar 2008, S. 63-65.

Thousands attend Georgia protest, BBC (Online), 26.05.2009, unter: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/8068498.stm>, 17.07.09.

- Tippee, Bob: Gas supply potential linked to corporate strategies, in: Oil & Gas Journal (Online), 04.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6111968128/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/economics-markets/2009/11/gas-supply\\_potential.html?cmpid=EnlDailyNovember42009](http://www.ogj.com/index/article-display/6111968128/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/economics-markets/2009/11/gas-supply_potential.html?cmpid=EnlDailyNovember42009), 05.11.09.
- Torkan, Akbar: Präsentation des Planning Deputy of Iranian Petroleum Ministry vom Juli 2008.
- Total S.A.: Form 20-F 2008, Washington D.C. 2009.
- Trenin, Dmitri: The End of Eurasia. Russia on the Border between Geopolitics and Globalization, Washington D.C. 2001.
- Trenin, Dmitri: Russia's Spheres of Interest, not Influence, in: The Washington Quarterly, Vol. 32, Nr. 4, Washington D.C. 2009, S. 3-22.
- True, Warren R.: LNG Summit: Supply, fuel competition pose major concerns in US, in: Oil & Gas Journal (Online), 29.04.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/360653/7/ARTCL/none/none/LNG-Summit:-Supply,-fuel-competition-pose-major-concerns-in-US/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/360653/7/ARTCL/none/none/LNG-Summit:-Supply,-fuel-competition-pose-major-concerns-in-US/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 30.04.09.
- True, Warren R.: Second Chinese LNG terminal begins operations, in: Oil & Gas Journal (Online), 26.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363265/7/ARTCL/none/none/Second-Chinese-LNG-terminal-begins-operations/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363265/7/ARTCL/none/none/Second-Chinese-LNG-terminal-begins-operations/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 03.06.09.
- True, Warren R.: Algeria gas project advances, in: Oil & Gas Journal (Online), 16.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7817412090/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing/s-gas-processing/s-new-plants/s-articles/s-algeria-gas\\_project.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7817412090/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing/s-gas-processing/s-new-plants/s-articles/s-algeria-gas_project.html), 18.06.09.
- True, Warren R.: Recent reports reveal shifting LNG trends in 2009, in: Oil & Gas Journal (Online), 01.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8800989761/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-recent-reports\\_reveal.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8800989761/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-recent-reports_reveal.html), 04.07.09.
- True, Warren R.: Two LNG terminals receive commissioning cargoes, in: Oil & Gas Journal (Online), 14.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5768644947/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-two-lng\\_terminals.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5768644947/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-two-lng_terminals.html), 16.07.09.
- True, Warren R.: China begins commissioning third LNG terminal, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2711102928/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/10/china-begins\\_commissioning.html](http://www.ogj.com/index/article-display/2711102928/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/10/china-begins_commissioning.html), 21.10.09.
- True, Warren R.: Construction begins on yet another Chinese LNG terminal, in: Oil & Gas Journal (Online), 02.11.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/9185067057/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/11/construction-begins.html?cmpid=EnlDailyNovember22009>, 03.11.09.
- Tsereteli, Mamuka: The Impact of the Russia-Georgia War on the South Caucasus Transportation Corridor, The Jamestown Foundation, Washington D.C. 2009.
- Turkey holding up Phase 2 of Shah Deniz, United Press International, 28.04.2008, unter: [http://www.upi.com/Energy\\_Resources/2009/04/28/Turkey-holding-up-Phase-2-of-Shah-Deniz/UPI-97291240925508/](http://www.upi.com/Energy_Resources/2009/04/28/Turkey-holding-up-Phase-2-of-Shah-Deniz/UPI-97291240925508/), 01.05.09.
- Turkey limits military courts' powers, EurActiv, 09.07.2009, unter: <http://www.euractiv.com/en/enlargement/turkey-limits-military-courts-powers/article-183901>, 09.07.09.

Turkey poised to give Kurds more rights, EurActiv, 20.08.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/enlargement/turkey-poised-give-kurds-rights/article-184975>, 04.09.09.

Turkey, Armenia to overcome century of animosity, EurActiv, 01.09.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/enlargement/turkey-armenia-overcome-century-animosity/article-185012>, 04.09.09.

Turkmenistan expects energy investment to double, Reuters, 06.05.09, unter:  
<http://www.reuters.com/article/marketsNews/idUSL689959420090506>, 06.05.09.

Turkmenistan, RWE sign energy deal to develop gas export route to Europe, Associated Press, 16.04.2009, unter: <http://www.latimes.com/business/nationworld/wire/sns-ap-as-turkmenistan-rwe-energy-deal,0,556849.story>, 17.04.09.

Turkmenistan: Berdymukhamedov invites Krimov to attend pipeline gala, Eurasianet, 05.08.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/eav080509.shtml>, 07.08.09.

Turkmenistan: Gazprom won't be buying gas from Ashgabat for the rest of '09, Eurasia Insight, Eurasianet, 30.09.2009, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav093009a.shtml>, 02.10.09.

Turkmenistan: Iran admits defeat in gas pricing dispute, Eurasianet, 22.04.2008, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav042208.shtml>, 06.07.09.

