

Forschungsbericht

**Energieprognose
Bayern 2030**

U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl,
I. Ellersdorfer, L. Eltrop,
D.-C. Harlinghausen, R. Küster,
T. Rehrl, U. Remme, A. Voß

Energieprognose Bayern 2030

Gutachten im Auftrag des
Bayerischen Staatsministeriums für
Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie

Endbericht

U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop,
D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß

Oktober 2007

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß

ISSN 0938-1228

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	viii
Kurzfassung der Ergebnisse	xii
Vorbemerkung	1
1 Entwicklungstendenzen des Energieverbrauchs und seiner Deckung in Bayern in den letzten Jahren – Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland	3
1.1 Entwicklung des Energieverbrauchs insgesamt	4
1.2 Strukturelle Grunddaten	7
1.3 Strukturelle Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	11
1.3.1 Struktur des Energieverbrauchs	11
1.3.2 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	12
1.4 Entwicklung des Endenergieverbrauchs	15
1.4.1 Endenergieverbrauch nach Sektoren	15
1.4.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern	18
1.4.3 Endenergieverbrauch nach Sektoren, Energieträgern und Anwendungsbereichen	20
1.5 Der Nichtenergetische Verbrauch	25
1.6 Umwandlungssektor	26
1.6.1 Elektrizitätserzeugung	27
1.6.2 Mineralölverarbeitung	34
1.7 Energiebedingte CO ₂ -Emissionen und Kennziffern des Energieverbrauchs	35
2 Allgemeine energiepolitische Rahmenbedingungen	41
2.1 Versorgungssicherheit im globalen Kontext	41
2.2 Europäisches Emissionshandelssystem	54
2.3 Auswirkungen von Klimaänderungen auf den Energiesektor	68
2.4 Förderung der erneuerbaren Energien	70
2.5 Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa	78
2.6 Strompreisbildung und gesamtwirtschaftliche Implikationen	83
2.7 Stromversorgungszuverlässigkeit	90
2.8 Herausforderungen für die Energiepolitik	98

3	Prognoserelevante Annahmen.....	101
3.1	Methodische Vorgehensweise	101
3.2	Ökonomische und demographische Entwicklung	107
3.3	Herleitung und Entwicklung des Bedarfs in den Anwendungsbereichen	110
3.4	Perspektiven der Energiepreisentwicklung	121
3.5	Entwicklung der CO ₂ -Zertifikatspreise im europäischen Emissionshandelssystem	125
3.6	Charakterisierung und Entwicklungsperspektiven ausgewählter Technologien	129
3.6.1	Kraftwerke.....	129
3.6.2	Gebäude.....	145
3.6.3	Alternative Kraftstoffe und Antriebe	156
3.7	Szenariencharakterisierung und Zusammenfassung der Kernannahmen	161
4	Deckung des Energiebedarfs und energiebedingte Emissionen in Bayern.....	167
4.1	Energieverbrauch im Sektor Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (Industrie)	168
4.2	Energieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Kleinverbraucher).....	170
4.3	Energieverbrauch der privaten Haushalte.....	172
4.4	Energieverbrauch des Verkehrs	174
4.5	Endenergieverbrauch insgesamt	176
4.6	Nichtenergetischer Verbrauch	179
4.7	Stromerzeugung	180
4.8	Primärenergieverbrauch.....	186
4.9	Energiebedingte Emissionen	190
5	Szenariovariationen für die energiewirtschaftliche Entwicklung in Bayern	193
5.1	Basisszenarien mit veränderten Energiepreisen	193
5.2	Klimaschutzszenarien	199
6	Schlussbetrachtung.....	207
	Literatur.....	217
	Tabellenanhang.....	225

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Energieverbrauch und Energienutzung in Bayern im Jahr 2002.....	4
Abbildung 1-2:	Struktur des Energieverbrauchs in Bayern und in Deutschland.....	12
Abbildung 1-3:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland	14
Abbildung 1-4:	Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern und in Deutschland	16
Abbildung 1-5:	Endenergie- und Stromintensität des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe pro Einheit Bruttowertschöpfung (BWS) in Bayern und in Deutschland	17
Abbildung 1-6:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern und in Deutsch- land	19
Abbildung 1-7:	Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte und GHD nach Energie- trägern in Bayern und in Deutschland.....	21
Abbildung 1-8:	Endenergieverbrauch des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeiten- des Gewerbe nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland	22
Abbildung 1-9:	Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland	23
Abbildung 1-10:	Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren und Anwendungsbe- reichen in Bayern im Jahr 2002.....	24
Abbildung 1-11:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland	28
Abbildung 1-12:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in Bayern nach Quellengruppen (Quellenbilanz) und CO ₂ -Emissionen pro Kopf	36
Abbildung 1-13:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen des Übrigen Bergbaus und Verar- beitenden Gewerbes nach Energieträgern (inkl. Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung) sowie Endenergieverbrauch und industrielle Strom- eigenerzeugung in Bayern	38
Abbildung 2-1:	Regionale Verteilung der Mineralölimporte nach Deutschland in % der Gesamtimporte	42
Abbildung 2-2:	Erdgasaufkommen Deutschlands nach Herkunft in PJ.....	43
Abbildung 2-3:	Die 15 Weltregionen.....	45
Abbildung 2-4:	Regionale Verteilung konventioneller und unkonventioneller Ölvor- kommen, Stand Ende 2005 /WEC 2004/, /USGS 2000/, /BP 2006/	46

Abbildung 2-5:	Globale Gesteungskostenkurve für konventionelle und unkonventionelle Ölvorkommen, Stand Ende 2005	48
Abbildung 2-6:	Regionale Verteilung der konventionellen und unkonventionellen Gasvorkommen Ende 2005 /BGR 2003/, /BGR 2006/, /WEC 2004/, /USGS 2000/, /BP 2005/	49
Abbildung 2-7:	Globale Gesteungskostenkurve für konventionelles und unkonventionelle Erdgasvorkommen (ohne Gashydrate), Stand Ende 2005	50
Abbildung 2-8:	Entwicklung der CO ₂ -Preise nach /EEX 2007/	56
Abbildung 2-9:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern und Anteil am Nettostromverbrauch in Prozent	71
Abbildung 2-10:	Endenergieverbrauch ohne Verkehr in Bayern und Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch ohne Verkehr (inkl. Stromanteil)	73
Abbildung 2-11:	EEG-Vergütungszahlungen, unbereinigt /VDN 2007/	74
Abbildung 2-12:	EEG-Vergütungszahlungen, bereinigt	75
Abbildung 2-13:	Kumulierte EEG-Vergütungszahlungen bis Ende 2026 für bestehende EEG-Anlagen, bereinigt.....	75
Abbildung 2-14:	CR ₃ – Anteil der drei größten Erzeuger an der Elektrizitätserzeugung in % /EU 2005/.....	79
Abbildung 2-15:	Netzengpässe und kurzfristiges Engpassmanagement an den europäischen Grenzen.....	80
Abbildung 2-16:	Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh/a in Cent/kWh.....	84
Abbildung 2-17:	Industrie-Strompreise in verschiedenen Ländern der EU	85
Abbildung 2-18:	Regionale Verteilung geplanter fossiler Kraftwerke in Deutschland	91
Abbildung 3-1:	Der TIMES-Modellgenerator.....	103
Abbildung 3-2:	Grundstruktur des Energie-Emissions-Modells für Bayern.....	105
Abbildung 3-3:	Historische Entwicklung der Wohnflächen in Bayern und Fortschreibung bis 2030.....	116
Abbildung 3-4:	Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Bayern in den Referenzszenarien bis zum Jahr 2030	117
Abbildung 3-5:	Entwicklung des Stromverbrauchs der Haushaltsgeräte in Bayern (ohne Raumwärme und Warmwasser) in den Referenzszenarien	118
Abbildung 3-6:	Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistung in Bayern	121
Abbildung 3-7:	Entwicklung der Öl- und Gaspreise	122

Abbildung 3-8:	Annahmen zur Entwicklung der Rohöl-Grenzübergangswerte frei deutsche Grenze für die verschiedenen Energiepreisvarianten im Vergleich	124
Abbildung 3-9:	Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke (Diskontrate 7,5 %)	135
Abbildung 3-10:	Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke bei Variation der Diskontrate	137
Abbildung 3-11:	Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke, Preisentwicklung „Basis“ und „Hoch“ (Diskontrate 7,5 %).....	138
Abbildung 3-12:	Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke unter Berücksichtigung unterschiedlicher CO ₂ -Zertifikatskosten (Diskontrate 7,5 %)	138
Abbildung 3-13:	Stromgestehungskosten für den Druckwasserreaktor bei Variation von Randbedingungen (Diskontrate 7,5 %)	139
Abbildung 3-14:	Stromgestehungskosten der Referenzkraftwerke in Abhängigkeit von der Auslastung (Diskontrate 7,5 %)	140
Abbildung 3-15:	Vollkosten der Stromerzeugung der Referenzkraftwerke inklusive externer Umweltkosten	145
Abbildung 3-16:	Einsparpotenzial im Raumwärmebereich des bayerischen Gebäudebestandes in Abhängigkeit der Sanierungsmaßnahmen und des Gebäudetyps.....	149
Abbildung 3-17:	CO ₂ -Vermeidungskosten verschieden Heizungssysteme im Bestand im Vergleich zu Sanierungsmassnahmen an der Gebäudehülle gegenüber dem bayerischen Wärmemix	154
Abbildung 3-18:	CO ₂ -Vermeidungskosten verschieden Heizungssysteme im Neubau im Vergleich zu Sanierungsmassnahmen an der Gebäudehülle.....	155
Abbildung 3-19:	CO ₂ -Vermeidungskosten verschieden Heizungssysteme im Bestand in Kombination mit Sanierungsmaßnahme an der Gebäudehülle	156
Abbildung 3-20:	Kraftstoffbereitstellungspfade und motorische Anwendung	157
Abbildung 4-1:	Endenergieverbrauch des Übrigen Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes nach Industriebranchen in Bayern in den Referenzszenarien ..	169
Abbildung 4-2:	Endenergieverbrauch des Übrigen Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien	169
Abbildung 4-3:	Endenergieverbrauch des Sektors Handel, Gewerbe, Dienstleistungen (GHD) nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien	171
Abbildung 4-4:	Endenergieverbrauch des Sektors Handel, Gewerbe, Dienstleistungen nach Energieanwendungsarten in Bayern in den Referenzszenarien...	172

Abbildung 4-5:	Endenergieverbrauch der Haushalte nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien	173
Abbildung 4-6:	Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien	174
Abbildung 4-7:	Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrsträgern in Bayern in den Referenzszenarien (inkl. Tanktourismus)	175
Abbildung 4-8:	Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern in den Referenzszenarien	177
Abbildung 4-9:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien	178
Abbildung 4-10:	Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach Sektoren in Bayern in den Referenzszenarien	180
Abbildung 4-11:	Entwicklung der Leistung des derzeitigen bayerischen Kraftwerks-parks - Kernkraftwerke mit Laufzeit und entsprechender Kapazität gemäß Ausstiegsgesetz	181
Abbildung 4-12:	Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien	183
Abbildung 4-13:	Nettostrombereitstellung nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien	185
Abbildung 4-14:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien	186
Abbildung 4-15:	Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes in Bayern in den Referenzszenarien	188
Abbildung 4-16:	Anteile der Importe fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch in Bayern in den Referenzszenarien in Prozent	189
Abbildung 4-17:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen nach Sektoren in Bayern in den Referenzszenarien	190
Abbildung 5-1:	Veränderungen beim Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern bei Variation der Energiepreise im Vergleich zu den Referenzszenarien	194
Abbildung 5-2:	Nettostrombereitstellung nach Energieträgern in Bayern bei Variation der Energiepreise im Vergleich zu den Referenzszenarien	195
Abbildung 5-3:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern bei Variation der Energiepreise im Vergleich zu den Referenzszenarien	197
Abbildung 5-4:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen nach Sektoren in Bayern bei Variation der Energiepreise im Vergleich zu den Referenzszenarien	198

Abbildung 5-5:	Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien.....	200
Abbildung 5-6:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien.....	202
Abbildung 5-7:	Nettostrombereitstellung nach Energieträgern in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien.....	202
Abbildung 5-8:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien.....	204
Abbildung 5-9:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen nach Sektoren in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien.....	205

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Bayern, den alten Bundesländern und Deutschland 1980 – 2003	6
Tabelle 1-2:	Zusammenfassung demographischer und gesamtwirtschaftlicher Rahmendaten für Bayern 1970 – 2003	8
Tabelle 1-3:	Zusammenfassung demographischer und gesamtwirtschaftlicher Rahmendaten für die alten Bundesländer 1970 – 1990 bzw. für Deutschland 1990 – 2003	9
Tabelle 1-4:	Energieeinsatz für nichtenergetische Zwecke in Bayern 1973 – 2003.....	26
Tabelle 1-5:	Elektrische Brutto-Engpassleistung der Öffentlichen und Industriekraftwerke in Bayern und in Deutschland 2002 (Stand: 31.12.2002)	29
Tabelle 1-6:	Technische und Betriebsdaten sowie verbleibende Reststrommengen der Kernkraftwerke in Bayern Ende 2006	30
Tabelle 1-7:	Strom- und Wärmeverbrauch sowie Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Sektoren 2002 in Bayern (Werte für 2005 in Klammern).....	32
Tabelle 1-8:	Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen in Bayern in 2002 (Werte für 2005 in Klammern).....	33
Tabelle 1-9:	Elektrische Leistung in KWK-Anlagen nach Anlagentypen in Bayern in 2002 (Werte für 2005 in Klammern)	34
Tabelle 1-10:	Mineralölbilanz für Bayern in PJ (inkl. Flüssig- und Raffineriegas)	35
Tabelle 1-11:	Bilanz für die energiebedingten CO ₂ -Emissionen in Bayern in 1000 t.....	37
Tabelle 1-12:	Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen (ohne internationaler Luftverkehr) in Bayern im Vergleich mit Deutschland, den alten Bundesländern und Baden-Württemberg in Mio. t	39
Tabelle 1-13:	Ausgangssituation einiger energie- und umweltrelevanter Kenngrößen in Bayern und in Deutschland im Jahr 1990 und 2002.....	39
Tabelle 2-1:	Regionale Verteilung konventioneller Ölvorkommen, Stand Ende 2005 /WEC 2004/, /USGS 2000/, /BP 2006/.....	47
Tabelle 2-2:	Regionale Verteilung der konventionellen Gasreserven und -ressourcen Ende 1998 /WEC 2004/, /USGS 2000/.....	49
Tabelle 2-3:	Regionale Verteilung der unkonventionellen Gasressourcen Ende 2004 /BGR 2003/, /BGR 2006/	50

Tabelle 2-4:	Klimaänderungen und deren Auswirkungen auf die Stromversorgung	69
Tabelle 2-5:	Extremereignisse und deren Auswirkungen auf die Stromerzeugung und –verteilung.....	70
Tabelle 2-6:	Übersicht über geplante Netzausbaumaßnahmen mit Bezug auf Bayern ...	92
Tabelle 2-7:	Wirtschaftlichkeitsvergleich eines Steinkohlekraftwerkes an der Küste mit einem potenziellen bayerischen Kraftwerksneubau	97
Tabelle 3-1:	Detaillierung der Nachfragesektoren im Energiesystemmodell für Bayern	106
Tabelle 3-2:	Rahmenannahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung in Bayern	108
Tabelle 3-3:	Annahmen über die Produktionsentwicklung in ausgewählten Sektoren des Verarbeitenden Gewerbes in Bayern in Mrd. € ₅	111
Tabelle 3-4:	Entwicklung der auf den Nettoproduktionswert bezogenen Stromver- bräuche und Brennstoffverbräuche (inkl. Fernwärme und erneuerbare EET) in Bayern	113
Tabelle 3-5:	Entwicklung der Beschäftigten in Bayern in 1000.....	114
Tabelle 3-6:	Für die Ermittlung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor berück- sichtigte Antriebskonzepte	119
Tabelle 3-7:	Entwicklung der Personenverkehrsleistung in Bayern in Mrd. Personen- kilometer	120
Tabelle 3-8:	Besetzungs- und Beladungsgrade im Straßenpersonen- und Straßengüter- verkehr in Bayern in den Referenzszenarien	121
Tabelle 3-9:	Vergleich der Projektionen der Rohöl-Grenzübergangswerte frei deut- sche Grenze in energiesystemanalytischen Untersuchungen in € ₂₀₀₅ /GJ..	123
Tabelle 3-10:	Annahmen zu den Weltmarktrohölpreisen in US\$ ₂₀₀₅ /bbl und den Grenz- übergangswerten für fossile Energieträger frei Bayern in € ₂₀₀₅ /GJ (H _u) für die Energieprognose Bayern 2030.....	125
Tabelle 3-11:	Energie- und klimaschutzpolitische Ziele der EU.....	127
Tabelle 3-12:	Technische und ökonomische Parameter der Referenzkraftwerke, Inbe- triebnahmejahr 2010.....	130
Tabelle 3-13:	Projektion der Energieträgerpreise frei Kraftwerk in der niedrigen (Ba- sis) und in der hohen Preisvariante	134
Tabelle 3-14:	Externe Kosten der Referenzkraftwerke	141
Tabelle 3-15:	Maximal zulässige Wärmedurchgangskoeffizienten für neue und geän- derte Teile der Gebäudehülle nach /ASUE 2002/.....	147
Tabelle 3-16:	Varianten von Sanierungsmaßnahmen	147

Tabelle 3-17:	CO ₂ -Minderungskosten für den Gebäudebereich gegenüber einer Mix- heizung in Euro/t CO ₂	150
Tabelle 3-18:	Investitions- und Betriebskosten einer Wärmebereitstellung aus Holzpel- lets und Waldhackgut in Kleinanlagen (Stand 2000).....	151
Tabelle 3-19:	Mehrkosten alternativer Antriebskonzepte im Vergleich zu Benzin-/Die- selmotoren in €/Fahrzeug	161
Tabelle 3-20:	Charakterisierung der Szenariorandbedingungen.....	166
Tabelle 4-1:	Entwicklung des Anteils verschiedener Pkw-Kraftstoffe am Endenergie- verbrauch des Motorisierten Individualverkehrs (MIV) in den Referenz- szenarien	176
Tabelle 4-2:	Entwicklung des Nichtenergetischen Verbrauchs nach Energieträgern in Bayern in den Szenarien in PJ	179
Tabelle 5-1:	Kumulierte und marginale CO ₂ -Minderungskosten sowie mittlere Strom- gestehungskosten der verschiedenen Szenarien	206
Tabelle A-1:	Struktur des Energieverbrauchs in Bayern 1970 – 2003 (Wirkungsgrad- prinzip).....	226
Tabelle A-2:	Struktur des Energieverbrauchs in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003 (ab 1980 Wirkungsgradprinzip).....	227
Tabelle A-3:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern 1970 – 2003 (Wirkungsgradprinzip)	228
Tabelle A-4:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003 (ab 1980 Wirkungs- gradprinzip)	229
Tabelle A-5:	Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern 1970 – 2003.....	230
Tabelle A-6:	Endenergieverbrauch nach Sektoren in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003	231
Tabelle A-7:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern 1970 – 2003.....	232
Tabelle A-8:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003	233
Tabelle A-9:	Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte und GHD nach Energieträ- gern in Bayern 1970 – 2003	234
Tabelle A-10:	Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte und GHD nach Energieträ- gern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003	235
Tabelle A-11:	Endenergieverbrauch des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe nach Energieträgern in Bayern 1970 – 2003.....	236

Tabelle A-12:	Endenergieverbrauch des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003	237
Tabelle A-13:	Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr nach Energieträgern in Bayern 1970 – 2003	238
Tabelle A-14:	Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003	239
Tabelle A-15:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Bayern 1973 – 2003 in TWh.....	240
Tabelle A-16:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1973 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003 in TWh.....	240
Tabelle A-17:	Ergebnisse des Referenzszenarios mit Kernenergie (REFmK) (1/2).....	241
Tabelle A-18:	Ergebnisse des Referenzszenarios mit Kernenergie (REFmK) (2/2).....	242
Tabelle A-19:	Ergebnisse des Referenzszenarios ohne Kernenergie (REFoK) (1/2)	243
Tabelle A-20:	Ergebnisse des Referenzszenarios ohne Kernenergie (REFoK) (2/2)	244
Tabelle A-21:	Ergebnisse Basisszenario Niedrige Energiepreise mit Kernenergie BANmK (1/2).....	245
Tabelle A-22:	Ergebnisse Basisszenario Niedrige Energiepreise mit Kernenergie BANmK (2/2).....	246
Tabelle A-23:	Ergebnisse Basisszenario Niedrige Energiepreise ohne Kernenergie BANoK (1/2).....	247
Tabelle A-24:	Ergebnisse Basisszenario Niedrige Energiepreise ohne Kernenergie BANoK (2/2).....	248
Tabelle A-25:	Ergebnisse Basisszenario Hohe Energiepreise mit Kernenergie BAHmK (1/2)	249
Tabelle A-26:	Ergebnisse Basisszenario Hohe Energiepreise mit Kernenergie BAHmK (2/2)	250
Tabelle A-27:	Ergebnisse Basisszenario Hohe Energiepreise ohne Kernenergie BAHoK (1/2).....	251
Tabelle A-28:	Ergebnisse Basisszenario Hohe Energiepreise ohne Kernenergie BAHoK (2/2).....	252
Tabelle A-29:	Ergebnisse des Klimaschutzszenarios mit Kernenergie (KLImK) (1/2)...	253
Tabelle A-30:	Ergebnisse des Klimaschutzszenarios mit Kernenergie (KLImK) (2/2)...	254
Tabelle A-31:	Ergebnisse des Klimaschutzszenarios ohne Kernenergie (KLIoK) (1/2) .	255
Tabelle A-32:	Ergebnisse des Klimaschutzszenarios ohne Kernenergie (KLIoK) (2/2) .	256

Kurzfassung der Ergebnisse

Im Gutachten „Energieprognose Bayern 2030“ wird analysiert, wie sich die seit der Fertigstellung des Gutachtens „Energieverbrauchsprognose für Bayern“ im Mai 2000 erfolgten Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die Entwicklung von Energieversorgung und -anwendung in Bayern auswirken und welche Folgen dies wiederum auf die Entwicklung der energiebezogenen Emissionen haben wird.

Vorgehensweise und Methodik

Für die Energieprognose Bayern 2030 wurden insgesamt 8 Szenarien berechnet: Grundlage sind zwei Referenzszenarien, wobei eines von der Option für eine Laufzeitverlängerung bzw. Kapazitätserhaltung der bestehenden bayerischen Kernkraftwerke ausgeht, während das andere Referenzszenario den bestehenden Beschluss zum Kernenergieausstieg umsetzt. Eine Variation der Energiepreisentwicklung mit einem Hoch- und einem Niedrigenergiepreisszenario führt zu vier weiteren Basisszenarien. Zusätzlich wurden zwei Klimaschutzszenarien analysiert, in denen verstärkte Anstrengungen Bayerns zur Minderung der CO₂-Emissionen angenommen werden.

Szenariogestützte Analysen der Entwicklung der Energieversorgung sollen Orientierungen für die energiepolitische Entscheidungsfindung bereitstellen. Dabei sind Szenarien keine Prognosen, sondern fiktive Zukunftsentwürfe, die Entwicklungen beschreiben, die sich bei Ergreifen bestimmter Maßnahmen und der Vorgabe gewisser Rahmenannahmen als Folge dieser Maßnahmen einstellen. Dabei wird weder die Vergangenheit fort-, noch die Zukunft normativ festgeschrieben, sondern unter Berücksichtigung von Unsicherheiten werden mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems analysiert.

Für die Szenarioanalysen wurde ein eigens für Bayern entwickeltes Energiesystemmodell TIMES-BY verwendet, welches alle relevanten Ströme des Energiesystems abbildet. Dazu gehören sowohl die Energieanwendungsbereiche, wie z. B. der Verkehr, die privaten Haushalte, die Industrie oder der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), als auch die Energieumwandlungs- und -gewinnungsbereiche. Ausgehend von der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung sowie aktueller Statistiken und Energiebilanzen wurde der zukünftige Energiebedarf bestimmt. Wie dieser Energiebedarf gedeckt wird, entscheidet dann das Energiesystemmodell. Es bestimmt unter Angabe bestimmter Restriktionen die wirtschaftlich kostengünstigste Struktur zur Deckung des vorgegebenen Energiebedarfs.

Rahmenbedingungen

Bevölkerungsentwicklung in Bayern: Die bayerische Bevölkerung wächst im Gesamtzeitraum von 2005 bis 2030 von 12,47 Mill. um 2,7 % auf 12,80 Mill. Einwohner. Die Anzahl der Haushalte steigt aufgrund der Abnahme der Haushaltsgrößen von 5,8 Mill. um 7,9 % auf 6,2 Mill. an.

Entwicklung der Wohnflächen in Bayern: Die durchschnittliche Wohnfläche steigt im Betrachtungszeitraum von etwa 37 m² pro Kopf (2002) auf knapp 47 m² je Einwohner (2030). Dadurch erhöht sich die gesamte Wohnfläche in Bayern von etwa 500,3 Mill. m² (2002) im Zeitraum bis 2030 um 19,6 % auf 598,3 Mill. m².

Entwicklung des Heizwärme- und Warmwasserbedarfs: Der durchschnittliche Nutzwärmebedarf sinkt für alle Wohngebäude im Zeitraum von 2002 bis 2030 von durchschnittlich 157 kWh/(m²*a) um ca. 25 % auf 117 kWh/(m²*a). Dabei ist unterstellt, dass die energetische Sanierungsquote auf dem bisherigen Niveau verbleibt. Für neue Gebäude wird eine Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV) von über 20 % unterstellt.

Wirtschaftsentwicklung in Bayern: Das Bruttoinlandsprodukt in Bayern steigt zwischen 2005 und 2010 um jahresdurchschnittlich 2,34 %. Die Wachstumsraten flachen sich mit fortlaufender Zeit zunehmend ab. Zwischen 2010 und 2020 beträgt die Wachstumsrate rund 2,08 %/a und zwischen 2020 und 2030 etwa 1,79 %/a. Die durchschnittliche Wachstumsrate des realen Bruttoinlandsproduktes zwischen 2005 und 2030 beträgt damit 2,01 %/a.

Entwicklung in der Industrie: Die reale Nettoproduktion des Verarbeitenden Gewerbes steigt bis zum Jahr 2030 in Bayern gegenüber 2002 um 72,6 %. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von ungefähr 2,0 %. Dabei steigt die Nettoproduktion zunächst bis zum Jahre 2010 um durchschnittliche 2,8 % jährlich, wobei das Wachstum gegenüber 2005 nur noch 2,1 %/a beträgt. In den Jahren 2010 bis 2020 bzw. von 2020 bis 2030 sinkt die jährliche Wachstumsrate dann auf 1,9 % bzw. 1,3 % ab.

Entwicklung im Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD): Die Zahl der beschäftigten Personen in Bayern wächst ausgehend vom Jahr 2002 bis 2030 um knapp 10 % von 4,7 auf 5,2 Millionen. Für die Entwicklung des spezifischen Verbrauchs des GHD-Sektors für Raumwärme, Warmwasser, Licht und sonstige Anwendungen wird eine Analogie mit den deutschen Durchschnittswerten angenommen, so dass bis 2030 mit einer Einsparung von etwa 10 % je Erwerbstätigem ausgegangen werden kann.

Entwicklung im Verkehr: Die Personenverkehrsleistung steigt im Zeitraum von 2000 bis 2030 von 170 Mrd. Personenkilometer (Pkm) um knapp 15 % auf 195 Mrd. Pkm. Im Güterverkehr nimmt die Verkehrsleistung in den kommenden Jahren ebenfalls deutlich zu. Basierend auf den Annahmen des Gesamtverkehrsplans Bayern 2002 wird im Zeitraum 1999 bis 2015 mit einer Zunahme der Gesamtgüterverkehrsleistung von 87,2 Mrd. auf 139,1 Mrd. Tonnenkilometer (Tkm) gerechnet, was einer Steigerung von knapp 60 % entspricht. Die Fortschreibung der Verkehrsleistung ab 2015 folgt der Entwicklung des Energiereports IV für

Deutschland, der eine 18 %-ige Steigerung des Güterverkehrs von 2015 bis 2030 prognostiziert. Die Besetzungsgrade im Individualverkehr nehmen im Zeitraum 2002-2030 nur geringfügig zu und steigen von 1,38 auf 1,4. Demgegenüber ist im Güterverkehr von einer deutlichen Erhöhung der Beladungsgrade auszugehen. Diese steigen von 4,88 auf 5,84 Tkm je Fahrzeugkilometer, was einem Zuwachs um fast 20 % entspricht. Der Anreiz für Spediteure, höhere Beladungsgrade zu erreichen, steigt, da die LKW-Maut in Deutschland beibehalten und ausgeweitet wird. Im Bereich der PKWs wird nicht von einer Einführung der Mautgebühr ausgegangen. Die Abgasnormen für Neuwagen werden jedoch weiter verschärft. So ist unterstellt, dass ab dem 1. September 2009 *Euro V*-Norm eingeführt wird und dass ab 2014 die verschärfte Schadstoffklasse *Euro VI* gilt.

Ressourcenverfügbarkeit: Im betrachteten Zeitraum bis 2030 wird nicht mit Engpässen hinsichtlich der Verfügbarkeit von Reserven und Ressourcen an fossilen und nuklearen Energieträgern gerechnet.

Energiepreise: Der durchschnittliche Weltmarktpreis für Rohöl lag im Jahr 2005 laut IEA bei 51 \$₂₀₀₅ je Barrel (bbl). Der für das Referenzszenario der Energieprognose Bayern verwendete Preispfad des IEA World Energy Outlook 2006 unterstellt, dass der Ölpreis nach 2007 wieder sinkt und im Jahr 2012 bei 47 \$₂₀₀₅/bbl liegen wird. Danach wird davon ausgegangen, dass der Ölpreis bis 2020 wieder langsam auf 50 \$₂₀₀₅/bbl steigen wird und sich weiterhin bis 2030 auf 55 \$₂₀₀₅/bbl erhöht. Bei einer angenommenen Inflation von 2,3 % pro Jahr beträgt der nominale Ölpreis dann 97 \$/bbl im Jahr 2030. Außerdem werden zur Erfassung der Unsicherheiten und Sensitivitäten der Entwicklung der Energiepreise auf den internationalen Märkten in weiteren Szenarien zwei weitere Preispfade untersucht.

CO₂-Minderung: Für das internationale Klimaschutzregime und seine Fortführung ist unterstellt, dass die EU 25 im Zeitraum von 1990 bis 2020 eine Minderung der CO₂-Emissionen um 20 % erreicht. Danach bleibt der CO₂-Ausstoß der EU 25 auf diesem Niveau konstant. Die Annex B Staaten, die das Kyoto Protokoll ratifiziert haben, erreichen ihre Ziele bis 2012 und halten ihre Emissionen danach auf konstantem Niveau.

CO₂-Zertifikatspreise: Bei einer CO₂-Reduktion in der EU 25 um 20 % steigen die CO₂-Preise in der EU, in Deutschland bzw. in Bayern bis 2020 auf ca. 28 €/je t CO₂ und bis 2030 auf ca. 38 €/je t CO₂ an, wenn sämtliche Sektoren in das System eingebunden werden und für Deutschland die Umsetzung des Kernenergieausstiegs unterstellt wird. Wird für Deutschland eine konstante Kernenergiekapazität auch für die Zukunft angenommen, entweder über eine Laufzeitverlängerung der bestehenden Anlagen oder über einen Ersatzneubau, so sind die Minderungsziele in der EU leichter zu erreichen, was sich auch in niedrigeren CO₂-Zertifikatspreisen widerspiegelt. In dieser Variante reduzieren sie sich im Jahr 2020 auf ca. 23 €/je t CO₂ und in 2030 auf ca. 31 €/je t CO₂, wodurch bei einem auf alle Sektoren ausgeweiteten System auch die Kostenbelastung der Verbraucher entsprechend abgesenkt wird.

Quote für die Erneuerbaren Energien: Die EU 25 erreicht einen Anteil der erneuerbaren Energien in Bezug auf den Stromverbrauch von 21 % in 2020 bzw. 35 % in 2030. Dieses Ziel wurde durch die Zielsetzung der Bundesregierung in Meseberg unterstrichen, den

Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020 auf 25-30 % zu erhöhen. Die Kraftstoffe aus erneuerbaren Energieträgern erreichen gemäß den EU-Vorgaben 5,7 % ab 2010 und 10 % ab 2020 am Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Das EEG wird fortgeführt und entsprechend der Ankündigung der Bundesregierung im Eckpunktepapier zur Energie- und Klimapolitik werden die Degressionssätze insbesondere für die Photovoltaik erhöht.

Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG): Die Bundesregierung plant die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung von 6 % im Jahr 2006 auf 14 % im Jahr 2020. Dafür wird das EEWärmeG etabliert, um eine schnellere Marktdurchdringung vorhandener Technologien zu gewährleisten.

Liberalisierung im Strommarkt: Der Wettbewerb zwischen den Akteuren im liberalisierten Strommarkt nimmt zu, so dass die Stromgestehungskosten zunehmend die Grundlage für Investitionsentscheidungen darstellen. Zudem werden Anreize geschaffen, die Standortwahl stärker an die Verbrauchsschwerpunkte zu orientieren.

Ergebnisse der Referenzszenarien

Endenergieverbrauch insgesamt: Der Endenergieverbrauch in Bayern sinkt bis 2030 nur leicht um insgesamt 0,9 % gegenüber 2002. Der Anteil des Stroms steigt um ca. 4 % Punkte von 18 % auf 22 % und auch der Anteil der erneuerbaren Energieträger steigt deutlich von 3,8 % auf 11,7 %, was vor allem auf die erhöhten Biokraftstoffquoten im Verkehr und auf die Einführung eines Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes zurückzuführen ist.

Endenergieverbrauch der privaten Haushalte: Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte steigt zunächst bis 2010 leicht an, da für die zukünftigen Jahre meteorologische Normaljahre unterstellt werden und das Basisjahr 2002 ein überdurchschnittlich warmes Jahr gewesen ist. Trotz einer deutlichen Wohnflächenzunahme sinkt der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte aber dann von 2010 bis 2030 um 2 % ab.

Endenergieverbrauch im GHD-Sektor: Der Endenergieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (GHD) sinkt im Vergleich zum Basisjahr bis 2010 um 3,5 % und steigt dann bis 2030 wieder auf das Ausgangsniveau. Dabei haben der Strom (2002: 30,0 %) und das Erdgas (2002: 36,4 %) im Jahr 2030 mit je einem Drittel den größten Anteil am Endenergieverbrauch des GHD. Der Endenergieverbrauch der Biomasse verdreifacht sich im Betrachtungszeitraum und hat in 2030 einen Anteil von über 10 %, während die sonstigen erneuerbaren Energien mit weniger als 0,9 % relativ unbedeutend bleiben. Der Anteil der Fernwärme steigt leicht von 4,4 auf 5,8 % an.

Endenergieverbrauch in der Industrie: Der Endenergieverbrauch der bayerischen Industrie steigt im Betrachtungszeitraum um etwa 10 % an. Der Stromverbrauch steigt relativ deutlich um 26 % und hat einen Anteil am Endenergieverbrauch im Jahr 2030 von über 45 %. Gase und Mineralöle verzeichnen eine Rückgang, während die Biomasse deutliche Zuwächse

aufweisen kann und in 2030 auf einen Anteil am Endenergieverbrauch der Industrie von über 8 % kommt (zum Vgl.: 2002: 2,3 %).

Endenergieverbrauch im Verkehr: Der Endenergieverbrauch im Verkehr geht gegenüber 2002 um mehr als 7 % auf 413 PJ im Jahr 2030 zurück. Es erfolgt eine Entkopplung des Energiebedarfs von der zunehmenden Verkehrsleistung. Dies wird durch die angenommene starke Zunahme der Effizienz der eingesetzten Fahrzeuge und die Erhöhung der Beladungs- und Besetzungsgrade erreicht. Auch die vermehrte Nutzung von Dieselfahrzeugen und der Übergang zu neuen und bezüglich des Endenergieverbrauchs günstigeren Antriebskonzepten spielen dabei eine wichtige Rolle. Hinzu kommt der Aspekt des so genannten Tanktourismus, der in der offiziellen Darstellung der Energiebilanz nicht mit berücksichtigt wird und zu einer Verlagerung des Kraftstoffabsatzes ins Ausland führt.

Nichtenergetischer Verbrauch: Der nichtenergetische Verbrauch nimmt in Bayern zwischen 2002 und 2030 um knapp 13 % ab und beträgt am Ende des Prognosezeitraumes nur noch 97,3 PJ.

Fernwärme: Die Fernwärmeerzeugung nimmt bis 2030 um etwa 27 % zu und kann ihren Anteil im Jahr 2002 von 2,4 % am Gesamtendenergieverbrauch auf 3,1 % im Jahr 2030 steigern.

Stromerzeugung: Die Stromerzeugung in Bayern steigt in den beiden Referenzszenarien um knapp 20 %, unterscheidet sich jedoch sehr stark in den jeweiligen Szenarien bezüglich der Struktur der Erzeugung. Während im Referenzszenario mit Kernenergie die nukleare Stromerzeugung dominiert und der Anteil des Erdgases vor allem in der Spitzenlast deutlich zunimmt, verliert die Steinkohle ihre Bedeutung nahezu vollständig. Im Referenzszenario ohne Kernenergie hingegen steigt vor allem die Erzeugung aus Erdgas (13-mal so hoch wie im Basisjahr) und auch die Stromerzeugung aus Steinkohle kann eine Verdreifachung verzeichnen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft bleibt nahezu konstant, während die anderen erneuerbaren Energieträger durch die EEG-Förderung deutliche Zuwächse verzeichnen können. Durch den Gesamtanstieg der Stromerzeugung bleibt jedoch der Anteil der erneuerbaren Energien insgesamt bei etwa 23 % nahezu konstant.

Primärenergieverbrauch (PEV): Im Jahr 2002 betrug der PEV rund 2027 PJ. Bis zum Jahr 2010 ist der Primärenergieverbrauch mit dann ca. 2014 PJ in beiden Referenzszenarien zunächst leicht rückläufig, was auf die sich in den Szenarien ergebenden Energieeffizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite, bei der Stromerzeugung und bei den übrigen Umwandlungssektoren zurückzuführen ist. Die weitere Entwicklung verläuft dann zwischen den Referenzszenarien unterschiedlich, bedingt durch die unterschiedliche Bewertung der einzelnen Energieträger in Folge der Wirkungsgradmethode. Im Referenzszenario mit Kernenergie steigt der Primärenergieverbrauch nach 2010 wieder an und erreicht in 2020 mit 2046 PJ bzw. in 2030 mit 2056 PJ ein geringfügig höheres Niveau. Demgegenüber wird im Referenzszenario ohne Kernenergie die Tendenz eines sinkenden bayerischen Primärenergieverbrauchs fortgesetzt. Mit 1799 PJ in 2020 und 1801 PJ in 2030 sinkt der Primärenergieverbrauch gegenüber 2002 um rund 11,2 %. Die Unterschiede in der Höhe des sich langfristig einstellenden

Primärenergieverbrauchs in den Referenzszenarien in Bayern resultieren somit vorrangig aus den Verzerrungen durch die primärenergetische Bewertung der erneuerbaren Energien und des Stromimports auf der einen Seite und der Kernenergie auf der anderen Seite nach der Wirkungsgradmethode.

Struktur des Primärenergieverbrauchs: Der mit der Wirkungsgradmethode ermittelte Primärenergieverbrauch in Bayern beruhte im Jahr 2002 zu rd. 4,5 % auf Kohle, zu ca. 43,3 % auf Mineralöl, zu etwa 16,8 % auf Naturgasen, zu rd. 27,9 % auf Kernenergie, zu etwa -0,3 % auf dem Stromsaldo mit dem Ausland und den übrigen Bundesländern sowie zu rund 7,2 % auf erneuerbaren Energiequellen. Die Entwicklung der beiden Referenzszenarien verläuft hinsichtlich der Energieträgerstruktur des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2010 nahezu identisch, da hier aufgrund der Kürze der Zeit nur noch geringe Einflussmöglichkeiten bestehen und da hier noch alle bayerischen Kernkraftwerke weiter betrieben werden können. Entsprechend ergibt sich in 2010 ein Anteil der Kohlen am bayerischen Primärenergieverbrauch von 5,7 %, der Mineralöle von 37,7 %, der Naturgase von 18,4 % und der Kernenergie von 27,7 %. Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen steigt bis 2010 auf 9,4 %.

Im weiteren Verlauf steigt der Anteil der **Kohlen** (Stein- und Braunkohle) bis 2020 im Referenzszenario ohne Kernenergie auf 11,9 %, woran sich ein Rückgang des Anteils auf 9,2 % bis 2030 anschließt. Bedingt durch den geringeren Einsatz der Steinkohle in der Stromerzeugung im Referenzszenario mit Kernenergie belaufen sich dann die Primärenergieverbrauchsanteile der Kohlen nur auf 5,2 % in 2020 und auf 3,0 % in 2030.

Das absolute Niveau des **Mineralölverbrauchs** am Primärenergieverbrauch in Bayern ist sowohl in 2020 als auch in 2030 im Vergleich der beiden Referenzszenarien ohne große Unterschiede mit rund 730 PJ bzw. 720 PJ. Aufgrund des unterschiedlichen Primärenergieverbrauchslevels der beiden Referenzszenarien sind damit aber Abweichungen beim Mineralölanteil am Primärenergieverbrauch in Bayern verbunden. Im Referenzszenario ohne Kernenergie werden in 2020 ca. 40,8 % und in 2030 rund 39,8 % durch Mineralöle bereitgestellt, im Referenzszenario mit Kernenergie ist der Anteil mit 35,6 % bzw. 35,0 % entsprechend geringer.

Die **Naturgase**, insbesondere Erdgas, können ihren Anteil am Primärenergieverbrauch in Bayern in den Referenzszenarien weiter ausbauen, wobei dies insbesondere für das Referenzszenario ohne Kernenergie zutrifft. Hier werden in 2030 rund 616 PJ an Naturgasen verbraucht, was gegenüber 2002 (325 PJ) eine Steigerung um fast 90 % bedeutet. Der Beitrag der Naturgase zur Deckung des Primärenergieverbrauchs wächst im Referenzszenario ohne Kernenergie von 16,0 % im Jahr 2002 über 18,4 % im Jahr 2010 und 31,9 % im Jahr 2020 auf 34,2 % im Jahr 2030. Demgegenüber liegt das Verbrauchsniveau bei den Naturgasen im Referenzszenario mit Kernenergie im Jahr 2030 bei 419 PJ, was einem Anstieg gegenüber 2002 um ca. 29 % entspricht. Damit werden in 2030 in diesem Szenario rund 20,4 % des bayerischen Primärenergieverbrauchs aus Naturgasen bereitgestellt.

Der Einsatz **erneuerbarer Energiequellen** zur Primärenergieversorgung in Bayern steigert sich in den beiden Referenzszenarien gegenüber 2002 bis zum Jahr 2030 um rund

88 %, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch wächst dadurch im Referenzszenario ohne Kernenergie von ca. 7,2 % im Jahr 2002 über 13,4 % im Jahr 2020 (Referenzszenario mit Kernenergie: 11,8 %) auf 15,2 % im Jahr 2030 (13,3 %).

Importabhängigkeit: Die Importabhängigkeit der bayerischen Energieversorgung, gemessen über den Anteil der Importe fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch, sinkt in der Referenzentwicklung mit Kernenergie von 64 % (2002) auf 58 % in 2030, wohingegen die Importabhängigkeit im Szenario ohne Kernenergie deutlich zunimmt und 83 % im Jahr 2030 erreicht.

Energieintensität: Obwohl sich das Bruttoinlandsprodukt in Bayern bis 2030 gegenüber 2005 um 65 % erhöht, ist der Primärenergieverbrauch im Referenzszenario mit Kernenergie nur leicht steigend bzw. im Referenzszenario ohne Kernenergie sogar rückläufig. Die Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes geht dabei von 5,44 MJ/€₀₀ im Jahr 2002 bis 2020 auf Werte zwischen 3,41 und 3,88 MJ/€₀₀ zurück. Damit wird das für eine Verdopplung der Energieeffizienz in Deutschland zwischen 1990 und 2020 notwendige Niveau von 4,34 MJ/€₀₀ in Bayern in den Referenzszenarien bereits unterschritten. Bis 2030 sinkt die Energieintensität in Bayern weiter bis auf 2,86 bis 3,26 MJ/€₀₀. Dies bedeutet für den Zeitraum 2002 bis 2030 eine Steigerung der Energieproduktivität in Bayern um 1,81 und 2,27 %/a.

Energiebedingte CO₂-Emissionen: Bei den energiebedingten CO₂-Emissionen (ohne internationalen Luftverkehr) wird im Referenzszenario mit Kernenergie im Jahr 2010 mit 76,1 Mio. t das Emissionsniveau aus dem Jahr 1990 (83,0 Mio. t), das üblicherweise als Bezugsjahr für die Entwicklung der CO₂-Emissionen verwendet wird, bereits deutlich unterschritten. Danach ergibt sich eine Verminderung der energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um ca. 9,5 % bis 2015 auf dann 75,1 Mio. t, um ca. 11,0 % bis 2020 mit 73,9 Mio. t und auf 70,3 Mio. t in 2030 (– 15,3 %). Gegenüber dem für das Gutachten verwendeten Basisjahr 2002 mit CO₂-Emissionen in Höhe von 82,7 Mio. t beträgt die Reduktion in 2010 rund 8,0 %, in 2020 ca. 10,6 % und in 2030 rund 15,0 %. Diese Gesamtentwicklung ist bei einem nahezu konstanten Endenergie- und Primärenergieverbrauch durch den steigenden Anteil der CO₂-ärmeren bzw. -freien Energieträger Erdgas, Kernenergie und erneuerbare Energiequellen an der Energiebereitstellung in Bayern bedingt.

Im Referenzszenario ohne Kernenergie betragen die CO₂-Emissionen im Jahr 2010 ebenfalls 76,1 Mio. t CO₂, sie erhöhen sich jedoch in den folgenden Jahren deutlich auf 93,9 Mio. t CO₂ (2020) bzw. 90,6 Mio. t CO₂ (2030) und liegen somit am Ende des Zeitraumes mit 20,3 Mio. t CO₂ oder etwa 29 % über den entsprechenden Werten des Referenzszenarios mit Kernenergie.

Sensitivitätsanalysen zur Energiepreisentwicklung

Energiepreise (niedrig): Der für die Energieprognose Bayern verwendete niedrige Preispfad nach dem World Energy Outlook 2005 unterstellt, dass der Ölpreis nach 2007 wieder sinkt und im Jahr 2010 bei 36 \$₂₀₀₅/bbl liegen wird. Danach wird davon ausgegangen, dass der Preis bis 2030 wieder langsam auf knapp über 40 \$₂₀₀₅/bbl steigen wird. Bei einer angenommenen Inflation von 2,3 % pro Jahr beträgt der nominale Preis somit 71 \$/bbl im Jahr 2030.

Energiepreise (hoch): Der für die Energieprognose Bayern verwendete hohe Preispfad, der auf der EWI/PROGNOS Ölpreisvariante für das Bundeswirtschaftsministerium basiert, unterstellt, dass der Ölpreis bis 2020 konstant bei etwa 55 \$₂₀₀₅/bbl liegen wird und danach bis 2030 noch einmal deutlich auf 68 \$₂₀₀₅/bbl ansteigt. Bei einer angenommenen Inflation von 2,3 % pro Jahr beträgt der nominale Preis 120 \$/bbl im Jahr 2030. Die Rohölpreise steigen damit gegenüber den 1990er Jahren um das 3- bis 4-fache an und liegen damit bis 2030 um 20 % höher als in der Referenzentwicklung.

Endenergieverbrauch: Die Variation der Energiepreise hat nur geringfügige Auswirkungen auf die Zusammensetzung und die Höhe des Endenergieverbrauchs in Bayern in den Basisszenarien. Dies ist darin begründet, dass die Bereiche, in denen die fossilen Brennstoffe, für die sich die höheren Preise insbesondere bemerkbar machen, auf der Ebene der Endenergie genutzt werden, insbesondere der Wärmemarkt und der Verkehrssektor, durch eine Reihe von Selbstverpflichtungserklärungen zur Verbrauchsreduktion bzw. Emissionsminderung, wie z. B. den Umweltpakt Bayern, sowie durch eine Fülle von Verordnungen hinsichtlich der Verbrauchsentwicklung, wie beispielsweise die Wärmeschutz- bzw. Energieeinsparverordnung, das Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetz oder die Biokraftstoffrichtlinie, eingegrenzt werden. Damit sind im Ergebnis dem Verbrauchsniveau insgesamt enge Grenzen gesetzt. Zudem sind die Grenzübergangswerte als Einstandspreise für Deutschland durch eine Fülle von Abgaben und Steuern weiter belastet, so dass der Anteil der Importwerte an den Verbraucherpreisen zunehmend rückläufig ist. So ist insgesamt das Niveau des Endenergieverbrauchs im Wesentlichen noch bei den höheren Energiepreisen variabel, wobei sich hier jedoch nur eine geringe zusätzliche Einsparung von 1,7 PJ (2030) für das Szenario mit Kernenergie bzw. 1,0 PJ (2030) für das Hochpreisszenario ohne Kernenergie einstellen.

Strombereitstellung: Der Gesamtstromverbrauch der Szenarien mit variierten Energiepreisen wird mit einer im Vergleich zu den jeweiligen Referenzszenarien deutlich geänderten Stromerzeugungsstruktur bereitgestellt. Dies betrifft insbesondere die Entscheidung zwischen dem Zubau von neuen Steinkohle- bzw. Erdgas-GuD-Kraftwerken sowie der Wettbewerbsfähigkeit der Stromerzeugung in Bayern im Vergleich zum Stromimport. Unter der Maßgabe, dass es zu einem Kernenergieausstieg in Deutschland kommt, führen die hohen Energiepreise für Erdgas und Mineralöle zu einer deutlichen Verschlechterung der Wettbewerbsposition des Kraftwerksstandortes Bayern. Unter diesen Voraussetzungen ist die Stromproduktion in Steinkohlekraftwerken an Küstenstandorten vorteilhaft. Entsprechend kommt es zunehmend zu einem Stromimport nach Bayern, u. a. als Ersatz der wegfallenden Kernener-

giestromerzeugung. Entsprechend weist der Nettostromimport im Basisszenario mit hohen Energiepreisen und mit Kernenergieausstieg im Jahr 2020 einen Anteil von 20,4 % und in 2030 von 26,6 % an der Nettostrombereitstellung für Bayern auf. Zudem steigt in diesem Szenario wieder der Versorgungsbeitrag aus Steinkohlekraftwerken in Bayern für die Grund- und vor allem für die Mittellast. Die Steinkohle hält im Jahr 2020 einen Anteil von 45,0 % und in 2030 von 39,0 % an der bayerischen Nettostrombereitstellung. Aus Erdgaskraftwerken werden sowohl in 2020 als auch in 2030 rund 9,3 TWh bereitgestellt. Die sonstigen Strukturen bleiben gegenüber dem Referenzszenario ohne Kernenergie unverändert.

Bei den niedrigen Energiepreisen ist demgegenüber ein deutlicher Vorteil für die Erdgasverstromung auszumachen. Entsprechend sinkt der Beitrag der Steinkohle bis auf 0,7 TWh in 2030 sowohl im Basisszenario mit niedrigeren Energiepreisen mit Kernenergie als auch ohne Kernenergie ab. Im Falle des Kernenergieausstiegs wird der wegfallende Strom hier nahezu vollständig durch Erdgas ersetzt, ergänzt um kleinere Beiträge durch den Stromimport.

Wird im Referenzszenario mit Kernenergie die Zubauentscheidung für Mittellastkraftwerke zu Gunsten von Erdgas getroffen, so führt eine Preiskonstellation mit höheren Brennstoffpreisen für Erdgas und Mineralölprodukte bei einer Weiternutzung der Kernkraftwerke dazu, dass neben den bereits beschlossenen Erdgas-Kraftwerksneubauten in Irsching sowie dem Zubau von Erdgas-Heizkraftwerken lediglich Steinkohlekraftwerke installiert werden. Die Entscheidung für die Laufzeitverlängerung bzw. den Ersatz der in Bayern bestehenden Kernkraftwerke für die Grundlaststromerzeugung bleibt von dieser geänderten Energiepreissituation unbeeinflusst. Damit werden in dem Basisszenario mit hohen Energiepreisen und mit Kernenergie im Jahr 2020 ca. 56,0 % des Stromes durch Kernkraftwerke bereitgestellt, rund 13,8 % durch Gase, ca. 6,5 % durch Steinkohle sowie 15,6 % durch Wasserkraft. Die Anteile verschieben sich dann bis zum Jahr 2030 dahingehend, dass rund 56,3 % in Kernkraftwerken und 15,7 % in Wasserkraftkraftwerken erzeugt werden. Die Mittel- und Grundlastanlagen auf der Basis von Steinkohle bzw. Erdgas erzeugen rund 13,8 % bzw. 5,0 %. Diesen Anteil erreicht nahezu auch die Stromerzeugung aus Biomassen und Müll.

Die Erzeugungsstrukturen im Jahr 2010 ändern sich nicht, ebenso sind die erneuerbaren Energien über den gesamten Betrachtungszeitraum nicht von den Energiepreisänderungen beeinflusst, da hier das Fördermodell des EEG keinen Preiseinfluss vorsieht.

Energiebedingte CO₂ Emissionen: Der gegenüber dem Referenzszenarien ohne Kernenergie stärkere Einsatz von Gasen an Stelle der Steinkohle in der Stromerzeugung im Basisszenario mit niedrigen Energiepreisen ohne Kernenergie führt auch zu geringeren CO₂-Emissionen der Kraftwerke. So liegen die Emissionswerte im Jahr 2020 um rund 5,0 Mio. t CO₂ und im Jahr 2030 um ca. 4,9 Mio. t CO₂ niedriger als jeweils zum selben Zeitpunkt im Referenzszenario ohne Kernenergie. Die gesamten CO₂-Emissionen des Basisszenarios mit niedrigen Energiepreisen mit Kernenergie sind hingegen identisch mit denjenigen des Referenzszenarios mit Kernenergie.

Die Szenarien mit höheren Energiepreisen führen dagegen generell zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen gegenüber den Referenzszenarien. Somit kann auf der Grundlage dieser

Ergebnisse die oftmals geäußerte Vermutung nicht bestätigt werden, dass ein niedriges Energiepreisniveau zu höheren Emissionswerten führt, womit üblicherweise auch die Einführung von Energiesteuern im Kontext der Minderung von Treibhausgasen begründet wird. Vielmehr wird deutlich, dass die Preisrelationen der Energieträger und der unterschiedliche spezifische CO₂-Emissionsfaktor der einzelnen Energieträger bezüglich der Emissionsentwicklung entscheidend sind.

Klimaschutzszenarien

In den Referenzszenarien sinken die energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern bis zum Jahr 2010 auf rund 76,1 Mio. t. Während im Referenzszenario mit Kernenergie die CO₂-Emissionen bis 2020 auf 73,9 Mio. t und bis 2030 auf 70,3 Mio. t weiter sinken, steigen sie im Referenzszenario ohne Kernenergie im Zuge des Kernenergieausstiegs an und erreichen im Jahr 2020 rund 93,9 Mio. t und in 2030 ca. 90,6 Mio. t. In zwei Klimaschutzszenarien, einem mit und einem ohne Kernenergie, ist berechnet worden, welche Auswirkungen eine kostenoptimale Klimaschutzstrategie mit dem Ziel einer Senkung der energiebedingten CO₂ Emissionen auf unter 80 Mio. t CO₂ (2010) bzw. auf unter 70 Mio. t CO₂ ab 2020 auf die Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur in Bayern hätte.

Endenergieverbrauch: Der Endenergieverbrauch in Bayern sinkt insbesondere im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes deutlich stärker als in den Referenzszenarien und liegt im Jahr 2030 mit 1318 PJ um 2,9 %, im Klimaschutzszenario mit Kernenergie mit 1352 PJ dagegen nur um 0,4 % unter dem der Referenzszenarien.

Endenergieverbrauch der privaten Haushalte: Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte geht im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie um 2,9 % bzw. 10,1 PJ gegenüber dem Referenzszenario ohne Kernenergie zurück. Dies ist bedingt durch eine gegenüber der Referenzentwicklung erhöhte Rate energetischer Sanierungen bei den bestehenden Gebäuden. Die nach und nach steigende Sanierungsintensität führt dazu, dass der Endenergieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser in den Klimaschutzszenarien deutlich unter dem der Referenzszenarien liegt. Mit der Reduktion des Raumwärmeverbrauchs vollzieht sich auch eine weitgehende Substitution des CO₂-behafteten Energieträgers Heizöl im Bereich der privaten Haushalte. Als Alternativen steigern die elektrische Wärmepumpe sowie Holzheizungen ihren Versorgungsbeitrag wesentlich.

Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie sind die Einsparungen nicht so deutlich, da das Klimaschutzziel bereits durch weniger ambitionierte Maßnahmen erreicht werden kann. Es kommt daher nur zu geringen Einsparungen im Endenergieverbrauch der privaten Haushalte von 3,1 PJ bzw. 0,8 % gegenüber der Referenzentwicklung.

Endenergieverbrauch des GHD-Sektors: Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist der Rückgang des Endenergieverbrauchs im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie

gie im Vergleich zum Bereich der privaten Haushalte stärker ausgeprägt und erreicht in 2030 eine Reduktion um 5,8 % im Vergleich zu den Referenzszenarien. Neben der Durchführung von Sanierungsmaßnahmen bei den Nichtwohngebäuden weiten auch hier die Energieträger Strom und Biomasse ihre Anteile am Endenergieverbrauch zu Lasten von Mineralölprodukten und auch von Erdgas im Zeitverlauf erheblich aus.

Endenergieverbrauch der Industrie: Der Endenergieverbrauch der Industrie in Bayern sinkt im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie bis zum Jahr 2030 im 11,2 PJ auf 96 % der Werte der Referenzszenarien ab. Auch hier bewirken die in den Zielszenarien unterschiedlichen Kosten der Endenergieträger eine weiter gehende Ausschöpfung technischer Energieeinsparungsmöglichkeiten. Die Struktur des Endenergieverbrauchs ändert sich deutlich gegenüber den Referenzszenarien. So kommt es zu Einsparungen von fossilen Brennstoffen, die vor allem durch eine verstärkte Fern- und Nahwärmeversorgung ersetzt werden.