Turkmenistan: Iranian president gushes about pipeline potential, Eurasianet, 07.01.2010, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav010710b.shtml>, 08.01.10.

Turkmenistan: Medvedev to Visit Ashgabat in Late December, Eurasianet, News Briefs, 02.12.2009, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav120209c.shtml>, 15.12.09.

Turkmenistan: Moscow Meeting Fails to Produce Energy Progress, Eurasianet, News Briefs, 30.11.2009, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav113009a.shtml>, 15.12.09.

Turkmenistan's Gas Reserves May Exceed 38 TCM, in: APS Review Gas Market Trends, 20.10.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/mining-extraction/oil-gas-exploration-extraction-oil/11666006-1.html>, 29.04.09.

Tymoshenko, Yuliya: Containing Russia, in: Foreign Affairs, Vol. 86, Nr. 3, Mai/Juni 2007, S. 69-82.

Tynan, Deirdre: Turkmenistan: The bell tolls for Gazprom's dominance of caspian energy market, Eurasia Insight, Eurasianet, 24.04.2009, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/business/articles/eav042409.shtml>, 01.05.09.

Tynan, Deirdre: Turkmenistan: Berdymukhamedov makes Nabucco pledge, Moskow takes energy hits, Eurasia Insight, Eurasianet, 13.07.2009, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav071309b.shtml>, 10.08.09.

Tynan, Deirdre: Turkmenistan: Gas flows again to Russia, while discontent simmers, Eurasianet, Business & Economics, 14.01.2010, unter:  
<http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav011410.shtml>, 20.01.10.

UAE accede to 'gas' OPEC, Azerbaijan Business Center (Online), 07.07.2009, unter:  
<http://abc.az/eng/news/main/36455.html>, 28.09.09.

Ugah, Ndubuisi: „FG Signs Gas MoU with Algeria“, Niger, in: This Day (Online), 18.07.2009, unter: <http://www.thisdayonline.com/nview.php?id=149085>, 21.07.09.

Ukraine pledges gas reform at EU loan talks, EurActiv, 20.07.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/ukraine-pledges-gas-reform-eu-loan-talks/article-184240>, 20.07.09.

- Ukraine seeks gas billions from European banks, EurActiv, 17.06.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/en/energy/ukraine-seeks-gas-billions-european-banks/article-183232>, 20.06.2009.
- Ukraine, in: Oil & Gas Journal (Online), 18.06.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/6715728663/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-area-drilling/s-articles/s-ukraine.html>, 26.06.09.
- Umbach, Frank: Globale Energiesicherheit. Strategische Herausforderungen für die europäische und deutsche Außenpolitik, München 2003.
- Umbach, Frank: Europas nächster Kalter Krieg. Die EU braucht Endlich ein Konzept zur Versorgungssicherheit, in: Internationale Politik, Februar 2006, S. 6-14.
- Umbach, Frank: Energiesicherheit im 21. Jahrhundert. Die verkannte Bedeutung der zukünftigen Versorgungssicherheit, in: Lutz Kleinwächter (Hrsg.), Deutsche Energiepolitik, Internationale Probleme und Perspektiven Nr. 16, Brandenburgische Landeszentrale für Politische Bildung, Potsdam 2007, S. 12-37.
- Underthun, Anders: The “Scalar Struggle” for Norwegian Gas, in: Willy Østreng (Hrsg.), Confluence. Interdisciplinary Communications 2007/2008, Centre for Advanced Study, Oslo 2009, S. 80-84.
- Ungarn unterstützt Russland in South Stream-Projekt, EurActiv, 11.03.2009, unter:  
<http://www.euractiv.com/de/energie/ungarn-unterstutzt-russland-south-stream-projekt/article-180132>, 12.03.09.
- United Nations Convention on the Law of the Sea, Commission on the Limits of the Continental Shelf: Summary of the Recommendations of the Commission on the Limits of the Continental Shelf in Regard to the Submission Made by Norway in Respect of Areas in the Arctic Ocean, the Barents Sea, and the Norwegian Sea on 27 November 2006.
- United Nations Convention on the Law of the Sea: Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982, BGBl. 1994 II S. 1798; deutscher Vertragstext aus der Internetseite des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, unter:  
<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/SrUe.pdf>, 11.05.09.
- United Nations Development Programme: World Energy Assessment, New York 2000.
- United Nations Secretariat: World Population Prospects. The 2006 Revision – Highlights, Population Division of the Department of Economic and Social Affairs, New York 2007.
- United States Department of State, Publication Office of the Coordinator for Counterterrorism: Country Reports on Terrorism 2008, o.O. 2009.
- Unrest in Algeria for Second Day, Reuters, 20.10.2009, unter:  
[http://www.nytimes.com/2009/10/21/world/africa/21algeria.html?\\_r=1&ref=world](http://www.nytimes.com/2009/10/21/world/africa/21algeria.html?_r=1&ref=world), 21.10.09.
- US Geological Survey: Circum-Arctic Resource Appraisal. Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle, USGS Fact Sheet 2008-3049, Washington D.C. 2008.
- US Geological Survey: 90 Billion Barrels of Oil and 1,670 Trillion Cubic Feet of Natural Gas Assessed in the Arctic, 23.07.2008, unter:  
[http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=1980&from=rss\\_home](http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=1980&from=rss_home), 31.03.09.
- US Geological Survey: Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Timan-Pechora Basin Province, Russia, Fact-Sheet 2008-3051, Washington D.C. 2008
- US Geological Survey: Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the West Siberian Basin Province, Russia, Fact-Sheet 2008-3064, Washington D.C. 2008
- USA drohen mit härteren Sanktionen gegen Iran, Spiegel Online, 03.08.2009, unter:  
<http://www.spiegel.de/politik/ausland/0,1518,640163,00.html#ref=nldt>, 04.08.09.