Im Vergleich dazu sind die Einsparungen beim Endenergieverbrauch der Industrie im Klimaschutzszenario mit Kernenergie mit 3,4 PJ deutlich geringer.

Endenergieverbrauch im Verkehr: Auch im Verkehrsbereich zeigt das Klimaschutzszenario ohne Kernenergie im Zeitverlauf, jedoch erst beginnend in 2020, eine teilweise deutliche Veränderung mit einer verstärkten Nutzung von Biokraftstoffen im Straßenverkehr. Die Biokraftstoffe steigern den Einsatz im Verkehr in 2030 von 34,3 PJ in den Referenzszenarien auf 50,9 PJ im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie und decken damit rund 12,3 % (Referenzszenarien: 8,3 %) des gesamten Endenergieverbrauchs des Verkehrs in Bayern ab.

Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie kommt es im Verkehrsbereich zu keinen signifikanten Veränderungen gegenüber der Referenzentwicklung.

Stromerzeugung: Im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie bleibt das Erdgas über den gesamten Betrachtungszeitraum der wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung in Bayern. Angesichts der sich im Zeitverlauf weiter verschärfenden CO₂-Reduktionsanforderungen ist dies nur möglich, wenn, wie in diesem Szenario unterstellt, Erdgaskraftwerkstechnologien verfügbar sind, die eine Freisetzung von CO₂ im Kraftwerk weitgehend verhindern und das entstehende CO₂ z. B. in geologischen Formationen eingelagert werden kann. Um die CO₂-Minderungsvorgaben zu erreichen, müssten nach 2015 kontinuierlich anwachsende Mengen an CO₂ (11,5 Mio. t in 2030) entsorgt werden. Abschätzungen zu den in Bayern verfügbaren CO₂-Speicherkapazitäten zeigen, dass diese hierfür, auch über das Jahr 2050 hinaus, ausreichend sind. Mit dem Auslaufen der Kernenergienutzung gewinnt im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie auch die Stromerzeugung aus Steinkohle, ebenfalls in Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung, wieder an Bedeutung. Sie entwickelt sich von 5,2 TWh im Jahr 2002 auf 4,6 TWh im Jahr 2020 (Referenz ohne Kernenergie: 4,7 TWh) und geht bis 2030 auf 4,4 TWh zurück (Referenz ohne Kernenergie: 0,7 TWh).

Unter den erneuerbaren Energiequellen entwickelt sich im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie die Biomasse nach der Wasserkraft zur wichtigsten Quelle regenerativer Stromerzeugung in Bayern. Bis 2030 steigt die Biomassestromerzeugung auf 3,4 TWh an. Ein et-

was geringerer Beitrag (1,9 TWh) wird im Jahr 2030 von der Geothermie geleistet. Die unterstellte Verfügbarkeit der Hot-Dry-Rock-Technologie erlaubt dabei eine Nutzung der Geothermie sowohl zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wie auch zur reinen Stromerzeugung. Die Potenziale der Stromerzeugung aus Wasserkraft werden mit 14,1 TWh weitgehend ausgeschöpft. Die photovoltaische Stromerzeugung (1,4 TWh in 2030) und die Windstromerzeugung (0,4 TWh in 2030) weisen demgegenüber keine Veränderungen gegenüber den Referenzszenarien auf.

Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie zeigt die Struktur der Stromerzeugung in Bayern nur unwesentliche Veränderungen im Vergleich zum Referenzszenario mit Kernenergie. Der geringfügig niedrigere Nettostromverbrauch des Klimaschutzszenarios geht fast vollständig zu Lasten der Erdgasverstromung. Zudem erfolgt eine Substitution von Erdgas-KWK-Strom durch Erdgas-Kondensationsstrom, da auch die Fernwärmenachfrage leicht zurückgeht und die Nahwärmeerzeugung aus Biomasse ansteigt.

Primärenergieverbrauch: Neben der am Ende des Betrachtungszeitraumes unterschiedlichen Höhe des Primärenergieverbrauchs durch die Verzerrungen durch die primär-energetische Bewertung der erneuerbaren Energien und der Kernenergie nach der Wirkungsgradmethode weist auch die Struktur der genutzten Primärenergieträger deutliche Unterschiede auf. Im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie dominieren die fossilen Energieträger. Kohle, Erdöl und Erdgas decken fast 80 % des Primärenergieverbrauchs in 2030. Der Rest entfällt auf erneuerbare Energiequellen (19,1 %) und den Stromimport. Kernenergie liefert mit 27,1 % nach den Mineralölen (35,4 %) den größten Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs im Klimaschutzszenario mit Kernenergie. Die übrigen fossilen Energieträger kommen zusammen auf 22,9 %, durch erneuerbare Energien werden 13,4 % gedeckt.

Kostenseitige Aspekte der Klimaschutzszenarien: Die Umsetzung der Klimaschutzszenarien sorgen für eine deutliche Erhöhung der Stromerzeugungskosten im Vergleich zu den Referenzszenarien. Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung ergeben sich Differenzen bei den Stromerzeugungskosten gegenüber dem Referenzszenario mit Kernenergie, die im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie in 2030 ca. 2,5 Cent₀₀ je kWh_{el} erreichen. Dies ist bedingt durch die notwendigen Ersatzinvestitionen und den Übergang von Uran zu Erdgas bzw. Steinkohle als Brennstoff sowie hin zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Die kostenseitigen Konsequenzen der Klimaschutzszenarien können auch durch einen Vergleich der Gesamtkosten mit dem Referenzszenario mit Kernenergie ermittelt werden. Hier interessieren insbesondere die in den einzelnen Jahren anfallenden Mehrkosten, die dann zu den gesamten Mehrkosten aufsummiert werden können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich um Kostenangaben in realen Werten handelt, d. h., es sind inflationsbereinigte Werte in Preisen von 2000. Es zeigt sich, dass das Klimaschutzszenario ohne Kernenergie zu kumulierten Mehrkosten von rund 60 Mrd. €₀₀ bzw. zu durchschnittlichen jährlichen Mehrkosten von ca. 2 Mrd. €₀₀ führt. Damit kommt es nahezu noch einmal zu einer Verdopplung der Differenzkosten des Referenzszenarios ohne Kernenergie zum Referenzszenario mit Kernenergie, die bei rund 35 Mrd. €₀₀ liegen. Zudem zeigen auch die marginalen CO₂-Minderungskosten

sten des Klimaschutzszenarios ohne Kernenergie, die sich in 2020 bei rund 390 €/t CO₂ einpendeln, dass ein bayerisches Emissionsminderungsziel von 70 Mio. t CO₂ in 2020 ohne Kernenergie zu erheblichen volkswirtschaftlichen Belastungen führen würde. Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie betragen die marginalen CO₂-Minderungskosten im Jahr 2020 zum Vergleich ca. 129 €/t CO₂.

Energiapolitische Handlungsfelder

Die Möglichkeiten und Notwendigkeiten einer grundsätzlichen Umstrukturierung der Energieversorgung in Bayern sind gegenwärtig eng begrenzt, wenn man sich nicht am prinzipiell technisch Machbaren, sondern am Ziel einer effizienten Bereitstellung und Nutzung der Energie orientiert, so dass die einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten niedrig und bezahlbar bleiben. Es ist heute in Ergänzung zu den bislang bereits in größerem Umfang genutzten Energiequellen und Energietechniken keine neue Energietechnologie verfügbar und absehbar, die es auf Grund ihres Versorgungspotenzials und ihrer Kosten oder Kostenerwartungen erlaubt, sie bereits heute als eine tragende Säule eines zukünftigen Energiesystems anzusehen, und die Energiepolitik bereits heute darauf auszurichten, eine einschneidende Umstrukturierung des Energiesystems zu Gunsten einer solchen Technologie einzuleiten.

Der rationellen Energieanwendung, verstanden als eine effiziente Verwendung des Produktionsfaktors Energie im Kontext mit den anderen volkswirtschaftlichen Ressourcen, kommt zur Erreichung der energiewirtschaftlichen Ziele eine besondere Bedeutung zu. Dabei gilt es nicht nur Hemmnisse zur Ausschöpfung wirtschaftlicher Energieeinsparmaßnahmen zu beseitigen und zu überwinden, sondern auch den energietechnischen Fortschritt weiter voranzubringen und somit neue Potenziale für eine rationelle Energieanwendung zu schaffen. Darüber hinaus ist das Energienutzungsverhalten zu berücksichtigen, das sich beispielsweise in den Besetzungsgraden bzw. Beladungsgraden der Verkehrsträger äußert, um einer Energieverschwendung vorzubeugen.

Der technisch mögliche Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zur Energieversorgung Bayern ist beachtlich. Ihr wirtschaftlicher und volkswirtschaftlich sinnvoller Beitrag wird aber wesentlich von der allgemeinen Energiepreisentwicklung und der Kostenentwicklung der Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen bestimmt werden. Eine weitergehende Nutzung einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist bei der Wasserkraft durch eine Erschließung kleiner Wasserkräfte sowie durch Optimierung, Modernisierung und Erweiterung des vorhandenen Anlagenbestandes möglich. Bei der Windenergie, die für Bayern auf Grund der Windgeschwindigkeitsverhältnisse nur eine geringe Bedeutung hat, stehen die Entwicklung von Anlagen höherer Einheitsleistung, größerer Turmhöhen, laminarer Blätter, größerer Geräuscharmheit und damit das Repowering vorhandener Standorte sowie die Frage der Akzeptanz im Vordergrund. Währenddessen bedürfen die Entwicklungschancen bei der Photovoltaik auf jeden Fall der kontinuierlichen Forschung und der Anwendung in heute erreichbaren Nischen-

märkten, um trotz der derzeit noch hohen Kosten diese Option energie- und industriepolitisch weiterzuentwickeln. Wenn es bei der Niedertemperaturwärmegewinnung aus erneuerbaren Energiequellen gelingt, bei der Solarthermie die Kosten der Kollektoren bzw. der Systeme erheblich zu reduzieren, die Tiefen-Geothermie in schon vorhandenen Systemen (z. B. Einspeisung in schon vorhandene Nah- bzw. Fernwärmenetze) zu nutzen und zusätzlich weiterhin durch Ausfallbürgschaften das geologische Risiko zu minimieren sowie bei der oberflächennahen Geothermie und der Umgebungswärme kostengünstige Wärmepumpen zu entwickeln, wäre eine teilweise Erschließung des Potenzials dieser erneuerbaren Energiequellen in Bayern möglich. Eine weitergehende Nutzung einer Energiegewinnung aus Biomasse für Strom- und Wärmeanwendungen ist durch die Nutzung der schon vorhandenen Verbrennungstechnik und durch die Bereitstellung einer optimierten und funktionssicheren Vergasungstechnologie möglich. Dabei sollten bei biogenen Festbrennstoffen eine Reduktion der Anlagenkosten und eine Anlagenoptimierung und beim Biogas eine Kostenreduzierung der Anlagen zur Gaserzeugung zur Unterstützung einer weitergehenden Erschließung realisiert werden. Unter Kostengesichtspunkten ist vor allem der Restholznutzung eine hohe Priorität und der Strohnutzung eine eher nachrangige Priorität einzuräumen. Der Beitrag der Biokraftstoffe wird im Wesentlichen durch die Vorgaben auf europäischer Ebene gesteuert. Über die Beimischung zu Vergaser- und Dieselmotorkraftstoffen sowie die Entwicklung von Biokraftstoffen der 2. Generation (Sun- und Synfuel) können hier deutliche Steigerungen beim Absatz in Bayern erwartet werden. Um unter der Vielzahl der Verwendungsoptionen der Biomasse eine optimale Strategie entwickeln zu können, die dem Aspekt der begrenzt zur Verfügung stehenden Ressourcen Rechnung trägt, sollte für Bayern eine Konkurrenzanalyse der Biomassenutzung erstellt werden. Die erneuerbaren Energien insgesamt stellen sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt aus wirtschaftlicher Sicht, auch unter Berücksichtigung vermiedener externer Kosten, noch nicht als eine tragfähige Option für eine heute forciert einzuleitende umfassende Umstrukturierung der Energieversorgung in Bayern dar.

Die Kernenergie zeigt sich, abgesehen von der Wasserkraft, als die kostengünstigste Möglichkeit der Grundlaststromerzeugung in Bayern. Auch bei Realisierung von weiteren Maßnahmen zur Vermeidung und Reduktion der Folgen hypothetischer Unfälle werden die Stromerzeugungskosten in Kernkraftwerken in Zukunft bei Ausschöpfung des bestehenden Kostensenkungspotenzials tendenziell eher zurückgehen als steigen. Die Kernenergie ist darüber hinaus eine wichtige Option zur kosteneffizienten Reduktion bzw. Vermeidung von Treibhausgasemissionen. Rein versorgungstechnisch wäre ein bundesweiter Verzicht auf die Kernenergie, wenn er nicht sehr kurzfristig erfolgt, für Bayern machbar, wie das Referenzszenario ohne Kernenergie zeigt. Dies setzt voraus, dass neue Kraftwerke überwiegend auf der Basis von Erdgas sowie in geringerem Maße von Steinkohle den Hauptteil des entfallenden Kernenergiestroms ersetzen, gepaart mit einem Wechsel beim Stromaußenhandelsaldo hin zu einem Nettostromimport. Unabhängig davon ist ein Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungskapazität zwischen Bayern und Tschechien aus Versorgungs-, Binnenmarkt- und Wettbewerbsgründen wünschenswert. Die wesentlichen Umweltwirkungen eines Kernenergieverzichts liegen in der Erhöhung der energiebedingten

CO₂-Emissionen um bis zu 20,3 Mio. t CO₂ im Jahr 2030, entsprechend rund 29 %, gegenüber dem Referenzszenario mit Kernenergie, die ökonomische Auswirkungen belaufen sich kumuliert bis 2030 auf energieseitige Mehrkosten von rund 35,2 Mrd. €₀₀.

Angesichts der derzeitigen Energiepreisturbulenzen muss sich die Energiepolitik verstärkt darauf einrichten, zur Stabilisierung auf den Weltenergiemärkten beizutragen, die Risiken sprunghaft steigender Preise gering zu halten und die Energiepreise auf einem vernünftigen, von den Volkswirtschaften bezahlbaren Niveau zu stabilisieren. Der Ausschöpfung aller wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Substitution knapper Energieträger kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Das zukünftige Öl- bzw. Energiepreisniveau wird dabei auch vom Kostenniveau der zur Öl- bzw. Gassubstitution zur Verfügung stehenden Energieträger bestimmt, woraus abzuleiten ist, dass bei der Entwicklung neuer und der Weiterentwicklung vorhandener Energietechniken die Senkung der Kosten ein wesentliches Ziel sein sollte. Die zukünftige Entwicklung der Öl- und Gaspreise ist hochgradig unsicher. Daraus resultieren erhebliche Risiken für die langfristig angelegten Entscheidungen der Energiepolitik und Energiewirtschaft. Forschungen, die zu einem besseren Verständnis der langfristigen Preisbildungsmechanismen auf den Weltmärkten führen, sind dringend geboten, um zu einer verlässlicheren Grundlage für die energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Entscheidungen zu kommen.

Vor dem Hintergrund der bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Entwicklungen auf den internationalen Energiemärkten sowie der Möglichkeit, dass die mit der Verbrennung fossiler Energieträger verbundenen Klimaeffekte zu einer Begrenzung der Nutzung dieser Energieträger führen können, ist bei einer weiteren Nutzung der Kernenergie die Stromversorgung Bayerns im Vergleich zum Wärme- und Verkehrssektor als weit weniger anfällig und gefährdet einzustufen. Die Energiepolitik sollte diesen Bereichen verstärkte Aufmerksamkeit widmen und im Rahmen ihrer energiepolitischen Vorsorge die Entwicklung neuer Umwandlungs- und Nutzungstechniken sowie neuer Sekundärenergieträger und Techniken zur Energieeinsparung forcieren, die den spezifischen Anforderungen des Verkehrs- und Wärmesektors genügen. Hier ist beispielsweise im Verkehr neben den Biokraftstoffen und dem Wasserstoff auch der weiteren Elektrifizierung, sowohl im Individualverkehr als auch im öffentlichen Verkehr, ein besonderes Augenmerk zu widmen und eine kontinuierlich angelegte FuE-Strategie, u. a. zu Hybrid-Fahrzeugen und Batteriespeichern, zu initiieren. Bei einem Kernenergieausstieg und einem hohen Energiepreisniveau ergeben sich jedoch große Gefahren hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der bayerischen Stromversorgung im deutschen und europäischen Wettbewerb, so dass es zu einem Verlust des Industriestandortes Bayern kommen kann.

Vorbemerkung

Aufbauend auf den Ministerratsbeschluss vom 14. Juli 1998, wonach der Standortsicherungsplan für Wärmekraftwerke anlässlich der anstehenden Fortschreibung des Landesentwicklungsprogramms Bayern (LEP) überarbeitet und dem Landtag zur Zustimmung vorgelegt werden sollte, hatte das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie die Erstellung eines Gutachtens „Energieverbrauchsprognose für Bayern“ an das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart in Auftrag gegeben. Das Gutachten wurde im Mai 2000 fertig gestellt.

Im Anschluss daran wurde in zwei Ergänzungsgutachten zunächst untersucht, welche Folgen die Verbändevereinbarung Strom II (VV II) vom 13.12.1999 auf den Wirtschaftlichkeitsvergleich für verschiedene Kraftwerksstandorte in Bayern und außerhalb sowie auf die gesamtenergiewirtschaftliche Entwicklung einschließlich der energiebezogenen CO₂-Emissionen haben kann. Das zweite Ergänzungsgutachten stellte die aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive für den Stand der Technik ermittelten CO₂-Vermeidungskosten einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen in Bayern denjenigen gegenüber, die sich bei Maßnahmen beim baulichen Wärmeschutz bzw. bei der Heiztechnik ergeben.

Im Dezember 2001 vertraten die im Energiedialog Bayern beteiligten Gruppen in ihrer Abschlusserklärung die Ansicht, dass die Staatsregierung den ihr gegebenen Spielraum offensiv nutzen soll, um eine an der Nachhaltigkeit orientierte Entwicklung in Bayern weiterhin zu fördern. Insbesondere ginge es im Rahmen des Drei-Komponenten-Modells der Nachhaltigkeit darum, das bayerische Verfassungsziel der „Schöpfungsgerechtigkeit“ umzusetzen, den Standort Bayern im nationalen wie internationalen Wettbewerb zu stärken und der Verpflichtung zur Daseinsvorsorge i. S. der Aufrechterhaltung menschenwürdiger Lebensbedingungen nachzukommen.

Im April 2004 hat zwischenzeitlich die Bayerische Staatsregierung das „Gesamtkonzept Bayern zur Energiepolitik“ mit 15 Eckpunkten beschlossen. Darin bekennt sich Bayern zu einer gleichrangigen Beachtung sowohl der ökonomischen als auch der ökologischen und der sozialen Dimension der nachhaltigen Entwicklung, wie sie auch in der Zieltrias der bayerischen Energiepolitik – Sicherheit, Kostengünstigkeit, Umweltverträglichkeit – zum Ausdruck kommt. Hierzu notwendige Strategie-Ansätze beziehen sich auf einen ausgewogenen Energiemix, auf Versorgung plus Einsparung, auf Forschung und Entwicklung, auf eine internationale Abstimmung sowie auf die Integration der Nutzung knapper Umweltressourcen in das Marktgeschehen. Zudem wurde in 2003 die Fortschreibung des Klimaschutzkonzeptes der Bayerischen Staatsregierung „Initiative klimafreundliches Bayern“ verabschiedet. Derzeit plant nun das Bayerische Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz eine weitere Aktualisierung des Klimaschutzkonzeptes. Die Aktualisierung der Energieprognose Bayern 2030 kann hierfür eine wesentliche Informationsgrundlage darstellen.

Zudem haben sich seit Abschluss der Energieverbrauchsprognose Bayern 2000 wesentliche Rahmenbedingungen des Energiesektors verändert. Mit dem Anstieg der Öl- und Gaspreise auf den internationalen Märkten wurden Fragen der Versorgungssicherheit aber auch nach Alternativen neu ins Bewusstsein der Öffentlichkeit gerückt. Die Entwicklung der trotz Liberalisierung wieder gestiegenen Strompreise erfuhr eine zunehmende Aufmerksamkeit, gekoppelt mit der Einführung des Europäischen Handelssystems für Treibhausgaszertifikate und nicht zuletzt dem 4. Sachstandsbericht des IPCC zu den Ursachen und Folgen des Klimawandels. Mit dem Wechsel der Regierung in Berlin wird außerdem wieder offener über einzelnen Versorgungsoptionen, beispielsweise die Kernenergie, diskutiert und die energiewirtschaftliche Entwicklung ist spätestens seit den Energiegipfeln Anfang April 2006, Oktober 2006 und Juli 2007 sehr hoch in der bundespolitischen Agenda verankert. Darüber hinaus liegen mit der im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums von Prognos Basel und EWI Köln erstellten Studie „Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“ und die neue Variante mit höheren Ölpreisen neuere energiewirtschaftliche Analysen für Deutschland vor. Schließlich hat die Bundesregierung in dem am 23. August 2007 auf Schloss Meseberg verabschiedeten Eckpunktepapier für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm 29 Aufgabefelder mit Zielen benannt, die in der Umsetzung auch direkte Konsequenzen für Bayern haben werden.

Im Gutachten „Energieprognose Bayern 2030“ soll deshalb analysiert werden, wie sich die erfolgten Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die Entwicklung von Energieversorgung und -anwendung in Bayern auswirken und welche Folgen dies wiederum auf die Entwicklung der energiebezogenen Emissionen haben wird. Damit sollen Daten und Analysen vorgelegt werden, die eine belastbare Basis für die Ausgestaltung der energiepolitischen Rahmenbedingungen in Bayern darstellen, die sich an den Zielen einer sicheren, wirtschaftlichen, umwelt- und nachweltverträglichen, d. h. dem Leitbild der „nachhaltigen Entwicklung“ entsprechenden Energieversorgung orientiert, so dass sowohl die ökonomischen als auch die ökologischen Anforderungen an die Energieversorgung bestmöglich erfüllt werden können.

Dabei werden zunächst, im Sinne einer Bestandsaufnahme, Zahlen und Fakten zur Energieversorgung in Bayern und in Deutschland dargestellt und danach Entwicklungen wichtiger energiepolitischer und -wirtschaftlicher Aspekte analysiert. Auf dieser Grundlage werden in einem dritten Schritt zunächst die Herausforderungen und die Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft beschrieben, um dann mit Hilfe von Szenarien die Auswirkungen unterschiedlicher energiepolitischer Vorstellungen und Rahmenbedingungen auf die Entwicklung der Energieversorgung in Bayern darzustellen. Damit sollen Einordnungen der politischen Handlungsoptionen im Hinblick auf die angestrebten energiepolitischen Ziele ermöglicht werden. Entsprechend schließt der Bericht mit einer Auflistung von möglichen energiepolitischen Handlungsfeldern.

1 Entwicklungstendenzen des Energieverbrauchs und seiner Deckung in Bayern in den letzten Jahren – Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland

Die Analysen zum zukünftigen Energiebedarf in Bayern bauen auf einer Dokumentation der Ausgangssituation in Bayern auf. So werden als Ausgangspunkt für die weiteren Überlegungen Informationen und Daten zum Energieverbrauch und zur Energieversorgung sowie zur Umweltbelastung im Freistaat Bayern und in den alten Bundesländern bzw. in Deutschland zusammengestellt. Um die entsprechenden Werte verfügbar zu haben, wurde mit dem am IER Stuttgart entwickelten Energie-Informationssystem **ENIS** die im Gutachten „Energieverbrauchsprognose für Bayern“ von 2000 erstellte Datenbank für Bayern entsprechend aktualisiert. Die ENIS-Datenbank für Bayern sowie der bereits aktualisiert vorliegende Datenbestand für Deutschland enthalten aktuelle Daten und langfristige Trends zu folgenden Themenbereichen:

- Rahmendaten für Bevölkerung und Wirtschaftsentwicklung,
- Primärenergiebilanz mit Energiegewinnung und Primärenergieverbrauch,
- Umwandlungsbilanz mit Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß,
- Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern,
- Aufkommen und Verwendung von Energieträgern,
- Brennstoffverbrauch für die Strom- und Fernwärmeerzeugung,
- Stromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung,
- Energiepreise, Einfuhr- und Verbraucherpreise (Haushalte, Industrie, Verkehr),
- energiebedingte Emissionen nach Sektoren (CO, CO₂, NO_x, SO₂, Staub),
- energiebedingte CO₂-Emissionen nach Energieträgern,
- Reserven und Ressourcen (Erdöl, Erdgas, Kohle),

Die Daten wurden für Bayern aus entsprechenden Informationen, insbesondere basierend auf dem jährlich erscheinenden Energiebericht Bayern /STMWIVT v. J./, die vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie zur Verfügung gestellt wurden, zusammengestellt und liegen, soweit verfügbar, als lange Zeitreihen seit 1970 vor. Der ENIS-Browser bietet auf dieser Basis vielseitige Suchfunktionen, sowie leistungsfähige und komfortable Darstellungs- und Auswertemöglichkeiten, mit denen die energiewirtschaftlichen Datenbanken effektiv genutzt werden können. Gesuchte Zeitreihen lassen sich schnell auffinden und in konfigurierbaren Wertetabellen und Grafiken darstellen. Eine Schnellanalyse ermöglicht Funktionen zur Indexbildung oder zur Ermittlung von Wachstumsraten. Die Daten lassen sich ausdrucken und im MS-Excel-Format exportieren.

Der sogenannte **Analyst**, der wie ein Tabellenkalkulationsprogramm arbeitet, ermöglicht auf der Basis der ENIS-Datenbank die Erstellung von Standardberichten mit Tabellen, Grafiken und zusätzlichen Berechnungen zur Auswertung, Darstellung und Veröffentlichung der Daten. Die im ENIS-Browser ausgewählten Daten werden dabei direkt in den **Analyst**

importiert. Tabellen, Grafiken und Auswertungen bleiben durch einen Hot-Link zur Datenbank automatisch auf dem aktuellsten Stand, wobei sich die dargestellte Berichtsperiode leicht verändern lässt. Diese Funktion hat sich bei der Erstellung des neuen Gutachtens Energieprognose Bayern 2030 als sehr hilfreich erwiesen, um auf der Basis des Gutachtens von 2000 die neu verfügbaren Daten der Jahre 1998 bis 2003 mit aufnehmen zu können. Auch die Analyst-Berichte können als Excel-Datei exportiert werden.

Im Folgenden werden auf der Basis des ENIS-Bayern-Datenbestandes die wesentlichen Entwicklungen beim Energieverbrauch seit 1970 erläutert.

1.1 Entwicklung des Energieverbrauchs insgesamt

In Bayern lag in 2002 (letzte verfügbare umfassende und konsistente Datenbasis¹) der Primärenergieverbrauch, ermittelt mit der Wirkungsgradmethode, bei etwa 2027 PJ (vgl. Abbildung 1-1). Er wird zu etwas mehr als 43 % aus Mineralöl, rund 5 % aus Kohle, ca. 17 % aus Gasen und rund 28 % aus Kernenergie gedeckt. Der verbleibende Rest von weniger als 8 % resultiert aus erneuerbaren Energien und Müll; mit rund 2,8 % nimmt davon die Wasserkraft einen großen Anteil ein. Der verbleibende Rest wiederum stammt überwiegend aus Holz (d. h. Brenn- und Industrierestholz).

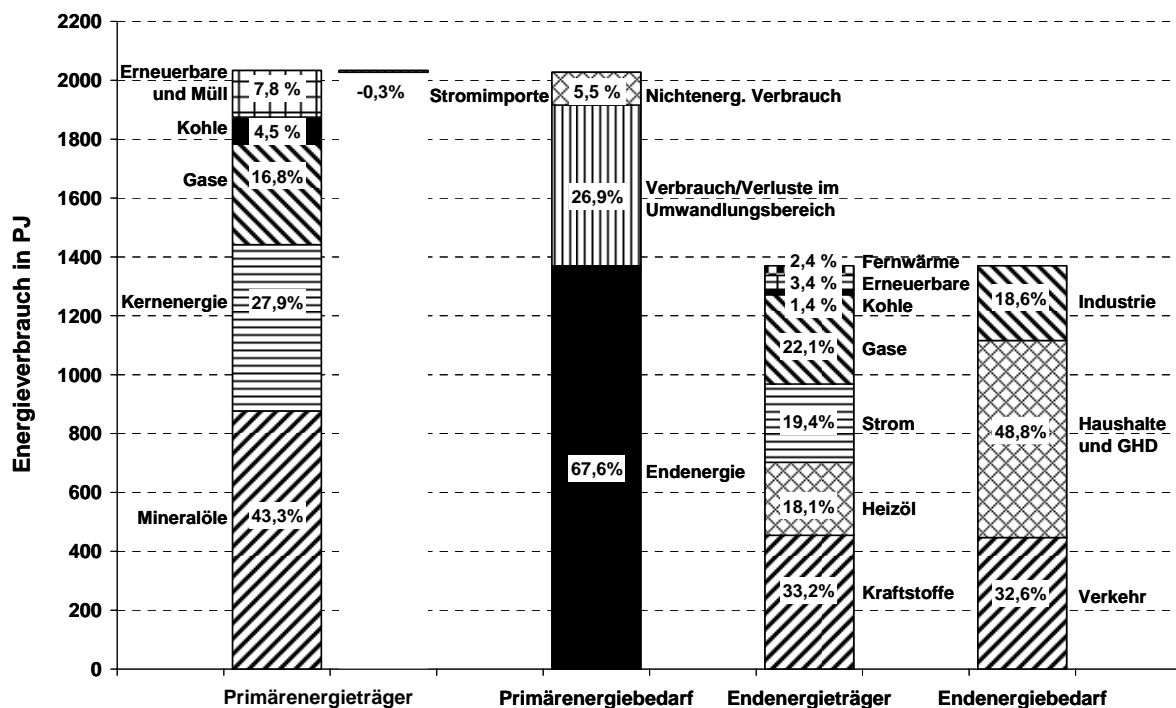


Abbildung 1-1: Energieverbrauch und Energienutzung in Bayern im Jahr 2002

¹ Für Bayern liegen auch eine Energiebilanz und wesentliche ergänzende Daten für 2003 vor. Da jedoch mit der Liberalisierung der Energiemärkte die Datenverfügbarkeit nur noch eingeschränkt gegeben sowie die Zuordnung zu einzelnen Bundesländern erschwert ist (so ist nach den vorliegenden Angaben der Stromverbrauch der sonstigen Verbraucher in Bayern zwischen 2002 und 2003 um 7,2 TWh gesunken, ohne eine plausible Erklärung), sind derzeit größere Ungenauigkeiten in der statistischen Basis für 2003 vorhanden.

Mit der früher üblichen Substitutionsmethode zur Ermittlung des Primärenergieverbrauchs (siehe Box) steigt der Anteil der erneuerbaren Energien (einschließlich der biogenen Abfälle) aufgrund der veränderten Bewertung der Wasserkraft, der Windenergie, der Photovoltaik, aber auch der Kernenergie und des Stromimports, auf rund 11,4 % (7,2 % beim Wirkungsgradprinzip). Die Wasserkraft erreicht dann einen Anteil am Primärenergieverbrauch in Bayern im Jahr 2002 von ca. 7,2 %.

Substitutionsmethode versus Wirkungsgradprinzip

Der Übergang von der früher üblichen Substitutionsmethode auf das auch international gebräuchliche Wirkungsgradprinzip wurde vollständig mit der Energiebilanz 1995 vollzogen. Bis dahin wurde bei den bayerischen und bei den deutschen Energiebilanzen bei der Bewertung derjenigen Energieträger, für die es keinen einheitlichen Umrechnungsmaßstab wie den Heizwert gibt, der Substitutionsmethode gefolgt. Das betraf den Außenhandel mit Strom sowie die Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft, Wind- und Sonnenenergie, Kernenergie und Müll. Bei der Bewertung dieser Energieversorgungsbeiträge wurde von der Überlegung ausgegangen, dass dadurch eine entsprechende Stromerzeugung aus konventionellen Wärmekraftwerken substituiert wird. In den internationalen Statistiken (IEA, EU) wird dagegen seit 1989 das sogenannte Wirkungsgradprinzip angewendet. Hierbei werden der Bewertung als repräsentativ erachtete physikalische Bruttowirkungsgrade bei der Energieumwandlung zugrunde gelegt, und zwar bei der Kernenergie 33 %, bei der Wasserkraft und den anderen erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung 100 %. Der Stromaußenhandel wird auf der Basis des Heizwertes des Stroms bewertet, was implizit auch einem "Wirkungsgrad" von 100 % entspricht.

Mit dem Übergang auf das Wirkungsgradprinzip wurden weitere Änderungen vorgenommen, so etwa eine umfassendere Darstellung des Energieversorgungsbeitrags der erneuerbaren Energieträger, die auf Grund der international üblichen NACE-Klassifikation notwendige Neu-gruppierung der Industriezweige und die damit verbundene Neuorientierung des bisherigen Bereichs der Kleinverbraucher zu einem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).

Die Neubewertung nach dem Wirkungsgradprinzip verändert das Niveau des Primärenergieverbrauchs insgesamt bei der in Bayern gegebenen Energieträgerstruktur allerdings nicht grundlegend. Der Vergleich für die Jahre von 1980 bis 2003 zeigt absolute Abweichungen zwischen -47 PJ (2003) und 114 PJ (1980) (vgl. Tabelle 1-1); die relativen Abweichungen bewegen sich zwischen -2,4 und 7,0 %. Während beim Gesamttaggregat keine größeren Auswirkungen eintreten, entstehen bei den jeweils von der Neubewertung betroffenen Energieträgern durchaus nennenswerte Abweichungen. Die Kernenergie wird nach der Wirkungsgradmethode deutlich ungünstiger, d. h. mit einem höheren Primärenergieverbrauch, bewertet als zuvor nach dem Substitutionsprinzip, während der Stromaußenhandel, die Stromerzeugung auf Basis von Müll u. ä. sowie von Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energieträgern nunmehr primärenergetisch erheblich günstiger bewertet werden.

Mit Blick auf die zeitliche Entwicklung verzeichnete der Freistaat Bayern mit den nach der Wirkungsgradmethode ermittelten rund 2027 PJ im Jahre 2002 einen um rund 72 % höheren Primärenergieverbrauch als im Jahre 1970 (vgl. Tabelle A-1 im Anhang). Damit lag der gesamte Energieverbrauch aber nur um 32 % über dem bereits Ende der 70er Jahre erreichten Niveau. Nach einem rezessionsbedingten Einbruch 1981/82 hatte sich der Primärenergieverbrauch wieder relativ rasch erholt, verharrte sodann über Jahre auf weitgehend konstantem Niveau und zog erst in den letzten Jahren mit der Wiedervereinigung wieder an (vgl. Tabelle 1-1).

Tabelle 1-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Bayern, den alten Bundesländern und Deutschland 1980 – 2003

	Bayern			Alte Bundesländer		Deutschland	
	Substitutions- prinzip in PJ	Wirkungsgrad- ansatz in PJ	Index 1995=100	Wirkungsgrad- ansatz in PJ	Index 1995=100	Wirkungsgrad- ansatz in PJ	Index 1995=100
1980	1623	1509	77,3	11354	93,3	14891	104,4
1982	1501	1399	71,6	10527	86,5	14009	98,2
1984	1608	1560	79,9	11020	90,6	14592	102,3
1986	1697	1695	86,8	11377	93,5	15129	106,0
1988	1741	1736	88,9	11521	94,7	15313	107,3
1990	1770	1783	91,3	11632	95,6	14905	104,5
1992	1851	1862	95,3	12072	99,2	14319	100,4
1994	1874	1875	96,0	12037	98,9	14185	99,4
1995	1947	1953	100,0	12169	100,0	14269	100,0
1996	2009	2021	103,5			14746	103,3
1998	2017	2043	104,6			14521	101,8
2000	2011	2037	104,3			14401	100,9
2001	2080	2090	107,0			14679	102,9
2002	2010	2027	103,8			14427	101,1
2003	1955	2002	102,5			14460	101,3

Im gesamten Bundesgebiet zeigt sich eine hiervon auf den ersten Blick deutlich unterschiedliche Entwicklung. Mit 14427 PJ lag der Primärenergieverbrauch im Jahre 2002 um 464 PJ unter dem bereits 1980 realisierten Niveau. Seit Ende der 80er Jahre war hier ein absoluter Rückgang in Höhe von über 740 PJ zu verzeichnen, der, bezogen auf 1989, einem Rückgang von fast 5 % entspricht. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass diese Entwicklung wesentlich bestimmt worden ist durch die im Zuge des integrationsbedingten Anpassungsprozesses zu verzeichnenden dramatischen Energieverbrauchsrückgänge in Ostdeutschland (1995/1987: minus 45,4 %). Wird diese Entwicklung ausgeklammert, in dem die Primärenergieverbrauchsniveaus auf den Stand des Jahres 1995 bezogen werden, so ist der Verlauf des Primärenergieverbrauchs zwischen Bayern und Deutschland gut vergleichbar.

Dem Primärenergieverbrauch von 2027 PJ in Bayern steht ein Endenergieverbrauch von 1370 PJ im Jahr 2002 gegenüber (vgl. Abbildung 1-1). Davon werden rund 19 % von der Industrie, ca. 49 % von den Haushalten, dem Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und dem Militär und etwa 33 % vom Verkehr nachgefragt. Zur Deckung dieses Endenergieverbrauchs tragen Kohlen noch mit 1,4 %, Kraftstoffe mit 33,2 % und Heizöl mit 18,1 %,

Gase mit 22,1 % und Strom mit 19,4 % bei; der Rest bilden Fernwärme mit 2,4 % und erneuerbare Endenergieträger (EET) mit 3,4 %.

Im Folgenden werden die Entwicklungen bei den einzelnen Komponenten des Energieverbrauchs in Bayern erläutert und durch eine Gegenüberstellung mit den energiebedingten CO₂-Emissionen ergänzt. Abschließend werden einige Kennziffern für energie- und klimarelevante Größen in Bayern diskutiert. Zuvor werden jedoch noch einige strukturelle Grunddaten angesprochen, die für die energiewirtschaftliche Entwicklung von Bedeutung sind. Die Datenbasis für Bayern wurde auch vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie sowie dem Bayerischen Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung im Rahmen der Gutachtenserstellung zur Verfügung gestellt.

1.2 Strukturelle Grunddaten

Der in den letzten zwei Jahrzehnten zu verzeichnende verhaltene Anstieg des Primärenergieverbrauchs in Bayern (wie in den alten Bundesländern) ist vor dem Hintergrund zu würdigen, dass die Entwicklung wichtiger Determinanten des Energieverbrauchs einen stärkeren Anstieg des Primärenergieverbrauchs hätte erwarten lassen. So wuchs die Bevölkerung in Bayern zwischen 1970 und 2003 immerhin um mehr als 18 % an (alte Bundesländer von 1970 bis 1990 um 4,3 %, Deutschland zwischen 1990 und 2003 um 3,5 %). Bei einer von 2,85 auf 2,19 Personen pro Haushalt (Deutschland² von 2,77 auf 2,12) stark rückläufigen Haushaltsgröße (Personen pro Haushalt) erhöhte sich im gleichen Zeitraum die Anzahl der Haushalte um mehr als die Hälfte (28 % in den alten Bundesländern zwischen 1970 und 1990 bzw. 11,8 % in Deutschland zwischen 1990 und 2003) (vgl. hierzu Tabelle 1-2 und Tabelle 1-3).

Diese Entwicklung spezifischer demographischer Größen ist zusammen mit der im Zuge der Wirtschaftsentwicklung beträchtlich gestiegenen Kaufkraft als einer der entscheidenden Schlüssel für einen entsprechenden Anstieg energieverbrauchsrelevanter Faktoren, wie z. B. die Anzahl der Wohnungen, deren Ausstattung mit Energieverbrauchsaggregaten, oder auch – verbunden mit siedlungsstrukturellen Gegebenheiten (Trennung von Wohnung und Arbeitsstätte) und dem Streben nach wachsender Mobilität – der wachsenden Motorisierung anzusehen. Beträchtlich gestiegen ist in den drei letzten Jahrzehnten sowohl im Freistaat wie auch in Deutschland die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung, die ihrerseits sowohl über die hierin zum Ausdruck kommende Ausweitung der Produktionstätigkeit als auch über die damit verknüpfte Erhöhung von Einkommen und Kaufkraft die Voraussetzungen für eine entsprechend stimulierte Beschaffung und Nutzung energieverbrauchender Aggregate und Geräte schuf. Immerhin ist in Bayern ein Anstieg der realen Bruttowertschöpfung (in Preisen von 2000) zwischen 1970 und 2003 um 159,1 % erzielt worden, womit Bayern hinsichtlich der Wertschöpfung pro Kopf derzeit um ca. 19 % über dem deutschen Durchschnitt liegt.

Tabelle 1-2: Zusammenfassung demographischer und gesamtwirtschaftlicher Rahmendaten für Bayern 1970 – 2003

	Demographische Daten			Bruttowertschöpfung (BWS) nach Sektoren					Verhältniszahlen				
	Bevölkerung	Haushalte je Haushalt	Person je Haushalt	Landwirtschaft	Verarb. Gewerbe	Handel und Verkehr	Dienstleistungen	Sonst. Wirtschaftsbereiche	Summe	PEV	PEV/Kopf	BWS/Kopf	PEV/BWS
	Tsd.	Tsd.		Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	PJ	GJ/Kopf	T€ ₂₀₀₀ /Kopf	MJ/€ ₂₀₀₀
1970	10479	3678	2,85	2,99	42,65	19,56	32,29	33,15	130,64	1176	112,22	12,47	9,00
1973	10853	3905	2,78	3,44	48,28	21,81	38,88	37,80	150,20	1427	131,47	13,84	9,50
1978	10831	4145	2,61	3,54	52,96	26,84	50,45	39,96	173,76	1536	141,82	16,04	8,84
1980	10928	4286	2,55	3,57	54,25	29,53	55,61	42,38	185,34	1509	138,04	16,96	8,14
1982	10967	4389	2,50	4,23	54,06	28,39	60,06	42,45	189,19	1398	127,47	17,25	7,39
1984	10958			4,25	56,81	31,52	65,67	43,92	202,16	1541	140,62	18,45	7,62
1986	11026	4852	2,27	4,16	61,13	31,65	72,17	44,93	214,04	1697	153,86	19,41	7,93
1988	11049	4934	2,24	4,40	63,00	34,22	80,78	45,75	228,16	1738	157,26	20,65	7,62
1990	11449	4916	2,33	4,16	70,26	38,63	89,66	48,14	250,84	1783	155,70	21,91	7,11
1992	11770	5069	2,32	4,18	72,29	44,16	98,64	50,29	269,56	1862	158,18	22,90	6,91
1994	11922	5291	2,25	3,88	67,63	43,31	101,81	52,61	269,24	1876	157,39	22,58	6,97
1996	12044	5404	2,23	4,14	68,11	44,37	110,53	51,74	278,89	2021	167,83	23,16	7,25
1998	12087			4,24	71,95	46,65	120,17	53,56	296,57	2043	169,04	24,54	6,89
2000	12230			4,41	76,19	51,22	135,70	55,92	323,43	2037	166,58	26,45	6,30
2001	12330			4,41	75,71	53,18	142,50	55,49	331,30	2090	169,49	26,87	6,31
2002	12387	5634	2,20	4,53	75,20	55,60	145,70	55,80	336,82	2027	163,66	27,19	6,02
2003	12423	5679	2,19	4,38	75,80	55,79	145,50	56,99	338,47	2002	161,17	27,24	5,92
							in %					% des Bundesdurchschnitts	
1970				2,3	32,6	15,0	24,7	25,4	100,0	11,9	69,4	90,8	76,4
1973				2,3	32,1	14,5	25,9	25,2	100,0	12,9	73,6	91,0	80,9
1978				2,0	30,5	15,4	29,0	23,0	100,0	13,5	76,3	93,9	81,3
1980				1,9	29,3	15,9	30,0	22,9	100,0	13,3	75,0	94,7	79,2
1982				2,2	28,6	15,0	31,7	22,4	100,0	13,3	74,5	96,5	77,3
1984				2,1	28,1	15,6	32,5	21,7	100,0	14,0	77,9	97,7	79,7
1986				1,9	28,6	14,8	33,7	21,0	100,0	14,9	82,7	98,0	84,3
1988				1,9	27,6	15,0	35,4	20,1	100,0	15,1	84,2	100,1	84,1
1990				1,7	28,0	15,4	35,7	19,2	100,0	15,3	85,3	100,3	85,1
1992				1,5	26,8	16,4	36,6	18,7	100,0	13,0	89,5	115,2	77,6
1994				1,4	25,1	16,1	37,8	19,5	100,0	13,2	90,5	112,9	80,1
1996				1,5	24,4	15,9	39,6	18,6	100,0	13,7	93,3	112,4	83,0
1998				1,4	24,3	15,7	40,5	18,1	100,0	14,1	95,5	114,6	83,4
2000				1,4	23,6	15,8	42,0	17,3	100,0	14,1	95,2	117,2	81,2
2001				1,3	22,9	16,1	43,0	16,7	100,0	14,2	95,2	117,6	80,9
2002				1,3	22,3	16,5	43,3	16,6	100,0	14,1	93,6	118,8	78,8
2003				1,3	22,4	16,5	43,0	16,8	100,0	13,8	92,0	119,1	77,2
							Index 1995 = 100					Index 1995 = 100	
1970	87,4	68,9	126,9	77,1	62,7	44,3	30,5	64,8	47,8	60,2	68,9	54,8	125,9
1973	90,5	73,1	123,7	88,8	70,9	49,4	36,7	73,9	55,0	73,1	80,7	60,8	132,8
1978	90,3	77,6	116,3	91,5	77,8	60,8	47,7	78,2	63,6	78,6	87,1	70,5	123,6
1980	91,1	80,3	113,5	92,3	79,7	66,9	52,6	82,9	67,9	77,2	84,8	74,5	113,8
1982	91,4	82,2	111,3	109,2	79,4	64,3	56,8	83,0	69,3	71,6	78,3	75,8	103,3
1984	91,4			109,6	83,4	71,4	62,1	85,9	74,0	78,9	86,4	81,0	106,6
1986	91,9	90,9	101,2	107,4	89,8	71,7	68,2	87,9	78,4	86,9	94,5	85,3	110,8
1988	92,1	92,4	99,7	113,5	92,5	77,5	76,3	89,5	83,6	89,0	96,6	90,7	106,5
1990	95,5	92,1	103,7	107,5	103,2	87,5	84,7	94,2	91,9	91,3	95,6	96,2	99,4
1992	98,1	94,9	103,4	107,8	106,2	100,0	93,2	98,4	98,7	95,3	97,1	100,6	96,6
1994	99,4	99,1	100,3	100,2	99,3	98,1	96,2	102,9	98,6	96,1	96,7	99,2	97,4
1996	100,4	101,2	99,2	106,8	100,1	100,5	104,5	101,2	102,1	103,5	103,1	101,7	101,3
1998	100,8			109,4	105,7	105,6	113,6	104,8	108,6	104,6	103,8	107,8	96,3
2000	102,0			113,8	111,9	116,0	128,2	109,4	118,5	104,3	102,3	116,2	88,1
2001	102,8			114,0	111,2	120,4	134,7	108,5	121,3	107,0	104,1	118,0	88,2
2002	103,3	105,5	97,9	117,0	110,5	125,9	137,7	109,1	123,4	103,8	100,5	119,4	84,1
2003	103,6	106,3	97,4	113,0	111,4	126,4	137,5	111,5	124,0	102,5	99,0	119,7	82,7

² Im Folgenden wird zumeist nur der Begriff Deutschland verwendet, wobei dies in der Regel bedeutet, dass bis 1990 die Entwicklung in den alten Bundesländern angesprochen ist und ab 1990 die Entwicklung im Gebiet nach der Wiedervereinigung.

Tabelle 1-3: Zusammenfassung demographischer und gesamtwirtschaftlicher Rahmendaten für die alten Bundesländer 1970 – 1990 bzw. für Deutschland 1990 – 2003

	Demographische Daten			Bruttowertschöpfung (BWS) nach Sektoren					Verhältniszahlen			
	Bevölkerung	Haushalte	Person je Haushalt	Prod. Gewerbe ohne Bau	Handel, Gastgewerbe u. Verkehr	Dienstleistungen	Sonst. Wirtschaftsbereiche	Summe	PEV	PEV/Kopf	BWS/Kopf	PEV/BWS
	Tsd.	Tsd.		Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	Mrd. € ₂₀₀₀	PJ	GJ/Kopf	T€ ₂₀₀₀ /Kopf	MJ/€ ₂₀₀₀
1970	61001	21991	2,77	326,8	145,4	291,5	73,9	837,6	9870	161,80	13,73	11,78
1973	62101	23233	2,67	361,2	160,9	338,0	84,6	944,8	11092	178,61	15,21	11,74
1978	61322	24221	2,53	366,9	180,5	406,2	94,3	1047,9	11401	185,92	17,09	10,88
1980	61658	24811	2,49	377,3	189,6	439,2	98,6	1104,7	11354	184,14	17,92	10,28
1982	61546	25336	2,43	355,0	184,4	458,9	102,4	1100,7	10527	171,04	17,88	9,56
1984	61049	26016	2,3	367,1	194,5	487,4	103,6	1152,6	11020	180,51	18,88	9,56
1986	61140	26739	2,29	377,4	199,3	527,3	106,6	1210,7	11377	186,08	19,80	9,40
1988	61715	27403	2,25	377,2	211,3	576,6	107,8	1272,9	11521	186,68	20,63	9,05
1990	63726	28175	2,26	405,3	235,7	641,4	110,1	1392,5	11632	182,53	21,85	8,35
1990	79753	34827	2,29	460,8	263,5	676,8	133,8	1534,9	14906	186,90	19,25	9,71
1992	80975	35700	2,27	442,3	284,8	748,5	133,8	1609,3	14319	176,83	19,87	8,90
1994	81539	36695	2,22	420,7	287,8	788,4	134,2	1631,0	14185	173,97	20,00	8,70
1996	82012	37281	2,20	413,9	295,0	855,4	124,8	1689,1	14746	179,80	20,60	8,73
1998	82037	37532	2,19	434,3	312,9	890,5	119,1	1756,9	14520	176,99	21,42	8,26
2000	82260	38124	2,16	465,3	337,3	933,9	119,7	1856,2	14400	175,05	22,57	7,76
2001	82440	38456	2,14	470,4	347,0	951,2	115,1	1883,7	14679	178,06	22,85	7,79
2002	82537	38720	2,13	462,6	349,4	967,0	109,8	1888,8	14426	174,78	22,88	7,64
2003	82532	38944	2,12	467,5	344,9	968,8	106,4	1887,6	14461	175,22	22,87	7,66
						in %						
1970				39,0	17,4	34,8	8,8	100,0				
1973				38,2	17,0	35,8	9,0	100,0				
1978				35,0	17,2	38,8	9,0	100,0				
1980				34,2	17,2	39,8	8,9	100,0				
1982				32,3	16,8	41,7	9,3	100,0				
1984				31,9	16,9	42,3	9,0	100,0				
1986				31,2	16,5	43,6	8,8	100,0				
1988				29,6	16,6	45,3	8,5	100,0				
1990				29,1	16,9	46,1	7,9	100,0				
1990				30,0	17,2	44,1	8,7	100,0				
1992				27,5	17,7	46,5	8,3	100,0				
1994				25,8	17,6	48,3	8,2	100,0				
1996				24,5	17,5	50,6	7,4	100,0				
1998				24,7	17,8	50,7	6,8	100,0				
2000				25,1	18,2	50,3	6,4	100,0				
2001				25,0	18,4	50,5	6,1	100,0				
2002				24,5	18,5	51,2	5,8	100,0				
2003				24,8	18,3	51,3	5,6	100,0				
	Index 1990 = 100			Index 1990 = 100					Index 1990 = 100			
1970	95,7	78,1	122,6	80,6	61,7	45,5	67,1	60,1	84,9	88,6	62,8	141,1
1973	97,5	82,5	118,2	89,1	68,3	52,7	76,8	67,8	95,4	97,9	69,6	140,5
1978	96,2	86,0	111,9	90,5	76,6	63,3	85,6	75,3	98,0	101,9	78,2	130,2
1980	96,8	88,1	109,9	93,1	80,4	68,5	89,5	79,3	97,6	100,9	82,0	123,0
1982	96,6	89,9	107,4	87,6	78,3	71,5	93,0	79,0	90,5	93,7	81,8	114,5
1984	95,8	92,3	103,7	90,6	82,5	76,0	94,1	82,8	94,7	98,9	86,4	114,5
1986	95,9	94,9	101,1	93,1	84,6	82,2	96,8	86,9	97,8	101,9	90,6	112,5
1988	96,8	97,3	99,6	93,1	89,7	89,9	97,8	91,4	99,0	102,3	94,4	108,4
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Index 1995 = 100			Index 1995 = 100					Index 1995 = 100			
1990	97,5	94,3	103,4	109,9	89,8	82,3	101,7	92,1	104,5	107,2	94,5	113,5
1992	99,0	96,6	102,4	105,4	97,0	91,0	101,7	96,5	100,4	101,4	97,5	104,0
1994	99,7	99,3	100,3	100,3	98,0	95,8	102,0	97,8	99,4	99,8	98,2	101,6
1996	100,2	100,9	99,3	98,7	100,5	104,0	94,9	101,3	103,3	103,1	101,1	102,0
1998	100,3	101,6	98,7	103,5	106,6	108,3	90,6	105,4	101,8	101,5	105,1	96,6
2000	100,5	103,2	97,4	110,9	114,9	113,5	91,0	111,3	100,9	100,4	110,7	90,6
2001	100,8	104,1	96,8	112,1	118,2	115,6	87,5	113,0	102,9	102,1	112,1	91,0
2002	100,9	104,8	96,2	110,3	119,0	117,6	83,5	113,3	101,1	100,2	112,3	89,2
2003	100,9	105,4	95,7	111,5	117,5	117,8	80,9	113,2	101,3	100,5	112,2	89,5

Während der Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie in den letzten drei Jahrzehnten in Bayern um rund 44 % anstieg – damit liegt er 2002 um rund 8 % unter dem Bundesdurchschnitt –, konnte im Zuge dieser Entwicklung die Energieintensität (Primärenergieverbrauch/Bruttowertschöpfung) um mehr als 1/3 reduziert werden (Deutschland bei einem um 26 % höheren Ausgangsniveau zwischen 1970 und 2003 um etwa 35 %), d. h., für die Erstellung einer Einheit Bruttowertschöpfung waren im Freistaat Bayern 2003 nur noch 65,8 % des Energieeinsatzes von 1970 erforderlich. Diese Entwicklung ist dem Umstand zuzuschreiben, dass die Wirkung der oben beschriebenen, den Energieverbrauch grundsätzlich stimulierenden Faktoren durch eine Reihe anderer Einflussgrößen kompensiert wurde.

Hierzu zählen einmal der inter- sowie der intrasektorale Struktureffekt. Das Wirtschaftswachstum wurde in den letzten drei Jahrzehnten sowohl in Bayern als auch in Deutschland insgesamt in hohem Maße vom überproportional wachsenden Dienstleistungsbereich mit seiner im Vergleich zum Warenproduzierenden Gewerbe wesentlich niedrigeren Energieintensität getragen. Sein Anteil an der Bruttowertschöpfung erhöhte sich in Bayern von ca. 24,7 % im Jahre 1970 auf über 43 % im Jahre 2003 (in Deutschland von 34,8 % im Jahre 1970 auf rund 51 % im Jahr 2003). Gleichzeitig ging der Anteil des energieintensiven Grundstoff- und Produktionsgütergewerbes an der gesamten Wertschöpfung zurück.

Darüber hinaus ist es jedoch auch gelungen, die rationelle Energieverwendung sowohl im produktiven wie im konsumtiven Bereich entscheidend zu verbessern. Wenn es auch nicht möglich ist, die Wirkung der einzelnen Einflussgrößen auf das insgesamt zustande gekommene Ergebnis zu isolieren, so darf doch davon ausgegangen werden, dass sowohl der preisinduzierte wie auch der autonome technische Fortschritt im Rahmen ihrer Umsetzung durch Ersatz- oder Neuinvestitionen am Zustandekommen dieses Ergebnisses namhaften Anteil haben. Hinzu kommen aber auch geänderte Preiserwartungen, eine Reihe flankierender Maßnahmen auf Bundes- und Landesebene (Fördermaßnahmen, Energiesteuern) und sicherlich auch die weiter wachsende Sensibilisierung von Wirtschaft und Öffentlichkeit für Belange rationeller Energieverwendung sowie des Umwelt- und Klimaschutzes.

Nicht hinreichend sicher ist indes, welchen Einfluss das Energiepreisgeschehen auf die jüngere Energieverbrauchsentwicklung in Deutschland wie im Freistaat Bayern genommen hat. Einerseits ist das Preisniveau auf dem Mineralölmarkt, dem immer noch für das gesamte Energiepreisgeschehen eine preisbarometrische Funktion zukommt, nach den exorbitanten Preissprüngen im Zuge der beiden Ölkrisen durch das Wirken der Marktkräfte bis 1998 nominal nahezu auf das Ausgangsniveau zurückgefallen, worauf dann wiederum seit 2003 ein starker Preisanstieg bis hin zu einem historischen Höchstwert folgte. Andererseits hat der Staat durch eine ganze Reihe fiskal-, energie- und umweltpolitischer Maßnahmen nicht unbeträchtlich die Bereitstellung einzelner Energieträger (Strom, Mineralölprodukte, Steinkohle, Erdgas) direkt oder indirekt verteuert, was im industriellen Bereich entsprechende Anpassungsreaktionen vor allem hinsichtlich der im harten internationalen Wettbewerb stehenden energieintensiven Branchen aber auch im konsumtiven Bereich über eine wie nied-

rig auch immer anzusetzende Preiselastizität der Nachfrage das Verbrauchsverhalten entsprechend beeinflusst haben dürfte.

1.3 Strukturelle Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Sowohl die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs nach einzelnen Sektoren als auch nach den unterschiedlichen Energieträgern weist in den drei letzten Jahrzehnten eine Reihe bedeutsamer Entwicklungen auf. Diese werden im Folgenden kurz erläutert.

1.3.1 Struktur des Energieverbrauchs

Bezüglich der gesamten Verbrauchsstruktur ergibt sich der Primärenergieverbrauch als die Summe aus dem gesamten Endenergieverbrauch, dem Nichtenergetischen Verbrauch sowie den Umwandlungsverlusten, dem Eigenverbrauch im Energiesektor und den Fackelverlusten. Im Freistaat Bayern und auch in Deutschland ist im Beobachtungszeitraum die Bedeutung des Umwandlungssektors bzw. Transformationsbereichs (Kraftwerke, Raffinerien, Heizkraftwerke und Fernheizwerke, Kokereien usw.) zunächst gewachsen. Seit 1990 ist sein Anteil nahezu konstant mit leicht rückläufiger Tendenz. Mit einem Anstieg des Anteils am Primärenergieverbrauch von 19,0 % im Jahr 1970 auf 26,9 % im Jahr 2002 bleibt Bayern dennoch immer noch hinter Deutschland (24,3 % in 1970 bzw. 28,8 % in 2002) zurück (vgl. Abbildung 1-2 sowie Tabelle A-1 und Tabelle A-2 im Anhang). Dies ist im Wesentlichen der Tatsache zuzuschreiben, dass der Freistaat kaum mit Energieressourcen ausgestattet ist, deren Förderung eine Umwandlung vor Ort sinnvoll erscheinen lässt (so fehlen Kokereien und Brikettfabriken völlig). Im gleichen Zeitraum gingen sowohl der Anteil des Endenergieverbrauchs in Bayern von 81,0 % auf 67,6 % (Deutschland: von 68,4 % in 1970 auf 64,2 % in 2002) als auch des Nichtenergetischen Verbrauchs von rund 6,5 % (1973) auf 5,5 % am gesamten Primärenergieverbrauch zurück.

Auch innerhalb des Endenergieverbrauchs vollzogen sich innerhalb der letzten drei Jahrzehnte strukturelle Veränderungen. Deutlich rückläufig ist der Anteil der Industrie (Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) am Primärenergieverbrauch. Mit einem Anteil von nur noch 12,6 % nach ca. 25,4 % im Jahre 1970 ist der Anteil des Endenergieverbrauchs der Industrie in Bayern am Primärenergieverbrauch noch stärker zurückgefallen als in Deutschland (von 26,9 % auf 16,1 %). Dadurch ist dieser Sektor längst vom ersten Platz innerhalb des Endenergieverbrauchs verdrängt worden, und zwar vom Sektor Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), der seinen Anteil mit 33,0 % in 2002 in Bayern bzw. 29,4 % in Deutschland bei geringen Verlusten noch nahezu konstant halten konnte. Mit einem Anstieg des Endenergieverbrauchsanteils von rund 19,6 % auf 22,0 % (Deutschland von 11,7 % auf 18,5 %) weist der Verkehrssektor die größten Zuwachsraten auf, so dass er in Bayern wie auch im Bundesgebiet damit inzwischen sogar die Industrie überflügelt hat.

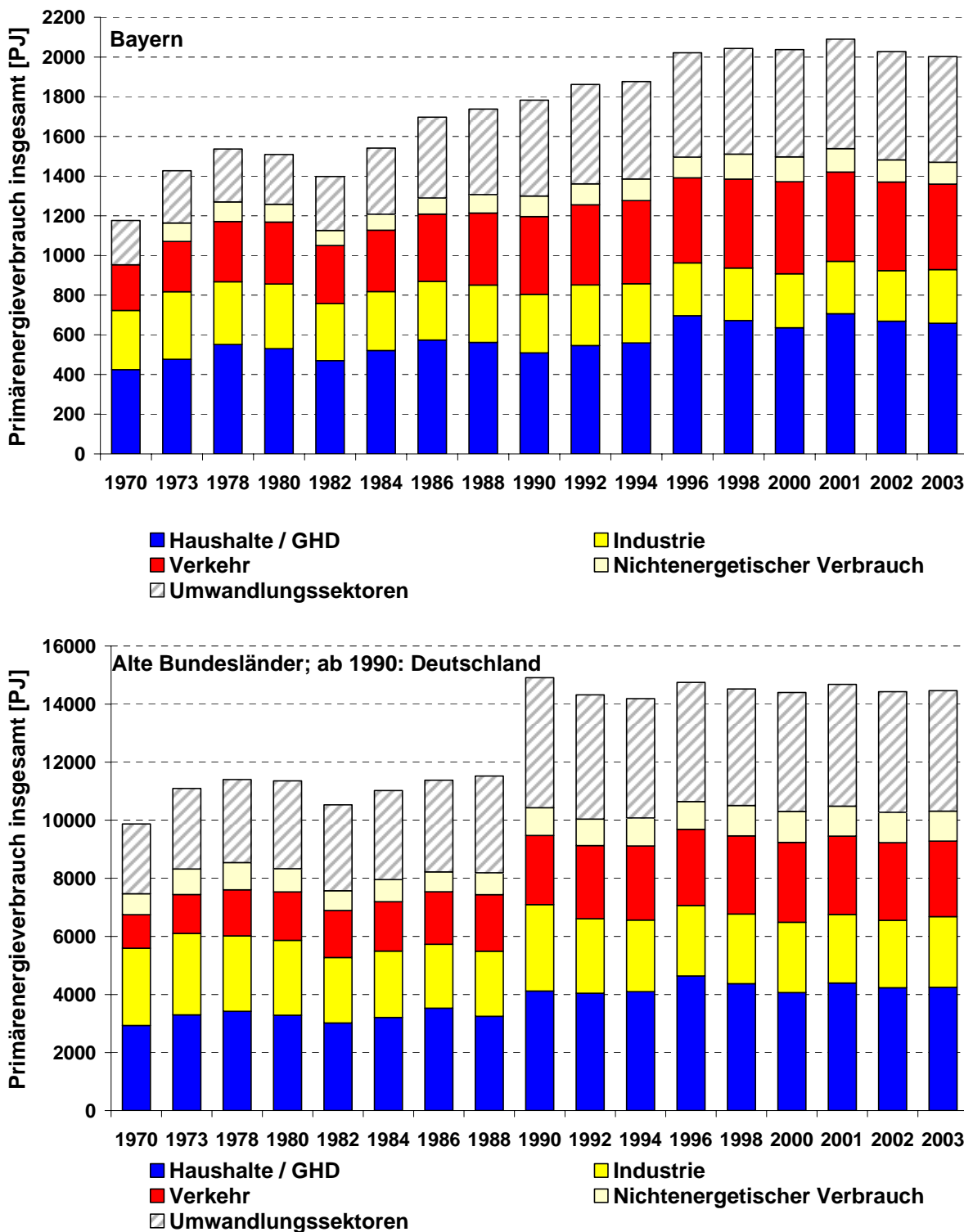


Abbildung 1-2: Struktur des Energieverbrauchs in Bayern und in Deutschland

1.3.2 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Die Struktur des Energieträgereinsatzes in Bayern stellt sich heute ausgewogener dar als noch vor wenigen Jahrzehnten (vgl. Abbildung 1-3 und Tabelle A-3 im Anhang). Entfielen 1970 rund 68 % und 1973 sogar über 73 % des Primärenergieverbrauchs im Freistaat auf

Rohöl und Mineralölprodukte, die zu diesem Zeitpunkt bundesweit zu über 80 % aus dem OPEC-Bereich importiert werden mussten, so hat sich diese hohe Abhängigkeit von Öl deutlich reduziert. 2002 entfielen nur noch wenig mehr als 43 % des gesamten Primärenergieverbrauchs in Bayern auf Mineralöle. Im gleichen Zeitraum konnte der Anteil der Mineralöle am Primärenergieverbrauch in Deutschland von 53,1 % auf 37,3 % zurückgeführt werden (vgl. Abbildung 1-3 und Tabelle A-4 im Anhang). Dabei konnte die OPEC als ehemals bedeutendster Öllieferant der Bundesrepublik inzwischen durch andere Lieferländer, insbesondere Norwegen und Großbritannien aber auch die GUS und Afrika abgelöst werden. Selbst innerhalb der OPEC wurden die krisenträchtig anzusehenden Öllieferanten des Mittleren Ostens zu Gunsten stärkerer Bezüge z. B. aus Venezuela (mit deutschem Kapitalengagement im Mineralölbereich) zurückgedrängt. Insgesamt hat sich damit die Abhängigkeit der Bundesrepublik von als krisenanfällig anzusehenden Förderländern von nahezu 50 % des Primärenergieverbrauchs auf inzwischen unter 20 % reduziert.

Auch der Beitrag der Kohlen an der Deckung des Primärenergieverbrauchs in Bayern hat sich insbesondere in den siebziger und achtziger Jahren rückläufig entwickelt. Er liegt 2002 in Bayern nur noch bei 4,5 % und ist damit deutlich geringer als im Bundesdurchschnitt mit 24,9 %.

Die Verdrängung von Mineralöl und Kohle erfolgte im Wesentlichen durch Erdgas und Kernenergie. Entfielen auf die Naturgase 1970 nur 5,0 % des bayerischen Primärenergieverbrauchs (Deutschland 5,5 %), so versechsfachte sich der Verbrauch dieses Energieträgers bis 2002 und sein Anteil am Primärenergieverbrauch wuchs auf 16,8 % an (Deutschland 21,8 %). Noch stärker war der Ausbau der Kernenergie, deren Anteil von knapp 2 % im Jahr 1970 auf 28 % im Jahr 2002 anstieg. Im Vergleich zur Bundesrepublik ist der Anteil der Kernenergie an der Deckung des Primärenergieverbrauchs in Bayern damit gut doppelt so hoch, während beim Erdgas der Anteil etwa 5 Prozentpunkte unter dem Bundesdurchschnitt liegt.

Auf die Entwicklung des Beitrags der erneuerbaren Energiequellen zur Deckung des Primärenergieverbrauchs in Bayern, der in 2002 bei ca. 7,2 % liegt (ermittelt nach der Wirkungsgradmethode) wird in Abschnitt 2.7 ausführlicher eingegangen.

In Folge dieser Veränderungen in der Struktur der Energieträgeranteile am bayerischen Primärenergieverbrauch konnte der Anteil der Importe fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch in Bayern von 70,7 % in 1990 über 66,8 % bzw. 66,9 % in 1995 bzw. 2000 auf 64,2 % in 2002 gesenkt werden. Damit sind erste Erfolge in der Reduktion der Importabhängigkeit der bayerischen Energieversorgung sichtbar.

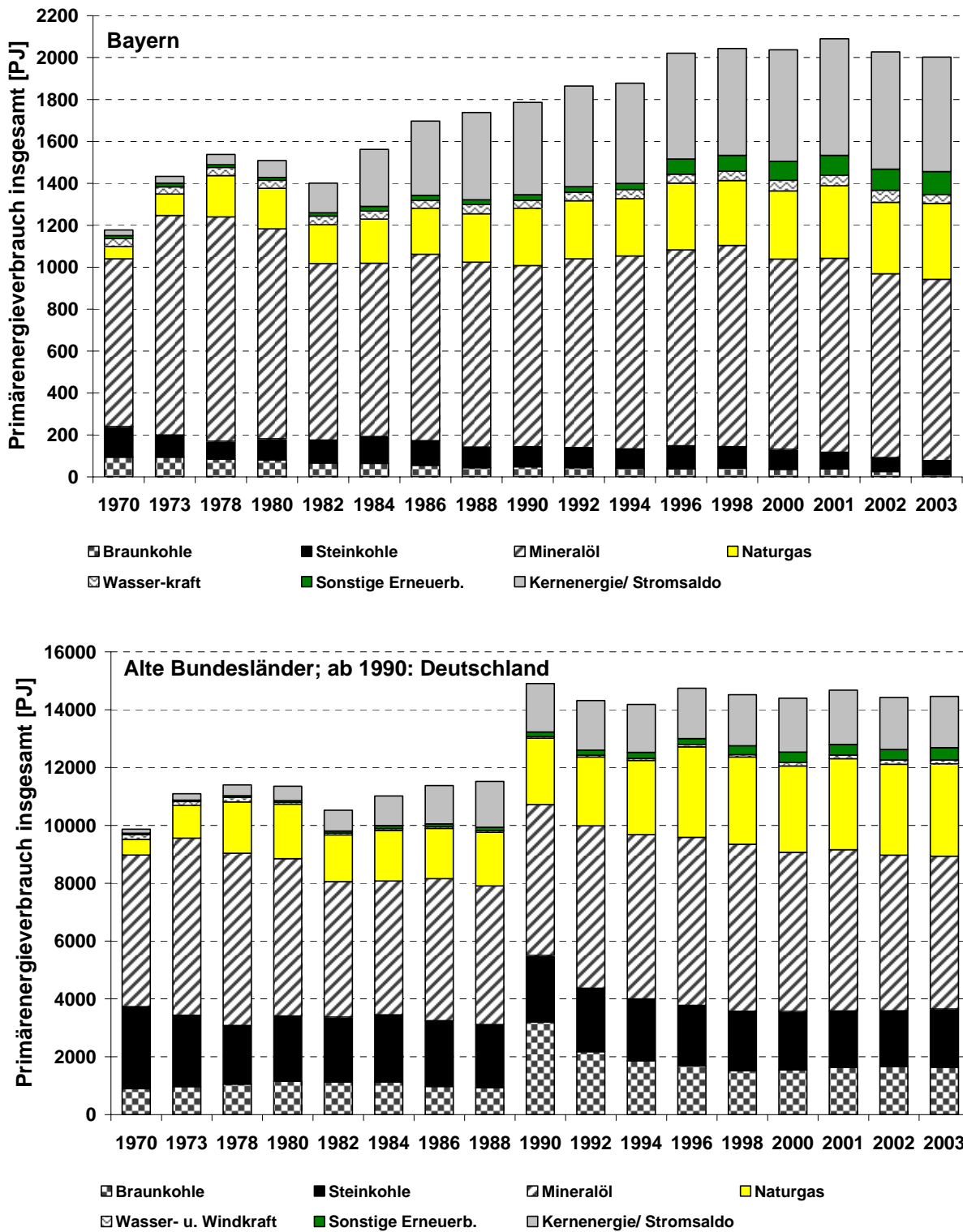


Abbildung 1-3: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland

1.4 Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Analog zur Vorgehensweise bei der Erläuterung der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird im Folgenden zunächst die sektorale Zusammensetzung und danach die Energieträgerstruktur des Endenergieverbrauchs erläutert.

1.4.1 Endenergieverbrauch nach Sektoren

Die Entwicklung der strukturellen Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren wird durch Abbildung 1-4 sowie Tabelle A-5 und Tabelle A-6 im Anhang verdeutlicht. Wesentliche Entwicklungen sind:

- Die mit rund 49 % (2002) überragende und auch über die letzten drei Jahrzehnte nur marginal sich verändernde Position des Sektors **Haushalte und GHD** innerhalb des gesamten bayerischen Endenergieverbrauchs mit einem vergleichsweise geringfügigen Unterschied im spezifischen (Pro-Kopf-)Energieverbrauch dieses Sektors zwischen Bayern und Deutschland. Bei der Entwicklung des Anteils dieses Sektors am gesamten Endenergieverbrauch ist zu berücksichtigen, dass die Bevölkerung im Beobachtungszeitraum immerhin um mehr als 18 % angestiegen ist und die Anzahl der Privathaushalte sogar um mehr als 53 %, eine Schlüsselgröße für die Anzahl der zu beheizenden und mit Geräten auszustattenden Wohnungen, dass im Zuge der wirtschaftlichen Entwicklung auch die verfügbaren Einkommen sich beträchtlich erhöht haben und dass das Wachstum innerhalb der dem GHD-Bereich zuzuschreibenden Sektoren (außer in der Landwirtschaft und im Baugewerbe) überproportional hoch war. Wenn dennoch der Energieverbrauch in diesem Aggregat sich insgesamt im Beobachtungszeitraum um 57,6 % erhöht hat bzw. der auf die Bevölkerung bezogene Endenergieverbrauch dieses Sektors nur um rund 33,3 % angestiegen ist, so kommt hierin das Wirken des von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen flankierten energietechnischen Fortschritts und dessen schrittweise Umsetzung im Gerätebestand sowie in den Verbrauchsaggregaten, ggfs. auch veränderte Verbrauchsgewohnheiten in Folge veränderter Preiserwartungen und/oder einer wachsenden Sensibilisierung für die vom Energieverbrauch ausgelösten Umweltprobleme zum Ausdruck, ohne dass diese Effekte im Einzelnen quantifiziert werden könnten.
- Die deutlich rückläufige Bedeutung der Industrie (Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) innerhalb des Endenergieverbrauchssektors – sowohl in Bayern als auch in Deutschland – entspricht dem zwar ebenfalls rückläufigen aber gegenüber dem Bundesgebiet immer noch höheren Anteil des Verarbeitenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung in Bayern. Dementsprechend ist auch der spezifische Endenergieverbrauch der Industrie insgesamt (Endenergieverbrauch der Industrie bezogen auf die Bruttowertschöpfung der Industrie) in den letzten drei Jahrzehnten in Bayern beträchtlich um 51,6 % zurückgegangen.

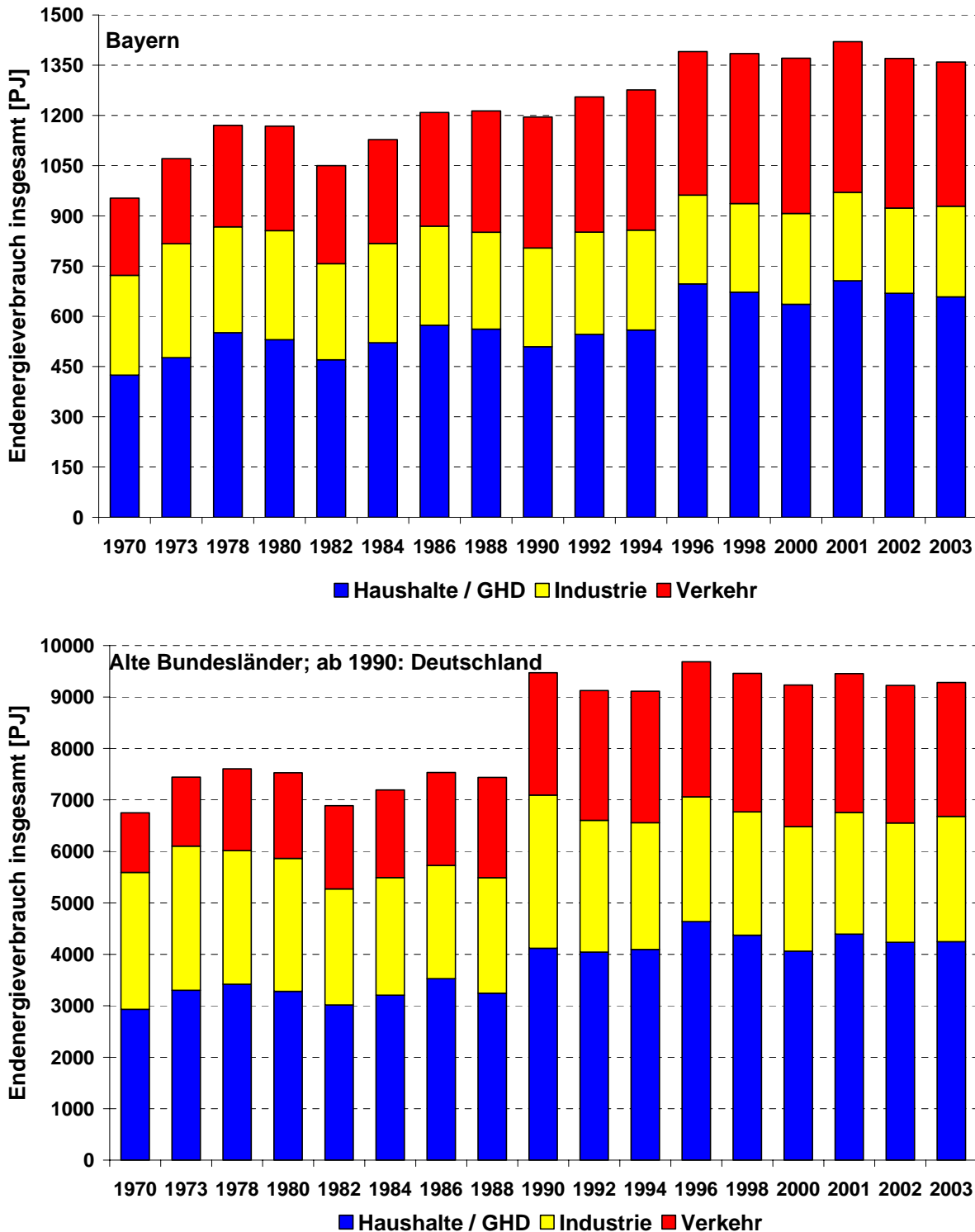


Abbildung 1-4: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern und in Deutschland

Der Vergleich mit Deutschland in Abbildung 1-5 zeigt, dass die bayerische Industrie eine wesentlich niedrigere Energieintensität als der Bundesdurchschnitt aufweist. Dies ist insbesondere mit einer unterschiedlichen Industriestruktur zu erklären, die in Bayern einen wesentlich kleineren Anteil an energieintensiven Grundstoff- und Produktionsgüterindustrien aufweist. Seit 1991 ist die Energieintensität zunächst bis

1993 gegen den Bundestrend um 9 % gestiegen und seitdem bis 2002 auf ein Niveau gesunken, das um 19,1 % unter dem Niveau von 1991 liegt. Die Stromintensität der bayerischen Industrie ist seit 1991 bis 1995 kräftig gestiegen, was mit einer Substitution von anderen Energieträgern durch Strom erklärt werden kann. Seit dem Jahr 1996 liegt die Stromintensität der Industrie in Bayern auf einem nahezu konstanten Niveau.

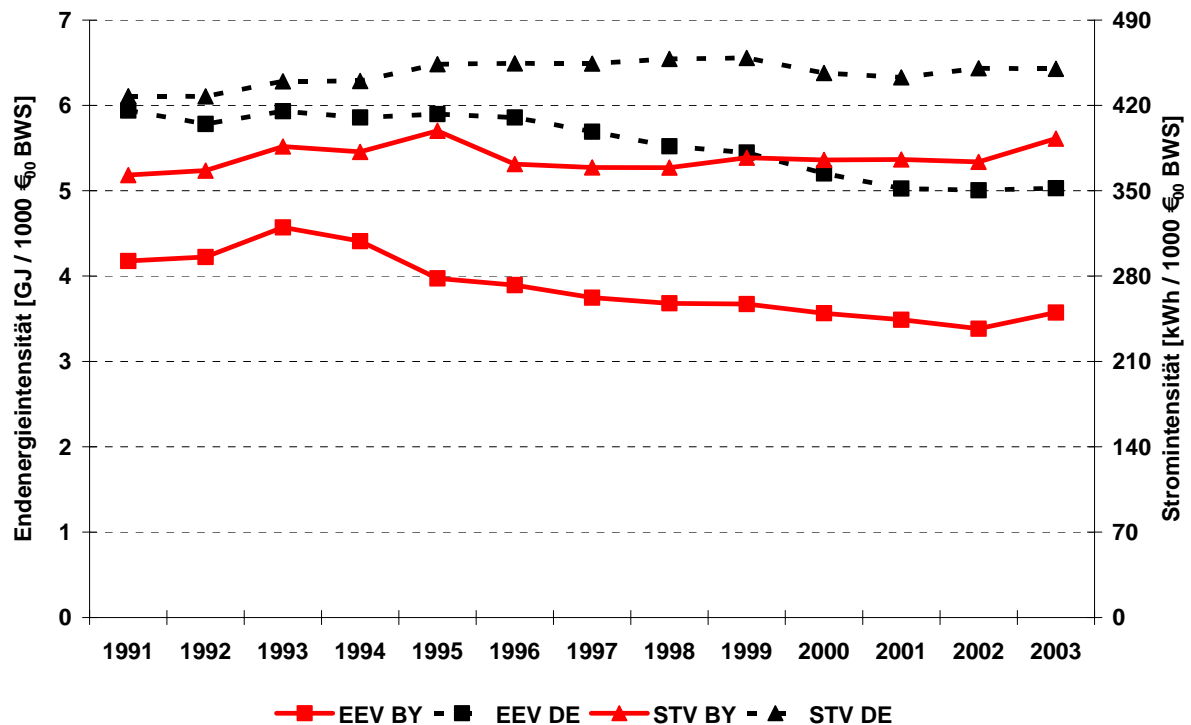


Abbildung 1-5: Endenergie- und Stromintensität des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe pro Einheit Bruttowertschöpfung (BWS) in Bayern und in Deutschland

Der intrasektorale Struktureffekt mit vergleichsweise starkem Wachstum der energieextensiven Branchen Investitionsgütergewerbe, Verbrauchsgütergewerbe und Nahrungs- und Genussmittelgewerbe zu Lasten eines schwächeren Wachstums des energieintensiven Grundstoff- und Produktionsgütergewerbes, dessen Wirkung durch branchenbezogene spezifische Verbräuche ermittelt werden kann, hat zu dieser Reduktion des spezifischen Endenergieverbrauchs der Industrie ebenso beigetragen wie auch der energietechnische Fortschritt. Unter dem energietechnischen Fortschritt sind wiederum eine Reihe von Faktoren subsummiert, die sich gegenseitig überlagern, ohne dass es angesichts der gegebenen Datenlage möglich wäre, diese Effekte im Einzelnen zu isolieren: Neben technischen Maßnahmen, die im eigentlichen Sinne Fortschritte in der rationellen Energienutzung ausmachen, wie Abbau von Verlusten, Steigerung der Effizienz von Energieumwandlungsprozessen, wie z. B. Wärmerückgewinnung, Prozessänderung oder verstärktes Recycling, findet sich hierunter auch der Effekt einer Substitution innerhalb des zum Einsatz gelangenden Energieträgermixes mit Steigerung des Wirkungsgrades (Kohlen durch Mineralöle durch Gase durch Strom) sowie nicht zuletzt auch die Verringerung der Produktionstiefe durch vermehrten Einsatz bezogener

Halbfabrikate oder die Wertsteigerung der ausgebrachten Produktpalette bzw. das zusätzliche Angebot von (energieintensiven) Serviceleistungen.

- Das kontinuierliche Vordringen des Sektors **Verkehr**, der, wie in den alten Bundesländern bzw. in Deutschland, den Sektor Industrie bezüglich des Anteils am Endenergieverbrauch überflügelt hat. Dieses Wachstum wurde wiederum getragen von der von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ausgehenden Ausweitung der Verkehrstätigkeit, der hiermit gleichzeitig verbundenen Einkommenssteigerung als Basis für eine beträchtliche Erhöhung der Pkw-Dichte und der durchschnittlichen Motorisierung der Fahrzeuge sowie von der wachsenden Mobilität und der durch das geänderte Freizeitverhalten bestimmten intensiven Nutzung der Fahrzeugflotte. Auch in der Vergangenheit bereits zu konstatierende motortechnische Verbesserungen wurden von diesen Faktoren bei weitem überkompensiert. Ebenso konnten beträchtliche Verteuerungen im Kraftstoffbereich diesen Trend zwar stoppen, aber noch nicht nachhaltig verändern.³ Der um 11,4 % höhere Pro-Kopf-Energieverbrauch im Verkehrsbereich von Bayern gegenüber dem Bundesgebiet ist sicherlich zu einem großen Teil auf die Siedlungsstruktur zurückzuführen. Die ländlichen Regionen mit geringer Siedlungsdichte, die besonders stark auf den motorisierten Individualverkehr angewiesen sind und dementsprechend höhere Fahrleistungen aufweisen, sind in Bayern stärker ausgeprägt als im Bundesdurchschnitt. Außerdem ist auch die bayerische Pkw-Dichte mit 603 Einheiten pro 1000 Einwohner im Jahr 2006 um 7,7 % höher als in Deutschland (560 Pkw je 1000 Einwohner).

1.4.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Kennzeichnend für die Entwicklung der Struktur der Endenergieträger ist das in Bayern wie auch bundesweit feststellbare kontinuierliche Vordringen von Energieträgern, die auf Grund ihrer qualitativen Eigenschaften besonders geeignet sind, den immer diffizileren technischen Anforderungen moderner Produktionsprozesse sowie Energieaggregate, aber auch den wachsenden Ansprüchen des privaten wie gewerblichen Verbrauchers an komfortablen, bequemen und umweltverträglichen Energieträgern zu entsprechen. Hierzu zählen insbesondere die leitungsgebundenen Energieträger Gas, Strom und Fernwärme (vgl. hierzu Abbildung 1-6 sowie

³ Für die Einordnung dieser Aussage ist jedoch zu berücksichtigen, dass in den Energiebilanzen der Kraftstoffabsatz im Inland (Inlandsverbrauch) abgebildet wird. Relevant für den Energieverbrauch und für energiepolitische Entscheidungen ist jedoch der Energieeinsatz, der sich auf Basis der von Inländern erbrachten Verkehrsleistungen ergibt (Inländerverbrauch). Um zu diesen Werten zu gelangen, müssen zu den Inlandsverbräuchen der Energiebilanz diejenigen Verbräuche hinzuaddiert werden, die Inländer für Fahrten außerhalb Bayerns benötigen. Abgezogen werden die Verbräuche von Nicht-Bayern für ihre Fahrten in Bayern. Der so ermittelte Inländerverbrauch lag im Jahr 2002 um 36 PJ oder 8,9 % über dem Inlandsverbrauch im Straßenverkehr mit steigender Tendenz (2003: 62 PJ; 2004: 90 PJ). Dabei dürften die vergleichsweise hohen Kraftstoffpreise in Deutschland bzw. Bayern eine Rolle gespielt haben, die das Tanken im benachbarten Ausland, sogenannter „Tanktourismus“, attraktiv machten.

Tabelle A-7 und Tabelle A-8 im Anhang). Zu den Gasen zählen in Bezug auf den Endenergieverbrauch auch Flüssiggas und Raffineriegas.

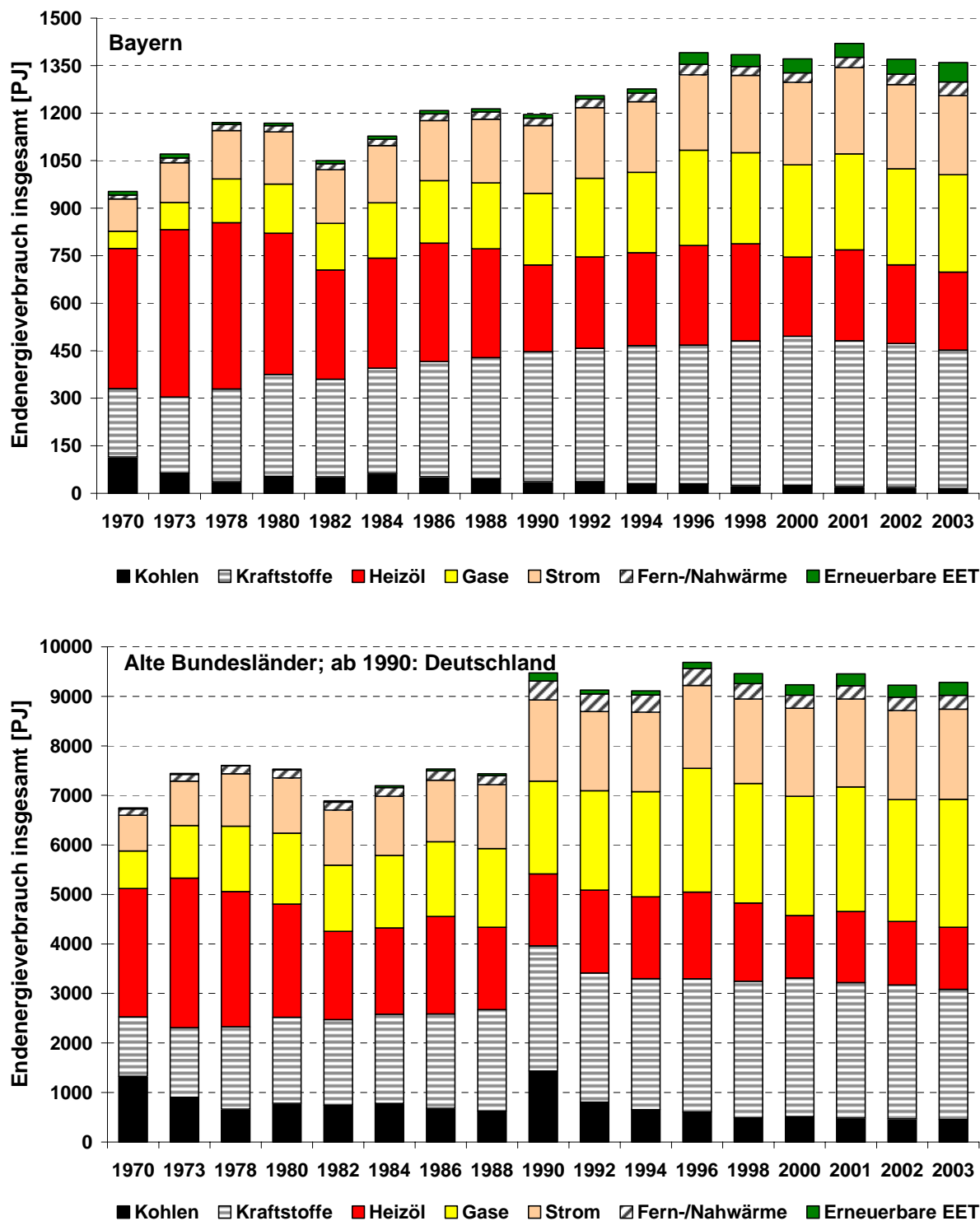


Abbildung 1-6: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland

Im Jahre 2002 entfiel auf diese Energieträger in Bayern (Klammerwerte für Deutschland) ein Anteil von ca. 43,9 % des gesamten Endenergieverbrauchs (49,1 %), davon 22,1 % Gas (26,7 %), 19,4 % Strom (19,5 %) und 2,4 % Fernwärme (2,9 %). 1970 hatte der Beitrag

dieser Energieträger zur Deckung des Endenergieverbrauchs erst 17,6 % (23,8 %) betragen, und zwar 5,7 % für Gas (11,3 %), 10,7 % Strom (10,6 %) und 1,2 % Fernwärme (1,9 %). Am bei weitem stärksten hat sich im Beobachtungszeitraum der Gasverbrauch erhöht (mehr als eine Verfünfachung zwischen 1970 bis 2002). Der Einsatz von Strom und Fernwärme ist um 160,6 % resp. 177,3 % gestiegen, wobei insbesondere der Strom durch staatliche Eingriffe verteuert worden ist (Kosten der Kohleschutzpolitik sowie von verschärften Auflagen im Umwelt- und Klimaschutz sowie im Kernenergiebereich).

1.4.3 Endenergieverbrauch nach Sektoren, Energieträgern und Anwendungsbereichen

Die Entwicklung des Verbrauchs der einzelnen Endverbrauchssektoren nach Energieträgern wird in Abbildung 1-7 bis Abbildung 1-9 sowie in den Tabellen A-9 bis A-14 im Anhang dokumentiert.

- Im Sektor **Haushalte und GHD** dominiert in Bayern (wie in Deutschland, wo im Übrigen eine weitgehend parallele Entwicklung wie in Bayern zu verzeichnen ist) nach wie vor das Mineralöl. Sein Anteil an der Deckung des Energieverbrauchs dieses Sektors konnte jedoch im Freistaat (Klammerwerte für Deutschland) von fast 63 % im Jahre 1970 (57,1 %) auf nur noch 36,1 % (28,4 %) im Jahre 2002 zurückgeführt werden. Stark vorgezogen ist das Gas, dessen Anteil sich in den letzten drei Jahrzehnten insgesamt von 6,2 % (6,6 %) auf 30,6 % (36,6 %) erhöht hat. Auch der Stromeinsatz ist mit einem Zuwachs von ca. 299 % stark gestiegen, was seinen Anteil von 9,4 % (9,7 %) auf 23,7 % (23,4 %) anwachsen ließ. Die Fernwärme weist zwar in Bayern zwischen 1970 und 2002 einen vergleichsweise hohen Zuwachs (+135,1 %) auf, anteilmäßig bleibt dieser Energieträger im Freistaat jedoch auch 2002 noch mit einem Anteil von lediglich 3,9 % deutlich hinter dem in Deutschland realisierten Niveau von 5,3 % zurück. Kohlen spielen mit 0,3 % (1,5 %) nach noch 16,2 % (23,0 %) in 1970 für die Versorgung des Sektors Haushalte und GHD in Bayern, wie auch in Deutschland, inzwischen nur noch eine marginale Rolle.
- Hinsichtlich der Deckung des Endenergieverbrauchs in der **Industrie** (Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) (auch hier verläuft seit 1996 die Entwicklung in Bayern und in Deutschland weitgehend parallel) dominieren inzwischen eindeutig das Gas und der Strom. Mit einem Anteil von 38,7 % deckt das Gas in Bayern in etwa denselben Anteil am industriellen Endenergieverbrauch wie in Deutschland (39,3 %). Der Einsatz von Mineralölprodukten in diesem Bereich ist dagegen regelrecht eingebrochen: Entfiel auf diese Energieträger 1970 in Bayern (Klammerwerte für Deutschland) noch ein Anteil von über 58 % (37 %), so ist dieser bis 2002 auf rund 10,1 % (8,4 %) zurückgegangen. Der industrielle Stromverbrauch dagegen ist im Beobachtungszeitraum, von wenigen Jahren abgesehen, laufend mit geringeren Zuwachsraten als beim Gas angestiegen, so dass sich sein Anteil nur von 19,1 % (15,2 %) auf inzwischen 39,8 % (32,4 %) erhöht hat. Der Einsatz von Kohlen ging um 49 % zurück, ihr Anteil hat sich damit nicht

unbeträchtlich von 12,6 % auf etwa 6,4 % (22,6 % auf 17,4 %) vermindert. Fernwärme spielt bei der Deckung des industriellen Endenergieverbrauchs mit einem Anteil von 2,7 % (1,9 %) bislang nur eine zu vernachlässigende, aber wachsende Rolle. Die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung wird hierbei nicht erfasst.

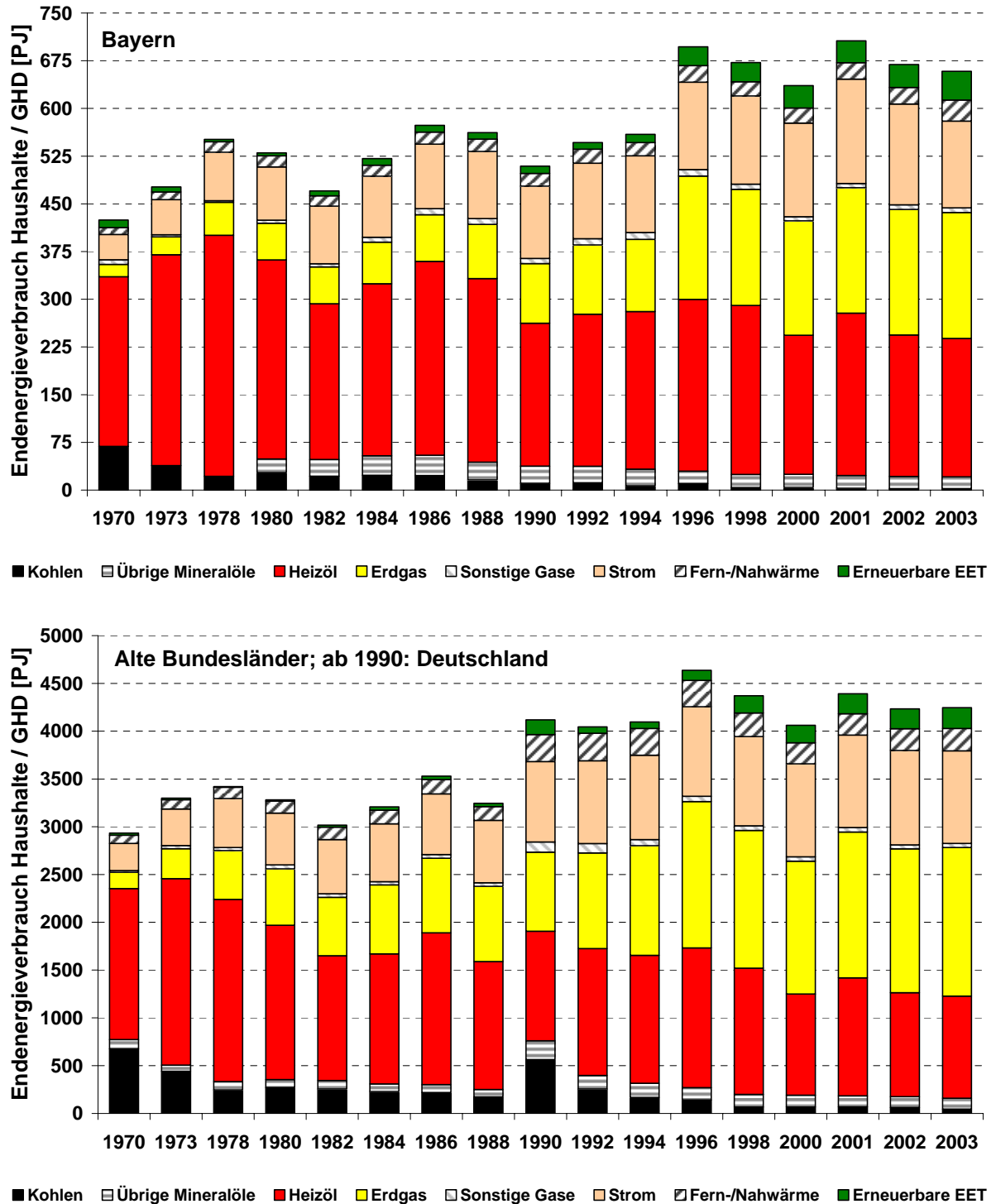


Abbildung 1-7: Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte und GHD nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland

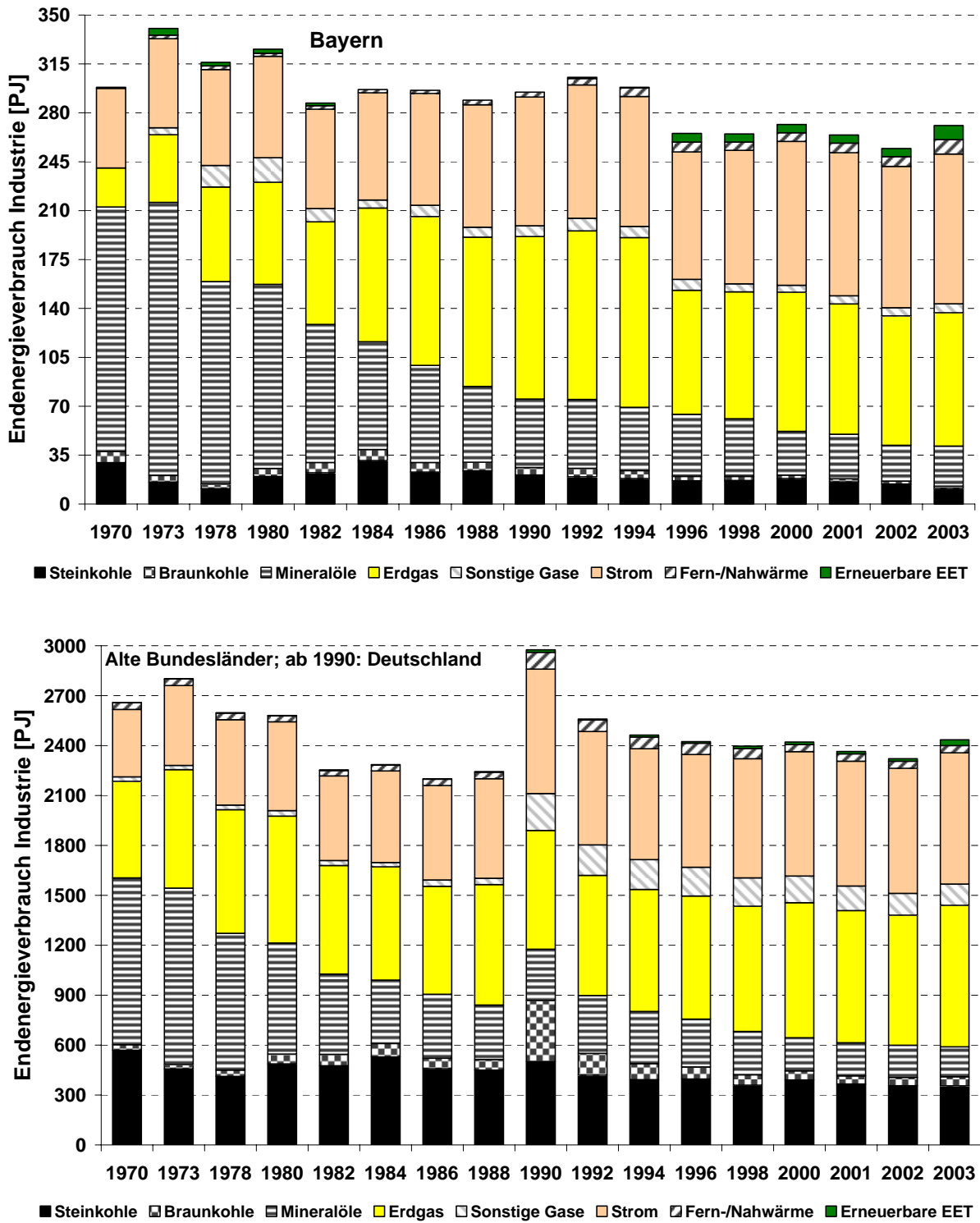


Abbildung 1-8: Endenergieverbrauch des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland

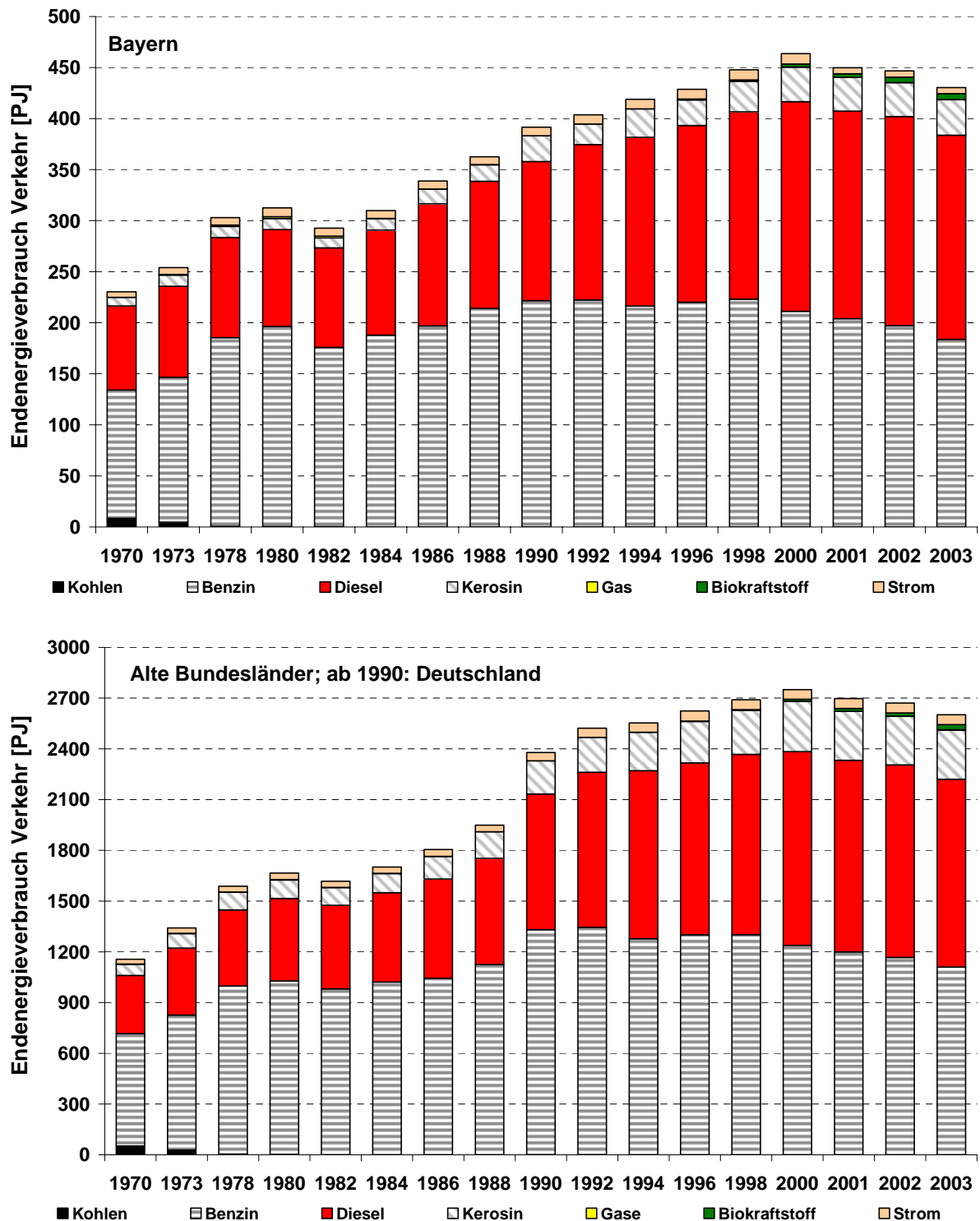


Abbildung 1-9: Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland

- Im **Verkehrsbereich** (wie bei den Haushalten und dem GHD sowie bei der Industrie verläuft auch hier seit 1996 die Entwicklung in Bayern und in Deutschland weitgehend parallel) hat sich in Bayern der bereits 1970 auf rund 94 % (alte Bundesländer 93 %) belaufende Anteil des Mineralöls, im Wesentlichen Motorenbenzin und Dieselmotorenkraftstoff, an der Deckung des Endenergieverbrauchs noch weiter, und zwar auf ca. 97,4 %

(Deutschland 97,1 %) im Jahre 2002 erhöht. Neben Mineralölprodukten spielen 2002 lediglich Strom (für Traktionszwecke) und zunehmend Biokraftstoffe (Anteil von 1,2 % in Bayern bzw. 0,7 % in Deutschland in 2002) bei der Deckung des Energieverbrauchs dieses Sektors noch eine bescheidene Rolle.

Mit der Ebene der Endenergie ist jedoch die Energienutzungskette noch nicht vollständig dargestellt. Es fehlt der wichtige Bereich der Umwandlung der Endenergie beim Verbraucher in sogenannte Nutzenergie (Licht, Kraft, Wärme). Sie ist die Voraussetzung dafür, dass der Endverbraucher die von ihm gewünschte Energiedienstleistung (z. B. gute Beleuchtung, angenehm temperierter Raum) realisieren kann. Bislang bestehen allerdings weder die methodischen noch die statistischen Voraussetzungen, um eine hinreichend gesicherte Quantifizierung des Nutzenergieverbrauchs bzw. der in Anspruch genommenen Energiedienstleistungen für Bayern vornehmen zu können.

Deshalb wurde im Rahmen des Gutachtens wiederum das im Gutachten von 2000 entwickelte Verfahren angewandt, welches es ermöglicht, für Bayern den Endenergieverbrauch in den einzelnen Sektoren auf die einzelnen Anwendungsbereiche Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Kraft und Kommunikation sowie Licht und jeweils nach Energieträgern aufzuteilen. Diese Aufteilung erfolgt analog zu dem von dem VDEW-Arbeitsausschuss „Marktforschung - Elektrizitätsanwendung“ /VDEW 2007/ seit vielen Jahren vollzogenem Ansatz. Die Struktur des Endenergieverbrauchs in Bayern in den einzelnen Endverbrauchssektoren nach Anwendungsbereichen im Jahr 2002 zeigt Abbildung 1-10.

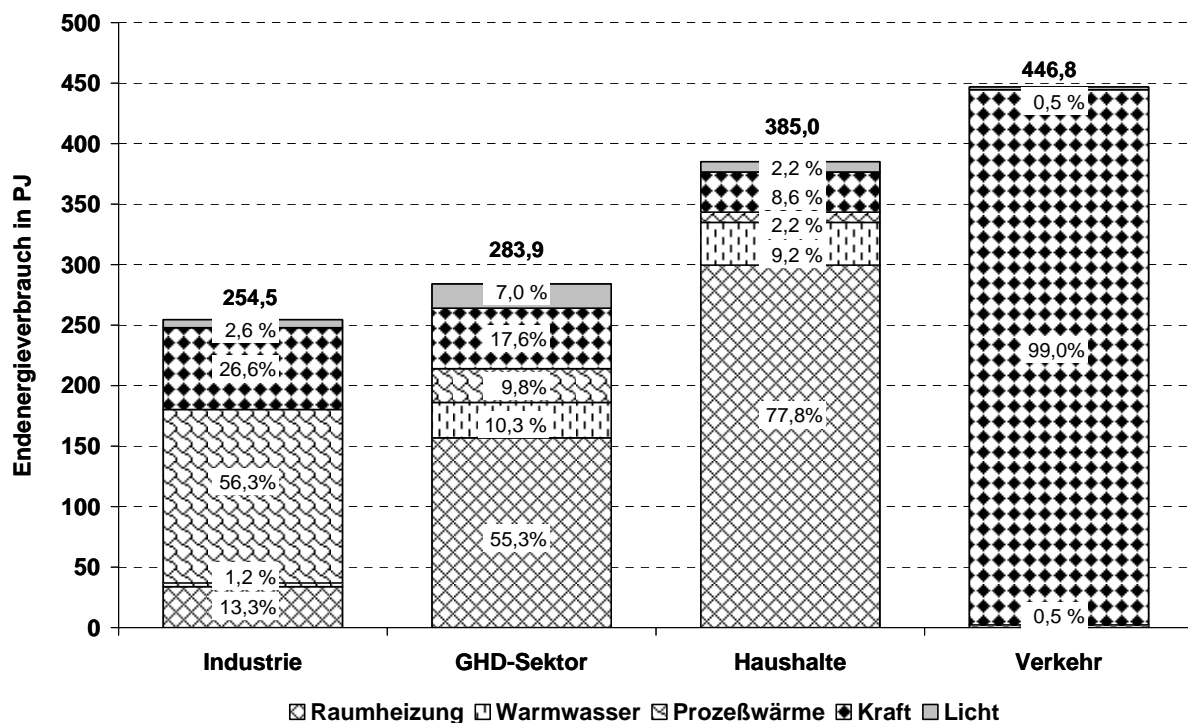


Abbildung 1-10: Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren und Anwendungsbereichen in Bayern im Jahr 2002

Demnach dominiert in der Industrie beim Endenergieverbrauch der Anwendungsbereich Prozesswärme (56,3 %), gefolgt von der Kraft (26,6 %) und der Raumheizung (13,3 %). Die Raumheizung wiederum ist sowohl bei den Haushalten (77,8 %) als auch im GHD-Sektor (55,3 %) der Anwendungsbereich mit dem größten Anteil am Endenergieverbrauch. Demgegenüber wird im Verkehr der Endenergieverbrauch nahezu ausschließlich für Kraftanwendungen (99,0 %) verwendet. Nur geringe Anteile werden für die Bereiche Raumheizung und Licht eingesetzt.

1.5 Der Nichtenergetische Verbrauch

Unter der Rubrik Nichtenergetischer Verbrauch werden in der Energiebilanz Einsatzmengen von Energie verstanden, bei denen es nicht oder zumindest nur sekundär auf die energetischen Eigenschaften diverser Energieträger sondern auf die stoffliche Eigenschaften ankommt. Wichtigster Teilbereich dieses Sektors ist neben dem Ausbaugewerbe sowie dem Straßenbau (Bitumen), der Schmiermittel- und Schmieröleinsatz, vor allem aber der Rohstoffeinsatz in der (Petro-)Chemie in Form von Naphta, Flüssiggas und sonstigen Mineralölen.

Auf Grund der großen Bedeutung der Chemischen Industrie in Bayern (Anteil der Chemie am Nettoproduktionswert des Verarbeitenden Gewerbes 2002 rund 5,3 %) liegt der Anteil des Nichtenergetischen Verbrauchs im Jahr 2002 bezogen auf den Primärenergieverbrauch mit fast 5,5 % nahezu gleich hoch wie in Deutschland (7,2 %). Nach dem Einbruch im Gefolge der ersten Ölpreiskrise hatte der Nichtenergetische Verbrauch Ende der 70er Jahre seinen Höchstwert erreicht, brach sodann aber rezessionsbedingt Anfang der 80er Jahre wieder um etwa 23 % ein, um nach einem leichten Anstieg Anfang der 90er Jahre und einem stärkeren Anstieg Ende des letzten Jahrhunderts dann für mehrere Jahre auf einem Niveau von rund 126 PJ anzugelangen. Mit dem Produktionsrückgang Anfang dieses Jahrhunderts kam es dann wieder zu einem Absinken des Nichtenergetischen Verbrauchs bis auf 111 PJ in 2002 mit abflachender rückläufiger Tendenz (vgl. Tabelle 1-4).

In Bayern dominieren beim Nichtenergetischen Verbrauch des Jahres 2002 nach wie vor die Mineralölprodukte, wobei hier das Rohbenzin mit 43,2 % die größte Bedeutung hat, gefolgt von den anderen Mineralölen, insbesondere Bitumen, (30,1 %), dem Flüssiggas (14,0 %) und dem Raffineriegas (11,4 %). Die Kohlen nehmen mit rund 2,0 % noch vor dem Petrolkoks mit 1,0 % den fünften Platz ein. Auf Rohbenzin und die anderen Mineralölprodukte zusammen (ohne Flüssig- und Raffineriegas) entfallen somit in Bayern nur noch ca. 75 % des gesamten Nichtenergetischen Verbrauchs, in Deutschland werden dagegen wieder rund 82 % des Nichtenergetischen Verbrauchs durch die mineralölstämmigen Energieträger, nach 67 % nach der Wiedervereinigung, und inzwischen (2003) rund 8,4 % durch Erdgas gedeckt.