- Uzbekistan - Gas Production & Reserves, in: APS Review Gas Market Trends, 16.10.2006, unter: <http://www.allbusiness.com/agriculture-forestry-fishing-hunting/support-activities/3909828-1.html>, 30.04.2009.
- Uzbekistan - The Energy Base Of Uzbekistan, in: APS Review Downstream Trends, 06.10.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/energy-utility-sector-performance-oil-gas/11604893-1.html>, 08.05.09.
- Uzbekistan - The Main Fields, in: APS Review Oil Market Trends, 13.10.2008, unter: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/energy-utility-sector-performance-oil/11604671-1.html>, 29.04.09.
- Uzbekistan: If a Taliban outpost falls in Pakistan, ist the ripple felt in the Ferghana Valley?, Eurasia Insight, 26.05.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav052609.shtml>, 27.05.09.
- Uzbekistan: Lukoil to slash uzbek gas production at Gazprom's request, Eurasianet News Brief, 15.04.09, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav041509a.shtml>, 30.04.09.
- Uzbekistan: Tashkent pledges to export gas exclusively via Russia, Eurasia Insight, Eurasianet, 23.01.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/briefs/eav012309e.shtml>, 07.05.2009.
- Uzbekistan: Tashkent will soon boost natural gas exports, News Briefs, Eurasianet, 20.02.2009, unter: <http://www.eurasianet.org/departments/news/articles/eav022009c.shtml>, 07.05.09.
- UzbekNefteGaz to build new propane/butane mix production plant, Oil & Gas Uzbekistan (OGU), 28.04.2008, unter: [http://www.oilgas.uz/en/2008/news\\_items/propan\\_plant/](http://www.oilgas.uz/en/2008/news_items/propan_plant/), 30.04.09.
- Van der Linde, Coby: Study on Energy Supply Security and Geopolitics, Institute for International Relations 'Clingendael', Den Haag 2004.
- Vanden Borre, Tom: European Gas Landscape, Präsentation vom 31. April 2009 in Brüssel, S. 10, unter: [http://www.ifri.org/downloads/comptes\\_rendu/fichiers/18/vanborrepowerpoint09.pdf](http://www.ifri.org/downloads/comptes_rendu/fichiers/18/vanborrepowerpoint09.pdf), 02.12.09.
- Victor, David / Carin, Barry / Abbott, Clint: Energy Security at the L20? Overview of the Issues, Background discussion paper for L20 Energy Security Workshop, Stanford University, October 13-14. 2005.
- Victor, David G. / Jaffe, Amy M. / Hayes, Mark H. (Hrsg.): Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040, Cambridge 2006.
- Victor, Nadejda M. / Victor, David G.: Bypassing Ukraine: exporting Russian gas to Poland and Germany, in: Victor, David G./ Jaffe, Amy M./ Hayes, Mark H. (Hrsg.), Natural Gas and Geopolitics, Cambridge 2006, S. 122-168.
- Waterlander, Otto / Oushoorn, Robert / Sarraf, George / Schlaak, Thomas: An Unprecedented Market. How the Recession Is Changing the Global Gas Market, Booz & Company, o.O. 2009.
- Watkins, Eric: Baghdad approves Kurdish exports; considers contracts 'illegal', in: Oil & Gas Journal (Online), 12.05.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/361949/7/ARTCL/none/none/Baghdad-approves-Kurdish-exports;-considers-contracts-'illegal'/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/361949/7/ARTCL/none/none/Baghdad-approves-Kurdish-exports;-considers-contracts-'illegal'/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 18.05.2009.
- Watkins, Eric: Iraq wants 'coordination' with Kurds over oil agreements, in: Oil & Gas Journal (Online), 02.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/display\\_article/363872/7/ARTCL/none/none/Iraq-wants-'coordination'-with-Kurds-over-oil-agreements/?dcmp=OGJ.Daily.Update](http://www.ogj.com/display_article/363872/7/ARTCL/none/none/Iraq-wants-'coordination'-with-Kurds-over-oil-agreements/?dcmp=OGJ.Daily.Update), 04.06.09.
- Watkins, Eric: BTC pipeline to get fire, gas-detection systems, in: Oil & Gas Journal (Online), 22.06.2009, unter:

- [http://www.pennenergy.com/index/articles/display/7992555101/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-constuction/s-articles/s-btc-pipeline\\_to\\_get.html](http://www.pennenergy.com/index/articles/display/7992555101/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-constuction/s-articles/s-btc-pipeline_to_get.html), 09.07.09.
- Watkins, Eric: Gazprom, Kogas sign MOU for Sakhalin-2 pipeline project, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0889754181/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-constuction/s-articles/s-gazprom\\_-kogas\\_sign.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0889754181/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-constuction/s-articles/s-gazprom_-kogas_sign.html), 26.06.09.
- Watkins, Eric: Gazprom seeks to rattle EU with Azerbaijan gas agreement, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7060306110/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-gazprom-seeks\\_to\\_rattle.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7060306110/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-gazprom-seeks_to_rattle.html), 04.07.09.
- Watkins, Eric: IOCs mostly reject terms of Iraq's latest bid round, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5729875866/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-iocs-mostly\\_reject.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5729875866/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-iocs-mostly_reject.html), 01.07.09.
- Watkins, Eric: Qatar, Poland sign 20-year LNG contract, in: Oil & Gas Journal (Online), 30.06.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4638655808/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-qatar\\_-poland\\_sign.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4638655808/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-markets/s-articles/s-qatar_-poland_sign.html), 04.07.09.
- Watkins, Eric: Nigerian militants threaten proposed Trans-Sahara gas line, in: Oil & Gas Journal (Online), 07.07.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/3118642441/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-articles/s-nigerian-militants.html>, 08.07.09.
- Watkins, Eric: EU nations, Turkey sign Nabucco gas line treaty, in: Oil & Gas Journal (Online), 14.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5529062571/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-articles/s-eu-nations\\_\\_turkey.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5529062571/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-articles/s-eu-nations__turkey.html), 15.07.09.
- Watkins, Eric: BP, SOCAR sign agreement for Caspian Sea block, in: Oil & Gas Journal (Online), 16.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8516307107/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-bp\\_-socar\\_sign\\_agreement.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8516307107/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development/s-articles/s-bp_-socar_sign_agreement.html), 17.07.09.
- Watkins, Eric: Shell, Vopak to build LNG terminal in France, in: Oil & Gas Journal (Online), 17.07.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8967262417/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-articles/s-shell\\_-vopak\\_to\\_build.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8967262417/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-lng0/s-articles/s-shell_-vopak_to_build.html), 20.07.09.
- Watkins, Eric: Dolphin Energy announces \$4.1 billion financing arrangement, in: Oil & Gas Journal (Online), 05.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5155208122/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-dolphin-energy\\_announces.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5155208122/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-articles/s-dolphin-energy_announces.html), 25.08.09.
- Watkins, Eric: Egyptians protest sale of natural gas to Israel, in: Oil & Gas Journal (Online), 14.08.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/5057589326/s-articles/s-oil-gas-journal/s-general-interest/s-articles/s-egyptians-protest.html>, 18.08.09.
- Watkins, Eric: ConocoPhillips, Greka sign CBM farmin for Chinese fields, in: Oil & Gas Journal (Online), 24.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8957421279/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-production-operations/s-unconventional-resources/s-articles/s-conocophillips\\_-greka.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8957421279/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production/s-production-operations/s-unconventional-resources/s-articles/s-conocophillips_-greka.html), 26.08.09.
- Watkins, Eric: Dolphin eyes completion of Taweelah-Fujairah line in 2010, in: Oil & Gas Journal (Online), 24.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7022986993/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-constuction/s-articles/s-dolphin-eyes\\_completion.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7022986993/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation/s-pipelines/s-constuction/s-articles/s-dolphin-eyes_completion.html), 29.09.09.