Tabelle 1-4: Energieeinsatz für nichtenergetische Zwecke in Bayern 1973 – 2003

	Steinkohle	Braunkohle	Rohbenzin	Heizöl leicht	Petrolkoks	Andere Mineralöle	Flüssiggas	Raffinerie-gas	Gesamt
	in PJ								
1973	0,0	0,0	40,0	0,0	5,2	46,5	0,0	0,0	91,7
1978	0,0	0,0	40,6	0,0	6,4	51,6	0,0	0,0	98,6
1980	0,0	0,0	35,6	0,0	5,3	49,2	0,0	0,0	90,1
1982	1,5	0,0	25,5	0,0	6,2	36,7	2,8	3,3	76,0
1984	0,0	0,0	25,6	0,0	5,9	32,5	8,1	8,3	80,4
1986	0,0	0,0	26,7	0,2	5,8	32,2	8,5	7,9	81,3
1988	0,0	0,0	31,1	0,0	4,7	31,4	18,2	7,8	93,2
1990	0,0	0,0	34,5	1,6	4,7	34,6	20,4	8,5	104,3
1992	2,9	0,0	36,3	1,6	4,7	35,7	15,1	8,8	105,1
1994	2,6	0,0	41,1	0,8	5,6	36,4	14,0	8,4	108,9
1996	2,6	0,4	46,8	0,3	5,4	33,0	7,4	8,5	104,4
1998	3,3	0,3	51,6	0,3	5,2	33,5	18,8	12,8	125,8
2000	2,7	0,3	51,8	0,4	4,5	38,3	17,6	10,1	125,8
2001	2,6	0,4	48,3	0,6	4,4	34,8	16,4	10,6	118,0
2002	2,2	0,4	48,2	0,3	1,1	33,5	14,6	11,2	111,4
2003	2,2	0,2	48,5	0,3	1,2	30,2	15,5	12,6	110,6
	in %								
1973	0,0	0,0	43,6	0,0	5,7	50,7	0,0	0,0	100
1978	0,0	0,0	41,2	0,0	6,5	52,3	0,0	0,0	100
1980	0,0	0,0	39,5	0,0	5,9	54,6	0,0	0,0	100
1982	2,0	0,0	33,6	0,0	8,2	48,3	3,7	4,3	100
1984	0,0	0,0	31,8	0,0	7,3	40,4	10,1	10,3	100
1986	0,0	0,0	32,8	0,2	7,1	39,6	10,5	9,7	100
1988	0,0	0,0	33,4	0,0	5,0	33,7	19,5	8,4	100
1990	0,0	0,0	33,1	1,5	4,5	33,2	19,6	8,1	100
1992	2,8	0,0	34,5	1,5	4,5	34,0	14,4	8,4	100
1994	2,4	0,0	37,7	0,7	5,1	33,4	12,9	7,7	100
1996	2,5	0,4	44,8	0,3	5,2	31,6	7,1	8,1	100
1998	2,6	0,3	41,0	0,2	4,1	26,7	14,9	10,1	100
2000	2,2	0,3	41,2	0,3	3,6	30,5	14,0	8,0	100
2001	2,2	0,3	40,9	0,5	3,7	29,5	13,9	8,9	100
2002	2,0	0,3	43,2	0,2	1,0	30,1	13,1	10,0	100
2003	2,0	0,1	43,9	0,3	1,1	27,3	14,0	11,4	100
	Index 1995 = 100								
1973	0,0	0,0	96,9	0,0	82,5	132,1	0,0	0,0	87,5
1978	0,0	0,0	98,3	0,0	101,6	146,6	0,0	0,0	94,1
1980	0,0	0,0	86,2	0,0	84,1	139,8	0,0	0,0	86,0
1982	46,9	0,0	61,7	0,0	98,4	104,3	29,5	41,8	72,5
1984	0,0	0,0	62,0	0,0	93,7	92,3	85,3	105,1	76,7
1986	0,0	0,0	64,6	18,2	92,1	91,5	89,5	100,0	77,6
1988	0,0	0,0	75,3	0,0	74,6	89,2	191,6	98,7	88,9
1990	0,0	0,0	83,5	145,5	74,6	98,3	214,7	107,6	99,5
1992	90,6	0,0	87,9	145,5	74,6	101,4	158,9	111,4	100,3
1994	81,3	0,0	99,5	72,7	88,9	103,4	147,4	106,3	103,9
1996	81,3	133,3	113,3	27,3	85,7	93,8	77,9	107,6	99,6
1998	101,9	113,3	125,0	23,3	82,8	95,3	197,8	161,4	120,0
2000	85,8	114,0	125,4	35,0	71,3	108,8	185,7	127,4	120,0
2001	81,3	116,7	116,9	58,3	69,7	99,0	172,2	133,7	112,6
2002	69,0	127,0	116,7	23,4	17,4	95,2	153,8	141,4	106,3
2003	67,6	53,7	117,5	27,3	18,4	85,8	163,1	159,2	105,5

1.6 Umwandlungssektor

Im Umwandlungssektor (Transformationsbereich) wird der Energieeinsatz verbucht, der für die Produktion von Sekundärenergieträgern im Lande selbst benötigt wird. In Bayern betrifft dies heute noch insbesondere die Strom- und Fernwärmeerzeugung in öffentlichen und industriellen Wärmekraftwerken, Wasserkraftwerken, Heizkraftwerken und Fernheizwerken sowie die Mineralölverarbeitung. Erfasst wird hier jedoch auch der Eigenverbrauch des Energiesektors, Fackel- und Leitungsverluste sowie Bewertungsdifferenzen. Die im Umwandlungsbereich eingesetzten Energieträger werden gegen den Ausstoß an Sekundärenergieträgern – Strom, Mineralölprodukte und Fernwärme – saldiert, die Differenz ist als Umwand-

lungsverlust anzusehen. Im Folgenden werden die beiden bedeutendsten Umwandlungsbereiche in Bayern, die Elektrizitätserzeugung und die Mineralölverarbeitung, detaillierter betrachtet.

1.6.1 Elektrizitätserzeugung

Die Elektrizitätserzeugung Bayerns umfasst wie in Deutschland die Erzeugung für die öffentliche Versorgung, die Elektrizitätserzeugung der Industrie (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) und die Erzeugung der Deutschen Bahn, wobei im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes die Grenzen zunehmend verschwunden sind.

Abbildung 1-11 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern zwischen 1973 und 2003 für Bayern, für das frühere Bundesgebiet bis 1988 und für Deutschland ab 1990 (vgl. auch Tabelle A-15 und Tabelle A-16 im Anhang). Bis 2002 ist die Bruttostromerzeugung in Bayern um rund 128 % gestiegen. In den alten Bundesländern hat sie sich zunächst um rd. 50 % erhöht. Nach 1990 ist für Deutschland insgesamt zunächst ein leichter Rückgang der Erzeugung zu beobachten, der auf die Entwicklung in den neuen Bundesländern zurückzuführen ist. Im Jahr 1994 ist erstmals auch wieder für Deutschland ein Anstieg der Bruttostromerzeugung zu verzeichnen gewesen, der sich zunehmend wieder verstärkt hat. So hat sich in Deutschland die Bruttostromerzeugung seit 1991 insgesamt um 6,7 % bis 2002 erhöht.

Im Jahr 2002 wurden in Deutschland 586,7 TWh_{br} Strom erzeugt (vgl. Abbildung 1-11); dabei hält die Kernenergie einen Anteil von 28,1 % (164,8 TWh). Der Anteil der Braunkohle betrug 2002 rund 26,9 % (158,0 TWh), während aus Steinkohle in Deutschland 134,6 TWh erzeugt (22,9 %) wurden. Die Wasserkraft inklusive der Pumpspeicher konnte mit 28,4 TWh ihren Anteil weiter bei rund 4,8 % an der gesamten Erzeugung halten. Die Bruttostromerzeugung aller erneuerbaren Energien in Deutschland betrug im Jahr 2002 insgesamt 50,4 TWh, was einem Anteil von 8,6 % entsprach. Einen starken Rückgang musste in den letzten Jahren das Heizöl verzeichnen, wobei auch hier eine kleine Trendwende zu beobachten ist. In 2002 wurden noch 8,7 TWh in Deutschland mit Heizöl erzeugt. Einen starken Zuwachs gab es bei der Stromerzeugung aus Erdgas. Ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung erreichte im Jahr 2002 ca. 9,6 % (56,3 TWh).

In Bayern wurden im Jahr 2002 mit 51,8 TWh rund 62,1 % der gesamten Bruttostromerzeugung von 83,4 TWh aus Kernenergie erzeugt. Zweitwichtigster Energieträger in der Stromerzeugung war die Wasserkraft, die inklusive der Erzeugung in Pumpspeicherkraftwerken in 2002 mit ca. 16,5 TWh oder 19,7 % zur Stromerzeugung beitrug. Im Gegensatz zu der Situation in Deutschland, wo das Erdgas im Jahr 2002 einen Beitrag von 9,6 % zur Bruttostromerzeugung leistete, ist in Bayern das Erdgas mit einer Bruttostromerzeugung von 5,6 TWh oder einem Anteil von 6,7 % inzwischen der Energieträger mit dem drittgrößten Beitrag. Von geringerer Bedeutung als die Stromerzeugung aus Erdgas ist in Bayern die Erzeugung aus Steinkohle mit einem Anteil von 5,6 % (4,6 TWh). Die Braunkohle erreicht in Bayern mit nur noch 2,1 TWh einen Anteil von 2,5 % an der Bruttostromerzeugung in 2002.

Die Bruttostromerzeugung aus Heizöl (1,1 %) und den sonstigen Energieträgern (Müll, Biomasse, Wind, Solarenergie usw.) (2,3 %) ist in Bayern ebenfalls nur von untergeordneter Bedeutung.

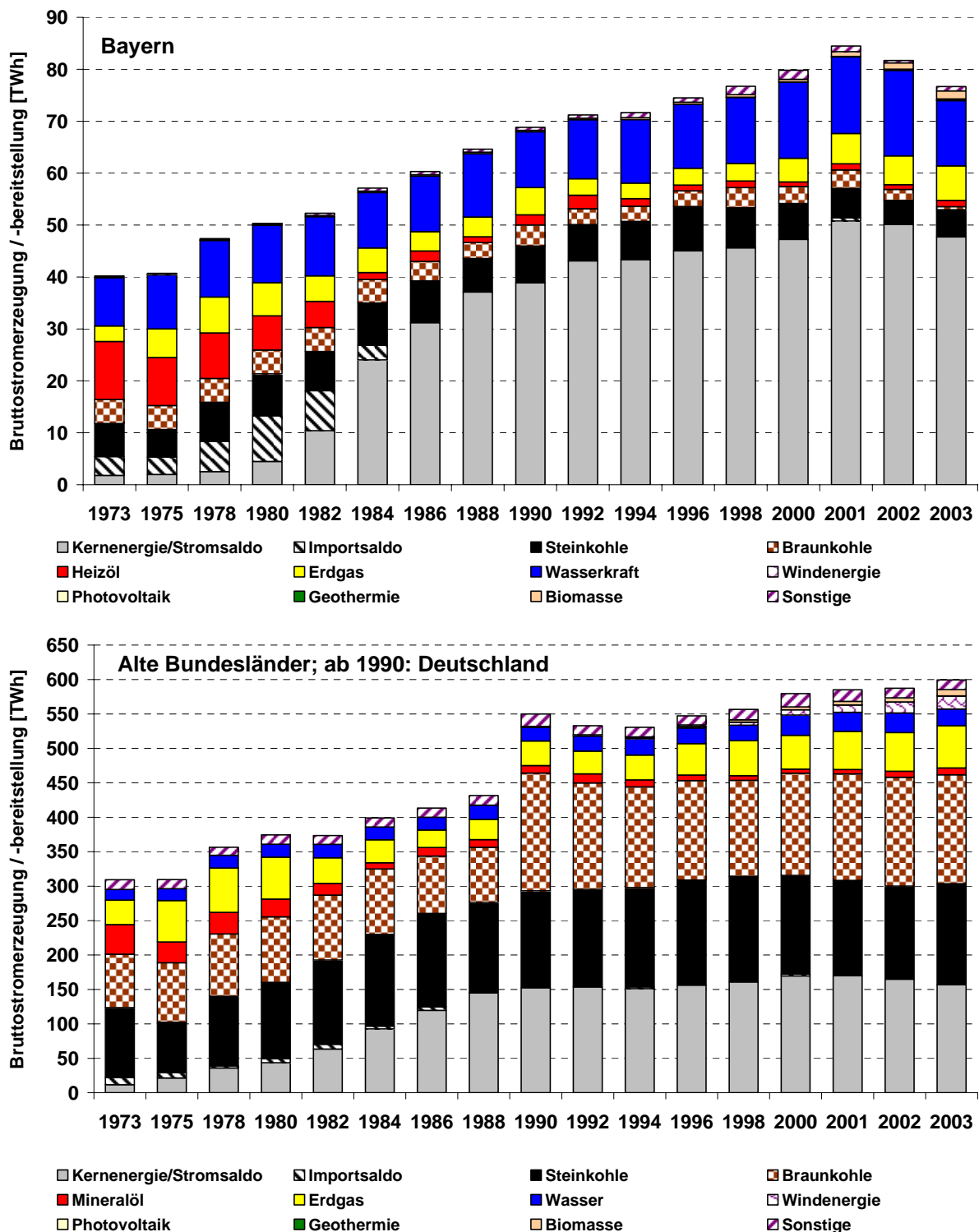


Abbildung 1-11: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Bayern und in Deutschland

Die Aufteilung der Brutto-Engpassleistung nach Kraftwerkstypen im Jahr 2002 (Stand: 31.12.) zeigt Tabelle 1-5. Die Brutto-Engpassleistung der Kraftwerke hat in Deutschland 114,4 GW im Jahr 2002 betragen. In Deutschland dominieren mit 32,9 % oder 37,7 GW

die Steinkohlekraftwerke (einschließlich Mischfeuerungen), gefolgt von den Kernkraftwerken mit 20,5 % oder 23,4 GW, den Braunkohlekraftwerken mit rund 18,3 % oder 21,0 GW und den Erdgaskraftwerken mit 15,0 % oder 17,2 GW. Während die Wasserkraftwerke mit 8,9 GW einen Leistungsanteil von 7,7 % stellen, reduzierte sich die Brutto-Engpassleistung der Heizölkraftwerke auf 4,5 GW, was einem Anteil von 3,9 % an der in Deutschland installierten Leistung entspricht.

Tabelle 1-5: Elektrische Brutto-Engpassleistung der Öffentlichen und Industrie-Kraftwerke in Bayern und in Deutschland 2002 (Stand: 31.12.2002)

	Bayern		Deutschland	
	in GW	in %	in GW	in %
Kernenergie	6,42	40,9	23,40	20,5
Heizöl	2,10	13,4	4,52	3,9
Wasser	2,55	16,3	8,85	7,7
Erdgas	3,03	19,3	17,17	15,0
Steinkohle	1,18	7,5	37,69	32,9
Braunkohle	0,13	0,8	20,99	18,3
Sonstige	0,28	1,8	1,82	1,6
Insgesamt	15,70	100,0	114,42	100,0

Die Brutto-Engpassleistung der Kraftwerke in Bayern betrug Ende des Jahres 2002 insgesamt 15,70 GW. Dies entspricht einem Anteil von 13,7 % der in Deutschland installierten Brutto-Engpassleistung. Da größere heimische Energievorkommen (insbesondere Braunkohletagebaue) in Bayern nicht vorhanden sind, wurden mehr als zwei Fünftel (40,9 %) der Brutto-Engpassleistung in Bayern von den Kernkraftwerken (6,42 GW) bereitgestellt. Gefolgt von den Erdgaskraftwerken mit 3,03 GW oder 19,3 %, den Wasserkraftwerken mit 2,55 GW oder 16,3 %, den Heizölkraftwerken mit 2,10 GW oder 13,4 % und den Steinkohlekraftwerken mit 1,18 GW oder 7,5 %.⁴ Bezüglich der Brutto-Engpassleistung sind die Braunkohlekraftwerke mit nur noch 0,13 GW oder 0,8 % und die sonstigen Anlagen inklusive der erneuerbaren Energien mit 0,28 GW oder 1,8 % in Bayern weniger bedeutend (siehe Tabelle 1-5).

Im Folgenden werden zwei ausgewählte Bereiche der Elektrizitätsversorgung in Bayern, die Kernkraftwerke und die Kraft-Wärme-Kopplung, noch einmal ausführlicher behandelt.

Bestehende Kernkraftwerke in Bayern

In Bayern werden fünf Kernkraftwerksblöcke betrieben, die im Durchschnitt der letzten Jahre zusammen rund 61 % der im Freistaat erzeugten elektrischen Energie bereitstellen. Die

⁴ Seit 2000 hat sich mit der Stilllegung der Steinkohlekraftwerke u. a. in Aschaffenburg (309 MW), in Dettingen (100 MW) und in Frauenaarach (440 MW) sowie der Braunkohlekraftwerke in Schwandorf (316 MW) und in Arzberg (242 MW) sowie durch die Modernisierung und Umrüstung von Heizkraftwerken u. a. in Würzburg, in Erlangen und in Nürnberg-Sandreuth die in Kohlekraftwerken installierte Brutto-Engpassleistung in Bayern deutlich reduziert.

grundlegenden technischen und Betriebsdaten dieser Anlagen sind in Tabelle 1-6 angegeben. Alle fünf Kernkraftwerksblöcke in Bayern gehören zur Klasse der größeren Anlagen von knapp unter oder deutlich über einem Gigawatt elektrischer Leistung. Die hiervon älteste und kleinste Anlage KKI-1 bildet zusammen mit der ähnlichen Anlage KKP-1 im baden-württembergischen Philippsburg bereits eine Kleinserie, die einerseits auf den Erfahrungen der Vorläuferanlage in Brunsbüttel aufsetzen konnte und gleichzeitig einen wichtigen Schritt bei der weiteren Vergrößerung der Blockleistung von Siedewasserreaktoren darstellte, wie sie z. B. in den beiden Anlagen in Gundremmingen realisiert sind.

Tabelle 1-6: Technische und Betriebsdaten sowie verbleibende Reststrommengen der Kernkraftwerke in Bayern Ende 2006

Blockbezeichnung	Standort	Reaktortyp	Erste Synchronisation	Kommerzielle Inbetriebnahme	Bruttoleistung [MW]	Nettoleistung [MW]	verbleibende Reststrommenge Anfang 2007 in TWh	Stilllegung am
KKI-1	Isar-1	SWR	03.12.1977	21.03.1979	912	878	31,03	03.08.2011
KKG	Grafenrheinfeld	DWR	30.12.1981	17.06.1982	1345	1275	80,03	31.12.2014
KRB B	Gundremmingen B *	SWR	16.03.1984	19.07.1984	1344	1284	90,24	06.10.2018
KRB C	Gundremmingen C *	SWR	02.11.1984	18.01.1985	1344	1288	99,00	15.11.2019
KKI-2	Isar-2	DWR	22.01.1988	09.04.1988	1475	1400	150,55	21.01.2020

* bei Übertragung von Reststrommengen aus Mülheim-Kärlich

Trotz des Altersunterschiedes von mehr als einem Jahrzehnt zwischen dem ältesten und dem jüngsten Block beruhen beide auf dem gleichen konstruktiven Grundkonzept zur Verhinderung einer störfallbedingten Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung. So ist bereits KKI-1 als Sicherheitseinschluss mit einem sogenannten Volldruck-Doppelcontainment ausgerüstet. Der innere kugelförmige Stahlbehälter ist in der Lage, den plötzlichen Druckanstieg durch verdampfendes Primärkreislaufwasser, das bei einem als Auslegungstörfall unterstellten Abreißen einer Hauptkühlmittelleitung des Primärkreislaufes aus dem Reaktor austritt, komplett aufzufangen und auf die Anlage zu begrenzen. Die äußere massive Stahlbetonhülle stellt einen wirksamen Schutz gegen äußere Einwirkungen dar. Gleichzeitig gestattet sie, eventuelle Leckagen aus dem inneren Sicherheitsbehälter kontrolliert über Filter abzuführen. Auf der Grundlage dieses Grundkonzeptes war es schließlich möglich, durch Nachrüstmaßnahmen sowie den Austausch und die Modernisierung einzelner Komponenten die Sicherheit der älteren Anlagen entsprechend den erzielten Erkenntnisfortschritten weiter zu verbessern, so dass sie trotz unvermeidbarer Spezifika ein jeweils vergleichbares hohes Sicherheitsniveau aufweisen.

Bei entsprechender Auslegung, Wartung und Weiterentwicklung hat so das unterschiedliche individuelle Alter der Anlagen nur begrenzten Einfluss auf deren Sicherheitsniveau. Die am stärksten durch hohe Wärmestromdichten und schnelle Neutronen belasteten ersten Barrieren gegen eine Freisetzung radioaktiver Spaltprodukte, nämlich der Kernbrennstoff selbst sowie die Brennelementhüllrohre, werden in Folge der Brennelementwechsel kontinuierlich durch neue ersetzt. Umgekehrt ist die letzte Barriere, das Containment, keinen

spezifischen, durch die Energieerzeugung bedingten Belastungen und Alterungsprozessen unterworfen. Wichtiges und gleichzeitig kritisches Element als Barriere ist der Reaktordruckbehälter. Er kann praktisch nicht ausgetauscht werden, unterliegt aber thermischen und mechanischen Beanspruchungen sowie einer Bestrahlung durch schnelle Neutronen, die zu Materialalterung führt. Bestimmend für die Lebensdauer des Druckbehälters ist vor allem der integrale Fluss schneller Neutronen, der proportional zu den absolvierten Vollastjahren ist. Ausgehend hiervon wurde in der Vergangenheit die Lebensdauer nach konservativen rechnerischen Ansätzen auf 40 Zeitjahre begrenzt. Inzwischen liegen umfangreiche praktische Erfahrungen vor, und es sind die schnellen Flüsse im Bereich der Druckbehälterwand durch verschiedene Maßnahmen deutlich verringert worden. Es ist nachgewiesen, dass die Reaktordruckbehälter ihre Auslegungsgrenzen während der zunächst festgelegten Lebensdauern nicht erreichen werden und, differenziert nach den einzelnen Anlagen, ihre Funktion auch für längere Zeiträume sicher und zuverlässig erfüllen könnten.

Die im Ausstiegsgesetz festgelegten Reststrommengen zu Beginn des Jahres 2000 wurden in den vergangenen Jahren von den Kernkraftwerken bereits zum Teil aufgebraucht. Entsprechend stehen für die bayerischen Blöcke Anfang 2007 noch Reststrommengen von insgesamt 450,86 TWh zur Verfügung. Wird noch berücksichtigt, dass von dem bereits stillgelegten Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich Reststrommengen auf die Blöcke Gundremmingen B und Gundremmingen C in Höhe von jeweils bis zu 28,6 TWh übertragen werden können, so ergeben sich bei einer unterstellten Betriebsweise der Blöcke wie im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2006 die in Tabelle 1-6 dargestellten Zeitpunkte der Stilllegung. Danach würden für das Kernkraftwerk Isar-1 die Reststrommengen im August 2011 aufgebraucht sein und für das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld Ende Dezember 2014. Im Oktober 2018 bzw. im November 2019 würde die Blöcke B und C in Gundremmingen folgen, bevor im Januar 2020 in dieser Betrachtungsweise das Kernkraftwerk Isar-2 sein Betriebsende erreicht. Solange noch alle fünf Blöcke in Betrieb sind, erzeugen sie durchschnittlich netto 48,3 TWh/a Strom für die Versorgung Bayerns.

Kraft-Wärme-Kopplung

Als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bezeichnet man das technische Prinzip der zeitgleichen und gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. Prinzipiell können alle Technologien und alle Primärenergieträger der thermischen Stromerzeugung (Kohle, Öl, Gas, Müll, Biomasse usw., auch die Kernenergie) zur Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Einerseits gibt es ausgereifte Techniken wie Dampf- und Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren, die über viele Jahre in der Praxis erprobt sind und sich bewährt haben, andererseits existieren noch erhebliche Optimierungspotenziale bei in Anwendung stehenden Verfahren und Entwicklungspotenziale bei neuen Technologien, wie z. B. bei der Brennstoffzelle oder bei ORC-Anlagen. KWK wird überall dort eingesetzt, wo zeitgleich ein Bedarf an thermischer

und elektrischer Energie besteht. Typischerweise finden sich solche Potenziale in verschiedenen Industriezweigen und Dienstleistungsbranchen, die Energie überwiegend für den eigenen Bedarf produzieren, aber auch in der Erzeugung von Nah- und Fernwärme durch öffentliche Versorgungsunternehmen (die sogenannte Siedlungs-KWK).

Siedlungs-KWK-Anlagen werden überwiegend durch öffentliche Energieversorger betrieben - zu ca. drei Viertel (bezogen auf die KWK-Stromerzeugung) durch kommunale Unternehmen. In 2002 wurden 88 % der insgesamt 8,9 TWh an Fernwärme in Bayern in 56 KWK-Anlagen erzeugt (siehe Tabelle 1-7).⁵ In Dampfturbinen oder GuD-Anlagen werden 95 % der KWK-Wärme bereitgestellt. Diese Anlagentypen machen aber nur knapp 40 % der Anzahl der Anlagen aus. 35,8 % der insgesamt gelieferten Fernwärme wird an Haushalte, 43,3 % an den GHD-Bereich und 20,9 % an Industriebetriebe geliefert.⁶ Die Stromerzeugung der öffentlichen KWK-Anlagen lag 2002 bei 2,3 TWh, das entspricht 2,8 % der öffentlichen Stromversorgung in Bayern.

Tabelle 1-7: Strom- und Wärmeverbrauch sowie Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Sektoren 2002 in Bayern (Werte für 2005 in Klammern)

Erzeugerbereich	Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch	Stromerzeugung aus KWK		Wärmeerzeugung bzw. Wärmeverbrauch (< 400°C)	Wärmeerzeugung aus KWK	
	TWh	TWh	%	TWh	TWh	%
öffentliche Versorger	79,6	2,25 (4,09)	2,8%	8,92 (9,46)	7,83 (8,23)	88% (87%)
Industrie	28,1	2,87 (3,08)	10%	15,1	7,78 (8,24)	52%
GHD	23,7	0,60 (0,64)	2,5%	45,6	0,90 (0,97)	2%
Haushalte	20,3			93,0		

In den 90er Jahren stieg die Trassenlänge des Fernwärmenetzes in Bayern kontinuierlich und lag 2002 bei 1404 km. Dabei ging der Trend zur Verdichtung von existierenden Versorgungsgebieten und zu Nahwärmekonzepten mit kleineren Systemen auf Basis von BHKW bzw. Biomasse-Heizwerken und -Heizkraftwerken. Insgesamt wird in Bayern in mehr als 100 Netzen Fern- und Nahwärme verteilt.

In der **Industrie** sank die eigene Stromerzeugung in den 90er Jahren im Zuge der Liberalisierung von 3,8 auf 3,6 TWh, die aus KWK-Anlagen (Anlagen über 1 MW Nennleistung) ging gleichläufig von 2,9 auf 2,7 TWh zurück (KWK-Definition nach AGFW-Richtli-

⁵ Da sich mit dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz – KWKG), das zum 1. April 2002 in Kraft getreten ist, wesentliche Randbedingungen für die KWK geändert haben und da eine entsprechende statistische Datenbasis verfügbar ist, werden im Folgenden für eine erste Einschätzung der Wirkungen jeweils auch die Angaben für das Jahr 2005 in Klammern aufgeführt.

⁶ Die Zahlen beruhen auf den Auswertungen der Umfragen der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme – AGFW – e. V. und umfassen daher nur Zahlen der teilnehmenden Unternehmen. Der überwiegende Teil der bayerischen Fernwärmewirtschaft wird dadurch aber abgedeckt und die angegebene Lieferstruktur dürfte nicht wesentlich von den realen Verhältnissen abweichen.

nie 308). Bis zum Jahr 2002 konnte die industrielle KWK-Stromerzeugung wieder leicht auf 2,9 TWh gesteigert werden, womit die rückläufige Tendenz gestoppt wurde. In 2002 erzeugten diese Anlagen außerdem 7,8 TWh an Wärme, das sind ca. 52 % des Wärmebedarfs der Industrie unter 400 °C (siehe Tabelle 1-7). Auch hier erfolgt die Erzeugung vornehmlich mit Dampfturbinen (67,2 %), die als Gegendruckmaschinen mit einer festen Stromkennzahl oder als Entnahme-Kondensationsmaschinen mit einem variablen Wärme-Strom-Verhältnis betrieben werden, und mit Gasturbinen (30,0 %). Kleinere Anlagen unter 1 MW sind bei den genannten Zahlen für die Industrie nicht berücksichtigt.

BHKW-Anlagen werden neben der Industrie bevorzugt im GHD-Sektor – also zur Versorgung öffentlicher Gebäude, Krankenhäuser, Bürogebäude, etc. – eingesetzt. 2002 gab es in Bayern insgesamt rund 1880 BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 475 MW auf der Basis von Gas- und Dieselmotoren /FFE 2004/. Das entspricht einem Anteil von 15 % der in Deutschland installierten elektrischen BHKW-Leistung. In den letzten Jahren stieg vor allem die Anzahl an Kleinst-BHKW's. Für die BHKW-Anlagen kann man davon ausgehen, dass die Anlagen über 1 MW – die den höchsten Anteil an der Erzeugung haben – bereits in den anderen Quellen der kommunalen und industriellen Berichterstattung erfasst sind und die zahlreichen kleineren Anlagen zusammen genommen nur einen kleinen Anteil an der gesamten Erzeugung ausmachen. Eine genaue Erfassung der Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen ist für den GHD-Sektor nicht verfügbar.

In der Summe ergibt die Stromerzeugung in **industriellen und Siedlungs-KWK-Anlagen für 2002 von 5,7 TWh (2005: 7,8 TWh) einen Anteil von ca. 6,1 % an der gesamten Stromerzeugung** in Bayern.

In der Siedlungs-KWK-Wirtschaft Bayerns dominierten in 2002 noch die kohlebefeuerten Heizkraftwerke, die Steinkohle macht dabei in 2002 noch einen Anteil von 50 % am Brennstoffeinsatz in Bayern aus. Dieses Bild hat sich jedoch zwischenzeitlich im Zuge der Modernisierung von Heizkraftwerken mit dem KWK-Gesetz geändert, wo beispielsweise Umstellungen bzw. Zubauten in Erlangen, München, Nürnberg-Sandreuth und Würzburg durchgeführt wurden. In einigen Städten wird außerdem Fernwärme aus Müllverbrennungsanlagen ausgekoppelt, wodurch ein Anteil von 13 % am Brennstoffeinsatz in der Siedlungs-KWK resultiert (siehe Tabelle 1-8).

Tabelle 1-8: Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen in Bayern in 2002 (Werte für 2005 in Klammern)

	Steinkohle	Braunkohle	Gas	Öl	Sonstige (Müll, etc.)	Gesamt (in TWh)
Siedlungs-KWK	50 % (25 %)	0 % (0 %)	36 % (60 %)	1 % (1 %)	13 % (14 %)	11,4 (15,4)
Industrie¹	8,6 % (9,3 %)	0,2 % (0,0 %)	68,8 % (68,1 %)	5,1 % (6,9 %)	17,3 % (15,7 %)	14,8 (14,5)
Werte gelten für ind. Stromeigenerzeugungsanlagen insgesamt; keine Aufschlüsselung für KWK-Anlagen verfügbar.						

Die Brennstoffstruktur der industriellen Stromeigenerzeugungsanlagen wird mit einem Anteil von 69 % vom Einsatz von Erdgas und anderen Gasen (z. B. Klärgas) bestimmt (vgl. Tabelle 1-8), das vorwiegend (zu 90 %) in Dampfturbinen zum Einsatz kommt (siehe Tabelle 1-9). Bei kleineren Anlagen werden wie auch im GHD-Sektor Motoren-BHKW auf der Basis von Erdgas, Klärgas oder Diesel eingesetzt.

Tabelle 1-9: Elektrische Leistung in KWK-Anlagen nach Anlagentypen in Bayern in 2002 (Werte für 2005 in Klammern) /AGFW 2002; AGFW 2005; Statistisches Bundesamt 2004; Statistisches Bundesamt 2006/

Sektor	Dampfturbinen		Gasturbinen		GuD-Anlagen		Motoren		Gesamt	
	MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl
Siedlungs-KWK	642 (713)	21 (20)	86 (112)	2 (3)	218 (459)	1 (4)	39 (69)	32 (52)	985 (1352)	56 (79)
Industrie	735 (758)		57 (64)		() ¹		26 (45)		818 (867)	

¹ nicht getrennt aufgeschlüsselt; in Dampfturbinen enthalten

1.6.2 Mineralölverarbeitung

Der Anteil der Mineralöle am Primärenergieverbrauch von Bayern ist seit 1970 (68,0 %) bzw. dem Höchststand von 1976 mit über 75 % beträchtlich gesunken und beträgt 2002 nur noch 43,3 % (vgl. Tabelle A-3 im Anhang). Ihr Anteil am Endenergieverbrauch ging nicht ganz so stark von 69,1 % (1970) auf 51,3 % zurück (vgl. Tabelle A-7 im Anhang). Zusammengekommen mit dem wachsenden Einsatz beim Nichtenergetischen Verbrauch (vgl. Abschnitt 1.5) bedeutet dies, dass der Einsatz der Mineralöle im Umwandlungssektor an Bedeutung verloren hat (vgl. Tabelle 1-10). Der Umwandlungseinsatz von Mineralölen zur Strom- und Wärmeerzeugung hat, ausgedrückt in Prozent des Umwandlungsausstoßes, von 11,1 % auf nur noch 1,4 % abgenommen. Auch der Mineralölverbrauch des Übrigen Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes sowie der privaten Haushalte und des GHD-Sektors ist gesunken, während der des Verkehrs seit 1973 um rund 79 % zugenommen hat. Dies ging einher mit einer deutlichen Veränderung des Produktspektrums der bayerischen Raffinerien. Die Erzeugung von leichtem und besonders von schwerem Heizöl ging zurück zu Gunsten einer Ausweitung der Produktion von Motorenbenzin und besonders von Dieselkraftstoff. Der Umwandlungseinsatz von Mineralölen in den Raffinerien in Bayern selbst liegt 2002 um 20,2 % unter dem Maximalwert von 1973, in 2003 aber nur um 17,0 %. Dies deutet auf eine starke Wettbewerbsposition der bayerischen Raffinerien im europäischen Mineralölmarkt hin.

In Bayern betrug die Rohölverarbeitungskapazität (atmosphärische Destillation) Ende 2002 etwa 20,4 Mio. t pro Jahr, womit über 90 % des bayerischen Mineralölbedarfs gedeckt werden können. Dabei konnte eine durchschnittliche Auslastung der Kapazität in 2002 von ca. 89,4 % und in 2003 von rund 93,1 % erreicht werden. Damit entfielen auf Bayern rund 17,9 % der bundesdeutschen Kapazität. Die Kapazitäten der bayerischen Raffinerien (Esso

Ingolstadt; Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH, Ingolstadt/Vohburg (ehemals getrennt in ERN Neustadt und RVI Vohburg/Ingolstadt); OMV Deutschland GmbH, Burghausen) sind zwar seit 1980 um rund 25 % abgebaut worden, jedoch wurde, wie bereits aufgezeigt wurde, gleichzeitig der Konversions- und Reformerteil erhöht, um die veränderte Produktnachfrage bedienen zu können.

Tabelle 1-10: Mineralölbilanz für Bayern in PJ (inkl. Flüssig- und Raffineriegas)

	1973	1980	1990	1995	2000	2002	2003
Gewinnung	10.7	10.0	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5
Netto-Rohölbezüge	985.0	899.5	775.6	798.6	835.6	794.5	824.7
Rohöleinsatz der Raffinerien	995.7	909.6	780.2	817.5	837.2	794.8	826.1
Umwandlungsausstoß der Raffinerien							
insgesamt	1002.1	909.6	780.4	816.6	834.8	794.3	825.4
Motorenbenzin	147.6	172.2	190.8	204.7	181.0	168.2	168.3
Dieselmotoren	70.2	97.9	135.8	156.9	190.6	177.7	197.7
Heizöl leicht	357.7	296.1	225.5	213.6	182.5	184.0	182.9
Heizöl schwer	254.1	166.6	62.8	48.3	50.1	36.7	43.4
Sonst. Mineralölprodukte ¹⁾	172.5	176.7	165.4	193.1	230.6	227.6	233.1
Eigenverbrauch	74.4	59.3	35.3	41.1	42.7	41.2	44.7
Netto-Umwandlungsausstoß	927.7	850.3	745.1	775.5	792.1	753.2	780.7
Bezüge, Lieferungen u. Bestandsänd.	44.9	91.9	83.6	85.6	70.1	82.0	38.4
Mineralölangebot in Bayern	972.6	942.2	828.7	861.1	862.2	835.2	819.2
Sonstiger Umwandlungseinsatz	102.9	57.4	24.7	17.2	7.0	10.6	14.1
Nichtenergetischer Verbrauch	91.7	90.1	104.3	101.2	122.7	108.8	108.3
Endenergieverbrauch							
insgesamt	778.1	794.7	699.7	742.7	732.5	715.7	696.8
Bergbau und Verarbeit. Gewerbe	200.5	150.4	56.6	52.8	36.4	31.6	35.1
Verkehr	242.6	303.4	383.3	415.5	450.5	435.3	418.7
Haushalte / GHD	335.0	340.9	259.8	274.4	245.7	248.8	243.1

¹⁾ abzüglich des Umwandlungseinsatzes in Raffinerien

Quelle: Energiebilanzen Bayern

1.7 Energiebedingte CO₂-Emissionen und Kennziffern des Energieverbrauchs

Die Bereitstellung von Energie führt zu Schadstoffemissionen in die Luft sowie zu Belastungen des Wassers und des Bodens. Hierbei erfährt insbesondere die Belastung der Luft mit Schadstoffen in den letzten Jahren ein großes Interesse. Bei der Verbrennung von Kohlen, Mineralölen, Gasen und Biomassen entstehen Stoffe wie C_nH_m, SO₂, NO_x, N₂O, Staub und Ruß sowie in jedem Fall auch CO₂. Dabei treten alle Sektoren der Energiewirtschaft als Verursacher auf. Im Folgenden wird kurz die Entwicklung beim Kohlendioxid (CO₂) charakterisiert, das in den letzten Jahren die öffentliche Diskussion im Zusammenhang mit dem Treibhauseffekt beherrschte. Es leistet in entwickelten Volkswirtschaften den größten Beitrag zu den Treibhausgasemissionen. In Bayern beträgt der Anteil des CO₂ an den energiebedingten Treibhausgasemissionen ca. 97 %.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen (ohne internationaler Luftverkehr) in Bayern beliefen sich im Jahr 1990 auf ca. 83,0 Mio. t und sanken bis zum Jahr 2002 auf 82,7 Mio. t. Der Verkehr hatte in 1990 einen Anteil von rund 31,8 % und die Haushalte und der GHD-

Sektor von zusammen ca. 30,6 % an den energiebedingten Gesamtemissionen. Geringere Anteile weisen die Industrie (inkl. Raffinerien und sonstige Energieumwandlung) mit 19,0 % und die Kraftwerke (inkl. Heizkraftwerke und Fernheizwerke) mit 18,6 % in 1990 auf (vgl. Abbildung 1-12). Im Jahr 1996 haben – in Folge der kühlen Witterung – die energiebedingten CO₂-Emissionen (ohne internationaler Luftverkehr) in Bayern ihren bisherigen Höchstwert von 91,3 Mio. t erreicht. Dabei wurden 31,8 % der Emissionen vom Verkehr, 37,2 % von den Haushalten und dem GHD-Sektor und 15,9 % von den Kraftwerken verursacht. Der geringfügige Rückgang auf ein Emissionsniveau von 82,7 Mio. t in 2002 gegenüber 1990 mit 83,0 Mio. t verteilt sich auf eine Minderung der Emissionen in der Industrie um 3,6 Mio. t und bei den Kraftwerken um 4,3 Mio. t. Demgegenüber stehen um 3,4 Mio. t höhere CO₂-Emissionen im Verkehr und ein Anstieg der Emissionen um 4,2 Mio. t bei den Haushalten und im GHD. Während in der Industrie sowie bei den Haushalten und dem GHD-Sektor ein Teil des Effektes auf die Umstellung der Systematik der Energiebilanz ab 1995 zurückgeführt werden kann (die CO₂-Minderung der Industrie gegenüber 1995 beträgt aber immer noch 1,8 Mio. t), ist die Reduktion der Kraftwerksemissionen auf die Stilllegung von Altkapazitäten (Braun- und Steinkohle, Heizöl) sowie den Zubau von neuen effizienten Erzeugungsanlagen zurückzuführen. Die Stromerzeugung in Bayern weist durch den hohen Anteil CO₂-freier Energieträger einen auf die Nettostromerzeugung des Jahres 2002 bezogenen CO₂-Emissionswert von 0,113 kg CO₂/kWh_{ne} auf und liegt damit um 81 % unter dem vergleichbaren Wert für Deutschland in Höhe von 0,601 kg CO₂/kWh_{ne}.

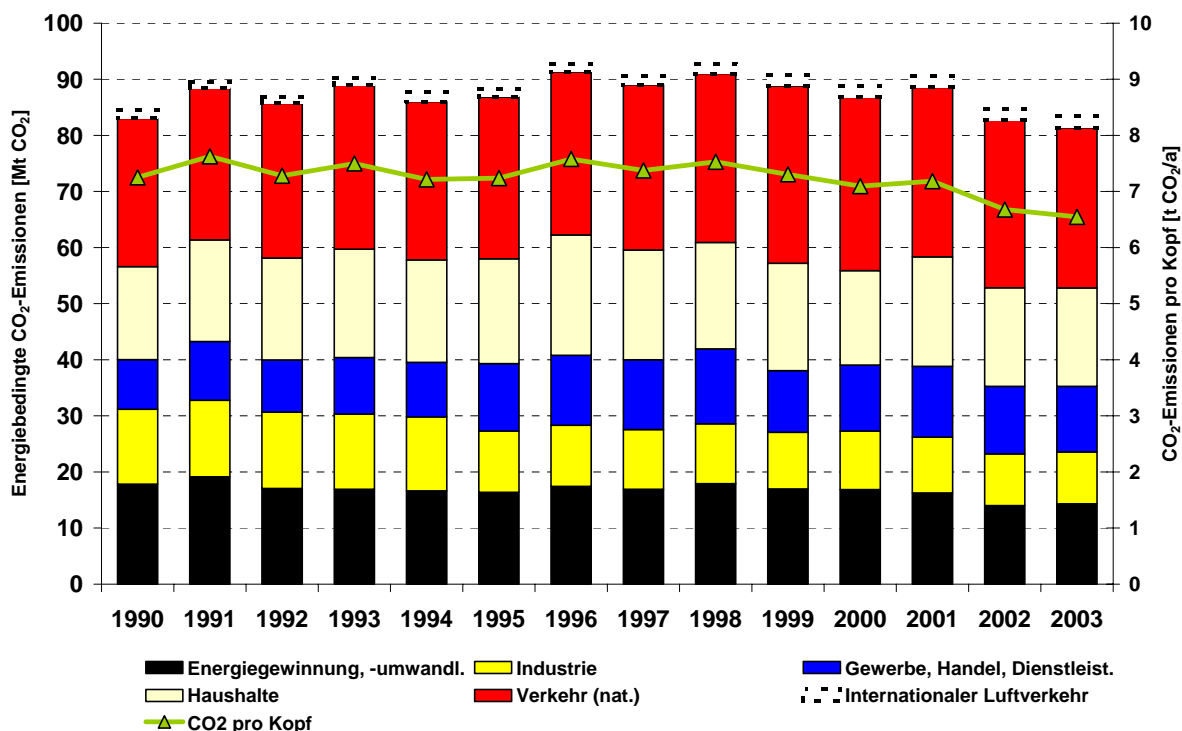


Abbildung 1-12: Energiebedingte CO₂-Emissionen in Bayern nach Quellengruppen (Quellenbilanz) und CO₂-Emissionen pro Kopf

In Tabelle 1-11 ist die Bilanz der energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern zwischen 1990 und 2003 zusammengestellt.

Tabelle 1-11: Bilanz für die energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern in 1000 t

Energieträger Emissionssektoren	Jahr	Durch							Insgesamt
		Stein- kohlen	Braun- kohlen	Mineral- öle	Gase	Zwischen- summe	Abfälle		
		verursachte Emissionen							
Kraftwerke	1990	6189	3705	1760	3403	15057	353	15410	
	1995	6642	2527	1268	2208	12644	729	13373	
	1997	7279	2737	1100	1817	12934	806	13740	
	2000	6555	2885	726	2561	12728	1072	13800	
	2001	5333	3205	1026	3133	12697	1076	13774	
	2002	4438	1990	790	2773	9992	1088	11079	
2003	5040	552	1046	3384	10022	802	10824		
Raffinerien	1990	0	0	2396	0	2396	0	2396	
	1995	0	0	2919	66	2984	0	2984	
	1997	0	0	3101	57	3158	0	3158	
	2000	0	0	2933	118	3051	0	3051	
	2001	0	0	2361	120	2481	0	2481	
	2002	0	0	2722	175	2897	0	2897	
2003	0	0	2894	72	2966	0	2966		
Sonstige Gewinnung, Umwandlung	1990	0	0	0	0	0	0	0	
	1995	0	0	0	17	17	0	17	
	1997	0	0	0	8	8	0	8	
	2000	0	0	0	1	1	0	1	
	2001	0	0	0	11	11	0	11	
	2002	0	0	0	16	16	0	16	
2003	4	1	42	373	420	103	523		
Umwandlungseinsatz insgesamt	1990	6189	3705	4156	3403	17453	353	17806	
	1995	6642	2527	4186	2290	15645	729	16374	
	1997	7279	2737	4201	1883	16100	806	16906	
	2000	6555	2885	3660	2679	15780	1072	16852	
	2001	5333	3205	3387	3264	15189	1076	16265	
	2002	4438	1990	3512	2964	12904	1088	13992	
2003	5044	553	3981	3830	13409	905	14314		
Endenergieverbrauch	1990	2570	991	49791	11844	65195	0	65195	
	1995	2118	776	53009	14520	70422	0	70422	
	1997	1858	771	53903	15550	72082	0	72082	
	2000	1903	505	51769	15757	69935	0	69935	
	2001	1591	443	53879	16373	72287	0	72287	
	2002	1438	387	50556	16325	68705	0	68705	
2003	1113	352	49113	16444	67022	0	67022		
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	1990	2008	521	4225	6598	13353	0	13353	
	1995	1747	314	3994	4864	10920	0	10920	
	1997	1668	303	3405	5267	10643	0	10643	
	2000	1766	238	2740	5682	10426	0	10426	
	2001	1538	217	2846	5331	9932	0	9932	
	2002	1410	191	2359	5274	9233	0	9233	
2003	1095	156	2640	5342	9234	0	9234		
Verkehr (national)	1990	0	0	26419	0	26419	0	26419	
	1995	0	0	28802	0	28802	0	28802	
	1997	0	0	29433	0	29433	0	29433	
	2000	0	0	30911	0	30911	0	30911	
	2001	0	0	30229	0	30229	0	30229	
	2002	0	0	29854	0	29854	0	29854	
2003	0	0	28550	0	28550	0	28550		
Haushalte und GHD	1990	561	469	19146	5246	25423	0	25423	
	1995	371	462	20212	9655	30701	0	30701	
	1997	190	468	21066	10283	32006	0	32006	
	2000	137	268	18118	10075	28598	0	28598	
	2001	53	226	20804	11042	32125	0	32125	
	2002	28	196	18344	11051	29618	0	29618	
2003	19	195	17923	11101	29238	0	29238		
CO ₂ -EMISSIONEN (Inland)	1990	8759	4695	53947	15247	82648	353	83001	
	1995	8760	3303	57195	16810	86067	729	86796	
	1997	9137	3508	58103	17433	88182	806	88988	
	2000	8459	3391	55429	18437	85715	1072	86787	
	2001	6925	3649	57266	19637	87476	1076	88552	
	2002	5876	2377	54069	19288	81610	1088	82698	
2003	6158	905	53094	20274	80431	905	81336		
Verkehr (international)	1990	0	0	1500	0	1500	0	1500	
	1995	0	0	1507	0	1507	0	1507	
	1997	0	0	1606	0	1606	0	1606	
	2000	0	0	2003	0	2003	0	2003	
	2001	0	0	1955	0	1955	0	1955	
	2002	0	0	1965	0	1965	0	1965	
2003	0	0	2062	0	2062	0	2062		
CO ₂ -EMISSIONEN	1990	8759	4695	55447	15247	84148	353	84501	
	1995	8760	3303	58701	16810	87573	729	88303	
	1997	9137	3508	59710	17433	89788	806	90594	
	2000	8459	3391	57432	18437	87718	1072	88790	
	2001	6925	3649	59221	19637	89431	1076	90507	
	2002	5876	2377	56034	19288	83575	1088	84663	
2003	6158	905	55156	20274	82493	905	83398		

Die energiebedingten CO₂-Emissionen des Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes einschließlich der durch den Brennstoffeinsatz bei der industriellen Stromerzeugung resultierenden CO₂-Emissionen sind zunächst aufgrund der methodischen Umstellung der Energiebilanzen von 1994 auf 1995 um 2,5 Mio. t gesunken (vgl. Abbildung 1-13). Seit 1995 ist aber ein weiterer Rückgang zu verzeichnen, der sich bis 2002 auf insgesamt 1,9 Mio. t beläuft, was einer Minderung um 15,0 % gegenüber 1995 entspricht. Dies ist umso erstaunlicher, da in der gleichen Zeit der Endenergieverbrauch der Industrie nur um 5,9 % gesunken ist und gleichzeitig der zwischenzeitliche Rückgang bei der industriellen Stromerzeugung wieder aufgefangen werden konnte, so dass in 2002 das Niveau der Stromerzeugung der Industrie in Bayern sogar um 3,4 % höher lag als noch 1995. Neben der Energieeffizienzsteigerung in der Industrie war somit der Energieträgerwechsel weg von den Mineralölen und den Kohlen hin zu Erdgas, Strom und Fernwärme der entscheidende Faktor für die in der bayerischen Industrie erzielten CO₂-Emissionsminderungen.

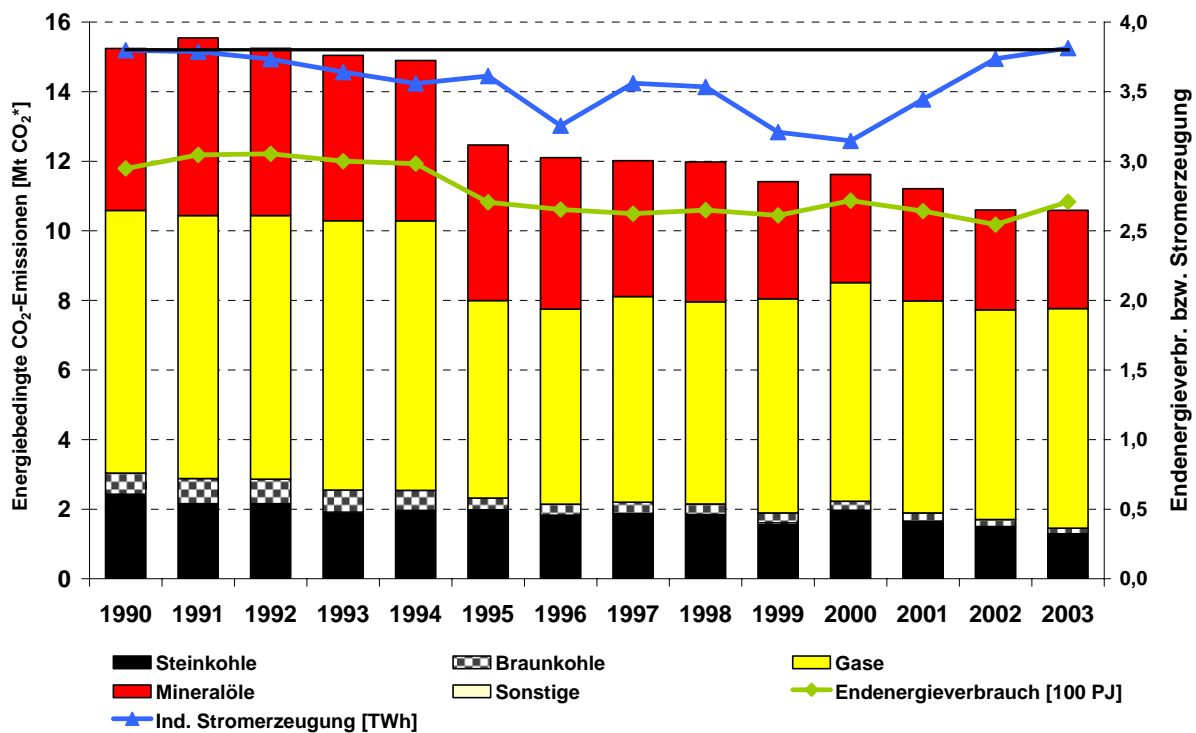


Abbildung 1-13: Energiebedingte CO₂-Emissionen des Übrigen Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes nach Energieträgern (inkl. Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung) sowie Endenergieverbrauch und industrielle Stromerzeugung in Bayern

Wie Tabelle 1-12 zeigt, ist die Entwicklung der CO₂-Emissionen in Bayern zwischen 1990 und 2002/2003 durchaus charakteristisch für die alten Bundesländer bzw. die Flächenstaaten in den alten Bundesländern. Auch hier ist, wie in Bayern, seit 1990 ein Anstieg der CO₂-Emissionen zu erkennen, der erst nach 1997 wieder mit einer entsprechenden Senkung des Emissionsniveaus verbunden ist. Anders verlief die Entwicklung in Deutschland, wo schon zwischen 1990 und 1997 eine Reduktion der Emissionen um 12,3 % zu verzeichnen ist. Diese Entwicklung ist jedoch im Wesentlichen auf die wirtschaftlichen Anpassungsprozesse in den neuen Bun-

desländern und die Veränderung der Energieträgerstruktur zu Lasten der Braunkohle zurückzuführen.

Tabelle 1-12: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen (ohne internationaler Luftverkehr) in Bayern im Vergleich mit Deutschland, den alten Bundesländern und Baden-Württemberg in Mio. t

	Bayern	Deutschland	Alte Bundesländer	Baden-Württemberg
1990	83,001	948,2	665,5	74,04
1995	86,796	840,6	686,0	77,53
1997	88,988	831,4	k. A.	78,02
2000	86,787	800,2	656,4	75,41
2001	88,552	822,7	669,4	79,48
2002	82,698	808,1	657,1	77,84
2003	81,336	822,3	668,3	76,85

Abschließend erfolgt zur Charakterisierung der energiewirtschaftlichen Ausgangssituation in Bayern ein Vergleich einiger Kennziffern mit den entsprechenden Werten für Deutschland (vgl. Tabelle 1-13).

Tabelle 1-13: Ausgangssituation einiger energie- und umweltrelevanter Kenngrößen in Bayern und in Deutschland im Jahr 1990 und 2002

		Bayern		Deutschland (DEU)	
		1990	2002	1990	2002
Bruttoinlandsprodukt pro Kopf	€ ₂₀₀₀ /a	24516	30059	21560	25299
	DEU 1990 = 100	113,7	139,4	100,0	117,3
Primärenergieverbrauch pro Kopf	GJ	156	164	187	175
	DEU 1990 = 100	83,3	87,6	100,0	93,5
Primärenergieverbrauch pro Bruttoinlandsprodukt	GJ/1000 € ₂₀₀₀	6,35	5,44	8,67	6,91
	DEU 1990 = 100	73,3	62,8	100,0	79,7
Endenergieverbrauch in der Industrie¹⁾ pro Bruttowertschöpf.	GJ/1000 € ₂₀₀₀	4,18	3,38	5,94	5,01
	DEU 1990 = 100	70,3	57,0	100,0	84,3
Endenergieverbrauch der Haushalte je Haushalt	GJ	62,7	68,3	68,0	69,4
	DEU 1990 = 100	92,3	100,5	100,0	102,2
Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs je Pkw²⁾	l/Fahrzeug	2166	1815	1983	1755
	DEU 1990 = 100	109,2	91,5	100,0	88,5
Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf	t CO ₂ /a	7,25	6,68	11,89	9,79
	DEU 1990 = 100	61,0	56,2	100,0	82,3
Energiebedingte CO₂-Emissionen je Primärenergieverbrauch	t CO ₂ /TJ	46,56	40,79	63,61	56,02
	DEU 1990 = 100	73,2	64,1	100,0	88,1

¹⁾ Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe, Ausgangswerte für 1991
²⁾ Endenergieverbrauch des gesamten Straßenverkehrs (einschl. Lkw, Busse und Motorräder) bezogen auf den gesamten Pkw-Bestand

Bedingt durch die Wiedervereinigung hat sich der Pro-Kopf-Energieverbrauch in Deutschland zunächst erhöht und das Pro-Kopf-Bruttoinlandsprodukt hat sich verringert. Zwischenzeitlich konnten diese Tendenzen für Deutschland wieder umgekehrt werden. Bayern liegt

bezüglich der Wirtschaftskraft pro Kopf im Jahr 2002 um 19 % höher als Deutschland und der Primärenergieverbrauch pro Kopf ist weiterhin um rund 6 % niedriger als im Bundesgebiet. In Bayern ist auch die Energieintensität, d. h. das Verhältnis von Primärenergieverbrauch und realem Bruttoinlandsprodukt (BIP), geringer als in Deutschland. Dies bedeutet entsprechend, dass in Bayern eine höhere Energieeffizienz vorliegt als in Deutschland. Dies gilt sowohl für den Vergleich zwischen den Werten des Jahres 1990 als auch für die Werte des Jahres 2002. Bezogen auf die Verhältnisse in Deutschland in 1990 liegt Bayern in 2002 mit dem Primärenergieverbrauch je Einheit BIP bereits um 37,2 % niedriger, so dass sich hier Bayern auf dem besten Wege befindet, die für Deutschland in der politischen Diskussion geforderte Verdopplung der Energieeffizienz spezifisch zu erreichen. Ebenso kann dieser Vergleich und das entsprechende Ergebnis auch auf die einzelnen Energieverbrauchsbereiche der Industrie und der Haushalte ausgeweitet werden, wenn man als Indikatoren den Endenergieverbrauch der Industrie je Einheit realer Bruttowertschöpfung der Industrie und den Endenergieverbrauch der Haushalte je Haushalt verwendet. Lediglich der Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs (Güter- und Personenverkehr), bezogen auf den Pkw-Bestand, ist in Bayern – bedingt durch die Situation als Flächenstaat – in 2002 noch um 3,4 % höher als im Bundesdurchschnitt.

Die Unterschiede in der Struktur der Energieversorgung zwischen Bayern und Deutschland spiegeln sich auch in einigen, die CO₂-Emissionssituation charakterisierenden Kenngrößen wieder. So waren die CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung in Bayern im Jahr 1990 um ca. 39 % geringer als in Deutschland und im Jahr 2002 noch um rund 32 % niedriger als in Deutschland im selben Jahr (vgl. Tabelle 1-13). Zusätzlich kommt in den Kenngrößen noch zum Ausdruck, dass in Bayern eine deutliche geringere CO₂-Intensität der Energieversorgung vorliegt. Der Abstand, ausgedrückt in der Kenngröße energiebedingte CO₂-Emissionen je Einheit Primärenergieverbrauch, hat sich zwar durch die Veränderung der Energieträgerstruktur in den neuen Bundesländern verringert. Dennoch hat die Energieversorgung Bayerns im Jahr 2002 noch eine um rund 27 % geringere CO₂-Intensität aufzuweisen als die in Deutschland.

2 Allgemeine energiepolitische Rahmenbedingungen

In den letzten Jahren haben sich durch die weitere Globalisierung der Weltwirtschaft, durch die gewachsene Bedeutung des Umwelt- und Klimaschutzes, die Schaffung des Europäischen Binnenmarktes mit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und die Diskussionen um die Versorgungssicherheit des europäischen Energiemarktes wesentliche Änderungen der Rahmenbedingungen für die energiewirtschaftliche Entwicklung ergeben. Diese Veränderungen finden sich auch verstärkt in der energiepolitischen Diskussion, unterstützt durch die Implementierung von Instrumenten und Maßnahmen. Im Folgenden werden einige dieser energiepolitischen Aspekte kurz thematisiert und mögliche Handlungsansätze aufgezeigt. Neben Fragen der Versorgungssicherheit und der Ressourcenverfügbarkeit ist die Einführung des europäischen Emissionshandelssystems derzeit ein zentrales energiepolitisches Thema. Darüber hinaus gilt es, Auswirkungen von Klimaänderungen auf den Energiesektor stärker in die politische Diskussion einzuführen. Ergänzend wird auf die Fördermaßnahmen bei den erneuerbaren Energien, die Liberalisierung der Energiemärkte, die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Strompreisniveaus sowie Aspekte der Stromversorgungszuverlässigkeit eingegangen. Schließlich werden hieraus die bestehenden Herausforderungen für die Energiepolitik abgeleitet.

2.1 Versorgungssicherheit im globalen Kontext

Gemessen an seinem Energieverbrauch ist Deutschland, und insbesondere Bayern, mit nur sehr wenigen fossilen Energierohstoffen ausgestattet und daher stark von Energieimporten abhängig. Die Abhängigkeiten Deutschlands betreffen insbesondere die Mineralöle, Naturgase und Steinkohlen. Die Selbstversorgungsquoten lagen für Deutschland hier im Jahr 2006 bei jeweils 3 %, 18 % und 34 % mit fallenden Tendenzen. Nur bei der Braunkohle sowie bei Wasser- und Windkraft und sonstigen Energieträgern können 100 % Selbstversorgung erreicht werden. Die Selbstversorgungsquote für alle Energieträger zusammen fiel von 42 % in 1990 auf 26 % in 2000 und kann sich seitdem auf diesem Niveau stabilisieren. Bayern konnte seinen Primärenergieverbrauch im Jahre 1990 lediglich zu 4 % selbst decken. Vor allem durch einen kräftigen Zuwachs bei der heimischen Gewinnung von nachwachsenden Rohstoffen stieg der Eigenversorgungsanteil Bayerns bis 2003 jedoch auf 7,5 % an. Da aber der Einsatz der fossilen Energieträger auch in der Zukunft den Energieverbrauch in Deutschland dominieren wird, und deren Verfügbarkeit in Deutschland bei steigendem Verbrauch rückläufig ist, wird erwartet, dass die Eigenversorgung Deutschlands und Bayerns weiter abnehmen bzw. gering bleiben wird.

Da auch die europäische Förderung von Erdöl und Erdgas tendenziell rückläufig ist, müssen vermehrt außereuropäische Energiequellen in Bezug genommen werden. Bei den deutschen Importen von Erdöl (vgl. Abbildung 2-1) werden die rückläufigen Importe aus der Nordsee von einem zunehmenden Importanteil Russlands ausgeglichen. In den letzten Jahren

haben sich außerdem die Importe Afrikas und anderer Länder (Mexiko, Südamerika, ...) erhöht, während die Einfuhranteile aus dem Nahen Osten und Venezuelas kontinuierlich zurückgingen. Auch der Anteil der OPEC-Einfuhren beträgt nur noch etwas mehr als 20 % in 2005 nach noch mehr als 40 % Anfang der 90er Jahre. Wegen der großen und weiter zunehmenden Bedeutung des mittleren Osten für den globalen Ölmarkt ist aber hier vermutlich wieder mit einer Zunahme des Importanteils zu rechnen.

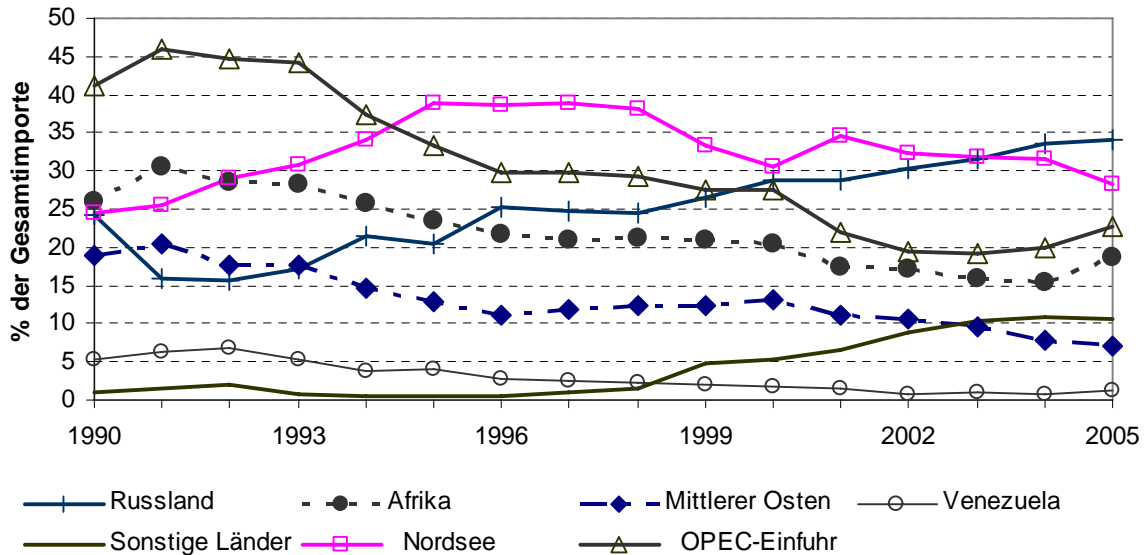


Abbildung 2-1: Regionale Verteilung der Mineralölimporte nach Deutschland in % der Gesamtimporte

Wegen der hohen Investitionskosten für Förder- und Transportkapazitäten sind die Importe fossiler Energieträger häufig in langfristigen Lieferverträgen geregelt. Dies betrifft wegen seiner geringeren Energiedichte insbesondere Erdgas, für das die Transportkosten grundsätzlich wesentlich teurer ausfallen als der Transport von Erdöl. Deswegen reicht der europäische Erdgasmarkt „nur“ bis nach Kasachstan und zum russischen Westsibirien im Osten und nach Nordafrika im Süden. Fünf Länder allein decken bereits zu mehr als drei Viertel den europäischen Erdgasmarkt, nämlich Russland, Großbritannien, Niederlande, Norwegen und Algerien. Das Erdgasaufkommen Deutschlands (vgl. Abbildung 2-2) wurde 2005 zu etwa 35 % aus Russland gedeckt, je 27 und 18 % kamen aus Norwegen und den Niederlanden, 4 % von sonstigen Importländern. Die heimische Erdgasproduktion hält sich seit Jahren stabil um die 600 PJ/a, was etwa 18 % des heimischen Verbrauchs ausmacht.

Prognosen der weiteren Förderung sehen eher einen Rückgang der heimischen Produktion vor, ähnliches gilt für die Erdgasförderung in den Niederlanden und in wenigen Jahren eventuell auch für die Förderung Norwegens. Damit wird Russland wegen seiner hohen Gasressourcen tendenziell noch bedeutender für die Gasversorgung Deutschlands und Europas werden. Damit Russland diese Rolle übernehmen kann, muss es große Investitionssummen für neue Pipelines und vor allem für die Erschließung neuer und teurer Gasfelder (wie

z. B. Shtokman und Bovanenkovskoye) aufbringen, um die rückgängige Förderung aus älteren Feldern zu kompensieren. Diese Investitionen aufzubringen, stellt eine strategische Frage für Russland dar. Durch die noch weiter zunehmende Abhängigkeit Europas von russischem Erdgas und die Nachfrage aus Asien und USA (als LNG) ist ein zunehmender Wettbewerb um die Versorgung mit russischem Erdgas entstanden, der sich für Russland in einer hohen Marktmacht niederschlägt.

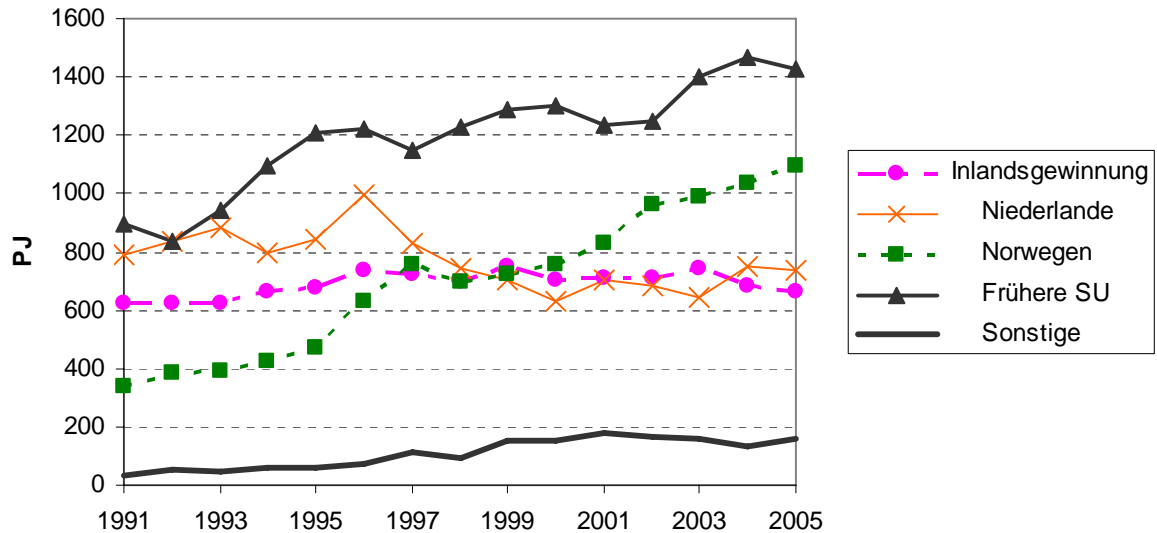


Abbildung 2-2: Erdgasaufkommen Deutschlands nach Herkunft in PJ

Im Zuge der jüngsten weltweiten Preisanstiege bei Energieträgern ist der Aspekt der Versorgungssicherheit wieder vermehrt in den Mittelpunkt gerückt. Europas zunehmende Abhängigkeit von Energieimporten und die tendenziell immer größer werdenden Transportdistanzen für Energieträger übertragen sich auch auf die Situationen in Deutschland und Bayern. Neben internationalen Abhängigkeiten spielen für die Versorgungssicherheit der Energiemärkte auch zunehmend Aspekte globaler Verknappungstendenzen eine Rolle. Die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle werden gegenwärtig und auch bis 2030 sowohl die globale Energienachfrage als auch den Energieverbrauch Deutschlands und Bayerns dominieren. So trugen in 2006 Erdöl zu 36 %, Naturgase zu 23 % und Stein- und Braunkohle zu je 13 und 11 % zum Primärenergieverbrauch in Deutschland bei. Bayern bezog in 2003 seine Primärenergie zu 44 % aus Erdöl und zu 18 % aus Erdgas, der Kohleverbrauch spielte mit 4 % nur eine geringe Rolle. Auch global trugen Erdöl, Erdgas und Kohle in 2004 zu je 35 %, 21 %, und 25 % den Hauptanteil allen Energieverbrauchs. Während bei Kohle wegen ausreichender globaler Vorkommen auch längerfristig noch keine Knappheitsprobleme zu erwarten sind⁷, werden solche bei Erdgas und vor allem bei Erdöl vermehrt diskutiert, weshalb die Situation dieser beiden Energieträger im Folgenden näher betrachtet wird.

⁷ Die Energy Watch Group / EWG 2007 / veröffentlichte vor kurzem einen „Coal report“, der eine längerfristige uneingeschränkte Versorgung mit Kohle anzweifelt. Auch neuere Analysen der US National Academy of

Globale Vorkommen von Erdöl und Erdgas

Bei den Vorkommen von Energierohstoffen unterscheidet man begrifflich zwischen Reserven und Ressourcen. **Reserven** bezeichnen jene Vorkommen, die bekannt sind und unter den aktuellen ökonomischen Bedingungen mit bereits existierenden Technologien gewinnbringend gefördert werden können. Je nachdem als wie sicher nachgewiesen die Reserven gelten, kann man zwischen gesicherten (proved), wahrscheinlichen (probable) oder möglichen (possible) Reserven unterscheiden oder auch zwischen 90 % wahrscheinlichen (P90), 50 % wahrscheinlichen (P50) oder 10 % wahrscheinlichen (P10). Ohne nähere Spezifizierung sind mit Reserven aber im Allgemeinen die gesicherten Reserven gemeint. Das Wissen über den tatsächlichen Umfang entdeckter Vorkommen wächst jedoch während weiterer Explorations-, Erschließungs- und Fördertätigkeit weiter an, sodass die zunächst eher konservativ gehaltenen Reservenschätzungen im Laufe der Zeit zumeist nach oben revidiert werden, was in den letzten Jahren den größten Anteil zum Wachstum der globalen Erdöl- und Erdgasreserven beitrug. Als **Ressourcen** bezeichnet man hingegen jene Vorkommen, die mit den gegebenen technischen Möglichkeiten aktuell nicht ökonomisch gewinnbar sind und/oder deren geologische Existenz zwar vermutet wird, die aber nicht hinreichend sicher nachgewiesen sind. Ressourcen bilden somit das Potenzial für neue Reservenzuwächse.

Bei Erdöl und Erdgas unterscheidet man außerdem **konventionelle** und **unkonventionelle** Vorkommen. Diese Unterscheidung bezieht sich zum einen auf die geologischen Eigenschaften der Vorkommen und zum anderen auf die darauf angewandten Fördertechnologien. Unkonventionelle Fördermethoden sind oftmals noch in der Entwicklungsphase und generell teurer als die Gewinnung konventioneller Vorkommen. Zu den konventionellen Gewinnungsverfahren zählt man jene, bei denen das Erdöl oder Erdgas entweder durch eigenen Druck (primäre Verfahren) oder durch die Injektion von Wasser oder Erdgas gewonnen wird (sekundäre Verfahren). Bei tertiären Gewinnungsverfahren (Enhanced Oil bzw. Gas Recovery, EOR/EGR) werden Reservoir-fremde Substanzen (Chemikalien, Dampf, CO₂, Stickstoff) zur Förderung eingesetzt. **Tertiäre Förderung** zählt per Definition eigentlich schon zur unkonventionellen Förderung. Da sie aber der Erhöhung des Gewinnungsfaktors in einer fortgeschrittenen Phase der Entleerung konventioneller Ölreservoirs dient, werden die mit EOR oder EGR gewinnbaren Vorkommen im Folgenden den konventionellen Vorkommen hinzugerechnet oder eigens aufgeführt. Zur Abschätzung dieser mit EOR- und EGR-Verfahren noch zusätzlich förderbaren Öl- und Gasmengen wurde jeweils ein durchschnittlicher Gewinnungsfaktor von 40 bzw. 50 % für Öl- bzw. für Gasfelder zugrunde gelegt und angenommen, dass EOR- und EGR-Verfahren eine Steigerung des durchschnittlichen Gewinnungsfaktors auf jeweils 50 bzw. 80 % ermöglichen. Das EOR- und EGR-Potenzial lässt sich dann abschätzen, indem man diese prozentuale Steigerung jeweils sowohl auf die zukünftige als auch

Science /USNAS 2007/ und von /Rutledge 2007/ führen zu der Schlussfolgerung, dass die Kohlereserven weit überschätzt sein könnten.

auf die vergangene konventionelle Förderung anwendet. Inwieweit dieses rechnerische Potenzial von EOR- und EGR-Verfahren aber in der Zukunft tatsächlich genutzt werden kann, ist unsicher. In der Vergangenheit ließen sich damit die Förderraten oftmals nur kurz- bis mittelfristig steigern, jedoch auf Kosten des längerfristigen Förderverlaufs. Da die Entleerung von Öl- und Gasfeldern insbesondere von den Druckverhältnissen des Reservoirs abhängig ist und die insgesamt gewinnbaren Mengen sehr vom zeitlichen Förderverlauf abhängen, ist außerdem ungewiss, in welchem Ausmaß sich bereits stillgelegte Öl- und Gasfelder „wiederbeleben“ lassen werden.

Zu den **unkonventionellen** Ölvorkommen zählen Ölsande, Ölschiefer sowie Schwer- und Schwerstöle mit einer Dichte größer als $0,934 \text{ g/cm}^3$. Natural Gas Liquids (NGL) aus der Erdgasförderung werden üblicherweise konventionellem Öl hinzugerechnet. In die Kategorie unkonventioneller Gase fallen Vorkommen aus Flözgas (CBM), Erdgas in dichten Speichern, Aquifergas und Gashydrate.

Die Auflistung der Vorkommen von Energierohstoffen in diesem Bericht basiert auf /Remme et al. 2007/ und ist in 15 Weltregionen unterteilt (vgl. Abbildung 2-3).

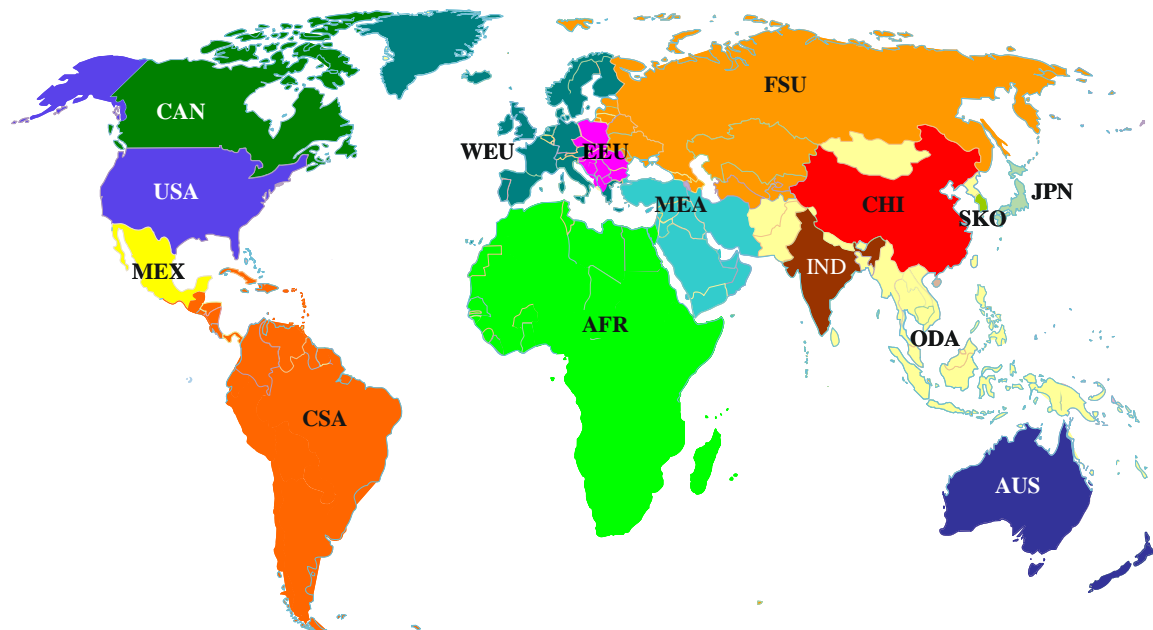


Abbildung 2-3: Die 15 Weltregionen

Die globale Verteilung von Erdöl

Die gesamten Ölvorkommen weltweit werden mit Stand Ende 2005 mit 26767 EJ geschätzt, davon 14288 EJ konventionelle Vorkommen (vgl. Abbildung 2-4). Die Vorkommen sind regional ungleichmäßig verteilt. Konventionelles Erdöl findet man vor allem im Mittleren Osten (6506 EJ), in Südamerika (2280 EJ), in Afrika (1317 EJ) und in den Staaten der früheren Sowjetunion (1283 EJ).

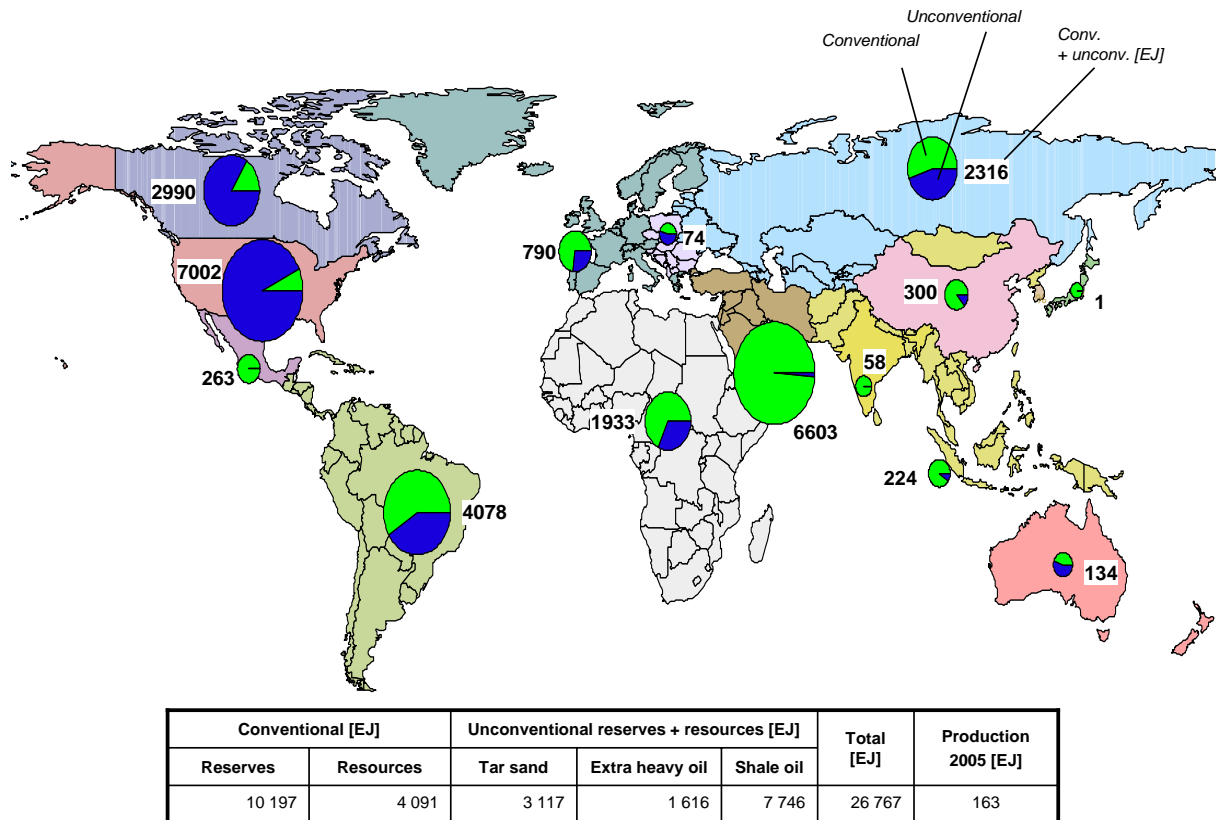


Abbildung 2-4: Regionale Verteilung konventioneller und unkonventioneller Ölvorkommen, Stand Ende 2005 /WEC 2004/, /USGS 2000/, /BP 2006/

Tabelle 2-1 zeigt die regionale Verteilung der konventionellen Reserven und Ressourcen. Auch bei den Reserven allein dominiert der Anteil des mittleren Ostens (3922 EJ) an den Gesamtreserven (6960 EJ). Allerdings enthalten diese Schätzungen auch die offiziellen Zahlen der OPEC-Länder, die im Zuge des OPEC-Quotenkriegs in den 80er Jahren vermutlich von vielen OPEC-Staaten aus strategischen Gründen zu hoch ausgewiesen wurden. In vielen Fällen wurden auch viele Jahre in Folge stets unveränderte Reservenzahlen gemeldet, was den Zweifel an der Aussagekraft dieser Angaben erhöht. Deshalb muss damit gerechnet werden, dass die tatsächlichen Reserven der OPEC-Staaten weit geringer sind, nach Schätzungen von /Salameh 2004/ zum Beispiel nur etwa 2381 EJ. Entsprechend würde sich auch das EOR-Potenzial aus dieser Abschätzung verringern und man erhielte insgesamt 1941 EJ weniger konventionelle Vorkommen in den OPEC-Ländern. Nimmt man jedoch die offiziellen Zahlen, ergibt sich, bezogen auf die zukünftige konventionelle Förderung, ein EOR-Potenzial von 1859 EJ und, bezogen auf die vergangene Förderung, ein zusätzliches EOR-Potenzial von 1377 EJ, also insgesamt 3237 EJ. Gemessen an der Förderung in 2005 läge die *statische Reichweite der konventionellen* Reserven damit bei etwa 43 Jahren, unter Einbeziehung von EOR und konventionellen Ressourcen bei etwa 88 Jahren.

Hingegen ist die Verteilung der unkonventionellen Ölvorräte regional deutlich unterschiedlich gegenüber der Allokation der konventionellen Vorräte. Zwar lagern auch hier in Südamerika (1798 EJ) und in den früheren Sowjetunion-Staaten (1033 EJ) große Mengen an

unkonventionellen Ressourcen, allerdings spielt der Mittlere Osten bei unkonventionellem Öl keine Rolle. Stattdessen liegen die meisten Vorkommen in Nordamerika, also in den USA (6046 EJ) und in Kanada (2501 EJ). Während die USA im Wesentlichen Schieferöl beherbergt, sind es in Kanada vor allem Ölsande und in Südamerika vor allem die Schweröle Venezuelas.

Tabelle 2-1: Regionale Verteilung konventioneller Ölvorkommen, Stand Ende 2005 /WEC 2004/, /USGS 2000/, /BP 2006/

EJ	AFR	AUS	CAN	CHI	CSA	EEU	FSU	IND	JPN	MEA	MEX	ODA	SKO	USA	WEU	Gesamt
Reserven	522	20	344	116	1235	10	388	26	0	3922	74	59	0	148	95	6960
EOR vergangene Produktion	116	8	39	42	128	11	211	9	0	370	48	45	0	288	63	1377
EOR zukünftige Produktion	144	6	90	35	319	4	114	8	0	1017	24	19	0	47	32	1859
EOR gesamt	260	14	129	76	447	14	325	17	1	1388	72	64	0	335	95	3237
Ressourcen	535	29	16	69	599	9	569	15	0	1197	117	78	0	473	386	4091
Gesamt	1317	62	489	261	2280	34	1283	58	1	6506	263	201	0	956	576	14288

Zur Abschätzung der Gesteungskosten der unterschiedlichen Ölreserven und –ressourcen wurde ein Ansatz von /Rogner 1990/, /Rogner 1997/, /Sauner 2000/, /Greene et al. 2003/ verfolgt. Dabei wurde für jede Ressourcenkategorie und jede Region eine Kostenbandbreite abgeschätzt. Mithilfe einer vorgegebenen Verteilungskurve wurden dann die jeweiligen Vorräte den Gesteungskosten innerhalb dieser Bandbreite zugeteilt und zur einfacheren Handhabung in 3 Kostenstufen eingeteilt. Die daraus über alle Ressourcenkategorien summierte Angebotskostenkurve ist in Abbildung 2-5 gezeigt.

Im Vergleich zu dem globalen Ölressourcenbestand von 26767 EJ lag der weltweite Ölverbrauch in 2005 bei 174,5 EJ und in 2006 bei vergleichsweise geringen 176 EJ. Die IEA geht im World Energy Outlook in ihrem Referenzszenario und in ihrem „Alternative Policy Scenario“ von kumulierten Verbrauchsmengen bis 2030 in Höhe von insgesamt etwa 5100 bzw. 4800 EJ aus. Diesen Verbrauch könnte man theoretisch mit Öl zu Gesteungskosten nur unter 10 \$/bbl decken. Allerdings wird sich in der Realität die Förderung auch auf teurere Vorkommen erstrecken müssen; dies allein schon aus technischen Gründen, weil die maximal möglichen Förderraten von Ölfeldern begrenzt sind, und deswegen neben billigeren immer auch zugleich teurere Ölfelder zur Deckung der Ölnachfrage herangezogen werden müssen.

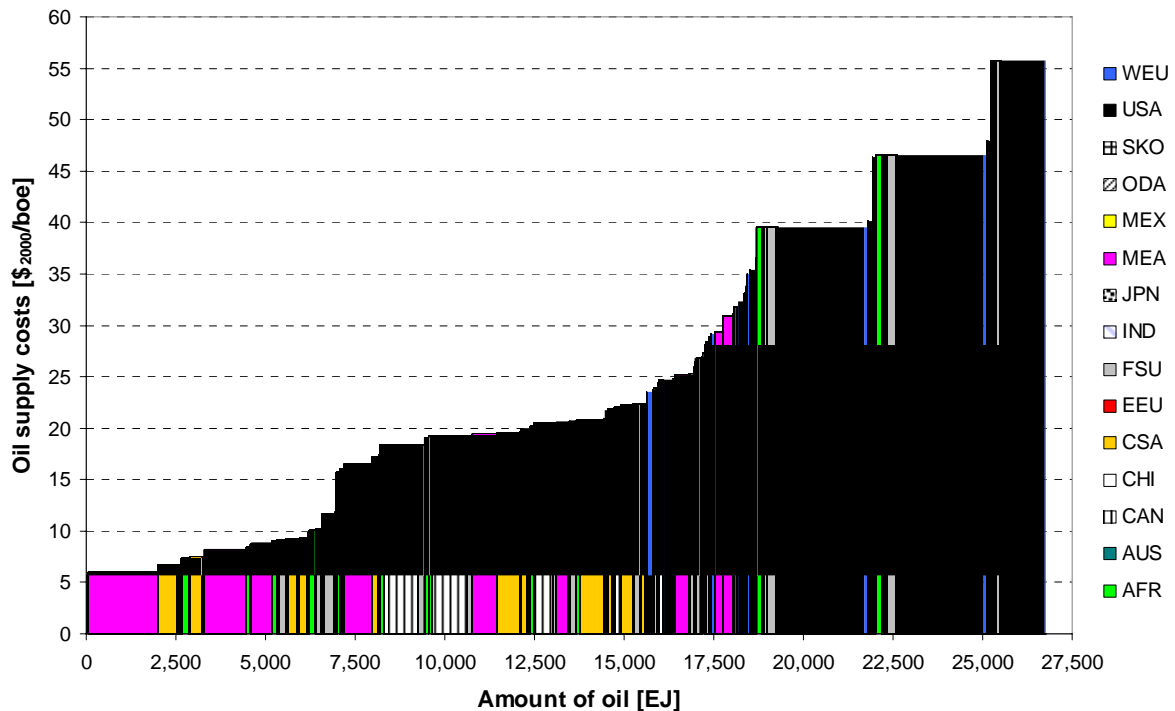


Abbildung 2-5: Globale Gesteungskostenkurve für konventionelle und unkonventionelle Ölvorkommen, Stand Ende 2005⁸

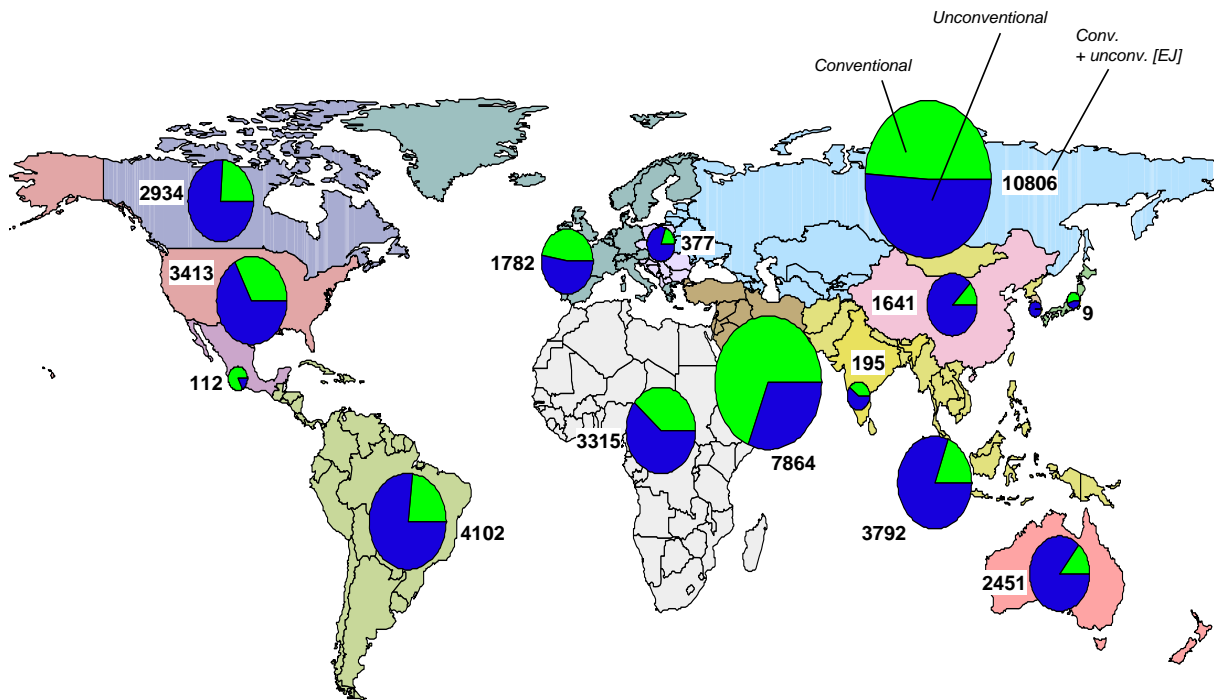
Die globale Verteilung von Erdgas

Abbildung 2-6 gibt einen Überblick über die regionale Verteilung der weltweiten konventionellen und unkonventionellen Erdgasvorkommen von zusammen 90199 EJ. Die größten Vorkommen liegen in den Staaten der Früheren Sowjetunion und im Mittleren Osten.

Diese beiden Regionen halten mit je ca. 5400 EJ auch jeweils etwa 31 % der konventionellen Vorkommen (vgl. Tabelle 2-2). Zu den konventionellen Vorkommen in Höhe von 17174 EJ zählen neben den konventionellen Reserven auch die Potenziale aus Enhanced Gas Recovery (EGR) und die noch unentdeckten und/oder noch unwirtschaftlichen konventionellen Ressourcen.

Die unkonventionellen Erdgasvorkommen belaufen sich weltweit auf insgesamt 73032 EJ (vgl. Tabelle 2-3), wobei hier die Unsicherheiten noch größer sind als bei der Abschätzung der konventionellen Vorkommen. Darin sind auch 47407 EJ Gashydrate enthalten, für die jedoch noch keine Abbaumethoden erprobt sind und die deshalb aus der weiteren Betrachtung ausgeklammert werden. Ohne die Gashydrate beläuft sich die statische Reichweite aller Erdgasvorkommen auf etwa 412 Jahre, die der konventionellen Vorkommen auf etwa 165 Jahre. Nimmt man nur die Reserven ohne EGR errechnen sich etwa 61 Jahre, immer jeweils bezogen auf die jährliche globale Gasproduktion von 103 EJ in 2005.

⁸ Die Informationen über unkonventionelle Ölressourcen in dieser Abbildung sind aus 2002 /WEC 2004/, haben sich aber bis Stand 2005 nur unsignifikant geändert.



Conventional [EJ]		Unconventional reserves + resources [EJ]			Total [EJ]	Gas hydrates resources [EJ]	Gas production 2005 [EJ]
Reserves	Resources	Coal-bed methane	Tight gas	Aquifer gas			
11918	5256	6490	1694	17441	42799	47400	103

Abbildung 2-6: Regionale Verteilung der konventionellen und unkonventionellen Gasvorkommen Ende 2005 /BGR 2003/, /BGR 2006/, /WEC 2004/, /USGS 2000/, /BP 2005/

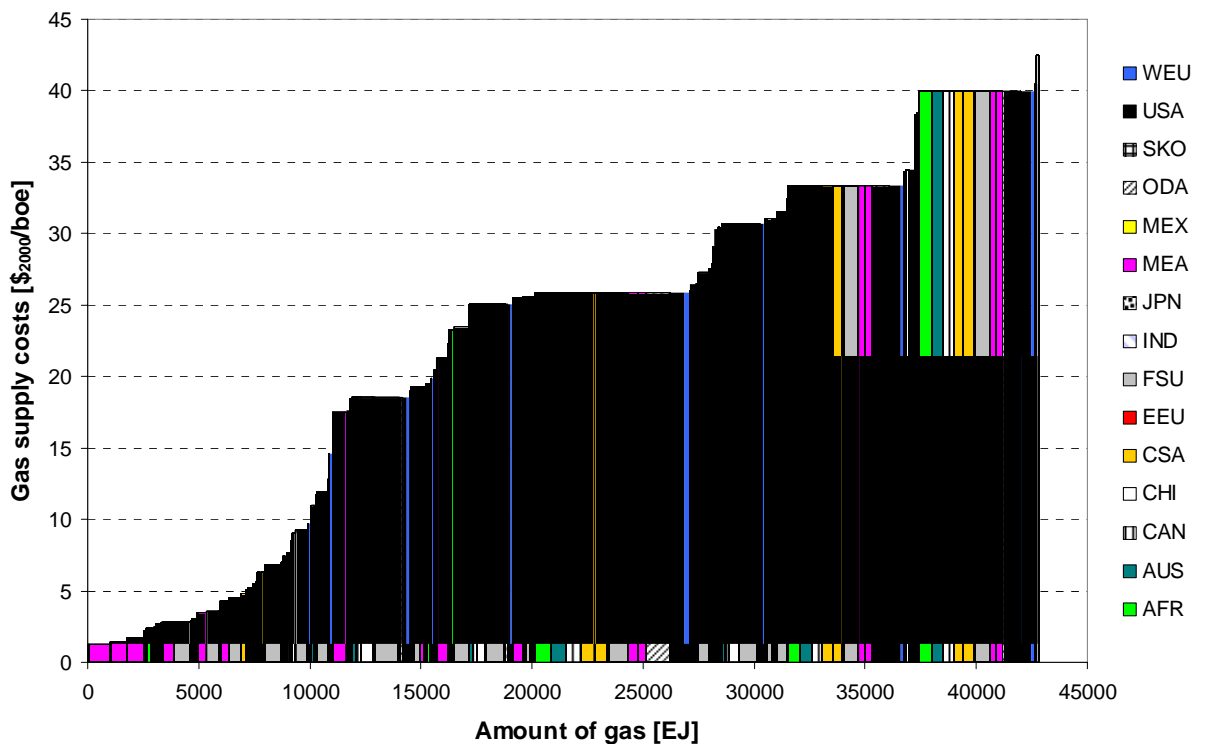
Tabelle 2-2: Regionale Verteilung der konventionellen Gasreserven und -ressourcen Ende 1998 /WEC 2004/, /USGS 2000/

EJ	AFR	AUS	CAN	CHI	CSA	EEU	FSU	IND	JPN	MEA	MEX	ODA	SKO	USA	WEU	Gesamt
Reserven	544	141	358	55	252	16	1905	24	2	2526	11	237	0	132	162	6364
EGR vergangene Produktion	41	14	85	12	45	37	430	7	2	68	23	57	0	582	153	1555
EGR zukünftige Produktion	336	87	227	36	160	11	1193	16	1	1535	9	155	0	116	117	3999
EGR gesamt	377	101	312	48	205	47	1623	23	3	1603	32	213	0	697	270	5554
Ressourcen	365	112	25	87	478	14	1815	31	0	1327	50	256	0	297	399	5256
Gesamt	1286	354	694	190	935	77	5342	78	5	5456	93	706	0	1126	831	17174

Die Gesteigungskosten der Erdgasvorkommen wurden wieder analog wie nach dem für Erdöl angewandeten Verfahren abgeschätzt. Die über alle Ressourcenkategorien und Regionen summierte globale Angebotskostenkurve zeigt Abbildung 2-7, wobei hierin die 47407 EJ Gashydratvorkommen nicht enthalten sind.

Tabelle 2-3: Regionale Verteilung der unkonventionellen Gasressourcen Ende 2004 /BGR 2003/, /BGR 2006/

EJ	AFR	AUS	CAN	CHI	CSA	EEU	FSU	IND	JPN	MEA	MEX	ODA	SKO	USA	WEU	Gesamt
Flözgas (CBM)	51	420	566	1405	46	93	2649	110	4	5	6	354	5	485	294	6490
Dichte Speicher	101	20	51	46	71	12	639	8	1	399	13	76	0	178	80	1694
Gashydrate	470	2348	4689	0	5636	0	27120	0	0	470	0	470	0	4689	1517	47407
Aquifergas	1879	1658	1622	0	3050	195	2173	0	0	2000	0	2666	0	1622	575	17441
Gesamt	2501	4446	6928	1451	8803	300	32581	118	5	2874	19	3566	5	6974	2466	73032

**Abbildung 2-7:** Globale Gesteungskostenkurve für konventionelles und unkonventionelle Erdgasvorkommen (ohne Gashydrate), Stand Ende 2005⁹

Im Vergleich zu dem globalen Erdgasressourcenbestand (90199 EJ) lag der weltweite Verbrauch von Erdgas im Jahr 2005 bei lediglich 104 EJ. Die IEA geht in ihren 2 Szenarien im World Energy Outlook für das Erdgas von kumulierten Verbrauchsmengen bis 2030 in Höhe von insgesamt etwa 3300 bzw. 3100 EJ aus.

⁹ Die Informationen über unkonventionelle Gasressourcen in dieser Abbildung gelten für Ende 2004, die Änderungen zu 2005 sind in der graphischen Abbildung jedoch vernachlässigbar.

Bewertung der globalen Öl- und Gasvorkommen im Hinblick auf die globale Versorgungssicherheit

Aus den oben genannten Abschätzungen zu den Öl- und Gasvorkommen und ihren Gesteungskosten lassen sich auf den ersten Blick keine Verknappungsprobleme bei der globalen Versorgung mit diesen Energieträgern erkennen. Aus dem Vergleich mit dem von der IEA bis 2030 prognostizierten weltweiten Verbrauch von Erdöl und Erdgas ergibt sich, dass kostenmäßig erschwingliche Vorkommen in der benötigten Menge ausreichend vorhanden sind.

Es gibt jedoch große Unsicherheiten bei der Abschätzung der Vorkommen. Wie ergiebig eine Lagerstätte tatsächlich ist, kann letztlich erst immer am Ende ihrer Erschöpfung bestimmt werden, weshalb Reservenabschätzungen kontinuierlich revidiert werden müssen. Bezüglich der Ölreserven der OPEC gibt es – wie weiter oben bereits angesprochen – Unsicherheit, ob eine Überschätzung um ca. 300 Gb vorliegt¹⁰. Dies würde die globalen Ölreserven um mehr als ein Viertel verringern. Noch größere Unsicherheiten als bei den Reserven ergeben sich bei der Abschätzung von unentdeckten Ressourcen. Die dazu bisher umfangreichsten geologischen Abschätzungen vom /USGS 2000/ liegen auch diesem Bericht zugrunde. Wie die Autoren der Studie in einer Evaluation jedoch feststellen /Klett et al. 2005/, wurde von den bis 2025 potenziell auffindbaren Ölvorkommen statt der durchschnittlich zu erwartenden 195 Gb nur 69 Gb in den ersten acht Jahren seit 1995 neu entdeckt, bei rückläufigem Trend. Unter anderem auch deshalb werden die USGS-Abschätzungen zum Beispiel von /ASPO 2006a/, /ASPO 2006b/ als zu optimistisch angesehen. Abschätzungen, bei denen der globale Trend der Neuentdeckungen analysiert wird, führen zu deutlich niedrigeren Zahlen. So erwartet etwa Laherrère, dass die verbleibenden weltweiten Gasvorkommen sich auf etwa 7950 EJ belaufen und inklusive unkonventioneller Vorkommen auf etwa 10200 EJ /Laherrère 2006/. Laherrère's Schätzungen für Erdöl liegen bei rund 5700 EJ konventionellen Vorkommen und etwa noch mal der gleichen Menge an unkonventionellen Vorkommen. Schätzungen der Association for the Study of Peak Oil and Gas /ASPO 2007/ ergeben ähnliche Zahlen. Die Abweichungen zu optimistischeren Abschätzungen resultieren nicht nur aus einer anderen Einschätzung der noch zu findenden Ressourcen. Auch die Einschätzungen über das mögliche zukünftige Reservenwachstum konventioneller Ressourcen und über das nutzbare Potenzial der unkonventionellen Ressourcen gehen deutlich auseinander.

Unabhängig von diesen Unsicherheiten ist zu beachten, dass die Verfügbarkeit der fossilen Energieträger nicht allein von ihren vorhandenen Mengen abhängt, sondern auch von der maximalen Rate, mit der sie gefördert werden können. Die Förderraten einzelner Öl- und Gasfelder können in der Regel nicht über ein bestimmtes Maß hinaus gesteigert werden. Flexibilität bei der Erhöhung der globalen Förderung muss deshalb durch Neuerschließung von Feldern bzw. längerfristig durch Neuentdeckungen erreicht werden. Da die globalen Neuent-

¹⁰ Kürzlich hat der kuwaitische Ölminister geäußert, dass sich die kuwaitischen Ölreserven nur auf etwa 48 Gb statt der bisher offiziell angegebenen 101 Gb belaufen könnten /KU 2007/.

deckungen von Erdöl und Erdgas seit etwa 1960 bzw. 1980 rückläufig sind, wird auch unter dem Stichwort „Peak Oil“ ein baldiges Erreichen des Maximums der globalen Förderung von Erdöl und evtl. auch mit einer Verzögerung von 10 bis 20 Jahren auch der von Erdgas diskutiert. Die Schätzungen, wann ein solches Maximum für die Erdölförderung zu erwarten ist, gehen auseinander und liegen größtenteils in einer Zeitspanne zwischen 2005 und 2030 /Hirsch 2007/. So geht zum Beispiel die IEA in ihrem World Energy Outlook 2006 davon aus, dass zumindest die konventionelle Ölproduktion der Nicht-OPEC-Länder etwa zur Mitte des nächsten Jahrzehnts ihren Höhepunkt erreichen könnte /IEA 2006/. Auch bei den großen Ölfeldern im mittleren Osten besteht Ungewissheit über deren zukünftig mögliche Förderraten. Hier steht insbesondere das größte Ölfeld der Welt, Ghawar in Saudi-Arabien, im Blickpunkt, welches /Simmons 2005/ ausführlich analysiert hat. Ein Kollabieren der Ölförderung von Ghawar, ähnlich wie es mit dem Yibal-Ölfeld im Oman passiert ist, wäre aus globaler Sicht wohl kaum zu kompensieren, weil Ghawar allein mehr als 5 % zur weltweiten Ölförderung beiträgt.

Bei unkonventionellem Öl gibt es ebenfalls Einschränkungen in den maximal möglichen Abbauraten. Weil der Abbau von Ölsanden große Wassermengen erfordert, kann zum Beispiel laut Einschätzung des Vorsitzenden des Alberta Research Institutes Len Bolger /Strahan 2007/ die kanadische Ölsandprovinz Alberta mit ihrem existierenden Wasserangebot nicht mehr als 3 Mio. Barrel pro Tag Ölsande fördern, das entspricht ca. 3,5 % des gegenwärtigen globalen Ölverbrauchs.

Generell zeigen diese Überlegungen über maximal mögliche Förderraten, dass die statische Reichweite als Indikator für das zukünftig mögliche Angebot ungeeignet ist. Denn ein unfreiwilliger Rückgang der Förderrate lässt die statische Reichweite – gemessen im Verhältnis Reserven zu Förderung – unter Umständen ansteigen. So stieg zum Beispiel auch die Reichweite der deutschen Ölreserven von 11 Jahren in 1968 auf 14 Jahre in 2001 an, seit das Maximum der deutschen Ölförderung 1968 überschritten wurde /BGR 2003, S. 99/.

Den Unsicherheiten über die verbleibenden Ressourcenvorkommen und über die zukünftige Entwicklung der Förderraten wird in dieser Studie mit alternativen Szenarien der Energieträgerpreisentwicklung Rechnung getragen (vgl. Abschnitt 3.4). Denn inwieweit die vom Energiemarkt nachgefragten Förderraten in Zukunft erreicht werden können, wird mit bestimmen, zu welchen Preisen in Zukunft die Energieträger angeboten werden. Jede Einschränkung in der gewünschten Verfügbarkeit einer Ressource geht immer mit einem Knappheitspreisaufschlag einher. Deshalb sind es nicht unbedingt die Gestehungskosten, die die Knappheit und damit den Preis der Energieträger maßgeblich bestimmen. Der Preis setzt sich neben den Gestehungskosten noch aus folgenden Anteilen zusammen: Einer Ressourcenrente, die sich aus der Knappheit billigerer Vorräte im Vergleich zu den noch verbleibenden teureren Vorräten ergibt; einer Kapazitäts- oder „Hubbertrente“, die die Knappheit der maximal möglichen Förderraten einpreist; und evtl. aus einer Kartell- bzw. Monopolrente, die eine strategische Verknappung durch einen bzw. mehrere Anbieter widerspiegelt. Gerade der letzte Aspekt wird begünstigt durch die bereits bestehende ungleiche und zunehmend ungleicher

werdende regionale Verteilung der Energievorräte. Dadurch kommen bedeutende Anbieterländer wie insbesondere die OPEC-Staaten und Russland in die strategische Lage, ihre Marktmacht zur gewinnbringenden Zurückhaltung des Energieträgerangebots zu nutzen.

Ansätze zur Stärkung der Versorgungssicherheit Deutschlands und Bayerns

Im Bestreben um eine Erhöhung der Energieversorgungssicherheit ist Bayern eingebunden in die Energiepolitik Deutschlands und der EU. Die Europäische Union hat in ihrem Grünbuch „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“ /EK 2006/ drei Hauptziele der europäischen Energiepolitik identifiziert, nämlich Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Bezüglich Versorgungssicherheit konzentrieren sich die Bemühungen auf eine Verringerung der Nachfrage, auf eine Diversifizierung des Energieträgermixes durch eine vermehrte Nutzung wettbewerbsfähiger einheimischer und erneuerbarer Energien, auf eine Diversifizierung der Energieeinfuhrquellen und der -importe, auf die Schaffung eines Investitionsklimas, das die Bewältigung der wachsenden Energienachfrage fördert, und auf einen besseren Zugang europäischer Unternehmen zu globalen Ressourcen durch die Bildung von Joint Ventures. Das Grünbuch, auf dem unter anderem auch das Energiepaket der Kommission vom Januar 2007 basiert, schlägt dazu beispielsweise einen Aktionsplan für Energieeffizienz vor, eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien, ein klares politisches Konzept für die Sicherung und Diversifizierung der Energieversorgung, und die Festlegung eindeutiger Prioritäten für den Bau neuer Infrastruktureinrichtungen und Transportkapazitäten (Pipelines, LNG). In Energiepartnerschaften mit Versorgerländern soll ferner das Verhältnis gegenseitiger Abhängigkeiten gepflegt und intensiviert werden. Dies betrifft insbesondere die Partnerschaft mit dem wichtigsten Energielieferanten der EU, Russland. Um die Zusammenarbeit im Energiebereich mit den Ländern Osteuropas und der ehemaligen Sowjetunion zu intensivieren, wurde 1991 die europäische Energiecharta von 51 Staaten unterzeichnet. Der Vertrag regelt den Schutz und die Förderung von Energieinvestitionen, den Handel mit Energieträgern und -erzeugnissen nach den GATT-Bestimmungen, den ungehinderten Energietransit sowie Umweltschutzbelange und Energieeffizienzziele. Russland hat die Energiecharta unterzeichnet aber bisher noch nicht ratifiziert. Die EU drängt jedoch auf eine Ratifizierung durch Russland.

Eine Möglichkeit, um beispielsweise mehr Flexibilität in der Erdgasversorgung zu erreichen, besteht im vermehrten Bezug von verflüssigtem Gas (LNG). Damit könnten auch Gasimporte aus anderen Regionen ermöglicht werden, insbesondere auch aus Nordafrika. Außerdem könnte damit Flexibilität für kurzfristige Versorgungsengpässe geschaffen werden. Der Aufbau von LNG-Strukturen ist allerdings ebenfalls mit einer hohen Kapitalintensität verbunden. Aus diesem Grund werden auch auf dem LNG-Markt von Anbieter- und Nachfrageseite längerfristige Bezugsverträge bevorzugt. Dies steht einer kurzfristigen Versorgung und dem Aufbau eines breit integrierten Spotmarkts für LNG noch etwas entgegen. Insgesamt werden dem globalen LNG-Markt jedoch hohe Wachstumsraten zugesprochen.

Deutschland verfügt bisher über kein eigenes LNG-Importterminal, könnte allerdings LNG z. B. über Italien, Frankreich oder Belgien beziehen. Außerdem wird am Standort Wilhelms-haven derzeit eine Machbarkeitsstudie für den Bau eines LNG-Terminals durchgeführt, der ab 2010 von der Deutschen Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mbH (DFTG), einem E.ON Tochterunternehmen, betrieben werden könnte. Entscheidend für die Realisierung des Vorhabens ist jedoch der Abschluss langfristiger Lieferverträge. Die Nutzungsmöglichkeiten von LNG werden zukünftig dadurch erleichtert werden, dass derzeit Verflüssigungsanlagen kleiner Leistung entwickelt werden, wie z. B. vom Idaho National Engineering and Environmental Laboratory (INEEL), um auch hier flexibler auf die wechselnden Anforderungen reagieren zu können.

Als ein Zwischenfazit ist festzustellen, dass Bayern und Deutschland in hohem Maße von ausländischen Energieimporten von Öl und Gas abhängig sind und diese Abhängigkeiten bei robustem Verbrauch und bei tendenziell rückläufiger Eigenversorgung noch weiter anwachsen werden. Dies ist vor dem Hintergrund von Unsicherheiten über die längerfristige globale Energieversorgung insbesondere bei Erdöl zu sehen. Zusätzlich ist eine zunehmende Konzentration der globalen Öl- und Gasvorkommen auf wenige Anbieterländer zu erwarten. Dies könnte dazu führen, dass a) eine regionale Diversifizierung der Energieimporte immer schwieriger zu erreichen sein wird und b) die einhergehende Marktmacht der Anbieter zu vermehrt strategischem Verhalten und erhöhten Energiepreisen führen wird. Strategisch wichtige Förderländer für Deutschland sind in hohem Maße Russland und die Staaten der früheren Sowjetunion, sowie die OPEC-Länder des mittleren Ostens und Afrikas. Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit umfassen vor allem Energieeinspar- und -effizienzmaßnahmen, der Abschluss von langfristigen Bezugsverträgen und Joint Ventures, die Diversifizierung der Energieträgerimporte auf möglichst unterschiedliche und möglichst verlässliche Lieferländer, Verbindungswege und Transitländer, der Ausbau von LNG-Importen und die verstärkte Substitution von knapperen (Erdöl, Erdgas) hin zu weniger knappen Energieträgern (Kernenergie, Kohle, Erneuerbare Energien).

2.2 Europäisches Emissionshandelssystem

Im Folgenden erfolgt eine Diskussion des bestehenden EU-CO₂-Emissionshandelssystems. Neben der Darstellung des Ansatzes, der Einschätzung der klimaschutzpolitischen Effektivität und der Einordnung in den klimaschutzpolitischen Gesamtkontext erfolgt auch eine Bewertung und das Aufzeigen von Verbesserungsmöglichkeiten.

Ansatz, Ausgestaltung, Effektivität des Emissionszertifikatshandelssystems

Das mit der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG eingerichtete EU-Emissionshandelssystem (EU-EH) ist das wichtigste klimaschutzpolitische Instrument der EU. Es soll maßgeblich zur kosteneffizienten Erreichung des gemeinschaftlichen Kyoto-Ziels beitragen. Das EU-

EH bezieht sich ausschließlich auf CO₂-emittierende Anlagen in den Wirtschaftssektoren Industrie und Energie (ab 20 MW Leistung). Für diese Anlagen setzt jedes EU-Mitgliedsland in einem Nationalen Allokationsplan die Emissionsobergrenzen für den Zeitraum von 2005 bis 2007 (NAPI) bzw. 2008 bis 2012 (NAPII) fest. Die Festlegungen des NAP sind in Deutschland durch das Treibhausgasemissionshandelsgesetz, das Projektbezogene Mechanismen Gesetz, handelsperiodenspezifische Zuteilungsgesetze und mehrere Verordnungen rechtlich implementiert.