- Watkins, Eric: Mitsubishi joins Iraqi gas-processing JV, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.08.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5493288573/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing-2/s-gas-processing/s-capacities/s-2009/s-08/s-mitsubishi-joins\\_iraqi.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5493288573/s-articles/s-oil-gas-journal/s-processing-2/s-gas-processing/s-capacities/s-2009/s-08/s-mitsubishi-joins_iraqi.html), 26.08.09.
- Watkins, Eric: ConocoPhillips, Lane agree to explore Polish shale gas, in: Oil & Gas Journal (Online), 10.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3340659086/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development-2/s-2009/s-09/s-conocophillips\\_lane.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3340659086/s-articles/s-oil-gas-journal/s-exploration-development-2/s-2009/s-09/s-conocophillips_lane.html), 14.09.09.
- Watkins, Eric: Gazprom launches new stretch of Kaliningrad gas line, in: Oil & Gas Journal (Online), 11.09.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6718417232/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation-2/s-pipelines/s-construction/s-2009/s-09/s-gazprom-launches\\_new.html](http://www.ogj.com/index/article-display/6718417232/s-articles/s-oil-gas-journal/s-transportation-2/s-pipelines/s-construction/s-2009/s-09/s-gazprom-launches_new.html), 29.09.09.
- Watkins, Eric: Tengizchevroil to increase production in 2009, in: Oil & Gas Journal (Online), 05.10.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/3960565126/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production-2/s-production-operations/s-regional-production/s-2009/s-10/s-tengizchevroil-to.html>, 07.10.09.
- Watkins, Eric: Kazakhs peg Khvalynskoye development at \$5 billion, in: Oil & Gas Journal (Online), 08.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/2235974120/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production-2/s-production-operations/s-regional-production/s-2009/s-10/s-kazakhs-peg\\_khvalynskoye.html](http://www.ogj.com/index/article-display/2235974120/s-articles/s-oil-gas-journal/s-drilling-production-2/s-production-operations/s-regional-production/s-2009/s-10/s-kazakhs-peg_khvalynskoye.html), 13.10.09.
- Watkins, Eric: Total starts development on Timimoun gas project in Algeria, in: Oil & Gas Journal (Online), 09.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7223272448/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/10/total-starts\\_development.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7223272448/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/10/total-starts_development.html), 16.10.09.
- Watkins, Eric: Turkey fires head of pipeline operator Botas, in: Oil & Gas Journal (Online), 19.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display.articles.oil-gas-journal.transportation-2.2009.10.turkey-fires\\_head.QP129867.dcmp=rss.page=1.html](http://www.ogj.com/index/article-display.articles.oil-gas-journal.transportation-2.2009.10.turkey-fires_head.QP129867.dcmp=rss.page=1.html), 21.12.09.
- Watkins, Eric: Gazprom eyeing earlier start at Sakhalin-3, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.10.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/5725668046/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/2009/10/gazprom-eyeing\\_earlier.html](http://www.ogj.com/index/article-display/5725668046/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/2009/10/gazprom-eyeing_earlier.html), 22.10.09.
- Watkins, Eric: Turkmenistan seeks ban on Russian re-exports of gas, in: Oil & Gas Journal (Online), 21.10.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/8758904006/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/operations/2009/10/turkmenistan-seeks.html>, 21.10.09.
- Watkins, Eric: Turkmenistan completes section of gas line to China, in: Oil & Gas Journal (Online), 23.10.2009, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/0602537911/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/10/turkmenistan-completes.html>, 26.10.2009.
- Watkins, Eric: BP, Eni need more gas for second Egyptian LNG train, in: Oil & Gas Journal (Online), 04.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6244986967/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/11/bp\\_eni\\_need\\_more.html?cmpid=EnlDailyNovember42009](http://www.ogj.com/index/article-display/6244986967/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/11/bp_eni_need_more.html?cmpid=EnlDailyNovember42009), 05.11.09.
- Watkins, Eric: Medgaz pipeline delayed until June 2010, in: Oil & Gas Journal (Online), 12.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7513976041/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/11/medgaz-pipeline\\_delayed.html?cmpid=EnlDailyNovember122009](http://www.ogj.com/index/article-display/7513976041/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/11/medgaz-pipeline_delayed.html?cmpid=EnlDailyNovember122009), 15.11.09.
- Watkins, Eric: SOCAR signs gas supply contract with Iran for 2010, in: Oil & Gas Journal (Online), 13.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4048821866/articles/oil-gas-journal/transportation-2/2009/11/socar-signs\\_gas\\_supply/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember162009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4048821866/articles/oil-gas-journal/transportation-2/2009/11/socar-signs_gas_supply/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember162009.html), 17.11.09.

- Watkins, Eric: CNOOC, PetroChina to buy more LNG from Qatar, in: Oil & Gas Journal (Online), 18.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/1439785501/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/markets/2009/11/cnooc\\_-petrochina/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember192009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/1439785501/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/markets/2009/11/cnooc_-petrochina/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember192009.html), 20.11.09.
- Watkins, Eric: Iraqi oil export pipeline hit by saboteurs, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/9930875469/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/2009/11/iraqi-oil\\_export\\_pipeline/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember302009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/9930875469/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/2009/11/iraqi-oil_export_pipeline/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember302009.html), 01.12.09.
- Watkins, Eric: Shell reports delays for QatarGas 4 LNG project, in: Oil & Gas Journal (Online), 25.11.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/1013485856/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/11/shell-reports\\_delays/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember252009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/1013485856/articles/oil-gas-journal/transportation-2/lng/2009/11/shell-reports_delays/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyNovember252009.html), 26.11.09.
- Watkins, Eric: Putin: Turkmen gas line won't disrupt Russian-Chinese cooperation, in: Oil & Gas Journal (Online), 07.12.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8473986760/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/12/putin\\_-turkmen\\_gas/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyDecember72009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8473986760/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2009/12/putin_-turkmen_gas/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyDecember72009.html), 08.12.09.
- Watkins, Eric: Iraq offers seven contracts in second licensing round, in: Oil & Gas Journal (Online), 17.12.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/7642632691/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/12/iraq-offers\\_seven/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyDecember172009.html](http://www.ogj.com/index/article-display/7642632691/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/12/iraq-offers_seven/s-QP129867/s-cmpid=EnlDailyDecember172009.html), 19.12.09.
- Watkins, Eric: Algeria awards 3 E&D licenses; 10 offered, in: Oil & Gas Journal (Online), 22.12.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/0187831823/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/12/algeria-awards\\_3\\_e/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary42010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/0187831823/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2009/12/algeria-awards_3_e/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary42010.html), 05.01.10.
- Watkins, Eric: Russia, Turkmenistan revise gas contract, in: Oil & Gas Journal (Online), 23.12.2009, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/4866304906/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/2009/12/russia\\_-turkmenistan/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary52010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/4866304906/articles/oil-gas-journal/general-interest-2/2009/12/russia_-turkmenistan/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary52010.html), 06.01.10.
- Watkins, Eric: Uzbekistan cuts gas by 50% to Tajikistan, in: Oil & Gas Journal (Online), 11.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3385289416/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/2010/01/uzbekistan-cuts\\_gas/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary122010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3385289416/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/2010/01/uzbekistan-cuts_gas/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary122010.html), 13.01.10.
- Watkins, Eric: KPO 'in talks' with Kazakhstan over Karachaganak field, in: Oil & Gas Journal (Online), 13.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8716029532/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/2010/01/kpo-\\_in\\_talks\\_\\_with/s-QP129867/s-cmpid=EnlEDJanuary142010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8716029532/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/2010/01/kpo-_in_talks__with/s-QP129867/s-cmpid=EnlEDJanuary142010.html), 15.01.10.
- Watkins, Eric: Shell begins drilling for shale gas in Sweden, in: Oil & Gas Journal (Online), 15.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3531908459/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/drilling-operations/2010/01/shell-begins\\_drilling/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary152010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3531908459/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/drilling-operations/2010/01/shell-begins_drilling/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary152010.html), 18.01.10.
- Watkins, Eric: Poll finds Norwegians want oil exploration assessment, in: Oil & Gas Journal (Online), 18.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/6872240086/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/many-norwegians\\_favorable/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary182010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/6872240086/articles/oil-gas-journal/exploration-development-2/2010/01/many-norwegians_favorable/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary182010.html), 19.01.10.
- Watkins, Eric: Kazakhstan asks Kashagan partners to cut costs, in: Oil & Gas Journal (Online), 19.01.2010, unter: <http://www.ogj.com/index/article-display/0577673812/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production->