In Deutschland sind für den NAPI in der Periode von 2005 bis 2007 insgesamt 1849 Anlagen der Energiewirtschaft und der Industrie vom Emissionshandel betroffen. Davon sind in Bayern 285 Anlagen emissionshandelspflichtig. Bayern ist damit nach Nordrhein-Westfalen das gemäß der Anlagenzahl mit Abstand am zweitstärksten betroffene Bundesland. Von den bayerischen Anlagen sind 170 Anlagen Energieumwandlungsanlagen (Tätigkeit Verbrennung bzw. Raffinerie nach Registerverordnung). Das entspricht gemäß eigenen Berechnungen nach /DEHSt 2005/ sowie /DEHSt 2004/ in etwa dem bundesweiten Mittelwert. Betrachtet man die Anzahl der emissionshandelspflichtigen Anlagen und die Verteilung der Emissionsberechtigungen nach Bundesländern, so wird deutlich, dass die bayerische Wirtschaft vergleichsweise stark betroffen ist. Obwohl für die Periode 2008 bis 2012 (NAPII) noch keine Anlagenliste verfügbar ist, kann man davon ausgehen, dass sich die Situation im Ländervergleich nicht signifikant ändern wird. Die genaue Aufteilung wird erst nach Beendigung des Zuteilungsverfahrens, für das die Antragsfrist am 20. November 2007 ausläuft, feststehen.

Der NAPI weist eine Vielzahl erheblicher Schwächen auf. So ist seine ökologische Effektivität äußerst fragwürdig. Zwar führt nach /UBA 2006/ der NAPI in Deutschland zu Emissionsminderungen. In den Jahren 2005 und 2006 lagen die CO₂-Emissionen der handelspflichtigen Anlagen knapp 21 Mio. t unter dem allozierten Budget. Dies kommt rechnerisch einer zusätzlichen Vermeidung von 4,3 % gleich. Die tatsächliche Minderung durch das Handelssystem ist aber schwer zu quantifizieren, unter anderem weil sich die Allokationsregeln teilweise unterschiedlicher Referenzemissionen bedienen und eine Vielzahl von Sonderregeln enthalten, die buchhalterische Effekte hervorrufen. Die Sonderregeln führen in der ersten Handelsperiode dazu, dass die Emissionen unter den ausgegebenen Emissionsberechtigungen liegen, so dass die Differenz zwischen ausgegebener Zertifikatsmenge und den Emissionen als Überausstattung zu interpretieren ist. Außerdem ist es angesichts der Vielzahl der in Deutschland eingesetzten Klimaschutzpolitischen Instrumente problematisch, diese Minderung allein auf den Emissionshandel zurückzuführen. Für das erste Zertifikatshandelsjahr 2005 ermittelt das Umweltbundesamt nichtsdestotrotz eine Minderung in Höhe von 9 Mio. t gegenüber der Basisperiode /UBA 2006/. Für das Jahr 2006 dokumentiert /UBA 2007/ die Emissionsminderung auf 0,3 % unter dem Jahresdurchschnitt der Referenzperiode 2000 bis 2005.

Die Überausstattung an Zertifikaten schlägt sich in einer geringen Nachfrage am Handelsmarkt und damit auch in der Preisentwicklung nieder. Abbildung 2-8 zeigt deutlich die

Volatilität des Preises für EU-Emissionsberechtigungen (EUA steht für *EU allowances*), in der sich instabile Erwartungen der Marktteilnehmer widerspiegeln, aber auch entscheidende regulatorische Preistreiber und fundamentale Einflüsse zum Ausdruck kommen.

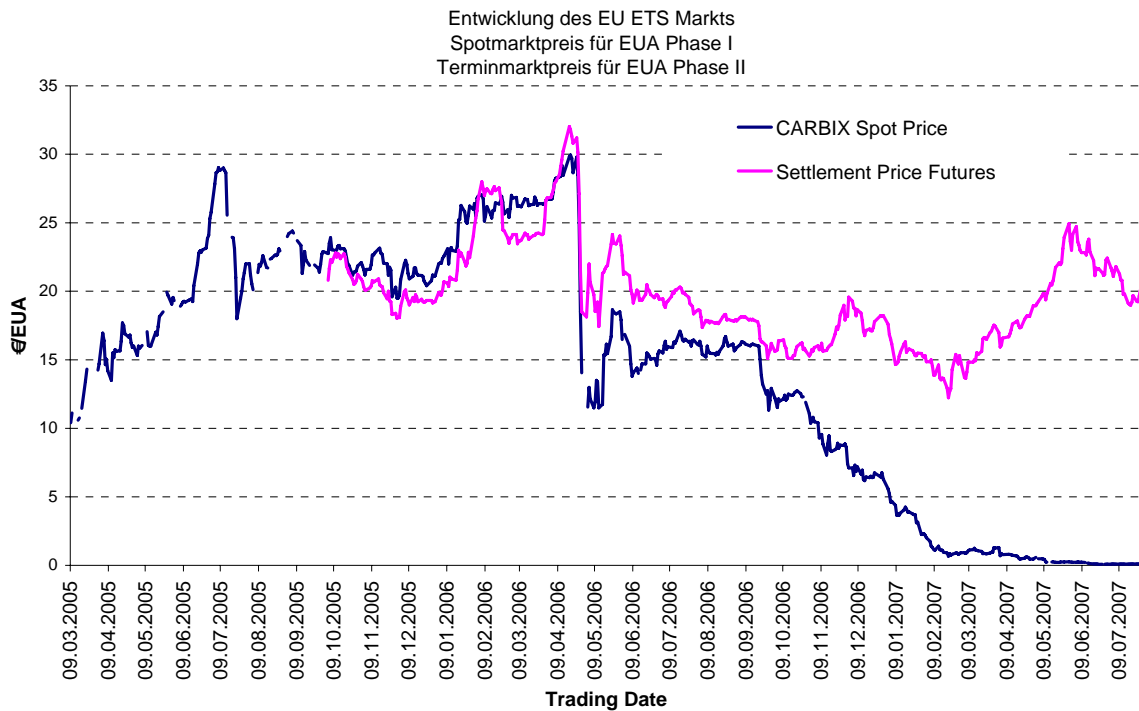


Abbildung 2-8: Entwicklung der CO₂-Preise nach /EEX 2007/

Die Überausstattung an Zertifikaten im Rahmen des NAPI wird besonders deutlich mit dem Preiszusammenbruch Ende April 2006. In diesem Zeitraum wurden Daten zu den Ist-Emissionen des Jahres 2005 in der EU vorzeitig bekannt gegeben. Mittlerweile tendieren die EUA Spotpreise gegen Null. Hierin spiegelt sich auch das Bankingverbot des NAPI wider, das besagt, dass Zertifikate nicht in eine folgende Handelsperiode übertragen werden können. Seit dem Crash entwickelt sich der Preis für Terminkontrakte, hier dargestellt für 2008, d. h. für das erste Jahr der zweiten Handelsperiode, contango zu den Spotpreisen der ersten Handelsperiode. Die Contango-Situation, bei der die Terminkurse über den Spotmarktpreisen liegen, bedeutet i. A., dass die Marktteilnehmer steigende Spotpreise erwarten. Im vorliegenden Fall wird also mit weitaus höheren Zertifikatspreisen und damit mit einer signifikanten Verknappung der zu allozierenden Zertifikate ab 2008 gerechnet. Dies spiegelt sich auch in den Preissprüngen im November und Dezember 2006 wider, die auf Warnungen der EU-Kommissionen nach schärferen NAPII und ersten tatsächlich von der Kommission geforderten Allokationskürzungen basieren. Obwohl die Zertifikatspreise für die auslaufende Handelsperiode mit ca. 10 Cent pro t CO₂ nahezu belanglos erscheinen, sind die hohen Terminpreise die entscheidende Größe für unternehmerische Investitionsentscheidungen.

Nicht nur der Zertifikatspreis, sondern auch das tägliche Handelsvolumen, das die Zahl der gehandelten Zertifikate wiedergibt, sind Schwankungen unterworfen. Häufig wird

konstatiert, dass die Möglichkeit zum Emissionshandel noch zu wenig genutzt wird und der Markt demnach nicht seine optimale Liquidität erreicht.

Aufgrund der negativen Erfahrungen mit dem NAPI enthält der NAPII einige zentrale Änderungen gegenüber dem NAPI. Die Änderungen rühren vor allem von den Anforderungen der EU-Kommission her und zielen im Allgemeinen darauf ab, Flexibilisierungs- und Sonderregelungen zu begrenzen. So wird nun z. B. eine Ex-post Korrektur der Zuteilung ausgeschlossen, eine Übertragung nicht genutzter Rechte in eine mögliche dritte Handelsperiode erlaubt und der Kreis der betroffenen Installationen über eine neue Anlagendefinition erweitert. Eine zentrale Kritik der Kommission an den deutschen NAP war außerdem die Anwendung von über den Handelszeitraum hinausgehenden Zuteilungsgarantien für bestimmte Bestandsanlagen. Die Begründung hierfür liegt in den möglichen nationalen und europäischen Wettbewerbsverzerrungen insbesondere auch wegen einer möglichen späteren Abkehr von der kostenlosen Zuteilung. Dies impliziert einen Wegfall zentraler Sonderregelungen des deutschen NAPII und führt insbesondere dazu, dass Neuanlagen jeweils nach Ablauf der bestimmten Zuteilungsperiode wie Bestandsanlagen behandelt werden, anstatt über einen Zeitraum von bis zu 14 Jahren keine Reduktionsverpflichtung zu erfahren.

Im Allgemeinen werden dem NAPII gegenüber dem NAPI aber mehr Transparenz und ein einfacheres Antragsverfahren attestiert. Außerdem enthält der NAPII striktere Emissionsobergrenzen. Schließlich wurde für Deutschland auch eine teilweise Versteigerung von Zertifikaten beschlossen, wobei lediglich Anlagenbetreiber in der Energiewirtschaft, nicht aber in der Industrie Zertifikate ersteigern müssen.¹¹ Insgesamt werden 40 Mio. Zertifikate pro Jahr versteigert.¹² Dies entspricht 8,8 % der Gesamtmenge einschließlich der Reserve und 9,6 % der Gesamtmenge ohne Reserve. Bestimmungen zu der genauen Ausgestaltung des Zertifikatsverkaufes müssen noch in einer Rechtsverordnung verfasst werden.¹³ Für die dem globalen Wettbewerb ausgesetzte Industrie erfolgt die Vergabe weiterhin vollständig kostenlos. Gleichwohl ist auch die vornehmlich kostenlose Ausgabep Praxis der Emissionsrechte im Vergleich zu einer Versteigerung nach wie vor kontrovers.

Die von der EU-Kommission genehmigte Version des deutschen NAPII alloziert Zertifikate äquivalent zu 453,1 Mio. t/a, bei einer historischen Emission der betroffenen Anlagen in Höhe von 493,4 Mio. t/a gemäß Inventar. Der damit verbundene Erfüllungsfaktor soll durch eine Reduktion in der Industrie um 1,25 % und in der Energieindustrie um über 20 % erreicht werden. Diese stark unterschiedlichen Reduktionsauflagen sollen, wie auch die unter-

¹¹ Die NAP der Niederlande und des Vereinigten Königreiches sehen z. B. eine Versteigerung von 4 % bzw. 7 % vor, wobei auch hier die Versteigerung jeweils nur gegenüber Energieanlagenbetreiber vorgenommen wird.

¹² Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012, § 21, Abs. 1.

¹³ Unabhängig vom Auktionierungsbeschluss müssen Betreiber von Neuanlagen, die zwischen 2008 und 2012 in Betrieb gehen, auf jeden Fall Zertifikate (zumindest teilw.) käuflich erwerben, und zwar aus der Reserve (23 Mio. t p. a.). Dies war bereits im ersten Gesetzentwurf vorgesehen und wird begründet mit der Refinanzierung der Verwaltungskosten über das Aufkommen durch Gebühren gemäß EHKost-Verordnung hinaus.

schiedliche Handhabe bei der Versteigerung, ebenfalls der Tatsache Rechnung tragen, dass erstens die Industrie im Gegensatz zur Energiewirtschaft einem stärkeren internationalen Wettbewerb ausgesetzt ist und Kostenüberwälzungen daher schwerlich durchsetzen kann. Zweitens wird so berücksichtigt, dass ein Großteil der Emissionen in der Industrie prozessbedingt ist und somit technisch oder physikalisch nicht zu vermeiden sind. Zugleich erübrigt sich durch diese sektorale Differenzierung folglich die Sonderregelung zu prozessbedingten Emissionen, wie sie noch der NAPI formulierte.

Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung der NAP stellt das EU-EH für die betroffenen Unternehmen eine operative und strategische Herausforderung dar.

Bewertung des Emissionszertifikatshandelssystems

Treibhausgasemissionshandelssysteme sind ökonomisch treffsicher und sowohl statisch als auch dynamisch effizient. Ohne Anmaßung von Wissen über die tatsächlichen Emissionen und Grenzvermeidungskosten einzelner Quellen seitens des Staates setzt ein Handelssystem Anreize zur effizienten Emissionsminderung. Über einen preisgetriebenen, marktwirtschaftlichen Suchprozess wird kosteneffizienter Klimaschutz realisiert. Der optimale Reduktionspfad wird dabei über den Zertifikatsmarkt und sein Knappheitssignal, den Zertifikatspreis, geregelt.

Wie u. a. die Kritik der EU-Kommission an nahezu allen NAPI und NAPII zeigt, ist die Umsetzung in die Praxis allerdings mit nicht unerheblichen Herausforderungen verbunden, welche die Anreizsystematik und die Funktionsfähigkeit des Emissionshandels stark beeinträchtigen. Obgleich die NAP für die zweite Handelsperiode deutlich effektiver und effizienter wirken als die NAPI, ist dem EU-EH nur mangelhafter Klimaschutzpolitischer Erfolg zuzuschreiben, so dass das Instrument Emissionshandel in eine Klimaschutzpolitische Vertrauenskrise gerät. Die bestehenden Probleme werden mit dem Hinweis auf die erste Handelsperiode, auf Etablierungsprobleme, und auf die Notwendigkeit, die Industrie für den Emissionshandel überhaupt erst zu gewinnen, als Kinderkrankheiten und der Misserfolg als Lehrgeld interpretiert. Ein *EU Review Report* soll in der zweiten Jahreshälfte 2007 eine Evaluation liefern, notwendige Verbesserungen aufzeigen und eine mögliche Neuorientierung ermöglichen. Zusätzlich stehen der Aufbau und die mögliche Integration eines Zertifikatshandelssystems für den europäischen Flugverkehrssektor ab 2011 und die Regulierung der Emissionen des motorisierten Individualverkehrs bevor. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, die bisherigen Probleme nicht ausschließlich als Symptome einer Lernphase zu verstehen, sondern systemimmanente Schwächen aufzuzeigen. Einige wichtige Aspekte werden im Folgenden ausgeführt.

Die *Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten* wird in jedem Mitgliedsland eigenständig und damit unterschiedlich über die Nationalen Allokationspläne (NAP) und entsprechenden Gesetzen national umgesetzt. Trotz Harmonisierungsbemühungen, z. B. mittels der NAP-Guidance und mittels der Prüfung der NAP durch

die EU-Kommission, mangelt es in der Umsetzung an Konsistenz und Harmonisierung. Dies führt zu einem komplexen System mit national und sektoral unterschiedlichen Belastungen, das die Gefahr von Wettbewerbsnachteilen und möglicherweise Produktionsverlagerungen mit sich bringt. Diese Gefahr besteht grundsätzlich auch auf Länderebene und somit auch für den Freistaat Bayern.

Die nachvollziehbaren und aufgrund der national unterschiedlichen Ausgestaltungen grundsätzlich realen Bedenken vor Wettbewerbsverzerrungen führen zum Hauptproblem des EU-EH, nämlich der Überlagerung klimapolitischer Ziele mit industriepolitischen Motiven. Die fortwährende Durchsetzung von spezifischen Sonderinteressen einzelner Länder, Branchen, Unternehmen und Anlagen verringert die Effektivität und Effizienz des EU-EH.¹⁴ Es hat sich gezeigt, dass die Nationalen Allokationspläne für politisch und lobbyistisch manipulierbare Zertifikatszuteilungen äußerst anfällig sind /Ströbele 2005/. Sie können gar als ein „Angebot zum Lobbyismus“ interpretiert werden /Erdmann 2005/. In diesem Zusammenhang ist auch die Frage der Lastenverteilung zwischen Ländern, Sektoren und Anlagen nach wie vor kontrovers. Für die Länderebene bedeutet der starke Einfluss von industriespezifischen Interessengruppen auf die Lastenverteilung eine Gefahr in dem Sinne, dass Landesinteressen schlecht vertreten werden könnten. Außerdem wird die nationale Lastenverteilung zwischen den EU-Mitgliedsstaaten relativ unabhängig von der Emissionssituation einzelner Bundesländer getroffen.

Unter den gesetzten nationalen gesamtwirtschaftlichen Reduktionszielen bedeutet ein industriepolitisch motiviertes moderates Emissionsbudget der Emissionshandelssektoren die Verlagerung von Reduktionszielen in Sektoren außerhalb des Handelssystems, z. B. in den Bereich der privaten Haushalte. Somit sind auch das produzierende Gewerbe, der Dienstleistungssektor und die Haushalte hiervon unmittelbar betroffen.

Die erfolgreiche Lobbyarbeit der EU-EH-Industrien zeigt sich vor allem in der Überausstattung mit Zertifikaten innerhalb der ersten Handelsperiode, wodurch keine notwendigen Knappheitssignale gesetzt werden. Es bleibt abzuwarten, ob die Zuteilungen der zweiten Handelsperiode signifikante Knappheitssignale setzen werden. Der momentane Future Price von über 20 € für die Zuteilungsjahre des NAPII deutet zunächst allerdings darauf hin /EEX 2007/.

Die Zielverfehlung des EU-EH wird nach Ansicht des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) insbesondere daran deutlich, dass das System konservierende Energieträgerpolitik betreibt und nicht auf eine Energiewende hinführt /SRU 2006/. Dieses Argument betrifft z. B. den brennstoffspezifischen Benchmark, die eher moderaten Emissionsbudgets und den Ansatz der bedarfsgerechten Zuteilung im deutschen NAPI.

Brennstoffspezifische Benchmarks und bedarfsgerechte Zuteilung werden auch als Bestandsschutz für Kohlekraftwerksbetreiber interpretiert, der zu Lasten der klimapolitischen

¹⁴ Zum Beispiel wurde im deutschen NAPI die Optionsregel, die eigentlich nur für eine Anlage gedacht war, tatsächlich von über 500 Anlagen genutzt.

Anreizwirkung des Emissionshandels geht. Die Allokationsfrage ist zudem direkt verbunden mit der Problematik von Mitnahmegewinnen und Verteilungskämpfen um windfall profits insbesondere bei der bestehenden vollständigen bzw. weitestgehend kostenlosen Zertifikatsvergabe nach dem Grandfathering-Prinzip. Das EU-EH führt dadurch zu volkswirtschaftlich ineffizientem rent-seeking, in dem es um Verteilungsfragen aber nicht um Allokationsfragen geht.

Die durch Emissionsbegrenzungen geschaffenen Knappheitsrenten und vor allem die sie verschärfenden Sonderregelungen können potenzielle Markteintrittsbarrieren darstellen. Durch die Versteigerung von Zertifikaten aus der Neuanlagenreserve (Entwurf ZuG 2012) wird diese Eintrittsbarriere im deutschen NAPI erhöht. Für Bayern haben diese wohl auch politisch gewünschten Eintrittsbarrieren eine besondere Brisanz, da sie den Ersatz der Kernenergiekapazitäten erschweren. Für die Betreiber von im Zeitraum des NAPI stillzulegenden Kernkraftwerken (KKW) schaffte die Kompensationsregel des NAPI (§15 ZuG 2007) eine Sonderreserve an Berechtigungen. In Bayern und auch in Deutschland kam es mit Ausnahme vom Kraftwerk Obrigheim zu keiner Stilllegung in der ersten Handelsperiode. Für die zweite Handelsperiode, in der mehrere Stilllegungen (z.B. Stilllegung von Isar I in 2011) anfallen werden, entfällt hingegen die KKW-Sonderreserve.

Die Verfügbarkeit über ein zugeteiltes, erworbenes oder ersteigertes Emissionsrecht ist eingeschränkt /Hentrich und Matschoss 2006/. In den deutschen NAP ist die Zuteilung an den Anlagenbetrieb gekoppelt /Schwarz 2005/. Bei Emissionen unterhalb von 60 % der Basisemissionen erfolgt eine entsprechende Reduktion der zugestandenen Zertifikate (Vermeidung von Stilllegungsprämien).

Das betriebswirtschaftliche Risiko wird durch die kurzfristigen Zielvorgaben und die relativ kurzen Zeitspannen erhöht, für die ein NAP jeweils gilt. Auch die Ungewissheit über die Fortführung des Kyoto-Protokolls und die nachfolgenden Erfüllungsperioden sowie eine Vielzahl von Sonderregelungen induzieren regulatorische Unsicherheiten bei den Unternehmen, die sich vor allem auf die Energiewirtschaft mit ihren langen Investitionszyklen niederschlägt (vgl. z. B. /SRU 2006; Fischer und Kruhl 2006; Meyer u. a. 2006/).

Das EU-EH ist mit hohen Transaktionskosten verbunden, insbesondere aufgrund bürokratischer Zertifikatzuweisungsverfahren und eines hohen Verwaltungsaufwandes bei Zuteilung der Zertifikate sowie der Messung und Kontrolle der Emissionen (vgl. z. B. /SRU 2006; Ströbele 2005/). Die Verhandlungen der einzelnen Mitgliedsländer mit der Kommission über das Zertifikatsbudget und dessen Allokation ebenso wie die langwierige Formulierung der Nationalen Allokationspläne auf Staatenebene deuten auf hohe Komplexitätskosten hin. Ein wichtiger Grund für die hohen Transaktions- bzw. Administrationskosten ist die hohe Teilnehmerzahl im Falle des EU-EH (1849 Anlagen in Deutschland, davon 285 Anlagen in Bayern, ca. 11400 Anlagen in der EU, jeweils für die Jahre 2005 bis 2007). Allein für Deutschland beziffern sich die Verwaltungsgebühren nur der DEHst auf über 14 Mio. € pro Jahr.

Das Linking, das für eine Integration von flexiblen Mechanismen des Kyoto-Regimes und des EU-EH sorgen soll, ist nicht vollständig gewährleistet /Ströbele 2005/, sondern national unterschiedlich limitiert. Eine weitgehende Integration kann die Effizienz des Systems jedoch erheblich erhöhen. Es fällt in der Praxis allerdings schwer, die ökologische Treffsicherheit, d. h. die tatsächliche Verminderung von Emissionen, über Additionalität und Qualität der flexiblen Projektmaßnahmen sicherzustellen und zugleich die Transaktionskosten des Linking gering zu halten.

Schließlich ist zu bemängeln, dass das EU-EH ein regional, sektoral und klimagaspezifisch eingeschränkter Ansatz ist. Er erfasst in der EU lediglich CO₂-Emissionen ausgewählter Energieumwandlungsanlagen und ausgewählter emissionsintensiver Industrieanlagen. Der Deckungsgrad beträgt ca. 45 % der CO₂-Emissionen und 30 % der Treibhausgase in der EU. Ein optimales Emissionshandelssystem sollte alle Länder, alle Sektoren und alle Klimagase erfassen. Politisch und institutionell realisierbar ist die Einbeziehung aller Länder in absehbarer Zeit sicherlich nicht. Bezüglich des EU-EH sollte für die Europäische Union aber gelten, dass die bisherige Pfadabhängigkeit durchbrochen wird und das bestehende EU-EH zu einem System reformiert wird, das zumindest alle Sektoren erfasst, um ökologisch treffsicher und effizient zu sein.¹⁵

Die nach wie vor bestehenden wesentlichen Kritikpunkte der EU-Umsetzung des Emissionszertifikatshandelssystems lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Beschränkung auf das Klimagas CO₂
- Beschränkung auf bestimmte Anlagen in bestimmten Sektoren
- Beschränkung auf einen Teil der CO₂-Emissionen
- Starker Einfluss der einzelner Interessenvertretungen
- Kostenlose Zuteilung nach Grandfathering
- Moderates Emissionscap in der ersten Handelsperiode
- Reduktionspflichtverlagerung in Sektoren außerhalb des Emissionshandelssystem
- Hohe Transaktionskosten
- Regulatorische Unsicherheiten
- Zuteilungsunsicherheit durch Kombination von Benchmark-basierter Zuteilung und Makroplan
- Mangelhafte Harmonisierung der Zuteilung

¹⁵ Die Integration weiterer Gase als CO₂ kann grundsätzlich auch in einem EU-EH erfolgen. Bisherige Erfolge in der Reduktion von CH₄ deuten aber zum Beispiel darauf hin, dass bestehende Ansätze hier erfolgreich sind. Zudem sind die Voraussetzungen für den Zertifikatshandel mit CH₄, N₂O und F-Gasen andere als die für CO₂. Ein gewichtiges Problem ist die schwierige Messbarkeit und Erfassung der Nicht-CO₂-THG. Nicht zuletzt aufgrund des dominierend hohen Anteils der CO₂-Emissionen an den gesamten Treibhausgasen soll hier auf CO₂ fokussiert werden.

Alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten des Emissionszertifikatshandelssystems

Aus den dargelegten Kritikpunkten des bestehenden EU-Emissionszertifikatshandelssystems lassen sich die wesentlichen Anforderungen an ein verbessertes System ableiten:

- Einbeziehung aller Emissionsquellen in allen Sektoren
- Einbeziehung möglichst vieler Länder
- Einbeziehung möglichst aller Treibhausgase
- Transparenz und Einfachheit
- Geringe Transaktionskosten
- Langfristigkeit und Planungssicherheit
- Minimierung des Einflusses der zahlreichen Sonderinteressen
- Strikte Emissionscaps
- Versteigerung der Zertifikate
- Banking der Zertifikate

Das UNEP formuliert diese Anforderungen ähnlich. Nach /UNEP / UNCTAD 2002/ soll ein Emissionshandelssystem erstens auf diejenigen Einheiten fokussieren, die am leichtesten zu regulieren sind. Zweitens muss das System garantieren, dass alle potenziellen Emissionsreduktionsoptionen in der gesamten Volkswirtschaft genutzt werden können. Drittens muss zwar ein größtmöglicher Anteil der Gesamtemissionen erfasst werden. Die Anzahl der Teilnehmer soll aber handhabbar gehalten werden, wobei gleichzeitig genügend Marktteilnehmer vorhanden sein müssen, um einen funktionsfähigen wettbewerblichen Zertifikatsmarkt zu gewährleisten. Viertens müssen die Reduktionsverpflichtungen denjenigen Einheiten in der Volkswirtschaft auferlegt werden, die leicht zu kontrollieren sind, so dass der klimaschutzpolitische Erfolg überprüfbar ist und die Monitoringkosten minimiert werden. Auch der UNEP Kriterienkatalog wird vom EU-Emissionshandel momentan nicht erfüllt.

Ein Alternativvorschlag sollte insbesondere auf folgende Punkte eingehen:

- Ausweitung auf weitere Handelssektoren (z. B. auf den Verkehr)
- Ausweitung des Handelssystems auf weitere Länder (über die Grenzen der EU hinaus)
- Verändertes Zuteilungssystem und Auktionierung

Die Ausweitung auf andere Sektoren und auf andere Länder ist zentral, um die ökologische Treffsicherheit und die ökonomische Effizienz des Systems zu erhöhen. Eine Ausweitung durch sowohl sektorales als auch regionales Broadening erhöht den Deckungsgrad des Systems, minimiert Leakage-Effekte, wirkt möglichen Wettbewerbsverzerrungen und Industriestandortverlagerungen entgegen und verringert die Minderungskosten, indem über eine Vielzahl von heterogenen Minderungsoptionen niedrige Grenzvermeidungskosten bei gleicher ökologischer Effektivität realisiert werden können.

Für das sektorale Broadening wird argumentiert, dass die Restriktion des bestehenden Handelssystems auf energieintensive Industrien und die Strom- und Wärmewirtschaft eine hohe Minderungsanstrengung in den übrigen Sektoren erfordert, wenn das regulierte Emis-

onscap wenig stringent formuliert ist und das nationale Minderungsziel dennoch erreicht werden soll. Da die Minderung in den übrigen Sektoren als Residuum des Emissionscaps der regulierten Sektoren zu verstehen ist, werden die Minderungskosten in den übrigen Sektoren somit stets abhängig sein von der Rigorosität und damit auch von der Durchsetzung der Interessen durch die regulierten Unternehmen. Bezüglich der Ausweitung auf andere Sektoren muss insbesondere die Bedeutung des Verkehrssektor deutlich gemacht werden, da es sich hierbei um denjenigen Sektor handelt, der neben der Energiewirtschaft das höchste Emissionswachstum aufweist, und für den bereits teilweise Regelungen bestehen. Für den motorisierten Individualverkehr verfolgt die Politik derzeit mit einer Standardregulierung, die eine Obergrenze auf den durchschnittlichen CO₂-Ausstoß der Fahrzeugflotte festschreibt, einen vom Emissionshandel völlig unabhängigen Ansatz.

Im Flugverkehr sollen ab 2011 innereuropäische Flüge und ab 2012 alle Flüge, die auf EU-Flughäfen starten und landen, zudem mit Zertifikatspflichten belegt werden. /FitzGerald und Tol 2007/ zeigen jedoch in einer quantitativen Modellanalyse, dass das Einbinden des Flugverkehrssektors in das bestehende Emissionshandelssystem weder effektiv noch effizient ist. Die Austeilung von Zertifikaten an die Fluggesellschaften kommt nach /FitzGerald und Tol 2007/ einer deutlichen Subventionierung des Sektors auf Kosten der Konsumenten gleich. Der klimaschutzpolitische Zusatznutzen ist marginal. Bei einem Zertifikatspreis auf dem Niveau von Januar 2007 (ca. 3 bis 5 €/pro EUA) würden sich demnach die globalen, durch internationalen Flugtourismus bedingten CO₂-Emissionen nur um 0,01 % verringern. Außerdem würden sich Marktverzerrungen ergeben, wie sie auch schon beim EU-Emissionshandel für die Energiewirtschaft und die energieintensive Industrie konstatiert werden. Zum Beispiel erwarten /FitzGerald und Tol 2007/ Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter, wenn historische Emissionen die Basis der Zertifikatvergabe sind. Außerdem würden Langstreckenflüge privilegiert. Diese ernüchternden Erkenntnisse liegen allerdings in der Partialität und den oben ausführlich dargestellten Defiziten des bestehenden Emissionshandelsmarkts begründet. Die Ergebnisse von /FitzGerald und Tol 2007/ unterstreichen damit vor allem die Vorteile und die Erfordernis eines alternativen Ansatzes.

Die regionalen und die sektoralen Reduktionslastenverteilungen beeinflussen die Wahl der Vermeidungsoptionen und sind maßgeblich für die Akzeptanz und Durchführbarkeit einer Minderungsstrategie. Unterschiedliche Ansätze zur Ausdehnung auf andere Länder, wie der Mehrstufenansatz, der North-South-Ansatz und der Ansatz Contraction and Convergence, werden z. B. in /Ecofys 2003/ vorgestellt und mit Hilfe einer Entscheidungsmatrix anhand von ökologischen, ökonomischen, politischen und technisch-institutionellen Ausgestaltungs-kriterien systematisch verglichen und bewertet. Unabhängig von der Art der Ausdehnung auf andere Länder ist die Frage nach den zu setzenden Reduktionszielen. Die *Conference of the Parties* (COP) in Bali soll im Dezember 2007 dazu Position beziehen und eine Größenordnung oder gar konkrete Ziele festlegen. Allerdings war dies auch schon eine Zielsetzung vorangegangener COP.

Für die EU ist die Frage nach der Übertragung von Emissionsverpflichtungen nach einem noch zu definierendem Schlüssel relativ unabhängig von der COP, da sie sich bereits im Rahmen des 20 %-Reduktionsziels vom März 2007 stellt. Sollten sich weitere Industrienaationen zu vergleichbaren Emissionsgrenzen verpflichten, setzt sich die EU ein 30%-Reduktionsziel. Ohne einen Verteilungsschlüssel ergibt sich bei einem EU-Ziel einer 20 %-Reduktion bis 2020 (bzw. einer 30 %-Reduktion) nach Erreichen einer 8 %-Reduktion in 2008 bis 2012 noch ein Reduktionsfaktor für 2020 von 0,870 (bzw. von 0,736) bezogen auf die Emissionen im Jahr 2010. Dieser EU-Faktor kann auch auf die Emissionen in Deutschland angewendet werden. Geht man von einer Minderung in Deutschland um 21 % bis zum Jahr 2010 aus, so ergibt sich ein Emissionsbudget von $0,870 * 0,79 = 0,69$ (bzw. $0,736 * 0,79 = 0,60$), d. h. eine Reduktion um 31 % (bzw. um 40 %) in 2020 gegenüber 1990. Dem entgegen ist aber auch ein Verteilungsschlüssel denkbar, der sich an den CO₂-Emissionen pro Kopf oder den CO₂-Emissionen pro BIP orientiert.

Die Auktionierung von Zertifikaten durch den Staat wird im bestehenden System zunehmend von Relevanz sein. Zukünftig könnte und sollte die Erstauktionierung durch eine EU-Institution realisiert werden. Die Ende Juni beschlossene Auktionierung von 9 % der Zertifikate an Anlagenbetreiber der Energiewirtschaft in Deutschland für die Handelsperiode 2008 bis 2012 dürfte nur als erster Schritt auf dem Weg zur Vollauktionierung zu verstehen sein. Nach wie vor wird in der Literatur diskutiert, inwieweit die Auktionierung Effizienz und Effektivität beeinflusst. Wie z. B. im Vergleich von /Weber 2007; Grubb und Neuhoff 2006; Hentrich und Matschoss 2006; Rentz 2006/ deutlich wird, besteht sowohl bezüglich der allokativen Wirkung von Auktionierungen als auch ihrer konkreten Ausgestaltung nach wie vor Uneinigkeit. Unzweifelhaft ist, dass eine Auktionierung mehr als EU-weit erfolgen muss, um Wettbewerbsnachteile für die europäischen Emittenten zu vermeiden. Im bisherigen EU-EH verschärft eine (europäisch oder national) organisierte Auktionierung die reale Gefahr der Wettbewerbsnachteile für Unternehmen im intensiven globalen Wettbewerb. Die Ausgaben für die Auktionierung stellen nämlich keine kalkulatorische Kostenbelastung, sondern eine reale, sofortige, pekuniäre Belastung für die Unternehmen dar, die den betriebswirtschaftlichen Finanzspielraum gegenüber außereuropäischen Konkurrenten einschränkt.

Eine Versteigerung kann jedoch der aktuell beobachtbaren Vermischung von klimaschutzpolitischen Zielen mit Partikularinteressen und industriepolitischen Motiven entgegenwirken. Die Versteigerung macht die problematische Erstellung eines sektoralen bzw. anlagenbezogenen Verteilungsschlüssels überflüssig. Stattdessen greift der Marktmechanismus schon im Vergabeprozess, so dass bereits zu Beginn der Handelsperiode über den tatsächlichen Zertifikatswert und die spezifischen Vermeidungskosten ein adäquates Knappheitssignal gesetzt wird. Die Versteigerung fördert dadurch den marktwirtschaftlichen Suchprozess. Zudem schafft sie Transparenz. Ein Zertifikatspreisrückgang, ähnlich dem im Mai 2006, könnte bei einer Versteigerung vermieden werden. Es besteht außerdem nicht die Gefahr, dass Anreize zur Steigerung der Basisperiodenemissionen resultieren.

Die ersteigerten Zertifikate sollten einen dauerhaften Vermögenswert darstellen und nicht ein zeitlich begrenztes oder an den tatsächlichen Anlagenbetrieb gekoppeltes Zertifikat. Dazu ist Banking auch zwischen einzelnen Handelsperioden notwendig. Das durch Banking ermöglichte Risk Hedging vermindert zudem etwaige mit dem Zertifikatshandel verbundene betriebswirtschaftliche Risiken.¹⁶

Die Organisation der Auktionierung ist noch zu klären. Für die betriebswirtschaftliche Planungssicherheit ist die rechtzeitige Ankündigung notwendig, vor allem bei Ersteinführung der Auktionierung bzw. im Falle des Systemwechsels. Außerdem muss die Auktionierung einfach gehalten werden, denn zusätzlich zu den Transaktionskosten eines Zertifikatserwerbs am Markt müssen auch die mit der anfänglichen Zuweisung von Verfügungsrechten einhergehenden Kosten als eigenständige Transaktionskomponente verstanden werden. Insbesondere die Transaktionskosten für Kleinemittenten bei Versteigerung im bestehenden EU-System wären problematisch /Rentz 2006/.¹⁷

Fraglich ist, ob eine Art EU-weite Treuhand die Einnahmen verwalten und verwenden kann sowie ob und wie die Einnahmen auf die EU-Mitgliedsländer rückverteilt werden. Hierfür ist ein Verteilungsschlüssel notwendig. Die Redistribution könnte sich zum Einen an der Höhe der Eingänge der Auktionierungszahlungen aus den einzelnen Ländern orientieren. Zum Anderen ist eine Verteilung den nationalen Caps entsprechend oder in Orientierung an den Pro-Kopf-Emissionen denkbar. Dadurch würden existierende nationale Begebenheiten berücksichtigt. Der Verteilungsschlüssel könnte über die Zeit flexibel sein und im Sinne eines *contraction and convergence* Ansatzes in absehbarer Zeit auf einen einheitlichen Wert über die Zeit konvergieren.

Der Frage der Redistribution folgt die Frage der Verwendung der finanziellen Mittel. Hierzu bestehen zahlreiche Vorschläge mit ebenso zahlreichen Vor- und Nachteilen.¹⁸ Zuvor-derst sollten die Auktionserlöse zur Kompensation von dem Staat entstehenden Transaktions- und Verwaltungskosten eingesetzt werden. Diese Mittelverwendung ist im bestehenden System z. B. für Deutschland ab 2008 nach dem Entwurf zum ZuG 2012 für die Einnahmen aus der Veräußerung der Zertifikate der Reserve vorgesehen.

Unter Maßgabe der Richtigkeit der Theorie der doppelten Dividende können die Einnahmen gegebenenfalls zur Reduzierung verzerrender Steuern eingesetzt werden oder wie im Falle der Einnahmen aus der ökologischen Steuerreform zur Minderung der Lohnnebenkosten für die soziale Rentenversicherung. Die entzerrenden und den Einsatz des Produktionsfaktors Arbeit fördernden Wirkungen sind allerdings umstritten. Nichtsdestotrotz und selbst

¹⁶ Versteigerung in Kombination mit Banking wird z. B. erfolgreich beim US EPA Acid Rain Programm eingesetzt.

¹⁷ Einerseits könnte aus juristischen Gründen im Falle einer Interpretation als Enteignung nur eine schrittweise Einführung der Versteigerung realisierbar sein. Andererseits kann der Bestandschutz durch eine hinreichend lange Ankündigungsfrist gewährleistet werden.

¹⁸ Für eine Handvoll aktueller Vorschläge siehe z. B. /Heymann 2007/.

bei einem vergleichsweise geringen Aufkommen besteht in gewisser Weise ein Spielraum für eine Art Doppelte Dividende.

Die Alternative der Rückverteilung über Pauschalbeträge an die Bürger der EU erhöht zwar die politische Durchsetzbarkeit und gesellschaftliche Akzeptanz ist aber nur schwer zu realisieren und nur bei sehr hohem Aufkommen sinnvoll.

Es kann auch argumentiert werden, dass die sich in den Versteigerungserlösen manifestierende Klimarente für europäischen und/oder globale Adaptionsmaßnahmen eingesetzt werden sollten, denn Anpassungsmaßnahmen an einen globalen anthropogenen Klimawandel werden natürlich auch bei einem optimierten Emissionshandel notwendig sein. Die Tatsache, dass die externen Effekte der Treibhausgase zeitverzögert auftreten, spricht ressourcenökonomisch und begründet mit Motiven der Nachhaltigkeit für einen kapitalgedeckten Klimafonds, der finanzielle Mittel in der Zukunft bereitstellt. Dies wäre vergleichbar zu erfolgreichen Ansätzen in Norwegen, Alaska und Alberta, die bei der Extraktion von Erdgas und Erdöl erzielte Ressourcenrente langfristig und für zukünftige Generationen in einem Fond zu binden.

Die Senkung oder Abschaffung anderer energiebezogener Steuern, wie z. B. der Stromsteuer, erscheint auf den ersten Blick kontraproduktiv. Sie ist aber in einem alternativen, optimierten EU-EH-System durchaus klimapolitisch korrekt. Die Einnahmen könnten auch gezielt in weitere Klimaschutzpolitische Maßnahmen, wie z. B. die konkrete Technologieförderung, gelenkt werden. Allerdings ist dies in einem alternativen, optimierten EU-EH-System im Grunde nicht mehr notwendig.

Die genannten alternativen Ausgestaltungsmöglichkeiten beziehen sich auf Verbesserungen des bestehenden Emissionshandelssystems. Darüber hinaus ist aber auch ein vollständig alternatives System denkbar. Ein sogenanntes Upstream Emission Trading System kann den oben aufgestellten Anforderungen gerecht werden. In einem CO₂-Upstream-System obliegt die Zertifikatshaltungspflicht den Produzenten und Importeuren von fossilen Brennstoffen, d. h., der Zertifikatshandel setzt auf der ersten Handelsstufe an. Für jede Tonne Kohlenstoff, die die Brennstoffhändler durch den Verkauf von Brennstoffen in den Wirtschaftskreislauf bringen, müssen sie ein Zertifikat vorweisen können bzw. am Ende einer Handelsperiode bei der Zertifikatsbehörde abgeben. Für die wirtschaftlichen Aktivitäten, die auf den Brennstoffverkauf in ganz gleich welchen Sektoren erfolgen, ist keine weitere Zertifikatshaltung notwendig. Folglich dienen auch nicht direkt die Emissionen, sondern der mit den spezifischen CO₂-Koeffizienten gewichtete Brennstoffverkauf als Bemessungsgrundlage für die Zertifikate.¹⁹

Die klimapolitische Wirkungsweise entfaltet sich im Upstream-System grundsätzlich, wie auch im bestehenden Zertifikatshandel, durch die staatlich regulierte Verknappung von Emissionsberechtigungen. Das Emissionscap erzwingt je nach Stringenz eine Preisbildung für Zertifikate. Die Zertifikatspreise werden auf die Brennstoffpreise überwältigt, so dass eine

¹⁹ Wie bereits oben dargelegt, wird hier auf die explizite Diskussion über die Integration weiterer Klimagase in das System vorerst verzichtet.

nach Kohlenstoffgehalt differenzierte Verteuerung der fossilen Energieträger erfolgt. Die differenzierte Preiserhöhung vermittelt ein direktes Knappheitssignal für die erlaubten CO₂-Emissionen in Produktion und Konsum. Das in der gesamten Volkswirtschaft direkt wirkende Knappheitssignal induziert die klimapolitisch erwünschten Produktions- und Substitutionseffekte. Diese sind allerdings ihrerseits abhängig von den Preiselastizitäten der Nachfrage in den einzelnen Industrien und Konsumgruppen. Ein solcher Ansatz wird z. B. als optimales System von /SRU 2006; SRU 2002; Ahlheim und Lehr 2002; Heister und Michaelis 1991/ favorisiert.

Der Emissionshandel stellt zwar das zentrale aber nicht das einzige klimaschutzpolitische Instrument der EU bzw. der Bundes- und Länderregierungen dar. Insbesondere für die Anlagen und Sektoren außerhalb des Regulierungsbereiches des EU-EH werden explizit Minderungsmaßnahmen angesetzt, die zum Erreichen des Reduktionsziels beitragen sollen. Diese wirken sich wiederum direkt oder indirekt auch auf die EH-regulierten Bereiche aus. Dazu zählen insbesondere die Ökologische Steuerreform, des EEG und des KWK-Gesetzes, Darüber hinaus existieren mehrere weitere flankierende Ansätze aus den europäischen und deutschen Klimaschutzprogrammen, wie z. B. die auf Verhaltensänderung abzielenden Informationskampagnen und Energieeffizienzmaßnahmen.

Die Vielzahl der zusätzlichen Instrumente soll der Tatsache Rechnung tragen, dass der bestehende Emissionshandel eine Vielzahl der Sektoren ausspart und, wie dargelegt, u. a. aufgrund der hohen Transaktionskosten zukünftig aussparen wird. In dem vorgestellten Upstream-Ansatz allerdings ermöglicht die absolute ökologische Treffsicherheit über alle Sektoren aus rein klimaschutzpolitischen Gesichtspunkten theoretisch die Abschaffung solcher flankierender Instrumente. Klimaschutzpolitisch redundant wären zum Beispiel technologieorientierte Fördermaßnahmen wie das EEG und das Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien. Vor allem aber verlieren die Steuern der Ökologischen Steuerreform ihre lenkungspolitische Bedeutung und sind daher außer durch ihre Finanzierungsfunktion nicht mehr zu begründen. Dementsprechend sollte, gesetzt den Fall, dass das vorgeschlagene Upstream-Modell vollständig und wirksam realisiert wird, die ökologische Steuerreform rückgängig gemacht werden. Dazu gehört auch die Abschaffung der nicht auf Kohlenstoffintensitäten basierenden Stromsteuer. Allein ein stringentes und wirksames Emissionscap setzt nämlich bereits die notwendigen Anreize zur energiesparenden und substituierenden Produktionsentscheidung bzw. Verhaltensänderung. Die Voraussetzung für einen korrespondierenden Abbau anderer Regulierungsvorgaben ist stets die Funktionsfähigkeit und Integrität des vorgeschlagenen Upstream-Modells.²⁰ Damit schließt sich erstens auch eine Verwendung der Auktionierungserlöse für Vermeidungstechnologienförderung explizit aus. Zweitens hat die Ökosteuer in einem funktionierenden Upstream-Ansatz keine klimapolitische Existenzberechtigung mehr.

²⁰ In /SRU 2002/ wird zum Beispiel ein probeweiser Rückbau des Ordnungsrechts vorgeschlagen. Hier ist zu prüfen, inwieweit ein solcher Versuch Planungssicherheit gewährleisten kann.

Der Übergang zu einem Upstream-Ansatz stellt sich als überaus schwer dar. Dies liegt vor allem an der Pfadabhängigkeit und an den politischen Präferenzen, die eine Abkehr vom beschlossenen EU-EH kaum möglich erscheinen lassen. Darüber kann davon ausgegangen werden, dass bereits Besitzstandswahrungsinteressen bestehen. Institutionen wie die DEHSt würden in einem Upstream-System ihre Existenzberechtigung verlieren und erfolgte unternehmerische Anpassungen auf das System bedeutungslos werden.

Als ein Zwischenfazit bleibt festzuhalten, dass das EU-Emissionshandelssystem den Einstieg in die zertifikatshandelbasierte Klimaschutzpolitik geschaffen hat. Damit steht ein marktwirtschaftliches Instrument zur effizienten Erreichung klimaschutzpolitischer Ziele zur Verfügung. Trotz einer deutlichen Verbesserung der NAP für die zweite Handelsperiode gegenüber denjenigen der ersten bestehen nach wie vor erhebliche Probleme im EU-EH, die die Effektivität und die Effizienz elementar einschränken. Diese Probleme sind der politischen Realisierung des grundsätzlich zu befürwortenden marktwirtschaftlichen Instrumentes geschuldet. Um die systemimmanenten Schwächen zu beseitigen und die Vorteile eines Zertifikatshandelssystems vollständig zu realisieren, ist ein Systemwechsel zu einem Upstream-Ansatz mit Vollauktionierung zu empfehlen.

2.3 Auswirkungen von Klimaänderungen auf den Energiesektor

Nach den Ergebnissen des 4. Sachstandsberichtes des IPCC ist davon auszugehen, dass unabhängig vom Erfolg oder Misserfolg der Klimaschutzpolitik Anpassungsmaßnahmen an einen globalen anthropogenen Klimawandel notwendig sein werden. Während die Literatur zu Vermeidungsmaßnahmen sehr umfangreich ist, finden Anpassungsmaßnahmen erst seit den 90er Jahren eine zunehmende Beachtung (siehe /Fankhauser u. a. 1999/). Häufig dienen Anpassungsmaßnahmen wie Deiche oder Schutzunterkünfte der Reduktion von Klimaschäden aufgrund extremer Wetterereignisse. So stellt besonders für Europa der Küstenschutz eine kostengünstige Strategie dar, deren Nutzen die Kosten um das 20fache übersteigen kann (siehe /Pearce u. a. 1995/). Auch /Fankhauser 1994/ berechnet, dass in den OECD-Ländern ein 50 bis 100 %-iger Schutz der Küstengebiete ökonomisch sinnvoll sei.

Zahlreiche Wirtschaftssektoren wie Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Bade- und Wintersporttourismus und Gesundheitswesen sind sehr von den Klimabedingungen abhängig und werden die Auswirkungen des Klimawandels auf ihre Tätigkeiten und Unternehmen deutlich spüren. Häufigere und heftigere Wetterunbilden wie Stürme, heftige Niederschläge, Meeresüberflutungen und Blitze, Trockenheit, Waldbrände und Erdbeben beschädigen Gebäude, Verkehrs- und industrielle Infrastrukturen und wirken sich indirekt auch auf die Finanzdienstleistungen und den Versicherungssektor aus. Auch der Energiesektor und die Energieverbrauchsmuster werden durch die sich wandelnden Klimabedingungen auf verschiedene Weise beeinflusst, wie z. B.:

- In Regionen, in denen die Niederschläge zurückgehen oder in denen trockene Sommer immer häufiger vorkommen werden, wird weniger Wasser zur Kühlung von Wärme-

kraftwerken und für die Erzeugung in Wasserkraftwerken zur Verfügung stehen. Die Kühlkapazität des Wassers wird ebenfalls abnehmen, weil sich das Wasser generell erwärmen wird; auch die Schwellenwerte für die Wasserableitung werden möglicherweise überschritten.

- Flusströmungen werden sich aufgrund veränderter Niederschlagsmuster, in Berggebieten aufgrund der abgeschmolzenen Schnee- und Eisschichten verändern. Aufgrund der erhöhten Erosionsrisiken kann es zu einer beschleunigten Verlandung von Stauseen für die Wasserkrafterzeugung kommen.
- Der Heizbedarf wird zurückgehen, doch gleichzeitig lässt die vermehrte Sommerhitze die Nachfrage nach Klimatisierung anwachsen.
- Das zunehmende Sturm- und Hochwasserrisiko kann die Energieinfrastruktur beeinträchtigen.

In Tabelle 2-4 ist beispielhaft eine erste Zusammenstellung möglicher Ausprägungen von Klimaänderungen aufgeführt, die einen Einfluss auf die Energieversorgung haben können. Für die Stromerzeugung und -verteilung zeigt Tabelle 2-5 eine erste Einordnung möglicher Extremereignisse und ihre Auswirkungen.

Tabelle 2-4: Klimaänderungen und deren Auswirkungen auf die Stromversorgung

Einflussbereich	Klimaänderung	Auswirkungen
Nachfrage	Temperatur	Veränderung der Stromnachfrage, Wärmenachfrage (Höhe, zeitlicher Verlauf, ...)
Strom- und Wärmeverteilung	Temperatur	Auslegung der Hausanschlüsse
		Einbindung dezentraler Anlagen
		Betrieb der Wärmenetze (Absorptionskälte, Speicher, ...)
Stromproduktion	Niedrigwasser	Kühlwasserregime, Brennstofftransport
	Wasserabfluss	Erzeugung aus Wasserkraftwerken und Speicherkraftwerken (inkl. Gletscher)
	Sonnenscheindauer	Erzeugung aus PV-Anlagen / Solarthermie
	Winddargebot	Erzeugung aus Windenergieanlagen
	Land-/Forstwirtschaft	Biomasse-Angebot
	Temperatur	Betrieb der Heizkraftwerke

Neben der Energieversorgung ist auch die Versicherungswirtschaft von den sich abzeichnenden Wetterextremen und Klimaszenarien äußerst stark beeinflusst. Auch hier ist die zu erwartende Zunahme der Wetterextreme zweifellos die wichtigste Entwicklung. Dies stellt die Assekuranz vor zwei große Herausforderungen:

- Weder die Gebäude noch die Menschen sind auf Extremwerte vorbereitet. Besonders hoch sind deshalb die Schäden, die immer extremere Ereignisse auslösen.
- Die Wiederkehrperioden für Großschadensereignisse werden spürbar kürzer. Das bedeutet: So genannte Jahrhundertereignisse können in einem wärmeren Klima rasch zu 10- oder 20-Jahre-Ereignisse werden.

Insgesamt muss mit neuartigen Wetterrisiken und größeren Schadenspotenzialen und somit mit einer Anpassung der Konditionen der Versicherungswirtschaft für die Energieversorgung gerechnet werden.

Tabelle 2-5: Extremereignisse und deren Auswirkungen auf die Stromerzeugung und –verteilung

Einflussbereich	Extremereignisse	Auswirkungen
Stromproduktion	Hochwasser	Schäden an Gebäuden, Kraftwerksanlagen, elektrischen Anlagen (inkl. Leit- und Schaltzentrale)
	Trockenheit / Niedrigwasser	Verminderte Stromproduktion, verminderter Transport von Rohstoffen
	Wassertemperatur	Verminderte Stromproduktion
	Hagel	Schäden an Solaranlagen, Oberflächen von Windanlagen
	Stürme	Schäden an Dächern und Fassaden, Windkonvertern
Stromverteilung	Hochwasser	Schäden an Umspannwerken, Transformatoren, Kabelmasten
	Trockenheit	Leitungsschäden
	Schneelast	Leitungsschäden, Schäden an Masten
	Stürme, Lawinen	Leitungsschäden, Schäden an Masten

Vor dem Hintergrund der fehlenden Grundlagen hinsichtlich einer Quantifizierung dieser Auswirkungen auf die Energieversorgung und –nachfrage wird für die Energieprognose Bayern 2030 von den Wetter- und Klimabedingungen eines Normaljahres der Vergangenheit ausgegangen (vgl. Abschnitt 3.7). Es erscheint aber zwingend erforderlich, die Auswirkungen der Klimaänderungen, insbesondere von Extremereignissen, auf die Energiewirtschaft und die dafür möglichen Anpassungsstrategien einer näheren Analyse zu unterziehen. Hier besteht im Sinne des Vorsorgeprinzips ein dringender Forschungsbedarf, insbesondere auf regionaler Ebene. Dies gilt durch den hohen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wasserkraft und Biomasse), der Abhängigkeit vom Kohlebezug von außerhalb sowie der notwendigen Bereitstellung von Kühlwasserleistungen auch für Bayern.

2.4 Förderung der erneuerbaren Energien

Im März 2007 hat der Europäische Rat unter Vorsitz von Bundeskanzlerin Merkel als verbindliches Ziel festgelegt, den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch der EU für 2020 auf 20 % zu steigern, ausgehend von 6,6 % im Jahr 2005. Für Deutschland soll nach dem Meseberger Eckpunktepapier der Bundesregierung zum integrierten Energie- und Klimaprogramm der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis 2020 auf mindestens 17 % wachsen gegenüber 5,8 % in 2006. Alleine in der Stromerzeugung wird in Deutschland ein Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien von 25 bis 30 % in 2020 angestrebt. Im Jahr 2006 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland zum Vergleich bei 12,0 %.

Stand der Nutzung erneuerbarer Energien in Bayern

Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern am gesamten Nettostromverbrauch betrug 2003 rund 19,1 % (2002: 22,3 %) (vgl. Abbildung 2-9). Zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leistete in Bayern die Nutzung der Wasserkraft mit 12,0 TWh auch im Jahr 2003 den größten Beitrag. Im Jahre 2002 waren es aufgrund der wesentlichen besseren Bedingungen hinsichtlich des Wasserjahres noch 15,9 TWh. Dies entspricht einem Anteil am gesamten Nettostromverbrauch in Bayern für 2003 von rd. 16,5 %. Die Stromerzeugung aus Windenergie blieb in Bayern 2003 mit 0,16 TWh im Vergleich zu 2002 (0,14 TWh) nahezu stabil. Bis 2005 ist dann der Beitrag der Windenergie in Bayern auf 0,25 TWh gestiegen.

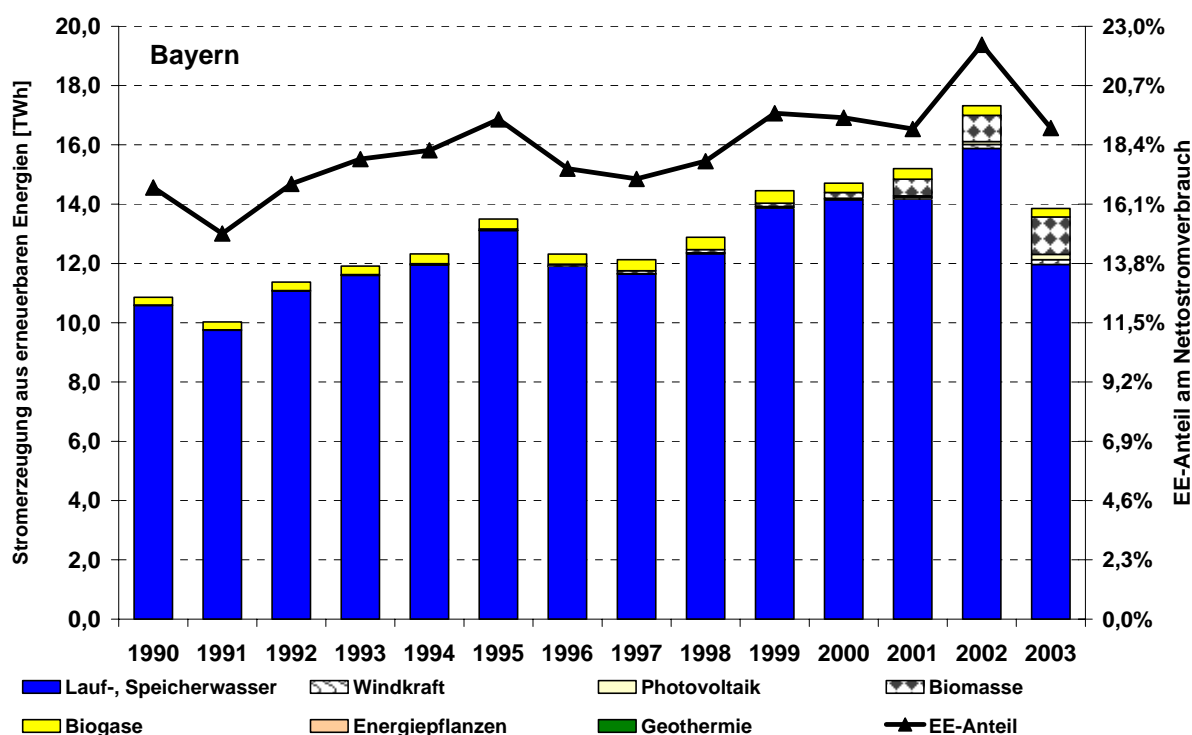


Abbildung 2-9: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Bayern und Anteil am Nettostromverbrauch in Prozent

Die Verstromung von Biomasse (ohne Deponie- und Klärgas, biogene Abfälle) lag im Jahr 2003 bei rund 1,27 Mrd. kWh (2002: 0,89 Mrd. kWh). Dies entspricht einem Anteil von rd. 2,2 % am gesamten Bruttostromverbrauch. Weniger Veränderungen gab es zwischen 2002 und 2003 bei der Verstromung von Biogas (0,32 bzw. 0,28 TWh), die sich aber dann danach aufgrund der Neuregelungen im EEG auf rund 1,0 Mrd. kWh (2005) nahezu verdreifacht hat.

Eine deutliche Zunahme lässt sich auch für die solare Stromerzeugung, das ist in Bayern ausnahmslos Photovoltaik (PV), verzeichnen. Sie stieg von 0,10 TWh im Jahr 2002 auf rund 0,18 TWh im Jahr 2003 (und weiter auf 0,99 TWh in 2005) und leistete damit einen Anteil von 0,24 % am Nettostromverbrauch in Bayern in 2003.

Die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung beschränkte sich in Deutschland im Jahr 2006 unverändert auf die erste Anlage in Neustadt-Glewe. Allerdings befinden sich weitere Projekte zur Stromerzeugung in der konkreten Planung oder bereits im Bau, wie beispielsweise auch in Bayern das Kraftwerk in Unterhaching bei München.

In Deutschland betrug der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch im Jahr 2006 rund 12,0 % (2005: rd. 10,4 %). Deutschland wird nach dieser Übersicht sicher das auf europäischer Ebene für 2010 vereinbarte Ziel eines Anteils von 12,5 % am Stromverbrauch bereits 2007 erfüllen. Maßgeblich dafür ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), nach dem der größte Teil des aus erneuerbaren Energien produzierten Stroms bevorzugt in das öffentliche Stromnetz eingespeist und vergütet wird.

Bezogen auf den Beitrag der erneuerbaren Energien (inkl. anteiliger Strom aus erneuerbaren Energien) am gesamten Endenergieverbrauch (ohne Verkehr) wurde in Bayern im Jahr 2003 durch die Nutzung erneuerbarer Energien ein Anteil von rund 11,7 % erreicht gegenüber 11,5 % im Jahr 2002 (vgl. Abbildung 2-10). Die Nachfrage nach Biomasse im Wärmemarkt wird vor allem durch Holz gedeckt. Insgesamt wurden aus der gesamten Biomasse rund 50 PJ in 2003 bereitgestellt, das sind rd. 91 % und damit der überwiegende Anteil der gesamten Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Die Nutzung von Geothermie inklusive der Wärmepumpen sowie der solarthermischen Wärmebereitstellung hat sich auch 2003 weiter deutlich erhöht. Ihr Anteil ist nun bis auf 9 % der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt angewachsen. Rund ein Viertel der in Deutschland betriebenen Wärmepumpen sind in Bayern installiert.

Zudem leisten die Biokraftstoffe mit rund 5 PJ in 2003 einen Beitrag zur Kraftstoffversorgung im Straßenverkehr in Bayern. Damit ergibt sich insgesamt ein Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Bayern von 6,8 % in 2003 gegenüber 7,2 % in 2002.

In Deutschland ist die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2006 nicht nur in der Stromerzeugung, sondern auch in den anderen Anwendungsbereichen weiter stark angestiegen. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch wuchs von rund 4,7 % in 2005 auf ca. 5,3 % im Jahr 2006. Gegenüber dem Referenzjahr 2000 (2,6 %) entspricht dies mehr als einer Verdoppelung. Der Beitrag an der gesamten Endenergiebereitstellung (Strom, Wärme, Kraftstoffe) stieg gegenüber 2005 (6,6 %) im Jahre 2006 auf 7,4 %. Alleine im Wärmemarkt wurde in Deutschland in 2006 durch die Nutzung erneuerbarer Energien ein Anteil von rund 5,9 % am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme erreicht, gegenüber 5,3 % im Jahr 2005.

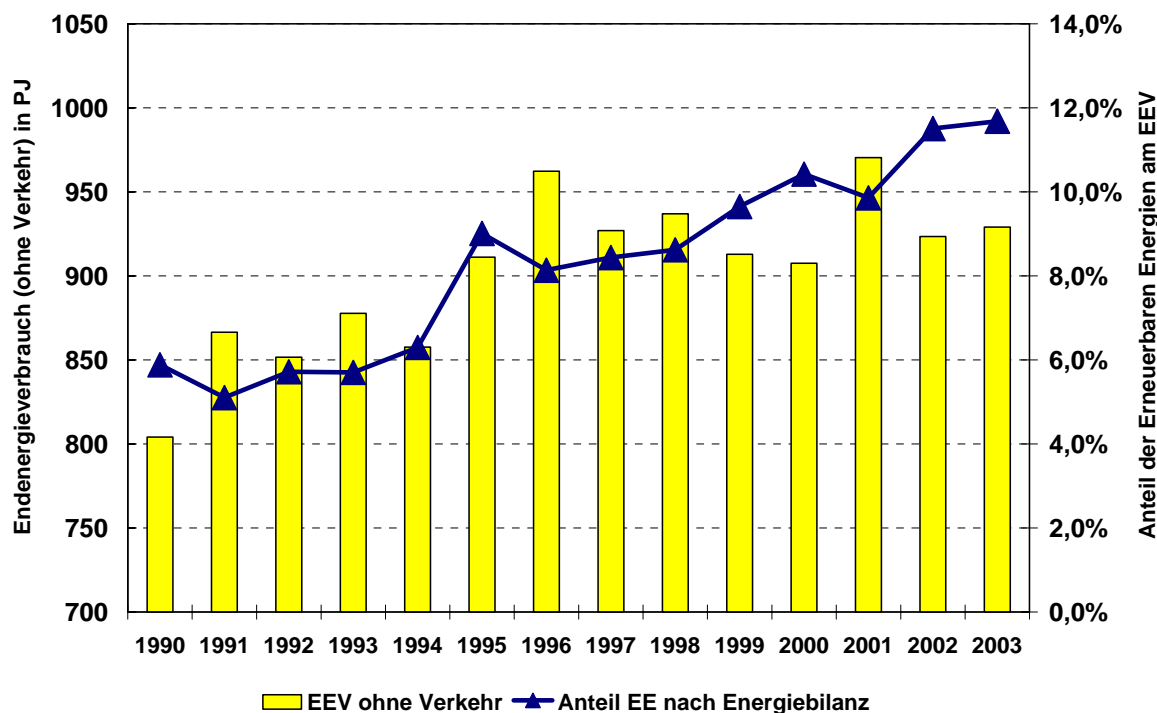


Abbildung 2-10: Endenergieverbrauch ohne Verkehr in Bayern und Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch ohne Verkehr (inkl. Stromanteil)

Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland

Die Nutzung erneuerbarer Energien wird in Deutschland durch eine Reihe von Förderinstrumenten unterstützt. Ein Schwerpunkt liegt hierbei auf der Stromerzeugung, die im Wesentlichen durch eine bevorzugte Einspeisung ins Stromnetz gefördert wird. Diese wurde zunächst Anfang der 90er Jahre durch das Stromeinspeisegesetz (StrEG) realisiert, das zum 1. Januar 1991 in Kraft trat. Sie sah über die bevorzugte Einspeisung hinaus eine Vergütung beispielsweise des Windstroms von zunächst 16,61 Pf/kWh (84,9 €/MWh) vor. Ab dem 1. April 2000 wurde das StrEG durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) abgelöst, welches wiederum 2004 in wesentlichen Teilen novelliert wurde. Die gegenwärtige Fördersystematik des EEG sieht eine nach Technologien und spezifischen Gegebenheiten der jeweiligen Technologie gestaffelte feste Einspeisevergütung für jede kWh an erzeugtem regenerativem Strom vor. Dabei wird dieser Betrag auf 20 Jahre Betriebsdauer der Anlage, zusätzlich zählt das Jahr der Inbetriebnahme, festgeschrieben und garantiert. Für jede Technologie ist eine spezifische jährliche Degression der Einspeisevergütung festgelegt, die mit dem Jahr der Inbetriebnahme greift. So ist für die Photovoltaik eine Abnahme der Vergütung von 5 %/a, für die Bioenergie von 1,5 %/a und für die Windenergie (onshore) von 2 % pro Jahr festgelegt.

Die Summe der EEG-Einspeisevergütungen für die einzelnen Jahre seit In-Kraft-Treten des Gesetzes im Jahr 2000 ergeben die in Abbildung 2-11 dargestellten Förderbeträge. Ausgehend von Vergütungszahlungen in Höhe von rund 1,2 Mrd. € im Jahr 2000 sind die Einspeisevergütungen im Jahr 2006 auf rund 5 Mrd. € angewachsen, wobei allein auf die

Windenergie rund 2,5 Mrd. € auf die Bioenergie und Photovoltaik jeweils rund 1 Mrd. € entfallen.

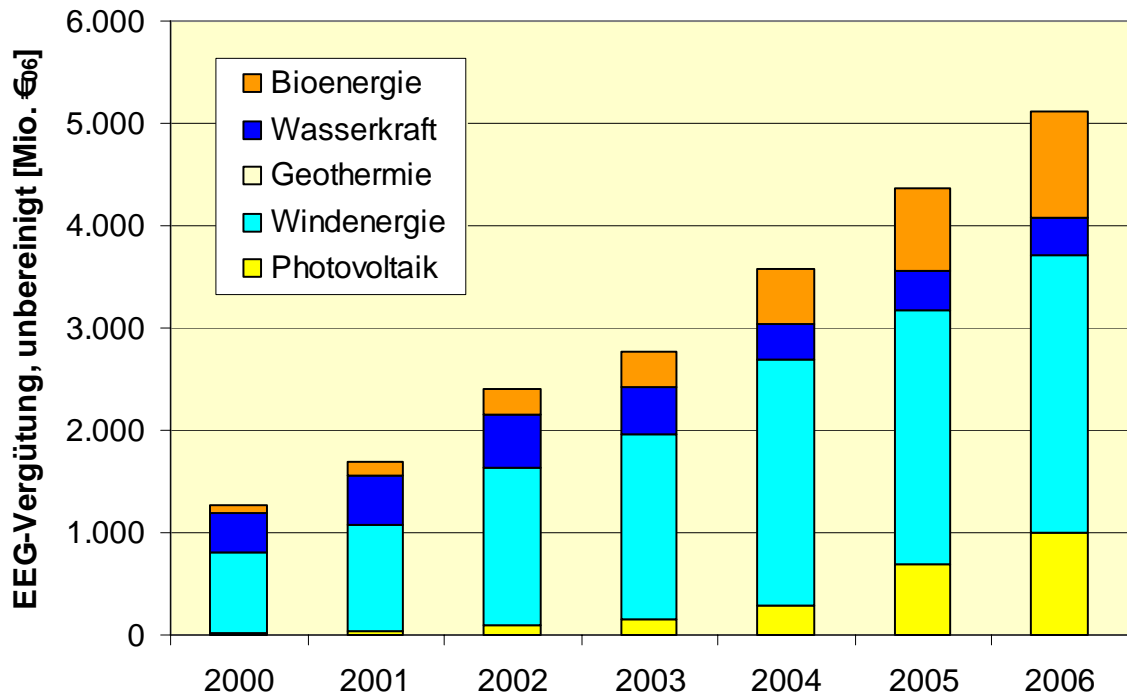


Abbildung 2-11: EEG-Vergütungszahlungen, unbereinigt /VDN 2007/

Wird ein Marktwert des erzeugten Stroms von 3,0 Cent/kWh angesetzt, so berechnen sich die in Abbildung 2-12 dargestellten bereinigten EEG-Vergütungszahlungen. Diese belaufen sich in der Summe für das Jahr 2006 auf rund 3,7 Mrd. € Aufgrund der hohen Vergütungssätze für Strom aus Solarenergie reduziert sich die Summe für Photovoltaikstrom nach der Bereinigung nur minimal, so dass in der Konsequenz der relative Anteil der Einspeisevergütungen für Solarstrom deutlich größer ist als bei Betrachtung der unbereinigten Werte. Konkret steigt der Anteil der Photovoltaik von rund 20 % in der unbereinigten Betrachtung auf über 25 % an der Gesamtförderung durch das EEG an.

Werden die durch die gegenwärtig installierten Anlagen und die garantierte Laufzeit der Einspeisevergütung heute festgelegten Fördersummen in die Zukunft fortgeschrieben und kumuliert, ergibt sich das in Abbildung 2-13 gezeigte Bild. Bis Ende 2006 sind danach bereits 14,5 Mrd. €₀₆ an bereinigten EEG-Fördermitteln (nach Abzug des Marktwerts des Stroms) geflossen. Dieser Betrag wird sich, ohne Berücksichtigung eines weiteren Zubaus an neuen Anlagen, bis Ende 2026, dem Ende der Förderdauer für die in 2006 installierten Anlagen, auf rund 76,5 Mrd. €₀₆ erhöhen. Das entspricht einer Verfünfachung gegenüber den bisher aufbrachten Mitteln. In Bezug auf die bis Ende 2026 kumulierten Mittel entfallen rund von den bereits installierten und geförderten Anlagen 50 % auf die Windenergie, ca. 25 % auf die Photovoltaik, rund 19 % auf die Bioenergie und knapp 6 % auf die Wasserkraft.

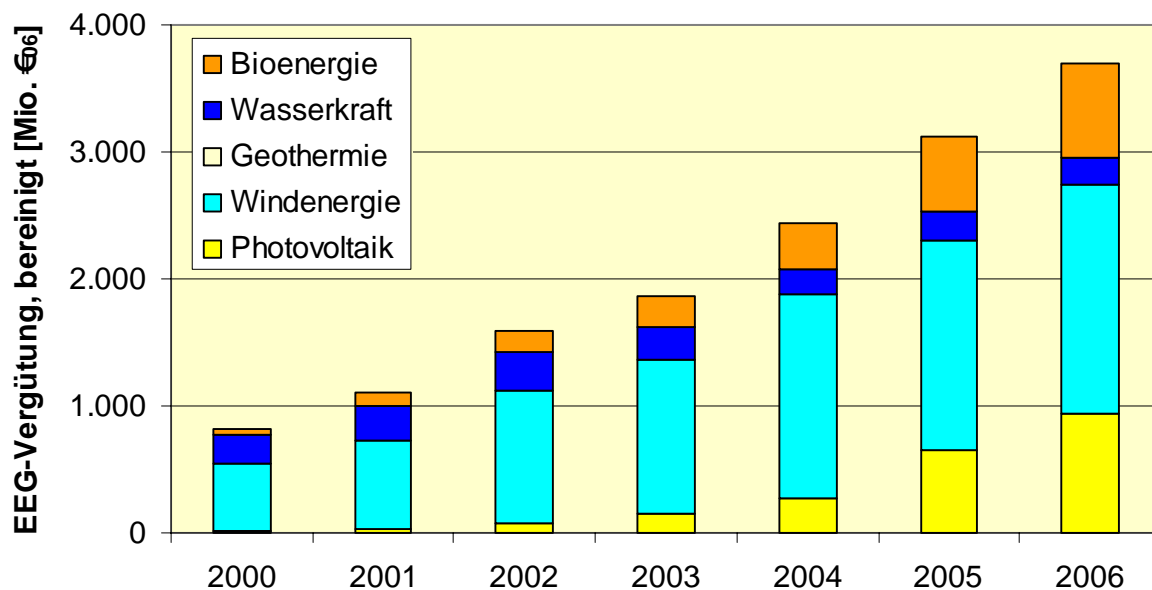


Abbildung 2-12: EEG-Vergütungszahlungen, bereinigt

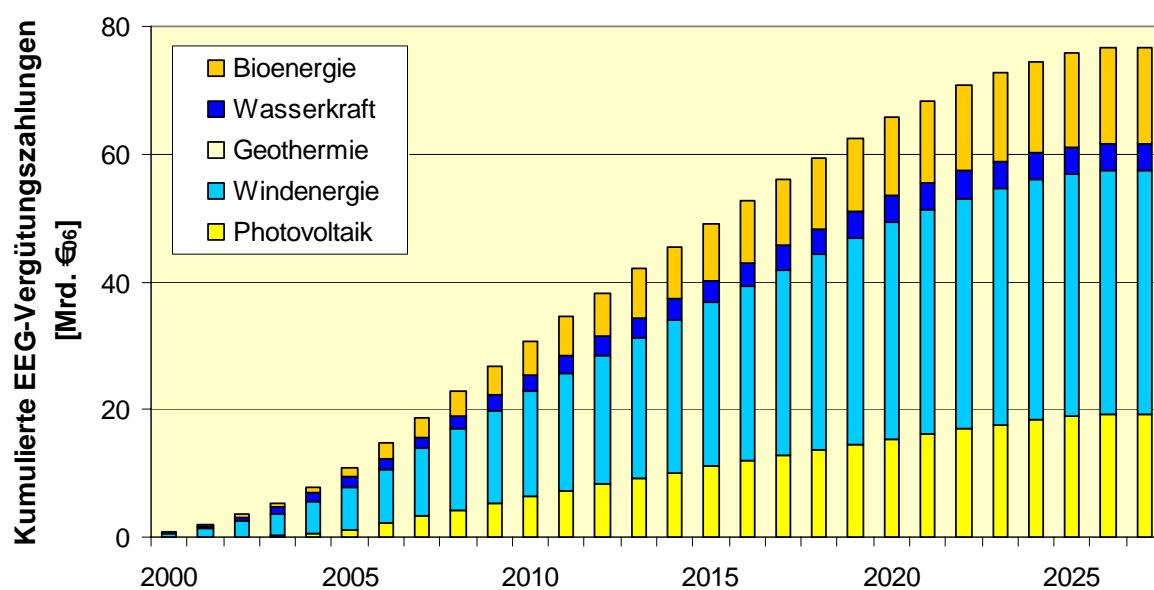


Abbildung 2-13: Kumulierte EEG-Vergütungszahlungen bis Ende 2026 für bestehende EEG-Anlagen, bereinigt

Laut Gesetz ist im Abstand von etwa 4 Jahren eine Evaluation und Überprüfung der Wirksamkeit des EEG vorgesehen. Gegenwärtig wird der Erfahrungsbericht 2007 zum EEG diskutiert /BMU, 2007/. Mit einer Novellierung des EEG wird jedoch nicht vor Ende 2008 gerechnet, mit dem Inkrafttreten der Novelle vermutlich sogar erst Anfang 2009. Im Juli 2006 hat die Bundesregierung auf ihrer Klausursitzung in Meseberg hierzu auch in ihrem Eckpunktepapier für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm und der damit verbundenen Umsetzung der europäischen Richtungsentscheidungen durch ein konkretes Maßnahmenprogramm auf nationaler Ebene, Leitlinien für die Weiterentwicklung des EEG beschlossen.

Danach sollen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich die Vergütungssätze, Degressionsschritte und Förderzeiträume an die Entwicklungsschritte der einzelnen erneuerbaren Energien angepasst werden. Ziel ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion auf 25 bis 30 % bis 2020 zu erhöhen und den weiteren Ausbau bis 2030 zu unterstützen. Die Elektrizitätsnetze sollen bedarfsgerecht ausgebaut und Anreize für die bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit im EEG verankert werden. Hierzu soll das EEG mit folgenden Eckpunkten novelliert werden:

- Erhöhung der Degression für Photovoltaik
- Verschiebung der Fristen bei Wind Offshore sowie Anpassung der Vergütungssätze an die gestiegenen Kosten
- Optimierung des Repowerings von bestehenden Windparks
- Verbesserung des Einspeise-, Erzeugungs- und Netzmanagements für Strom aus erneuerbaren Energien und Anreize für bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms ins Elektrizitätsnetz
- Anpassung der Rahmenbedingungen für Biomasse (insbesondere KWK)
- Verbesserung der Rahmenbedingungen für Wasserkraft und Geothermie (insbesondere für die effiziente Wärmenutzung)
- Wahrung ökologischer Standards zur Minderung von Umweltauswirkungen insbesondere im Biomassebereich (z. B. Palmöl)

Weiterhin wurden in Meseberg für die erneuerbaren Energien Verbesserungen der Rahmenbedingungen zur Regelung im Raumordnungsplan beschlossen.

Alternative Modelle einer effizienten Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland

Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland hat u. a. das Ziel, die Energietechnologien zur Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich mit Referenzenergien zu führen und so Marktmechanismen zur Regelung des Einsatzes nachhaltiger Energietechnologien zum Durchbruch zu verhelfen. Aus diesem Grunde kommt dem Zusammenhang von Fördermitteln und erzielten Kostenreduktionszielen eine besondere Bedeutung zu.

Analysen zum Zusammenhang zwischen den Förderaufwendungen für die Nutzung der Photovoltaik resp. der Windenergie und der Entwicklung der jeweiligen spezifischen Investitionskosten zeigen, dass insbesondere Forschungs- und Entwicklungs- (FuE) Mittel zu einer Reduktion der spezifischen Investitionskosten geführt haben, während Markteinführungsmittel (Einspeisevergütungen, Investitionskostenzuschüsse) keinen eindeutigen Einfluss auf die Investitionskosten ausgeübt haben. Zwar konnten durch Mittel zur Markteinführung die installierten Kapazitäten erheblich ausgeweitet werden, dies jedoch ohne dass sich eine deutliche Kostenreduktion über den zugehörigen Zeitraum gezeigt hätte.

Aus diesem Grund bietet sich für eine zukünftige Förderstrategie zunächst eine deutliche Anhebung der Fördermittel im FuE-Bereich an, zumal die FuE-Volumina seit einigen

Jahren weitgehend stagnieren und inzwischen nur noch einen Bruchteil der Fördermittel für Einspeisevergütungen ausmachen.

Die beobachtete Verlangsamung der Kostenreduktion in den letzten Jahren lässt sich auf eine Vielzahl von Gründen zurückführen. Im Bereich der Windenergie beispielsweise haben steigende Nabenhöhen der Windenergiekonverter aufgrund des zunehmenden Mangels an geeigneten Onshore-Standorten zusammen mit steigenden Stahlpreisen auf dem Weltmarkt zu inzwischen sogar wieder steigenden Investitionskosten geführt. Im Bereich der Photovoltaik bestand in den vergangenen Jahren zunehmend ein Nachfragemarkt, so dass unabhängig von eventuell vollzogenen Kostenreduktionen die hohen Preise für PV-Module aufrechterhalten werden konnten. Hinzu kam ein ausgeprägter Siliziummangel aufgrund der von den Siliziumherstellern nicht vorausgesehenen hohen Nachfrage seitens der PV-Industrie. Nicht zuletzt kann sowohl im Bereich der Windenergie als auch der Photovoltaik ferner angenommen werden, dass die Preisgestaltung in Anlehnung an die EEG-Fördersätze erfolgt, aus denen sich bei Unterstellung der entsprechenden Rahmenbedingungen (Ausbeute/Volllaststunden der Anlage, Lebensdauer, Zinssatz, etc.) die erzielbaren Preise ableiten lassen.

Dem zuletzt genannten Punkt muss eine kritische Hinterfragung der Förderung mittels EEG standhalten. Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist neben der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2010 auf 12,5 % die Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung. Während das zuerst genannte Ziel angesichts des derzeitigen Beitrags der erneuerbaren Energien von 12,0 % an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2006 bereits annähernd erreicht ist, zeigen die erzielten Kostenreduktionen trotz Degressionsregelung im EEG bislang nur eine sehr begrenzte Dynamik. Angesichts der auf Basis des derzeitigen Anlagenbestands bis zum Jahr 2026 auf rund 76,5 Mrd. € ansteigenden EEG-Vergütungszahlungen stellt sich die Frage, ob sich für die weitere Förderung der erneuerbaren Energien eine alternative Förderstrategie anbietet.

Ein technologiespezifisches Modell, welches eine effiziente Kostenreduktion ermöglicht, ist das sogenannte Ausschreibungsmodell. Hierbei werden für einzelne Technologien Mengenkontingente ausgeschrieben, wobei die Auswahl der Technologien einerseits durch die bereits erreichte Marktnähe (Kosteneffizienz), andererseits durch die erwarteten Kostenreduktionspotenziale bestimmt wird. Für einen befristeten Zeitraum erhält das Unternehmen, welches den Zuschlag erhält, eine erhöhte Einspeisevergütung für die bereitgestellte Menge an regenerativ erzeugtem Strom. Alternativ zu der Garantie einer zeitlich befristeten Einspeisevergütung ist auch die Vergabe eines Investitionskostenzuschusses möglich.

Im Vergleich zum EEG müssen sich bei diesem Modell die Unternehmen oder Anbieter von Regenerativstrom an einer Ausschreibung beteiligen, wobei die Erfüllung der in der Ausschreibung vorgegebenen Kriterien zusammen mit dem Angebot eines möglichst niedrigen Preises ausschlaggebend für den Zuschlag sind. Mit dem Zuschlag ist die Pflicht zur Installation der jeweiligen Anlage zum vereinbarten Termin verbunden, anderenfalls ist Regress zu leisten. Verglichen mit der bisherigen Regelung lassen sich mit Hilfe des Ausschreibungsmodells zum einen Förderausgaben besser begrenzen, zum anderen werden die bereits markt-

nahen Technologien bzw. solche mit hohem Kostenreduktionspotenzial schneller und effizienter zur Wettbewerbsfähigkeit hingeführt. Ferner zeichnet sich dieses Modell durch eine hohe Flexibilität aus, indem die Ausschreibungen jährlich neu erfolgen, wodurch die ausgeschriebenen Mengenkontingente genau an den erreichten technologischen Entwicklungsstand angepasst werden können. Der administrative Aufwand beschränkt sich insbesondere auf die Prüfung der verschiedenen Technologien sowie die Auswahl der eingegangenen Angebote zur jeweiligen Ausschreibung.

Aufgrund der hohen spezifischen Ausrichtung des Ausschreibungsmodells auf eine bestimmte Technologie erhalten die Technologien, die von einer Wettbewerbsfähigkeit noch weit entfernt sind, keine oder nur sehr geringe Mengenkontingente. Speziell die konventionellen Technologien zur photovoltaischen Strahlungsenergienutzung auf Siliziumbasis wären davon betroffen. Problematisch beim Übergang von der derzeitigen Regelung auf ein Ausschreibungsmodell wären daher speziell solche Technologien, die mittlerweile bereits hohe Fertigungskapazitäten aufgebaut haben, ohne dass die Investitionskosten jedoch in Wettbewerbsnähe lägen. Für solche Technologien wäre zu prüfen, ob durch eine Verlagerung auf den Export in Länder – mit hinsichtlich Ausbeute (solare Einstrahlung, Windenergieangebot) besseren Bedingungen als in Deutschland – ein Ausgleich geschaffen werden könnte.

Erfolgt beim Ausschreibungsmodell die Zahlung eines Investitionskostenzuschusses statt einer erhöhten Einspeisevergütung über einen festen Zeitraum, so beschränkt sich der Markteffekt auf den vorwettbewerblichen Bereich, während unmittelbare Interventionen im wettbewerblich organisierten Energiemarkt ausbleiben. Nicht zuletzt aus diesem Grund ist das vorgeschlagene Modell konformer mit dem marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen als das Erneuerbare-Energien-Gesetz.

2.5 Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa

Mit der Liberalisierung der Energie- und insbesondere der Elektrizitätsmärkte in Deutschland und Europa wurde angestrebt, den Wettbewerb im Bereich der Elektrizitätserzeugung und damit des Elektrizitätshandels einzuführen, um bestehende Kostensenkungspotenziale und im Ergebnis Preissenkungen an den Großhandels- und Endkundenmärkten zu realisieren. Eine Folge der Liberalisierung, die auch mit einer weitgehenden Privatisierung der Energieversorgungsunternehmen verbunden war, kann in der starken Zunahme nationaler und internationaler Fusions- und Akquisitionsaktivitäten der Unternehmen und der Ausweitung des Elektrizitätshandels innerhalb des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes gesehen werden. Dieser Konzentrationsprozess wird heute die in der politischen Diskussion als einer der wesentlichen wettbewerbshemmenden Faktoren angesehen.

Am 10.01.2007 veröffentlichte die EU-Kommission ihren aktuellen Sector Inquiry Bericht und ein Aktionspaket für Energie und Klima /EU 2007/. Die Untersuchungen im Wettbewerbsbereich führen für die EU zu dem Ergebnis, dass zahlreiche Indizien auf eine Gefährdung der Zielerreichung im Hinblick auf den gemeinsamen Energiemarkt hinweisen.

Insbesondere die hohe Marktkonzentration auf Großhandelsebene und der geringe Umsetzungsgrad des Unbundling in der Praxis eröffnen aus Sicht der EU-Kommission Potenziale zur Ausübung von Marktmacht und können folglich zu erheblichen Wettbewerbshemmnissen führen.

In der traditionellen Wettbewerbstheorie wird die Marktkonzentration unter Zuhilfenahme von Konzentrationsmaßen, wie z. B. der HHI (Herfindahl-Hirschmann-Index) und der CR_n (Concentration Ratio), analysiert. Beim Erstgenannten werden die Marktanteile aller Unternehmen quadriert und aufsummiert. Als Schwellenwert, der eine kritische Konzentration aufweist, gilt nach der Einteilung der Federal Trade Commission der USA ein HHI von 1800 /Matthes u. a. 2005/. Der Konzentrationsindex CR_n wird durch die Aufsummierung der Marktanteile der betrachteten Unternehmen ermittelt. Je nach Anzahl der bei der Berechnung zu Grunde gelegten Unternehmen ist zwischen dem CR_1 , dem CR_3 , und dem CR_5 zu unterscheiden. Hierbei wird eine Marktbeherrschung vermutet, wenn der $CR_1 > 33,3 \%$, der $CR_3 > 50 \%$ bzw. der $CR_5 > 66,7 \%$ ist /Pfeiffer 2005/. In Abbildung 2-14 wird eine Übersicht über die CR_3 -Werte ausgewählter EU-Staaten mit dem entsprechenden kritischen Schwellenwert gegeben. Als betrachtete Größe wurde der Anteil an der Elektrizitätserzeugung zugrunde gelegt, wobei der relevante Markt jeweils durch die nationalen Grenzen determiniert wurde.

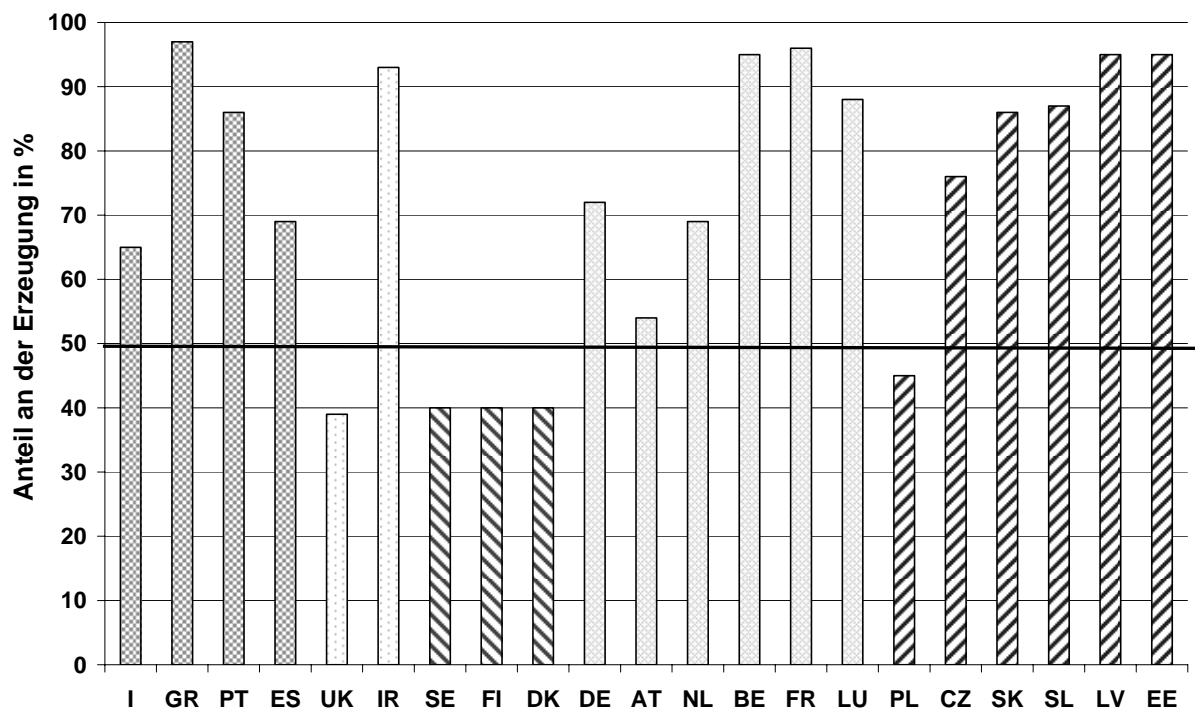


Abbildung 2-14: CR_3 – Anteil der drei größten Erzeuger an der Elektrizitätserzeugung in % /EU 2005/

Wie Abbildung 2-14 zu entnehmen ist, weisen mit Ausnahme von Polen, Großbritannien und den skandinavischen Staaten alle europäischen Staaten eine kritische Marktkonzentration auf dem Spotmarkt auf. Ähnlich hohe Konzentrationswerte sind auch auf dem Regelleistungsmarkt zu beobachten /EU 2007/.

Als Konsequenz aus den Ergebnissen des Sector Inquiry Berichtes hat die EU-Kommission ein Maßnahmenpaket vorgelegt, bei dem insbesondere die energiepolitischen Strategien zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt in den Vordergrund treten. Neben einer Stärkung des Einflusses und der Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden unterstreicht die EU-Kommission vor allem die Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen im Hinblick auf das Unbundling. Dabei werden sowohl das Ownership Unbundling als auch der „Independent System Operator (ISO)“ als mögliche Maßnahmen genannt. Die EU-Kommission präferiert aus Effizienzgesichtspunkten die erstgenannte Unbundling-Form.

Zusätzlich zu den hohen erzeugerseitigen Marktkonzentrationen sind auch zunehmend nationale und grenzüberschreitende Kapitalverflechtungen multinationaler EVU zu beobachten. So besteht insbesondere auf dem osteuropäischen Elektrizitätsmarkt ein hoher Grad an Kapitalverflechtungen /Tupa, Ellersdorfer 2007/. Horizontale und vertikale Kapitalverflechtungen können sich unter Umständen negativ auf die Wettbewerbsintensität auswirken /EREGG 2006/. Folglich sollten diese bei der Analyse von Marktmacht und zur Identifizierung von Wettbewerbshindernissen auf dem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt verstärkt Berücksichtigung finden.

Neben der potenziellen Marktmacht, unter anderem bedingt durch die Kapitalverflechtungen, stellen auch erhebliche Engpässe bei Kuppelleitungskapazitäten ein Wettbewerbshindernis dar. Derzeit ist der europäische Elektrizitätsbinnenmarkt von zahlreichen Netzengpässen, die den Elektrizitätshandel innerhalb der EU deutlich beeinträchtigen, geprägt (vgl. Abbildung 2-15). Mit Ausnahme der Grenzen zwischen Deutschland und Österreich, Schweiz und Frankreich sowie Belgien und Frankreich treten an allen europäischen Grenzen Engpässe auf /EU 2007/.

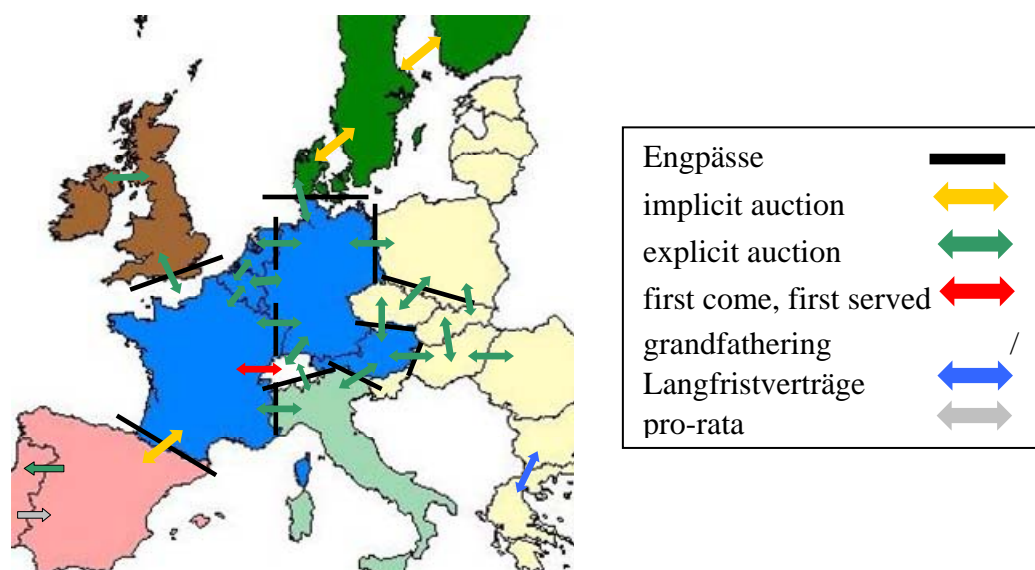


Abbildung 2-15: Netzengpässe und kurzfristiges Engpassmanagement an den europäischen Grenzen

Als Folge der bestehenden Engpässe wird auf dem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt das kurz- und mittelfristige sowie das langfristige Engpassmanagement betrieben. Unter dem Letztgenannten werden zusätzliche Investitionen in Kuppelleitungen verstanden. Beim kurz- und mittelfristigen Engpassmanagement wird die effiziente Allokation der knappen Kuppelleitungskapazität verfolgt. Hierbei werden mengen- und preisbasierte Methoden unterschieden. Die „first come, first served“ Methode, das „grandfathering“ und das „pro-rata“ zählen zu den mengenbasierten Instrumenten. Bei diesen Verfahren wird die zur Verfügung stehende Kuppelleitungskapazität entweder nach einer Prioritätenliste an jene Akteure vergeben, die zuerst ihre Gebote angemeldet haben (first come, first served) oder die Allokation findet auf Basis von langfristigen Verträgen statt (grandfathering). Beim pro-rata Verfahren wird zunächst ein Quotient aus der vorhandenen Kuppelleitungskapazität und der Summe der abgegebenen Gebote gebildet. Ausgehend von diesem Quotienten erhält jeder Akteur den gleichen Anteil seiner nachgefragten Kuppelleitungskapazität /EU 2007/. Die beschriebenen mengenbasierten Allokationsmethoden weisen erhebliche Defizite hinsichtlich der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu den Netzen, der Marktkonformität und der Transparenz auf. Diesen Mängeln kann durch die Nutzung preisbasierter Verfahren wie der „explicit auction“ und der „implicit auction“ entgegen gewirkt werden. Hierbei wird die zur Verfügung stehende Kuppelleitungskapazität auktioniert. Bei der explicit auction wird eine Markttrennung vorgenommen, indem zunächst die Kuppelleitung vergeben und anschließend die Energie, die transportiert werden soll, an den Spotmärkten ersteigert wird. Dagegen werden im Rahmen der „implicit auction“ beide Märkte simultan betrachtet und eine Vergabe von Kuppelleitungskapazität und Energie gleichzeitig vorgenommen. Auf dem Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt erfolgt die Vergabe von Kuppelleitungskapazitäten zurzeit größtenteils durch Auktionen, wobei die Methode der explicit auction überwiegt.

Mit dem Ziel, neue Impulse für die Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels in der EU zu setzen, erließ die EU-Kommission bereits am 09.11.2006 eine neue Leitlinie für das Engpassmanagement, die den Anhang der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 ersetzen soll. Eine wesentliche Ergänzung ist die Forderung der Einführung eines koordinierten intra-day Engpassmanagements auf dem Europäischen Binnenmarkt bis zum 01.01.2008. Als Instrumente sind sowohl die explizite als auch die implizite Auktion anwendbar, wobei die Prinzipien „use-it-or-sell-it“ und „use-it-or-lose-it“ für den Umgang mit der ersteigerten Kuppelleitungskapazität gelten sollen. Im Rahmen der Erlöse aus der Versteigerung von Kuppelleitungskapazitäten ist die Kontrollfunktion der nationalen Regulierungsbehörde explizit formuliert: sie soll neben der Höhe der erzielten Einnahmen auch deren Verwendung gemäß Artikel 6 Abs. 6 Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 jährlich überprüfen und jeweils zum 31.07. einen entsprechenden Bericht veröffentlichen.

Die Entwicklung auf dem Europäischen Energiebinnenmarkt hat erhebliche Auswirkungen für Deutschland und hierbei insbesondere auch für das Bundesland Bayern. Die Anwendung verschiedener struktur- und verhaltensbezogener Indizes auf nationaler Ebene verdeutlicht, dass z. B. an den Grenzen zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik,

Deutschland und Polen, Österreich und der Tschechischen Republik, Österreich und Italien sowie Frankreich und Spanien verschiedene Faktoren auf potenziell wettbewerbsbehindernde Strukturen hinweisen. Aus Sicht der bayerischen Energiepolitik gilt hierbei ein besonderes Augenmerk den Netzengpässen zur Tschechischen Republik und den daraus eventuell resultierenden negativen Auswirkungen auf die Organisation des kurzfristigen Engpassmanagements und auf Anreize für Investitionen zur Erweiterung der Kuppelleitungs- und Erzeugungskapazitäten. Zur Vermeidung einer zunehmenden Abschöpfung der Konsumentenrente durch multinationale Energieversorgungsunternehmen ist es für das Bundesland Bayern von besonderer Bedeutung, geeignete wettbewerbspolitische Instrumente zu nutzen, die der eventuellen Verhinderung von Importkonkurrenz – insbesondere bezüglich der Tschechischen Republik – und dem erheblichen Ausbau der nationalen und internationalen Marktposition der Unternehmen auf Erzeugungsebene entgegenwirken.

Auf nationaler Ebene ist die Wettbewerbsdiskussion in Deutschland durch die GWB-Novellierung, durch aktuelle Entgeltgenehmigungen, durch die Vorbereitung der Anreizregulierung, durch die neue Kraftwerksanschlussverordnung sowie durch die Unbundling-Diskussion geprägt. Die Preisaufsicht durch die Länder auf Basis der Bundestarifverordnung für Elektrizität (BTOEl) läuft zum 30.06.2007 aus, so dass ab dem 01.07.2007 lediglich die Netze als Monopolbereich einer ex-ante Regulierung unterliegen. Zahlreiche Landesregierungen – allen voran die nordrhein-westfälische und die hessische Landesregierung – präferieren aufgrund der noch immer bestehenden Wettbewerbshemmnisse im Elektrizitätssektor eine Verlängerung der ex-ante Regulierung im Wettbewerbsbereich. Teilweise als Reaktion auf diese Vorschläge visiert das Bundeswirtschaftsministerium mit der Missbrauchsaufsicht auf Basis des § 29 GWB die Novellierung des GWB an /BMWi 2007/. Diese würde eine Verschärfung der ex-post Regulierung darstellen, denn hierbei sollen zum einen die Klassifizierung des Preismissbrauchs als Verbotstatbestand, der auch zivilrechtlich durchsetzbar ist, und die Beweislastumkehr gesetzlich im § 29 GWB verankert werden. Die Beweislastumkehr ist de facto mit einer stärkeren Mitwirkungspflicht der Energieversorgungsunternehmen verbunden und soll den Informationsasymmetrien zu Lasten des Bundeskartellamtes, die zum Teil zu langwierigen Verfahrensprozessen führen, entgegen wirken.

Insbesondere der Verzicht auf einen Erheblichkeitszuschlag im § 29, 1 GWB und der § 29, 2 GWB, der explizit auf die Möglichkeit der Gegenüberstellung der Erlöse mit den entstehenden Kosten in Preismissbrauchsverfahren eingeht, stößt bei den Unternehmen auf Kritik. Laut Industrieverbänden handle es sich hierbei um den Einstieg in einen gesetzlichen Kostenstandard, der zu sehr geringen Preissetzungsspielräumen für die Unternehmen führt, so dass der Wettbewerb und die Versorgungssicherheit gefährdet seien. Neben Industrieverbänden kritisieren auch viele Wissenschaftler die geplante GWB-Novellierung, die lediglich noch einer Zustimmung des Parlaments bedarf. Dabei stehen zwei Kritikpunkte im Vordergrund: Zum einen werden insbesondere Investitionen in neue Kraftwerke gefährdet gesehen. Zum anderen wird dieser wettbewerbspolitische Schritt als eine weitreichende staatliche In-

tervention in die Preisbildungsmechanismen des Energiesektors gewertet /von Weizsäcker 2007; Büdenbender 2007; Monopolkommission 2007/.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass zu den Folgen der aktuellen Entwicklung auf dem nationalen und europäischen Energiemarkt insbesondere die Zunahme der Marktkonzentration zählt – sei es durch einen Verdrängungswettbewerb, bei dem es zu Marktaustritten kleinerer Akteure kommt, oder durch vermehrte Kapitalbeteiligungen. Zudem resultiert aus der wissenschaftlichen Analyse und aus der aktuellen politischen Diskussion, dass eine genaue Untersuchung der Preis- und Mengeneffekte als Folge des Engpasses an der Grenze zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik notwendig ist. Überschlägige Abschätzungen führen zu der Schlussfolgerung, dass die zwischen Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten angedachte Verstärkung der Netzkopplung potenzielle Auswirkungen auf den Bundesstaat Bayern haben kann. Eine denkbare Auswirkung der Netzkopplung ist eine zunehmende Bedeutung Deutschlands als Transitstaat auf der Stromtrasse von Ost- nach Westeuropa. Die geringeren Strompreise in den osteuropäischen Staaten stellen Anreize dar, den Elektrizitätsexport aus diesen Staaten nach Westeuropa hin zu steigern. Die verbesserte Kooperation der Netzbetreiber kann den Elektrizitätshandel in diesen Staaten anregen. Betreiber von Kuppelleitungen, die auf der Stromtrasse in die westeuropäischen Staaten genutzt werden, wie beispielsweise an der Grenze zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik, könnten sich gestiegenen Anforderungen an das Engpassmanagement gegenübergestellt sehen. Die Folge wäre eine Zunahme der Engpasssituation, die sowohl bei der effizienten Ausgestaltung der explicit auction als auch bei der geplanten Einführung der implicit auction besondere Berücksichtigung finden müsste.

2.6 Strompreisbildung und gesamtwirtschaftliche Implikationen

Eine der wesentlichen Erwartungen, die direkt mit der Liberalisierung der Energiemärkte verbunden war, lag in der Senkung der Großhandels- und Endkundenpreise für Energiedienstleistungen. Derzeit steht jedoch insbesondere die Preisentwicklung für Elektrizität zunehmend in der Kritik. In der politischen Diskussion werden dabei in diesem Zusammenhang immer wieder die teilweise hohe erzeugerseitige Marktkonzentration sowie die eigentumsrechtliche Verknüpfung von Elektrizitätserzeugung und Netzbetrieb genannt.

Bevor auf die Diskussion um die Entwicklung der Strompreise in Deutschland und deren Bestimmungsgründe eingegangen wird, erfolgt zunächst eine Bestandaufnahme ihrer Entwicklung in den letzten Jahren sowie ein Vergleich mit den Strompreisen anderer europäischer Staaten. So sind die Strompreise in Folge der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes 1998 sowohl für Industrie- als auch für Haushaltskunden zunächst deutlich gesunken. Seit dem Jahr 2000 sind aber in allen Verbrauchsbereichen steigende Preise zu beobachten. Nach Angaben des VDEW haben die Strompreise für einen durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalt zwischen 1998 und 2000 um 18,5 % abgenommen (vgl. Abbildung 2-16). Zwischen 2000 und 2006 ist eine Steigerung der Preise von 39,6 % zu verzeichnen. Gegenüber den

Preisen von 1998 entspricht dies einer Steigerung von 13,7 %. Ein ähnliches Bild zeigt sich für Industriekunden. Von 1998 bis 2000 sind die durchschnittlichen Strompreise in der Industrie um 35,2 % gesunken und von 2000 bis 2006 um 90,6 % gestiegen. Dies entspricht einem Gesamtanstieg von 23,4 % von 1998 bis 2006.

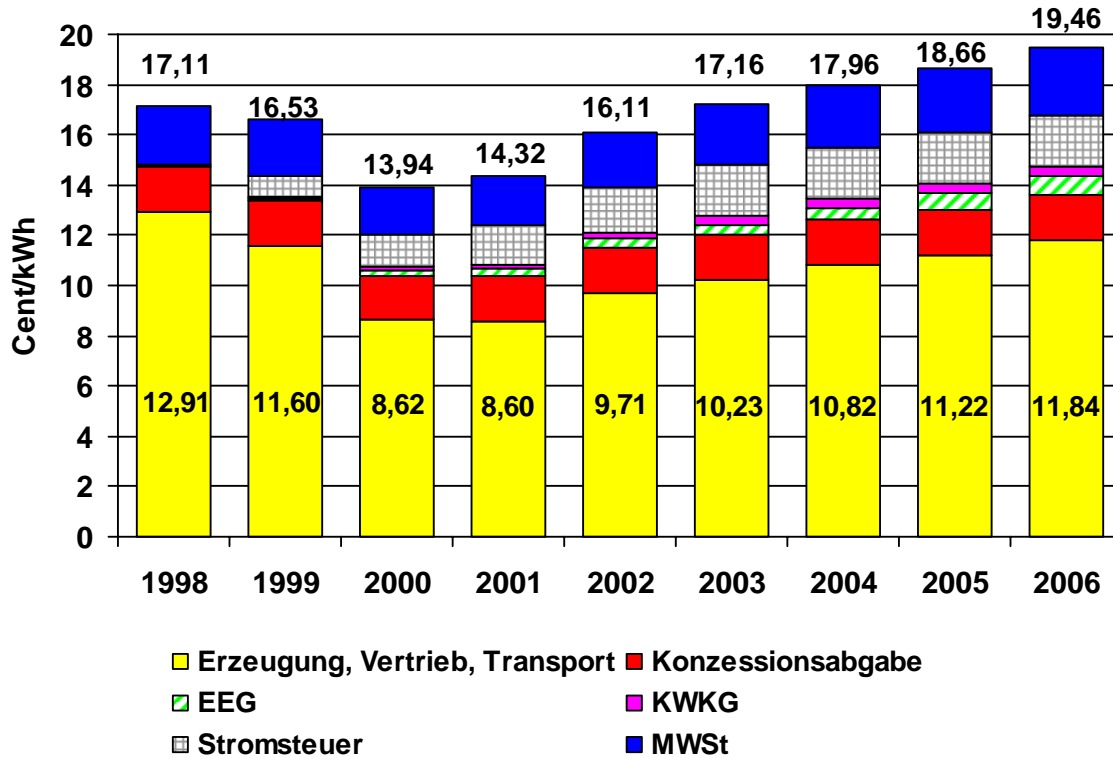


Abbildung 2-16: Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh/a in Cent/kWh

Die Strompreise in Deutschland liegen im europäischen Vergleich über dem Durchschnitt. Nach Angaben von Eurostat lagen in Deutschland die Strompreise für die Industrie bei einer Abnahme von jährlich 24 GWh im Jahr 2006 bei 10,53 cent/kWh. Der Strompreis in vielen Europäischen Nachbarländern liegt um 20 bis 50 % unter dem Strompreis in Deutschland (vgl. Abbildung 2-17). In Frankreich beträgt der Preis für Industriekunden lediglich 5,98 cent/kWh. In Spanien und Großbritannien ist der Industriestrompreis mit 7,54 cent/kWh bzw. 8,04 cent/kWh im Vergleich zu Deutschland um 28 % bzw. 24 % niedriger.

Ähnlich den absoluten Strompreisen ist der Staatsanteil in Deutschland im europäischen Vergleich überdurchschnittlich hoch. Der Anteil der Staatslasten eines durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalts beläuft sich nach Angaben des VDEW auf aktuell 40 %. Den größten Anteil bei den Staatsabgaben hat die Mehrwertsteuer und die Stromsteuer, gefolgt von den Konzessionsabgaben sowie den Belastungen durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG). Wobei die Konzessionsabgabe im engeren Sinne keine Staatslast darstellt, da diese Abgabe als eine Art Miete für die genutzten Gemeindegrundstücke interpretiert werden kann. Der Staatsanteil bei den Strompreisen der

Industrie beläuft sich in 2007 auf 19 %, wobei die Stromsteuer hieran den größten Anteil mit 10,7 % am gesamten Strompreis hat.

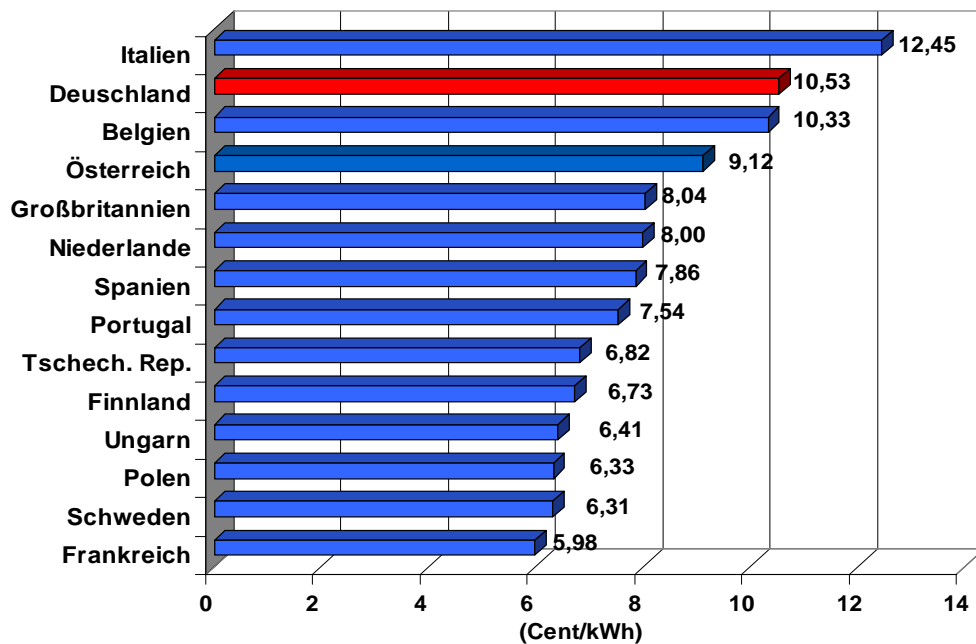


Abbildung 2-17: Industrie-Strompreise in verschiedenen Ländern der EU

Mit der Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes wurde im Juni 2000 auch ein Spotmarkt für Elektrizität etabliert, die European Energy Exchange (EEX). Während die Quartalsmittelwerte im Spotmarkthandel anfänglich bei rund 15 €/MWh lagen, sind sie seitdem kontinuierlich auf über 50 €/MWh gestiegen. Bereits sehr früh hat diese Entwicklung zu kontroversen Diskussionen über die Effizienz des Marktes geführt. Zu diesen Diskussionen haben die zwischenzeitlich beobachtbaren und teilweise erheblichen Preisausschläge beigetragen. Neben der insgesamt steigenden Tendenz der Preise waren die wesentlichen Preisentwicklungen die hohen Preise im Winter 2001/2002 und im Sommer 2003. In diesem Zusammenhang werden in der Presse, aber auch in weiten Teilen der Wissenschaft, insbesondere drei Faktoren verantwortlich gemacht:

- (i) die Erhöhung der Brennstoffpreise auf den internationalen Märkten,
- (ii) die Einpreisung von CO₂-Emissionszertifikaten und
- (iii) die unter Umständen mögliche Ausübung von Marktmacht einzelner Unternehmen.

Neben dem Einfluss der Brennstoffpreise, die in den vergangenen Jahren auf Grund der stark zunehmenden Nachfrage insbesondere aus den asiatischen Ländern angestiegen sind, wird in der deutschen Diskussion gerade den vier großen Unternehmen in der Energiewirtschaft vorgeworfen, ihre Marktposition zum Nachteil der Kunden und kleinerer Marktteilnehmer auszunutzen und folglich den Marktpreis in ungerechtfertigte Höhen zu treiben. Diesen Diskussionen konnte sich auch der Bundeswirtschaftsminister nicht entziehen und schnell wurde der Ruf nach einer Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft laut. Auch wenn diese Forderungen

gen aktuell offensichtlich populär sind, so liegen ihnen Marktanalysen sowie wissenschaftliche Untersuchungen zu Grunde, denen häufig die kritische Auseinandersetzung mit den eigenen Modellannahmen fehlt. Bei der hier angesprochenen Problematik handelt es sich um vergleichsweise komplexe Zusammenhänge, die erst durch eine umfassende Analyse der Preisbildung zugänglich sind.

Auf einige wesentliche Aspekte, die für Preisentwicklung verantwortlich sind, soll hier eingegangen werden. Die Entwicklung der Energieträgerpreise und dabei insbesondere die der Erdgaspreise wirkt sich in der Mehrzahl der Stunden eines Jahres direkt auf die Preisbildung aus. An der EEX werden die Preise auf der Basis einer zweiseitigen Aufrufauktion bestimmt, bei der ein Marktteilnehmer sowohl als Anbieter als auch als Nachfrager fungieren kann. Der einheitliche Marktpreis bestimmt sich über den Angebotspreis des letzten zur Deckung der Nachfrage verwendeten Kraftwerks und ist damit zunächst unabhängig von den Erzeugungskosten der sich in der restlichen Angebotskurve widerspiegelnden Anbieter bzw. Kraftwerkskapazitäten. Vor dem Hintergrund der variierenden Last werden in den meisten Stunden des Jahres die Elektrizitätspreise auf der Basis von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken gebildet. Steigen die Erdgas- und Steinkohlepreise an den Weltmärkten an, so steigen darüber auch die relevanten variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke, die zur Lastdeckung eingesetzt werden. Eine genaue Quantifizierung des Brennstoffpreiseinflusses auf die Elektrizitätsgroßhandelspreise lässt sich nur mit Hilfe einer fundamentalen oder ökonomischen Untersuchung vornehmen.