- operations/regional-production/2010/01/kazakhstan-asks\_kashagan/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary192010.html, 20.01.10.
- Watkins, Eric: Algerian oil, gas output 'unaffected' by corruption probe, in: Oil & Gas Journal (Online), 20.01.10, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/8692741110/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/2010/01/algerian-oil\\_gas/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary212010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/8692741110/articles/oil-gas-journal/drilling-production-2/production-operations/2010/01/algerian-oil_gas/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary212010.html), 22.01.10.
- Watkins, Eric: Nord Stream consortium awards pipeline contracts, in: Oil & Gas Journal (Online), 27.01.2010, unter: [http://www.ogj.com/index/article-display/3466353213/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2010/01/nord-stream\\_consortium/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary272010.html](http://www.ogj.com/index/article-display/3466353213/articles/oil-gas-journal/transportation-2/pipelines/construction/2010/01/nord-stream_consortium/QP129867/cmpid=EnlDailyJanuary272010.html), 28.01.10.
- Weisbrode, Kenneth: Central Eurasia: Prize or Quicksand? Contending views of instability in Karabakh, Ferghana and Afghanistan, New York 2001.
- Werenfels, Isabelle: Bouteflika zum Dritten. Stabilitätsgarantie oder Stabilitätsrisiko?, SWP-Aktuell Nr. 19, Berlin 2009.
- Wetzel, Birgit: Gas aus Turkmenistan für Westeuropa – Erfolgsaussichten und Probleme, in: Forschungsstelle Osteuropa / Deutsche Gesellschaft für Osteuropakunde (Hrsg.), Turkmenisches Gas - Reaktionen auf den neuen russischen Präsidenten, Zentralasien-Analysen Nr. 5, Bremen 2008, S. 2-4.
- Wilczewski, Warren: The Big-Gas-Troika: A Lot of Hot Air, in: Journal of Energy Security, Institute for the Analysis of Global Security, Dezember 2008, S. 4, unter: [http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=90%3Aenergysecuritydecember08&id=170%3Athe-big-gas-troika-a-lot-of-hot-air&format=pdf&option=com\\_content&Itemid=334](http://www.ensec.org/index.php?view=article&catid=90%3Aenergysecuritydecember08&id=170%3Athe-big-gas-troika-a-lot-of-hot-air&format=pdf&option=com_content&Itemid=334), 04.03.2009.
- Williams, Perry: Iran restarts talks with Oman on Kish gas development, in: Middle East Economic Digest (Online), 25.11.2009, unter: <http://www.meed.com/3002396.article>, 30.11.09.
- Williams, Perry: International gas cartel elects Russian leader, in: Middle East Economic Digest (Online), 10.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3002790.article>, 14.12.09.
- Williams, Perry: Baghdad oil ministry must calm nerves, in: Middle East Economic Digest (Online), 11.12.2009, unter: <http://www.meed.com/3002804.article>, 14.12.09.
- Winrow, Gareth M.: Problems and Prospects for the "Fourth Corridor": The Positions and Role of Turkey in Gas Transit to Europe, Oxford Institute for Energy Studies, NG 30, Oxford 2009.
- Wittelsbürger, Helmut: La política energética de Chile: de la dependencia al desarrollo sostenible, in: Diálogo Político, Nr. 4, Dezember 2007, S. 35-52.
- Woehrel, Steven: Russian Energy Policy Toward Neighboring Countries, CRS Report for Congress, Washington D.C. 2008.
- Wolff, Stephan: Die Anatomie der Dichten Beschreibung. Clifford Geertz als Autor, in: Matthes, Joachim (Hrsg.), Zwischen den Kulturen? Die Sozialwissenschaften vor dem Problem des Kulturvergleichs, Soziale Welt, Sonderband 8, Göttingen 1992, S. 339-361.
- World Energy Council: Europe's Vulnerability to Energy Crises, London 2008.
- Yenikeyeff, Shamil Midkhatovich: Kazakhstan's Gas: Export Markets and Export Routes, Oxford Institute for Energy Studies, NG 25, Oxford 2008.
- Yergin, Daniel: Energy Security and Markets, in: Jan H. Kalicki / David L. Goldwyn (Hrsg.), Energy and Security, Toward a New Foreign Policy Strategy, Washington D.C. 2005, S. 51-64.
- Yergin, Daniel: Ensuring Energy Security, in: Foreign Affairs, Jg. 85, Nr. 2, März/April 2006, S. 69-82.

Youngs, Richard: Europe's External Energy Policy: Between Geopolitics and the Market, CEPS Working Document, Nr. 278, Brüssel 2007.

Zentralasien verliert gemeinsames Energie-Netz, Russland Aktuell, 01.12.2009, unter: [http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel\\_2028.html](http://www.aktuell.ru/russland/wirtschaft/artikel_2028.html), 02.01.10.

### **Internetseiten**

4Gas, unter: <http://www.4gas.com>.

Alexander's Oil & Gas Connections, unter: <http://www.gasandoil.com>.

Algerisches Energieministerium (Ministère de l'Énergie et des Mines), unter: <http://www.mem-algeria.org>.

Arabian Oil & Gas, unter: <http://www.arabianoilandgas.com>.

Bahia de Bizkaia Gas S.L., unter: <http://www.bahiasdebizkaia.com>.

Baltic Gas Interconnector, unter: <http://www.balticgas.com>.

Barents Observer, unter: <http://www.barentsobserver.com>.

BBC News, unter: <http://news.bbc.co.uk>.

BBL Company, unter: <http://www.bblcompany.com>.

BG Group plc, unter: <http://www.bg-group.com>.

BG Group plc., unter: <http://www.bg-group.com>.

BOTAŞ, unter: <http://www.botas.gov.tr/>.

BP p.l.c., unter: <http://www.bp.com>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, unter: <http://www.bmwi.de>.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, unter: <http://www.bdew.de>.

Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., unter: <http://www.cassaddpp.it/>.

Caucaz.com, unter: <http://www.caucaz.com>.

CIA The World Factbook, unter: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/index.html>.

Council on Foreign Relations: <http://www.cfr.org>.

Delegation der Europäischen Kommission in den USA (Internetauftritt), unter: <http://www.eurunion.org/eu/>.

Delegation der Europäischen Kommission in Russland (Internetauftritt), unter: <http://www.delrus.ec.europa.eu>.

DEPA, unter: <http://www.depa.gr/>.

Dolphin Energy Limited, unter: <http://www.dolphinenergy.com>.

Downstream Today, unter: <http://www.downstreamtoday.com>.

E.ON Ruhrgas AG, unter: <http://www.eon-ruhrgas.com>.

East European Gas Analysis, unter: <http://www.eegas.com>.

Edison S.p.A., unter: <http://www.edison.it>.

EGAS, unter: <http://www.egas.com.eg>.

EGL AG, unter: <http://www.egl.ch>.

Enagas S.A., unter: <http://www.enagas.com>.

Energi21, unter: <http://www.energi21.no>.

Energy Charter, unter: <http://www.encharter.org>.

Energy Community, unter: <http://www.energy-community.org/>.

Energy Information Administration, unter: <http://www.eia.doe.gov>.

Energy Intelligence, unter: <http://www.energyintel.com>.

ENI S.p.A., unter: <http://www.eni.it>.

Eurasianet, unter: <http://www.eurasianet.org>.

EuroNews, unter: <http://www.euronews.net>.

Europa (Zusammenfassungen der EU-Gesetzgebung), unter: [http://europa.eu/legislation\\_summaries/index\\_de.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/index_de.htm).

Europäische Kommission, Delegation (The European Commission's Delegation to Iraq), unter: <http://delirq.ec.europa.eu>.

Europäische Kommission, GD für Energie und Transport, unter: [http://ec.europa.eu/energy/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/index_en.htm).

Europäische Union, unter: <http://europa.eu/>.

Europäisches Parlament, unter: <http://www.europarl.europa.eu>.

ExxonMobil Corp., unter: <http://www.exxonmobil.com>.

Federal Antimonopoly Service (Russia), unter: <http://www.fas.gov.ru>.

Gas de France Suez S.A., unter: <http://www.gdfsuez.com/>.

Gassco AS, unter: <http://www.gassco.no>.

Gassnova SF, unter: <http://www.gassnova.no>.

GECF, unter: <http://www.gecforum.org>.

GUAM, unter: <http://guam-organization.org>.

IGI-Poseidon S.A., unter: <http://www.igi-poseidon.com>.

IHS Global Insight, unter: <http://www.globalinsight.com>.

INOGATE Programm, unter: <http://www.inogate.org>.

Institut für Europäische Politik, unter: <http://energy.iep-berlin.de>.

International Energy Agency, unter: <http://www.iea.org/>.

Irakisches Erdölministerium, unter: <http://www.oil.gov.iq>.

Korea Energy Economics Institute: National Energy Plan, unter: <http://www.keei.re.kr/index.html>.

Library of Congress (Country Studies), unter: <http://lcweb2.loc.gov/frd/cs/cshome.html>.

Medgaz S.A., unter: <http://www.medgaz.com>.

Middle East Economic Digest, unter: <http://www.meed.com>.

Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, unter: <http://mpe.kmu.gov.ua>.

Mission of Norway to the European Union, unter: <http://www.eu-norway.org>.

Nabucco GmbH, unter: <http://www.nabucco-pipeline.com>.

National Economic Research Associates Inc., unter: <http://www.nera.com>.

National Oil Corporation, unter: <http://en.noclibya.com.ly>.

NIGEC, unter: <http://www.nigec.ir>.

Nigerian National Petroleum Corporation, unter: <http://www.nnpcgroup.com>.

NJSC Naftogaz, unter: <http://www.naftogaz.com/>.

Nord Stream AG, unter: <http://www.nord-stream.com>.

North Gas Company, unter: <http://www.northgasco.com>.

North Oil Company, unter: <http://www.noc.gov.iq>.

OAo Gazprom, unter: <http://www.gazprom.com>.

Ofgem, unter: <http://www.ofgem.gov.uk>.

OG21 – Oil and Gas in the 21st Century, unter: <http://www.og21.org>.

Oil & Gas Eurasia, unter: <http://www.oilandgaseurasia.com/>.

Oil & Gas Journal, unter: <http://www.ogj.com>.

OLF – The Norwegian Oil Industry Association, unter: <http://www.olf.no>.

OPEC, unter: <http://www.opec.org/>.

Pars Oil & Gas Company, unter: <http://www.pogc.ir>.

Petoro AS, unter: <http://www.petoro.no>.

Petroleum Economist, unter: <http://www.petroleum-economist.com>.

Petropars, unter: <http://www.petropars.com>.

Platts, unter: <http://www.platts.com>.

Präsident der Russischen Föderation, unter: <http://www.kremlin.ru>.

Qatargas, unter: <http://www.qatargas.com>.

Radio Free Europe/Radio Liberty, unter: <http://www.rferl.org>.

RasGas, Operations, unter: <http://www.rasgas.com>.

Rat der Europäischen Union, unter: <http://www.consilium.europa.eu>.  
Reganosa, unter: <http://www.reganosa.com/>.  
RIA Novosti, <http://rian.ru/>.  
Rigzone, Oil and Gas Conversion Calculator, unter:  
<http://www.rigzone.com/calculator/default.asp#calc>.  
RWE AG, unter: <http://www.rwe.com>.  
Sabine Pipe Line LLC (Internetauftritt), unter:  
<http://www.sabinepipeline.com/Home/Report/tabid/241/default.aspx?ID=52>.  
SAGGAS, unter: <http://www.saggas.com>.  
Sakhalin Energy, unter: <http://www.sakhalinenergy.com>.  
Sakhalin-1 Project, unter: <http://www.sakhalin1.com>.  
Schlumberger Ltd., unter: <http://www.slb.com>.  
Service de l'observation et des statistiques (Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du  
Développement durable et de la Mer, Commissariat général au développement durable),  
unter: <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>.  
Shell p.l.c., unter: <http://www.shell.com>.  
Sirte Oil Company, unter: <http://www.soc.com.ly>.  
Sonatrach SPA: <http://www.sonatrach-dz.com>.  
South Strem-Pipeline, unter: <http://south-stream.info>.  
State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR), unter: <http://www.socar.az>.  
Statistik Austria, unter: <http://www.statistik.at>.  
StatoilHydro ASA, unter: <http://www.statoilhydro.com> bzw. Statoil ASA, unter:  
<http://www.statoil.com>.  
Syria Oil, unter: <http://www.syria-oil.com>.  
The Central Bank of the Russian Federation, unter: <http://www.cbr.ru>.  
The Jamestown Foundation, unter: <http://www.jamestown.org>.  
The Natural Gas Supply Association (NaturalGas.org), unter: <http://www.naturalgas.org/>.  
The World Bank, unter: <http://www.worldbank.org/>.  
TNK-BP Ltd., unter: <http://www.tnk-bp.com>.  
Total S.A.: <http://www.total.com>.  
Trans Adriatic Pipeline AG, unter: <http://www.trans-adriatic-pipeline.com>.  
Trans Austria Gasleitung GmbH, unter: <http://www.taggbh.at>.  
Turkmenistan.ru, unter: <http://www.turkmenistan.ru>.  
Union Fenosa S.A., unter: <http://www.unionfenosa.es>.  
United Nations Development Programme, unter: <http://hdrstats.undp.org>.  
United Nations, Population Division of the Department of Economic and Social Affairs,  
unter: <http://esa.un.org/unpp/>.  
United Nations, Statistics Division (UNSD) of the Department of Economic and Social  
Affairs, unter: <http://data.un.org/Data.aspx?d=SOWC&f=inID:93>.  
Upstream Online, unter: <http://www.upstreamonline.com>.  
West African Gas Pipeline Company Limited, unter:  
<http://41.204.59.211:81/index.php?hmp=1>.  
WINGAS GmbH & Co. KG, unter: <http://www.wingas.de>.  
Wingas Transport, unter: <http://www.wingas-transport.de>.