Ein anderer Aspekt, der als eine mögliche Ursache für hohe Elektrizitätspreise diskutiert wird, ist die Einpreisung der Kosten für kostenlos zugeteilte CO₂-Emissionszertifikate (vgl. Abschnitt 2.2). Die Frage nach einer angeblich ungerechtfertigten Einpreisung kann sehr schnell beantwortet werden. Auch wenn diese Zertifikate kostenlos zugeteilt werden, haben sie durch den Handel am Zertifikatsmarkt einen bekannten Wert. Da das Zertifikat nach einer Nutzung seinen Wert verliert, sind diese Opportunitätskosten bei der Bestimmung der jeweiligen Grenzkosten der Erzeugung zu berücksichtigen und spiegeln sich somit völlig zu Recht im Spotmarktpreis für Elektrizität wider (dies ist im Übrigen nicht nur in Deutschland, sondern an allen Elektrizitätsmärkten in Europa der Fall). Die Einbeziehung der Opportunitätskosten für CO₂-Emissionsberechtigungen in die Produktionsentscheidung der EVU wird dabei nicht von der Entscheidung über das Verfahren der Erstaussgabe der CO₂-Emissionszertifikate (vgl. Abschnitt 2.2) beeinflusst. Werden die CO₂-Emissionsberechtigungen auf der Basis des sogenannten Grandfathering-Modells verteilt, bei dem die CO₂-Emissionsrechte kostenlos entsprechend der historischen CO₂-Emissionen an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausgegeben werden, ist für den Elektrizitätsgroßhandelsmarkt mit den gleichen Preiseffekten zu rechnen wie bei einer Versteigerung der CO₂-Emissionsrechte bei der Erstaussgabe. Das genutzte Verfahren zur Erstaussgabe der CO₂-Emissionsberechtigungen ist mithin eine politische Entscheidung, die unabhängig vom Verhalten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Bezug auf die Berücksichtigung der Opportunitätskosten für CO₂-Zertifikate beim Kraftwerkseinsatz ist.

Werden die Kosten für die CO₂-Zertifikate vor dem Hintergrund der sich einstellenden Preise am Zertifikatemarkt beim Einsatz konventionell-thermischer Kraftwerke berücksichtigt, wirken sich diese Kosten auch auf die Elektrizitätspreise am Großhandelsmarkt und damit auch auf die Elektrizitätspreise für industrielle, gewerbliche und private Endkunden aus. Die Höhe der entsprechenden Preiswirkungen hängt dabei von der Höhe der Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen, der jeweiligen Nachfragesituation, dem Kraftwerksportfolio und hierbei insbesondere dem preissetzenden Grenzkraftwerk sowie den interregionalen Elektrizitätshandlungsmöglichkeiten ab. Würde die Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate in den variablen Erzeugungskosten der Elektrizitätserzeugungsunternehmen durch Auflagen oder kartellrechtliche Bestimmungen untersagt, könnte der europäische Emissionsrechtshandel die angestrebte Lenkungswirkung und die ökologische Treffsicherheit und damit sein eigentliches umweltpolitisches Ziel verfehlen.

Die Frage nach der Ausübung von Marktmacht ist nicht ganz so einfach zu beantworten. Ergebnisse bisheriger Studien zur Marktmacht auf dem deutschen Strommarkt erlauben die Schlussfolgerung, dass die großen Unternehmen unter Berücksichtigung der gewählten Modellannahmen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft gewisse Potenziale zur Ausübung von Marktmacht haben. Dies konnte bei Berücksichtigung der vorliegenden oligopolistischen Marktstruktur (vgl. Abbildung 2-14) auch erwartet werden, ist aber stark von Annahmen bezüglich der Nutzung von Terminmärkten, der Risikoneigung der Bieter und vielen anderen Faktoren abhängig. Aus diesen Ergebnissen kann allerdings nicht a priori gefolgert werden, dass diese Potenziale von den Unternehmen auch ausgeübt werden.

Um tatsächlich die Ausübung von Marktmacht zu identifizieren, kann prinzipiell die aus der industrieökonomischen Forschung bekannte Preis-Kosten Marge als Ausgangspunkt dienen. Dieses Maß beschreibt den Zusammenhang zwischen Produktionsgrenzkosten und realisiertem Marktpreis. Wesentlich sind in diesem Zusammenhang die die Produktionsgrenzkosten bestimmenden fundamentalen Faktoren. Dazu zählen Kraftwerksverfügbarkeiten, Brennstoffpreise, Kraftwerksparameter, Einspeisung aus dargebotsabhängiger Erzeugung (Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik), privilegierte Einspeisung aus KWK-Anlagen, internationaler Handel, Preise von Emissionszertifikaten, freizuhaltende Regel- und Reserveleistung und viele andere Faktoren. Gerade diese Marktbedingungen können auf der Basis der heute öffentlich verfügbaren Informationen nicht oder nur schwer analysiert werden. Durch die von den vier großen EVU angekündigte Transparenzoffensive hat sich seit April 2007 die Situation etwas gebessert, da jetzt einige der notwendigen Analysedaten von den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft veröffentlicht werden. Vor diesem Hintergrund kann erwartet werden, dass für zukünftige Betrachtungen eine etwas bessere Datenbasis zur Verfügung steht.

Die Problematik der sachgerechten Berücksichtigung aller für die Preisbildung relevanten Fundamentalfaktoren, wie Brennstoffpreise, Transportkosten der Brennstoffe, nicht erstattbare Steuern, Anfahrkosten, Zusatzkosten bei Teillastbetrieb, Verschleiß der Kraftwerke, potenzielle Ersatzbeschaffungskosten beim Ausfall von Kraftwerken und Opportunitäts-

kosten der Angebotserstellung an anderen Märkten, ist für die Analyse bedeutsam, da insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage, d. h. im Bereich der Spitzenlast, kleine Fehler bei der Bestimmung der in diesem Leistungsbereich stark ansteigenden aggregierten Grenzkostenkurve zu Fehleinschätzungen verleiten können. Dies gilt insbesondere deshalb, weil einige dieser Kostenkomponenten in den vorliegenden Studien geschätzt werden und dann als sonstige variable Erzeugungskosten (hier kurz O&M-Kosten) bei der Preisbildungsanalyse berücksichtigt werden.

Neben den verschiedenen Kostenkomponenten haben die Struktur des Kraftwerksparcs und die Kraftwerksverfügbarkeiten erheblichen Einfluss auf die Elektrizitätspreise. Hierbei spielt die zu erwartende Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien, insbesondere der Wind- und Sonnenenergie, eine wichtige Rolle. Durch den starken Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf Basis fluktuierender Energiequellen wird die Zusammensetzung des deutschen Erzeugungsparks mitbestimmt. Um die Schwankungen der Wind- und Sonnenenergieeinspeisung im Elektrizitätsversorgungssystem auszugleichen, müssen flexibel einsetzbare Kraftwerke (insbesondere Gaskraftwerke, aber auch Pumpspeicherkraftwerke) zur Verfügung stehen, wodurch sich das Investitionsverhalten der Unternehmen verändert.

Bezüglich des marktmachtinduzierten Einflusses auf die Elektrizitätsgroßhandelspreise kann festgehalten werden, dass eine eindeutige Quantifizierung mit erheblichen empirischen und methodischen Problemen verbunden ist. Grundsätzlich können auf Grund der gegebenen erzeugerseitigen Marktkonzentration potenzielle Wettbewerbsprobleme nicht ausgeschlossen werden, wobei allerdings insbesondere die Möglichkeiten zum interregionalen Elektrizitätshandel sowie die Handelsmöglichkeiten am Terminmarkt eine Ausübung von Marktmacht erheblich einschränken. Darüber hinaus wirkt der mögliche Eintritt neuer Marktteilnehmer durch Investitionen in zusätzliche Kraftwerkskapazität und nicht zuletzt die Androhung einer Unternehmenszerschlagung durch die Wettbewerbspolitik disziplinierend auf die Unternehmen. Der Nachweis marktmachtbedingter Preissteigerungen am deutschen Großhandelsmarkt für Elektrizität konnte bis jetzt noch nicht eindeutig geführt werden.

Unabhängig von den Determinanten möglicher Preissteigerungen spielt das Niveau der Elektrizitätspreise für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung eine wichtige Rolle. Für die mit den Elektrizitätspreisen verbundenen gesamtwirtschaftlichen Implikationen ist dabei nicht nur die Preisentwicklung am deutschen Großhandelsmarkt, sondern auch die Preisentwicklung an den Endkundenmärkten (vgl. Abbildung 2-16) relevant. Hierbei ist die Frage zu beantworten, wie sich Preissteigerungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und speziell der stromintensiven Unternehmen auswirken. Hierzu werden im Folgenden die wesentlichen gesamtwirtschaftlichen Wirkungszusammenhänge erhöhter Strompreise beschrieben.

Ein im internationalen Vergleich erhöhtes Strompreinsniveau (vgl. Abbildung 2-17) kann Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit und die nationale Binnen- nachfrage haben. Aus theoretischer Sicht löst die Verteuerung eines Produktionsfaktors Substitutionseffekte aus. Der relativ teurere Produktionsfaktor wird durch billigere Faktorinputs

ersetzt. Dabei sind in der Realität diesen Substitutionseffekten Grenzen gesetzt. Einerseits ist eine Substitution von Produktionsfaktoren bei vielen Prozessen aus technischen Gründen nur sehr begrenzt möglich. Andererseits sind andere Produktionsfaktoren, insbesondere in Deutschland, ebenfalls durch hohe Abgaben belastet und Substitutionsmöglichkeiten damit eingeschränkt. Dies gilt insbesondere für den Faktor Arbeit. Das HWWI arbeitet in einem Gutachten von 2006 drei wesentliche Auswirkungen hoher Strompreise auf die Volkswirtschaft heraus. Als erstes ist hier die Nachfrage der privaten Haushalte nach Elektrizität zu nennen. Die kurzfristige Nachfrageelastizität der privaten Haushalte nach dem Gut Strom ist jedoch sehr gering. D. h., hohe Strompreise bedeuten vermehrte Ausgaben für die privaten Haushalte und führen somit zu einem Kaufkraftentzug. In Folge eines geringeren zur Verfügung stehenden Einkommens wird sich die Binnennachfrage abschwächen. Die sinkende Nachfrage nach Konsumgütern wirkt sich negativ auf die Beschäftigung aus, was eine weitere Abschwächung der Konsumgüternachfrage zur Folge hat.

Neben Änderungen der Binnennachfrage ändert sich durch höhere Strompreise die internationale Wettbewerbsfähigkeit der in Deutschland ansässigen Unternehmen. Wie der Vergleich der europäischen Strompreise gezeigt hat, ist der Strompreis in Deutschland als überdurchschnittlich hoch einzustufen. Grundsätzlich bedeuten höhere Kosten für einen Produktionsfaktor einen Wettbewerbsnachteil. Von erhöhten Strompreisen sind insbesondere die stromintensiven Branchen des Verarbeitenden Gewerbes, wie die Chemische Industrie und die Metallerzeugung, betroffen.

Schließlich verliert der Standort Deutschland vor allem für energie- und stromintensive Unternehmen an Attraktivität. Wenn in Deutschland ansässige Unternehmen die Wettbewerbsnachteile nicht ausgleichen können, werden sie längerfristig an ausländische Standorte abwandern. Die Verlagerung der Produktion ins Ausland wirkt negativ auf die Beschäftigung, was zu einer weiter sinkenden Binnennachfrage führt. Durch die Abwanderung von Unternehmen bestimmter Branchen können weitere Unternehmensverlagerungen induziert werden, da in vielen Branchen räumliche Nähe innerhalb der Wertschöpfungskette gewährleistet sein muss.

Analysen mit dem am IER Stuttgart entwickelten und verwendeten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell NEWAGE-W /Zürn u. a. 2006/ (siehe auch Abschnitt 3.5) für das Jahr 2005 zeigen, dass um 30 % bis 40 % erhöhte Strompreise zu einem um 0,32 % bis 0,51 % geringeren Bruttoinlandsprodukt in Deutschland führen. Andere Analysen kommen für entsprechende Strompreisdifferenzen zu ähnlichen Ergebnissen. Höhere Preise für Elektrizität bewirken eine Änderung der Produktionsstruktur. Im Vergleich zur Situation ohne erhöhte Strompreise ist die Produktion in strom- und energieintensiven Branchen geringer. Bei um 30 % erhöhten Strompreisen sinkt der Produktionswert des Chemiesektors um 3,1 %, die Herstellung von Papierprodukten verringert sich um 2,7 % und die Produktion von Eisen- und Stahlerzeugnissen nimmt um 6,8 % ab. Insgesamt sinkt der Produktionswert in Deutschland um 0,4 %, verglichen mit der Situation ohne erhöhte Strompreise. Diese Ausführungen zeigen,

dass im Vergleich zu anderen europäischen Konkurrenten erhöhte Strompreise in Deutschland zu negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten führen können.

Vor diesem Hintergrund lassen sich als Zwischenfazit energiewirtschaftliche Handlungsempfehlungen zur Gewährleistung wettbewerblicher Elektrizitätspreise und Strukturen am deutschen Elektrizitätsmarkt ableiten. Hierbei ist insbesondere aus Sicht der Energiepolitik die Definition langfristig stabiler Rahmenbedingungen für die Planungssicherheit der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Entwicklung liquider und transparenter Elektrizitätsmärkte und die Stärkung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes von großer Bedeutung.

2.7 Stromversorgungszuverlässigkeit

Die Zuverlässigkeit der zukünftigen Stromversorgung in Bayern wird stark vom Ersatz der bis zum Jahr 2030 außer Betrieb gehenden Kraftwerkskapazitäten abhängen. Verstärkt werden diese Aspekte durch die zu erwartende ansteigende Stromnachfrage. Bayern wird durch seinen starken Industriesektor und auch zukünftig ca. 12 bis 13 Mio. Einwohnern weiterhin einen Verbrauchsschwerpunkt innerhalb Deutschlands verkörpern.

Der Aufbau des Übertragungsnetzes diente in der Vergangenheit in erster Linie der Erhöhung der Versorgungssicherheit (kurzfristige Unterstützung im Störfall im Sinne des Solidaritätsprinzips) sowie auch der Einbindung standortgebundener Energieträger (Braunkohle, Wasserkraft). Die verfügbaren Transportquerschnitte konnten auch für kurzfristige wirtschaftliche Optimierungen genutzt werden. Dauerhafte grenz- oder regionenüberschreitende Energielieferungen, die sich aufgrund unterschiedlicher politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen für die Erzeugung ergaben, bildeten die Ausnahme.

Das von der Europäischen Kommission forcierte Unbundling von Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie in Kombination mit dem Briefmarkentarif im Stromtransport führt heute dazu, dass bei der Standortwahl neuer Erzeugungseinheiten weder netztechnische Aspekte noch die regionale Bedarfsstruktur berücksichtigt werden. Maßgebend für die Standortwahl sind vielmehr die Infrastruktur (v. a. Verkehrswege) für eine preiswerte Beschaffung der Primärenergieträger. Dies zeigt auch die in Abbildung 2-18 dargestellte regionale Verteilung der bisher bekannten geplanten fossilen Kraftwerksneubauten in Deutschland. Es wird hieraus deutlich, dass der Bau von Braunkohlekraftwerken, wie in der Vergangenheit auch, nur in der unmittelbaren Nähe der Vorkommen geplant ist und dass neue Steinkohlekraftwerke vor allem an den Küsten sowie an gut erreichbaren Wasserstrassen in Nordrhein-Westfalen, Hessen, Rheinland-Pfalz, dem Saarland und Baden-Württemberg errichtet werden sollen. Die Verteilung der geplanten Erdgaskraftwerke ist hingegen über Gesamtdeutschland relativ gleichmäßig und die regionale Komponente scheint keine bedeutendere Rolle zu spielen, wenn auch die Gasinfrastruktur im Süden Deutschlands weitaus besser ausgebaut ist. Es wird zudem deutlich, dass derzeit in Bayern lediglich die Erdgaskraftwerke in Irsching geplant sind.

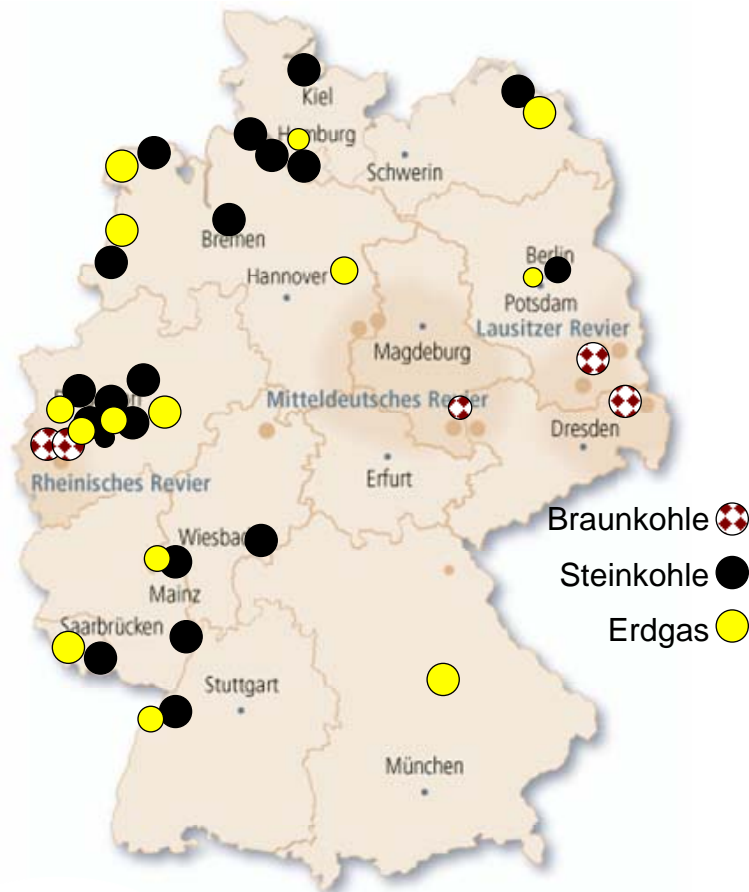


Abbildung 2-18: Regionale Verteilung geplanter fossiler Kraftwerke in Deutschland

Quelle: VDEW (2007), BMWi und BMU (2006)

Weiter sind in Deutschland Windenergieanlagen mit einer Leistung von heute ca. 25 % der Netzhöchstlast Deutschlands vorrangig in Regionen installiert, in denen nur vergleichsweise geringer Leistungsbedarf besteht (vgl. Abschnitt 2.4). Als Konsequenz werden zunehmende weiträumige Energietransporte im Übertragungsnetz notwendig, das, wie oben ausgeführt, für diese Aufgabenstellung nicht konzipiert wurde. Bereits 2003 und 2004 war die Situation nach /DENA 2005/ so, dass es insbesondere an windstarken Wochenenden zu hohen Transiten in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung kam, wodurch das Übertragungsnetz regional im Grenzbereich seiner (n-1)-sicheren Übertragungsfähigkeit betrieben werden musste. Laut der DENA-Studie sind mit Bezug auf Bayern die in Tabelle 2-6 aufgeführten Netzneubauten bzw. -verstärkungen erforderlich.

Die für die Zeit bis 2015 in der DENA-Studie vorgeschlagenen Vorhaben wurden auch im Beschluss der 33. Ministerkonferenz für Raumordnung am 30. Juni 2006 noch einmal bestätigt. Diese raumordnerischen Maßnahmen genießen demnach Priorität, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien politisch gewollt ist und daher die zukünftig verstärkte Einspeisung von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands eine Netzverstärkung erfordert. Allerdings werden für die Realisierung der Ausbaumaßnahmen aufgrund der geographischen Gegebenheiten sowie der naturschutzrechtlichen Bestimmungen Umweltverträglichkeitsprüfun-

gen und somit auch Planfeststellungsverfahren erforderlich sein. Für die rechtzeitige Umsetzung der bisherigen Bauvorhaben sieht die DENA-Studie eine Beschleunigung der Verfahren durch die zuständigen Behörden als dringend erforderlich an.

Tabelle 2-6: Übersicht über geplante Netzausbaumaßnahmen mit Bezug auf Bayern

Zeitraum	Maßnahme	Detailbeschreibung	Investitionskosten
Bis 2007	Netzverstärkung Franken I	Stromkreisumstellung von 220 kV auf 380 kV auf 82 km zwischen Redwitz und Kriegenbrunn	10 Mio. €
Bis 2010	Neubauleitung zwischen: Lauchstädt – Vieselbach Vieselbach – Altenfeld Altenfeld – Redwitz (Bayern)	Neubau einer insgesamt 220 km langen 380-kV-Leitung (80 km) (80 km) (60 km)	235 Mio. € davon (78 Mio. €) (87 Mio. €) (70 Mio. €)
	Netzverstärkung Franken II	Stromkreisumstellung von 220 kV auf 380 kV auf 97 km zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld	16 Mio. €
Bis 2020	Neubauleitung zwischen: Brunsbüttel - Grafenrheinfeld	Neubau einer 600 km langen Vierfachleitung mit Serienkompensation	1020 Mio. €
	Zubeseilung zwischen Gra- fenrheinfeld und dem Südwesten	Auflegen eines zweiten 380 kV Stromkreises zwischen Grafenrheinfeld – Hüffenhardt (190 km) Grafenrheinfeld – Goldshöfe (175 km)	53 Mio. €
Insgesamt:			1334 Mio. €

Der erforderliche Netzausbau, der unter anderem bereits durch die steigende Windeinspeisung in Norddeutschland zwingend notwendig sein wird, ist bereits derzeit nach Einschätzungen des Präsidenten der Bundesnetzagentur Kurth stark gefährdet /FTD 2007/. So bestünde Anlass zur Besorgnis bezüglich der Verzögerungen beim Bau neuer Stromleitungen, da einige Leitungen, die von der EU als besonders dringlich angesehen würden, von Verzögerungen betroffen seien und die vorgesehenen Termine für die Inbetriebnahme nicht eingehalten werden könnten. Daher seien auch die Aussagen von Versorgungsunternehmen plausibel, dass somit in einigen Regionen Deutschlands Engpässe im Stromnetz nicht auszuschließen seien. So wurde betont, dass zum Beispiel bereits 2012 eine kritische Situation auf der Strecke Rhein-Ruhr/Rhein-Main entstehen könne. Da diese von zentraler Bedeutung für

die Versorgung Süddeutschlands ist, kann dies auch direkten Einfluss auf die bayerische Stromversorgung haben.

Die Kettenreaktionen der Ereignisse des Stromausfalls in Italien am 28. September 2003 haben bereits gezeigt, zu welchen Auswirkungen es kommen kann, wenn für eine Region bzw. ein Land eine signifikante Stromimportabhängigkeit besteht. Bei dem Ausfall haben sich aus italienischer Sicht folgende Zusammenhänge ergeben /UCTE 2004/:

- Das System erfüllte bis zum Ausfall der Schweizer Lukmanier Trasse alle Sicherheitskriterien: das Gesamtniveau der Importe überstieg nicht das vereinbarte Limit.
- Der Stromausfall wurde nicht durch eine Besonderheit ausgelöst, wie z. B. durch eine Naturkatastrophe.
- Der Stromausfall wurde durch die Probleme in der Schweiz ausgelöst, wobei es aufgrund der bestimmenden Ursachen außerhalb des italienischen Verantwortlichkeitsbereichs war, Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

Diese Umstände verdeutlichen, dass eine hohe Importabhängigkeit Risiken mit sich bringt, welche nicht vor Ort behoben werden können und häufig im Einflussbereich anderer Länder oder Regionen liegen. Auch wenn sich Bayern im Südteil und die potenziellen Kraftwerks-Küstenstandorte an der Küste im Nordteil der E.ON-Regelzone befinden, erscheint eine überproportional hohe Stromimportabhängigkeit für Bayern mit einem nicht zu vernachlässigbaren Risiko behaftet.

Im Folgenden wird nun vor diesem Hintergrund ein volkswirtschaftlicher Vergleich zwischen einem Kraftwerksneubau an der Nordseeküste (Wilhelmshaven) mit dem erforderlichen Netzausbau und einem Kraftwerksneubau innerhalb Bayerns mit dem entsprechenden Brennstofftransport vorgenommen. Dabei wird eine aktuelle Studie der PROGNOSE AG kritisch betrachtet und anschließend durch eigene Berechnungen in Relation gesetzt.

Die PROGNOSE AG hat im Auftrag der Electrabel Deutschland GmbH im November 2006 eine Untersuchung veröffentlicht, in der der Transport von Importsteinkohle ins Binnenland im Vergleich zum Netzausbau und dem Stromtransport aus Kraftwerken an der Küste bewertet wurde. Dabei sind die einzelnen Varianten nicht standortscharf betrachtet worden. Für Bayern wurde ein fiktiver Standort in der Region Nürnberg untersucht, der sowohl einen Binnenhafen- als auch einen Gleisanschluss besitzt. Der Vergleich erfolgte über die Bestimmung der volkswirtschaftlichen Kosten. Dabei ergab sich nach Aussage der PROGNOSE AG ein deutlicher betriebs- und volkswirtschaftlicher Kostenvorteil für den Kraftwerksstandort an der Küste mit einhergehendem Stromtransport ins Binnenland.

Grundsätzlich erscheint es realistisch, dass der Stromtransport bei bestehenden und genügend dimensionierten Netzen wirtschaftliche Vorteile gegenüber dem Brennstofftransport aufweist, solange ausreichend dimensionierte Netze bereits vorhanden sind. Diesen Umstand spiegelt auch die derzeitige Struktur der Netzentgelte wider. Da der derzeitige Zustand der Übertragungsnetze jedoch, wie zuvor aufgezeigt wurde, nicht für den Ausbau der Windenergie in den nördlichen Bundesländern und den Ersatz von fossilen oder nuklearen

Kraftwerkskapazitäten im Süden durch solche im Norden geeignet ist, muss die Option eines Kraftwerksneubaus im Norden mit entsprechendem Netzausbau mit der Alternative eines Kraftwerksneubaus im Süden mit dem erforderlichen Brennstofftransport verglichen und bewertet werden. Die Kosten des Netzausbaus müssen dann (vergleichbar wie z. B. in Schweden) auf die Stromtransportkosten umgelegt werden, sonst kommt es zu suboptimalen Lösungen.

Folgende Parameter sind von entscheidender Bedeutung für den Vergleich der beiden Versorgungsoptionen:

1. Auswahl des Standortes (z. B. Zugang über den Rhein, Main in die Region Aschaffenburg oder in die Region Nürnberg)
2. Anteil des gleich gerichteten Stromtransportes
3. Nutzungsgrad- bzw. Wirkungsgradunterschiede zwischen den Standorten durch unterschiedliche Kühlwassertemperaturen
4. Importpreis für die Steinkohle

Im Folgenden sollen die Annahmen aus /PROGNOS 2006a/ bezüglich dieser Schlüsselparameter erläutert werden und alternativen Werten gegenübergestellt werden.

Zu 1.: Auswahl des Standortes inklusive der Transport- und Umschlagskosten

Bei der Untersuchung der Wirtschaftlichkeit eines Steinkohlekraftwerkes in Bayern ist die Standortwahl von großer Bedeutung. Während die PROGNOS-Studie einen potenziellen Standort im Raum Nürnberg untersucht hat, erscheinen nach näherer Betrachtung andere bayerische Standorte, wie z. B. Aschaffenburg, Dettingen, Essenbach, Ismaning, Pleinting oder Grafenrheinfeld, bedeutend günstiger für den Neubau eines Kohleblocks in Bayern.

So wurde für den Transport der Steinkohle per Schiff über den Rhein, den Main sowie den Main-Donau Kanal von PROGNOS eine Entfernung von 985 km nach Nürnberg errechnet. Für den alternativen Bahntransport, der für maximal 5 % der eingesetzten Kohle verwendet wird, wurde eine Entfernung von 730 km bestimmt. Dadurch kam PROGNOS auf zusätzliche Transportkosten für den Steinkohletransport per Schiff (95 %) und Bahn (5 %) frei Küste nach Nürnberg von **13,7 €t**.

Die Region Aschaffenburg ist durch den direkten Main-Anschluss nur 626 km von Rotterdam entfernt anstatt der 985 km in den Raum Nürnberg. Hier fallen, basierend auf /Konstantin 2007/, für den Transport der Steinkohle Kosten in Höhe von 4,5 €t an.

Der von PROGNOS angenommene Anteil von 5 % für die jährliche Verlagerung des Steinkohletransports auf die Bahn erscheinen für die Region um Aschaffenburg zu hoch, da der Main von der Mündung bis zur Schleuse in Lengfurt bei Würzburg in die europäische Wasserstraßenklasse Vb eingeordnet wird. Die Ausfallrate von 5 % wird aber trotzdem in die Berechnungen übernommen, eine Verringerung dieser Quote würde das Ergebnis zu Gunsten des Kraftwerksstandortes in Bayern verschieben. Die Kosten für den Bahntransport von der deutsch-niederländischen Grenze in Emmerich in den Raum Aschaffenburg (344 km) bewegen sich jedoch bei lediglich 18,66 €t. Für diese Ausfallzeiten wurden zusätzlich noch Mehr-

kosten für den Schiffstransport bis zur deutsch-niederländischen Grenze von 0,3 €/t angenommen. Mit den zuvor genannten Schiffstransportkosten nach /Konstantin 2007/ von 4,5 €/t und dem Bahnanteil von 5 % entstehen somit Gesamtkosten von **5,2 €/t**. Dies entspricht also einer deutlichen Kostenreduktion von **8,5 €/t** für den Brennstofftransport zum bayerischen Kraftwerk gegenüber den Annahmen von PROGNOSE, was einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hat.

Des Weiteren liegen die von /Konstantin 2007/ angegebenen Kosten für den Binnentransport sowie den Umschlag bei jeweils **1,5 €/t** und damit um 25 % unter den von PROGNOSE angenommenen **2 €/t**.

Zu 2.: Anteil des gleich gerichteten Stromtransportes

Durch den gerichteten Stromtransport entstehen zusätzliche Leitungsverluste. Die direkte Strecke zum alternativen bayerischen Kraftwerksstandort in den Raum Aschaffenburg ist bedeutend kürzer (ca. 530 km) als in den Raum Nürnberg. Die ursprünglich von PROGNOSE getroffene Annahme einer Gleichrichtung von **50 %** stellt zudem keine konsistente Vorgehensweise dar, wenn man von einem massiven Windausbau im Norden und einer massiven Verlagerung von Kraftwerkskapazitäten vom Süden in den Norden ausgeht. In Bayern würden unter den Rahmenbedingungen Kernenergieausstieg und Steinkohlekraftwerke in Norddeutschland keine Grundlastkraftwerke zur Stromversorgung beitragen. Deshalb müsste ein gleichgerichteter Stromtransport von zumindest **80 %** angesetzt werden.

Die Verluste des Stromtransportes in den Raum Aschaffenburg betragen somit gegenüber den von PROGNOSE verwendeten 3,4 % bei 50 % Gleichrichtung nun 5,5 % bei 80 % Gleichrichtung. Nach Angaben der PROGNOSE AG betragen diese für die Entfernung von 650 km von Wilhelmshaven nach Nürnberg 4,23 % bei 50 % Gleichrichtung und 6,76 % bei 80 %.

Zu 3.: Nutzungsgrad- bzw. Wirkungsgradunterschiede durch unterschiedliche Kühlwassertemperaturen

Der von PROGNOSE angesetzte Nutzungsgradunterschied von einem Prozentpunkt zwischen dem Küsten- und dem Binnenkraftwerk wird vor allem mit der Annahme begründet, dass beim Binnenstandort keine ausschließliche Durchlaufkühlung realisiert werden kann.

Der angenommene jährliche Nutzungsgrad von 45 % für das Kraftwerk an der Küste erscheint für eine Inbetriebnahme im Jahr 2015 zu hoch und entspricht der Größenordnung nach eher dem Wirkungsgrades (vgl. auch Abschnitt 3.6.1). Daher wird zunächst für das Küstenkraftwerk ein etwas geringerer jährlicher Nutzungsgrad angesetzt, wobei damit einhergehend auch der Nutzungsgrad des Kraftwerks im Binnenland nach unten revidiert werden muss. Diese Reduktion um jeweils einen Prozentpunkt verändert die Kostendifferenz zu Gunsten des Küstenstandortes, da die Differenz von einem Prozentpunkt zwischen Küste und Binnenland bei geringerem Nutzungsgrad schwerer ins Gewicht fällt.

Jedoch erscheint die angenommene Differenz der Nutzungsgrade von einem Prozentpunkt zwischen der Küste und dem Main zu hoch. Nach Angaben der Siemens Power Generation /Siemens 2007/ beträgt der Wirkungsgradunterschied durch unterschiedliche Kühlwassertemperaturen, z. B. die Nordsee nördlich von Stavanger gegenüber einem Standort an der Donau, für ein GuD-Kraftwerk bis zu einem Prozentpunkt. Nach einem Vergleich der Wassertemperaturen von Nordsee und Main für das Jahr 2006 /Bayerisches Landesamt für Umwelt 2007, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/ bestehen zwar Differenzen bei der Wassertemperatur zwischen Main und Nordsee, jedoch sind diese über das Jahr verteilt relativ gering und betragen auch im Hochsommer (Juli) nur maximal 8 °C. Dafür sind die Temperaturen des Mains in den Wintermonaten geringer. Der jährliche Mittelwert der Differenz sollte daher nicht über 5 K angesetzt werden. Die Bestimmung des Carnot-Wirkungsgrades bei einer Dampfeintrittstemperatur von 600 °C – es ist zu erwarten, dass diese im Jahr 2015 noch deutlich höher liegen wird – und 32 °C bzw. 27 °C am Ende der Kondensation und somit einer Temperaturdifferenz am Austritt von 5 °C zwischen Küsten- und Binnenkraftwerk soll verdeutlichen, in welcher Dimension Wirkungsgradunterschiede zu erwarten sind.

$$\text{Binnenland} = (873 \text{ K} - 305 \text{ K}) / 873 = 65,06 \%$$

$$\text{Küste} = (873 \text{ K} - 300 \text{ K}) / 873 = 65,63 \%$$

Der Unterschied der Carnot-Wirkungsgrade von 0,57 % zeigt, dass der tatsächliche Wirkungsgradunterschied sowie der Unterschied der Nutzungsgrade deutlich unter einem Prozent liegen sollte. Daher wird für die folgenden Abschätzungen bei dem untersuchten Steinkohlekraftwerk ein um durchschnittlich 0,5 %-Punkte erhöhter Nutzungsgrad an der Küste gegenüber dem Binnenland als realistisch eingeschätzt.

Zu 4.: Importpreis für die Steinkohle

Der Weltmarktpreis für Steinkohle ist mit 49,2 €₂₀₀₀/t (2,00 €₂₀₀₅/GJ) in /PROGNOS 2006a/ hoch angesetzt und bewirkt durch die Nutzungsgradunterschiede zwischen Küsten- und Binnenkraftwerk eine deutliche Differenz zwischen den Brennstoffkosten. Diese werden mit dem hohen Kohleimportpreis überbewertet. Für die Energieprognose Bayern 2030 wird in der mittleren Energiepreisvariante nach /WEO 2006/ von einem niedrigeren Weltmarktpreis für die Steinkohle von 41,4 €/t (1,68 €₂₀₀₅/GJ) ausgegangen (vgl. Abschnitt 3.4).

In Tabelle 2-7 sind die aufgeführten Annahmen und Berechnungen zusammengefasst. Es zeigt sich, dass unter den veränderten Randbedingungen ein Kraftwerksneubau in Bayern in der Region Aschaffenburg mit entsprechendem Steinkohletransport gegenüber einem Standort an der Küste mit entsprechendem Ausbau des Stromtransportnetzes wirtschaftlich sein und zur thematisierten Versorgungszuverlässigkeit beitragen kann. Die Standortwahl mit den kürzeren Transportentfernungen und die modifizierten Transportkosten sorgen in erster Linie dafür, dass das Kraftwerk in der Region Aschaffenburg gegenüber dem Küstenstandort und dem entsprechenden Netzausbau wirtschaftliche Vorteile erreicht.

Tabelle 2-7: Wirtschaftlichkeitsvergleich eines Steinkohlekraftwerkes an der Küste mit einem potenziellen bayerischen Kraftwerksneubau

Kosten für die Brennstoffversorgung		nach PROGNOS Küste gg. Aschaffenburg	nach IER Küste gg. Aschaffenburg	nach IER Aschaffenburg	nach PROGNOS Küste gg. Nürnberg	nach PROGNOS Nürnberg
Weltmarktpreis	€/t	49.2	41.4	41.4	49.2	49.2
zusätzlicher Seetransport	€/t	0.3	0.3	0.0	0.3	0.0
Entladung Seeschiff	€/t	2.0	1.5	0.0	2.0	0.0
Umschlag Seeschiff	€/t	0.0	0.0	1.5	0.0	2.0
Transportkosten	€/t	0.0	0.0	5.2	0.0	13.7
Anteil Bahn				5.0%		
Entladung Binnenschiff	€/t	0.0	0.0	1.5	0.0	2.0
Gesamtkosten	€/t	51.5	43.1	49.5	51.5	66.9
Nutzungsgrad	%	45.0	44.0	43.5	45.0	44.0
Brennstoffeinsatz	Mio. t/a	1.57	1.61	1.63	1.57	1.6
Brennstoffkosten	Mio. €/a	81.0	69.4	80.6	81.0	107.6
Wirkungsgradverluste	%			0.50		
Kosten für den Stromtransport						
Netzausbau	Mio. €/a	2.6	2.6	0.0	2.6	0.0
Verluste Transport		9.0	14.5	0.0	17.7	0.0
Km Leitung		530.0	530.0		650.0	
Gleichrichtung		50%	80%		80%	
Differenzkosten						
Kapital	Mio. €/a	73.2	73.2	76.7	73.2	76.7
Betrieb	Mio. €/a	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6
CO2	Mio. €/a	39.3	40.2	40.7	39.3	40.2
Gesamt		238.7	233.4	231.6	247.4	258.1
Differenz				-1.87		10.7

Schlussfolgerung

Aufgrund der zuvor ausgeführten Berechnungen stellen sich mit den getroffenen Annahmen volkswirtschaftliche Vorteile für den Bau eines Kraftwerkes einschließlich des erforderlichen Steinkohletransportes in Bayern gegenüber den Kosten für den Netzausbau und den Neubau eines Kraftwerkes in der norddeutschen Küstenregion ein.

Für die ausgeführten Berechnungen beträgt die Differenz 1,87 Mio. €/pro Jahr zu Gunsten des Steinkohletransportes und des Kraftwerksstandortes in Bayern. Auch mit der Erhöhung der Nutzungsgraddifferenz von 0,5 %- auf 1 %-Punkte (wie von /PROGNOS 2006a/ angenommen) bleibt der Wirtschaftlichkeitsvorteil des bayerischen Standortes mit einer Differenz von 0,5 Mill. €/pro Jahr erhalten.

Es lässt sich schlussfolgern, dass die Option eines fossilen Kraftwerksneubaus auf Basis Steinkohle (oder Erdgas) innerhalb Bayerns im Hinblick auf eine zuverlässige Stromversorgung eine wichtige Maßnahmen darstellt, falls an dem Beschluss zum Kernenergieausstieg in Deutschland festgehalten werden sollte. Bereits der erforderliche Netzausbau für die Einspeisung der Windenergie im Norden Deutschlands wird die Netzbetreiber vor große Herausforderungen stellen, welche durch den verstärkten Zubau weiterer Trassen für konventionelle Kraftwerke noch verstärkt würde. Es ist daher notwendig, geeignete Anreize für eine verbrauchsnahe Allokation neuer Kraftwerke zu schaffen.

2.8 Herausforderungen für die Energiepolitik

Die in Abschnitt 1 skizzierte aktuelle Situation der Energieversorgung in Bayern und in Deutschland ist Ergebnis von diversen Einflussfaktoren. Dazu gehören neben den Entwicklungen auf den internationalen Energiemärkten, dem technologischen Fortschritt (sowohl bezüglich der Verfügbarmachung von Energierohstoffen als auch bei den Energiewandlungs- und –nutzungstechniken), der wirtschaftlichen Entwicklung auch die zuvor thematisierten energiepolitischen Aspekte, wie der energiewirtschaftliche Ordnungsrahmen und insbesondere auch Maßnahmen, Eingriffe und Entscheidungen der Politik, etwa hinsichtlich der Förderung von Energieträgern und Energietechniken, ihrer Belastung mit Steuern und Abgaben sowie der Umsetzung von umwelt- und klimapolitischen Zielvorstellungen. Diese Konstellation sollte auch in Zukunft Bestand haben.

Generell gilt, dass die zentralen Herausforderungen, denen wir uns am Beginn des 3. Jahrtausends gegenüber stehen, wie die Schaffung humaner Lebensbedingungen für eine weiter wachsende Weltbevölkerung, die Vermeidung nicht tolerierbarer Umwelt- und Klimaänderungen sowie die Sicherung der Zukunftsfähigkeit des Wirtschafts- und Lebensraumes Deutschland eng mit der Energiefrage verknüpft sind. All diese Herausforderungen haben einen direkten und unmittelbaren Bezug zur Energieversorgung, da die Bereitstellung von mehr Energie, präziser gesagt, von mehr arbeitsfähiger Energie, eine notwendige Voraussetzung zur Überwindung von Hunger und Armut und für eine weitere wirtschaftliche Entwicklung ist, da der überwiegende Teil der anthropogenen Treibhausgasemissionen aus der Energieversorgung stammt, und da die Sicherung des Wirtschaftsstandortes Deutschland sowie von ausreichender Beschäftigung ohne eine leistungsfähige Energieinfrastruktur und wettbewerbsfähige Energiepreise wohl nicht gelingen kann. Unter den momentanen Bedingungen ist es schwierig, diese Aspekte gleichzeitig adäquat zu berücksichtigen, da sehr viele Kräfte in unterschiedliche Richtungen weisen. So ist die langfristige Versorgungssicherheit mit höheren Investitionen verbunden, die dem Postulat einer möglichst hohen kurzfristigen Rendite widersprechen. Der massive ökonomische Aufholprozess in Ländern wie China und Indien induziert einen zusätzlichen Verbrauch an fossilen Energieträgern, begleitet durch die weitere Zunahme der CO₂-Emissionen in den USA, dem Land mit ohnehin schon extrem hohen Pro-Kopf-Emissionen. Eine weltweit anerkannte Zielsetzung für die Drosselung der CO₂-Emissionen ist ebenfalls nicht in Sicht. Durch den Einsatz der Kernenergie ließe sich die Klimaproblematik entschärfen, diese stößt aber in Deutschland und wenigen anderen Ländern auf Akzeptanzprobleme.

Eine tragfähige bayerische Energiepolitik, die zur Bewältigung dieser Herausforderungen beitragen will, muss dabei auch der Einbettung und Bezüge nationaler Entwicklungen und Handlungsmöglichkeiten zu den globalen Herausforderungen Rechnung tragen. Vor diesem Hintergrund ist es vorrangige Aufgabe der Energiepolitik, ein Gesamtkonzept und einen Ordnungsrahmen für den Energiebereich zu erarbeiten, welche sich an den Zielen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit orientieren und den

Belangen der kommenden Generationen Rechnung tragen. Diese Ziele und Anforderungen an die Energieversorgung lassen sich auch aus dem Leitbild der „Nachhaltigen Entwicklung“ ableiten.

Die Weltkommission für Umwelt und Entwicklung definierte „Nachhaltige Entwicklung“ als eine „Entwicklung, die die Bedürfnisse der Gegenwart befriedigt, ohne zu riskieren, dass künftige Generationen ihre eigenen Bedürfnisse nicht befriedigen können. ... Im Wesentlichen ist Nachhaltige Entwicklung ein Wandlungsprozess, in dem die Nutzung von Ressourcen, das Ziel von Investitionen, die Richtung technologischer Entwicklung und institutionellen Wandels miteinander harmonisieren und das derzeitige und künftige Potenzial vergrößern, menschliche Bedürfnisse und Wünsche zu erfüllen.“

Konkretisiert man das Leitbild der „Nachhaltigen Entwicklung“ mit seinem Kernanliegen, die Bedürfnisbefriedigung mit der langfristigen Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen in Einklang zu bringen, für den Energiebereich, so lässt sich eine Energieversorgung dann als nachhaltig bezeichnen, wenn

- das Potenzial für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen für die nächste Generation größer wird. Dies erfordert eine Ausweitung der technisch-wirtschaftlich nutzbaren Energie- und Rohstoffbasis;
- die mit der Energienutzung verbundenen Stofffreisetzungen die Assimilationskapazität der Umwelt als Senke nicht überschreiten bzw. die Klimaänderungen auf ein tolerierbares Maß begrenzt bleiben,
- die nutzbare Energie bzw. die Energiedienstleistungen mit einem möglichst geringen Aufwand an Ressourcen - energetischen und nicht energetischen Rohstoffen sowie Umweltressourcen – bereitgestellt werden.

Die relative Nachhaltigkeit von verschiedenen Energietechniken bzw. –systemen lässt sich dabei mittels ihrer Ressourcennutzungseffizienz, d. h. ihrem Gesamtverbrauch an Ressourcen (einschließlich der Ressource Umwelt) je bereit gestellter Einheit nutzbarer Energie messen. Verwendet man Kosten als Maß für die Inanspruchnahme verschiedener Ressourcen, dann sind Vollkosten ein Maß für die relative Nachhaltigkeit von Energiesystemen.

In den kommenden Jahren steht der Freistaat Bayern vor entscheidenden Weichenstellungen, um die Energieversorgung den Erfordernissen einer nachhaltigen Entwicklung anzupassen. Konkret erfordert eine nachhaltige Energieversorgung und –nutzung für Bayern von der Energiepolitik, mit dazu beizutragen,

- dass die vom Menschen verursachte Temperaturerhöhung maximal 2 °C beträgt (dies ist die von der EU als maximal tolerierbar angesehene Erwärmung),
- dass die Abhängigkeit von den in geopolitisch instabilen Regionen gelagerten Erdöl- und Erdgasvorräten mittelfristig deutlich gemindert wird, um dauerhaft die Energieversorgung des Freistaates und der Welt sicherzustellen und
- dass eine Stärkung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten stattfindet, damit es zu einer dauerhaft preisgünstigen und wirtschaftlichen Energieversorgung kommen kann.

3 Prognoserelevante Annahmen

Im folgenden Kapitel wird zunächst die methodische Vorgehensweise zu Erstellung der Energieprognose Bayern 2030 erläutert und dabei das Energiesystemmodell TIMES-Bayern näher charakterisiert. Danach werden die der Energieprognose zu Grunde liegenden Annahmen hergeleitet und beschrieben.

3.1 Methodische Vorgehensweise

Im Hinblick auf die Bewältigung der Herausforderungen zur Schaffung einer sicheren, wirtschaftlichen, umwelt- und nachweltverträglichen Energieversorgung für den Freistaat Bayern stellt sich die Frage nach der Ausgestaltung einer zielführenden Energiepolitik. Hierzu bedarf es belastbarer Informationen über die im Zeitablauf möglichen Beiträge von Energieträgern, bekannten und neuen Energiewandlungs- und –nutzungstechniken für eine nachhaltige Energieversorgung. Szenariogestützte Analysen der Entwicklung der Energieversorgung können diesbezügliche Orientierungen zur Fundierung eines energiepolitischen Konzeptes bereitstellen.

Szenarien sind keine Prognosen, sondern fiktive Zukunftsentwürfe, die Entwicklungen beschreiben, die sich bei Ergreifen bestimmter Maßnahmen und der Vorgabe gewisser Rahmenannahmen als Folge dieser Maßnahmen einstellen. Dabei wird weder die Vergangenheit fort-, noch die Zukunft normativ festgeschrieben, sondern unter Berücksichtigung von Unsicherheiten werden mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems analysiert. Ziel ist es, Handlungsnotwendigkeiten abzuleiten, Gestaltungsspielräume aufzuzeigen und Handlungswirkungen möglichst umfassend im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele zu explizieren und gegebenenfalls auch auftretende Zielkonflikte aufzuzeigen.

Der Wert von Energieszenarien für die Ausgestaltung einer am Leitbild der Nachhaltigkeit ausgerichteten Energieversorgung ist dabei nicht nur davon abhängig, inwieweit die energietechnischen Aspekte der Energiewandlung und Energienutzung zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen konsistent beschrieben werden. Er hängt auch davon ab, inwieweit die ökonomischen Implikationen und die umwelt- und ressourcenseitigen Effekte mit erfasst werden.

Bei der Durchführung von Szenarioanalysen im Rahmen von systemanalytischen Untersuchungen des Energiesystems kommt der Anwendung von Energiemodellen eine besondere Bedeutung zu. Energiemodelle stellen die komplexe Struktur und das Verhalten des Energiesystems als vereinfachtes Abbild der Realität dar und sind besonders geeignet, Systemzusammenhänge aufzuzeigen. Dabei können Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodelle⁷ unterschieden werden. Energiesystemmodelle bilden die verschiedenen Stufen der

⁷ Energiesystemmodelle werden auch als partielle Gleichgewichtsmodelle oder Partialmodelle bezeichnet /Schaumann 1997/, weil sie ein partielles Gleichgewicht eines Sektors des Wirtschaftssystems (des Energiesektors) berechnen. Im Gegensatz dazu werden Energiewirtschaftsmodelle als allgemeine Gleichgewichts-

Energieumwandlung und die jeweiligen Güterströme in einem Modell ab. Sie erfassen jedoch z. B. nicht die Rückwirkung von (Energieträger-) Preisen auf die Entwicklung der Nachfrage. Um solche Beziehungen integriert in einem Modell zu betrachten, werden *Energiewirtschaftsmodelle* eingesetzt. Bedingt durch nichtlineare oder gemischt-ganzzahlige Funktionen zur Beschreibung dieser Rückwirkungen erlauben die momentan zur Verfügung stehenden Gleichgewichtsmodelle keinen oder lediglich einen eingeschränkten Detaillierungsgrad bei der Modellierung der Systemelemente und damit der technischen Fundierung durch konkrete Einzeltechniken. Zur Analyse der im Rahmen des Gutachtens zu untersuchenden Fragestellung wird daher ein Energiesystemmodell verwendet, dem der Ansatz der linearen Optimierungsrechnung zugrunde liegt.

Der Energiesystemmodellgenerator TIMES

Die Szenariorechnungen werden mit Hilfe des am IER Stuttgart entwickelten Energiesystemmodellgenerators TIMES (The Integrated MARKAL EFOM System) (vgl. Abbildung 3-1) durchgeführt, welcher sich wie folgt zusammenfassend charakterisieren lässt /Loulou u. a. 2002; Remme 2001/. Es ist ein prozessanalytisches, dynamisches Modellschemata, mit dem ein Energiesystem technologisch detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen, Verkehrstechnologien) und Gütern (Energieträgern, -formen, Material) abgebildet wird. Mit Hilfe eines solchen flexiblen Modellansatzes lassen sich gesamte Energiesysteme aber auch einzelne Sektoren technologisch detailliert abbilden. Das Energiesystem wird dabei durch Gleichungen mathematisch beschrieben und hinsichtlich einer Zielfunktion optimiert. In den Fällen, in denen eine kostenoptimale Lösung gesucht wird, beschreibt die Zielfunktion die gesamten Kosten des Energiesystems im betrachteten Zeitraum. Durch Angabe von Rahmenbedingungen lassen sich unterschiedliche Fragestellungen formulieren, beispielsweise die kostengünstigste Umsetzung von Treibhausgasminderungszielen.

In TIMES wird das untersuchte Energiesystem mit Hilfe eines orientierten Netzwerkes beschrieben. Diese flexible Darstellung erlaubt die Modellierung beliebiger nationaler, regionaler oder lokaler Energiesysteme. Beginnend bei der Primärenergie werden die Energieflüsse in Nutzenergie bzw. in Energiedienstleistungen zur Befriedigung einer exogen vorgegebenen Nachfrage umgewandelt. Auf sämtlichen Stufen der Energieumwandlung können Maßnahmen zur Minderung der Treibhausgasemissionen betrachtet werden. TIMES führt dabei eine zeitintegrale Minimierung der Systemgesamtkosten und somit eine Optimierung der Energieversorgungsstruktur unter Einhaltung der gegebenen Randbedingungen durch.

Die Variablen des Energiesystemmodells TIMES sind im Wesentlichen die Energieflussvariablen zur Modellierung der Energieflüsse durch die einzelnen Systemelemente, die Kapazitätsvariablen zur Modellierung der Zubauaktivitäten bestimmter Systemelemente so-

modelle bezeichnet, da diese ein allgemeines Gleichgewicht in *allen* Sektoren des Wirtschaftssystems berechnen.

wie die Zielfunktionsvariable zur Modellierung der Systemgesamtkosten. Durch den Vergleich der Systemgesamtkosten zweier verschiedener Szenarien können damit auch Aussagen über die Differenzkosten dieser Szenarien gemacht werden.

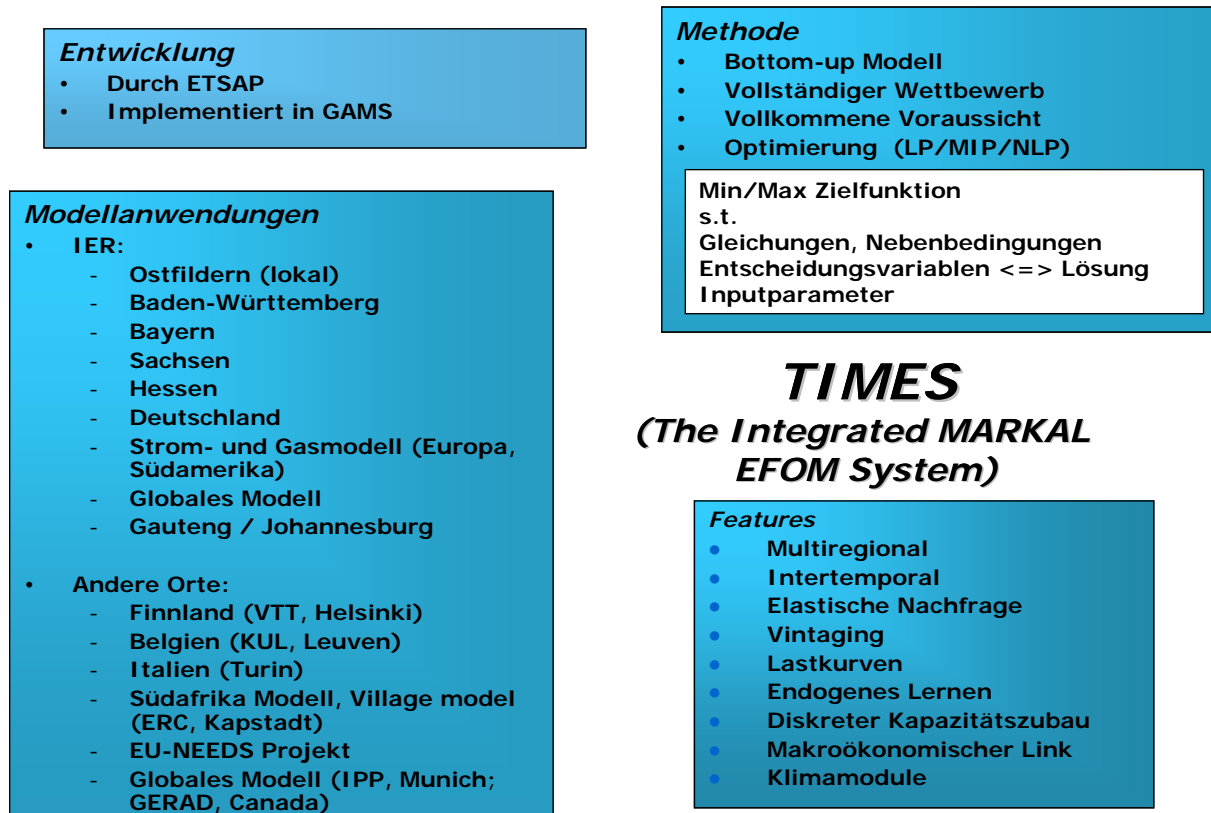


Abbildung 3-1: Der TIMES-Modellgenerator

Damit sind die Koeffizienten der Zielfunktion und die der Restriktionen in einem Optimierungsmodell bestimmt. Da die Koeffizienten der Zielfunktion aus den wirtschaftlichen Attributen der betrachteten Systemelemente gebildet werden, ist das Ziel des Optimierungsproblems die Ermittlung einer kostenoptimalen Technologiestruktur unter Berücksichtigung der gegebenen Restriktionen. Insofern können die Kosten als das zentrale Steuerungsprinzip der Simulationen aufgefasst werden. Dies muss nicht dem tatsächlichen Verhalten der Wirtschaftssubjekte entsprechen, sondern stellt nur das dem Modell zugrunde liegende Entscheidungskalkül dar. Es ist damit in erster Linie als konsistente Entscheidungsregel im Rahmen der Szenarioanalyse zu verstehen. Um dem realen Verhalten der Wirtschaftssubjekte möglichst nahe zu kommen, wird im Rahmen des Gutachtens eine einzelwirtschaftliche Betrachtungsweise gewählt. Damit kalkulieren die einzelnen Akteure im Energiesystem mit einer (unterschiedlichen) Abschreibungsdauer, die in der Regel kürzer gewählt ist wie die technische Nutzungsdauer einer energietechnischen Anlage. Des Weiteren gehen die steuerlichen Rahmenbedingungen bezüglich der Energiesteuern mit in die Kalkulation ein, ebenso wie typische Gewinnmargen bei den Energiesektoren, so dass im Zuge der einzelnen Stufen der Energiebereitstellungskette die Preise ansteigen.

Die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der im Modell abgebildeten Systemelemente lassen sich durch Attribute beschreiben, die in folgende Gruppen gegliedert werden können /Schaumann 1997/:

- **wirtschaftliche Attribute**
zur Beschreibung der Kosten (bspw. fixe Kosten, variable Kosten, Investitionskosten, Steuern, Aufschläge usw.),
- **technologische Attribute**
zur Beschreibung der technischen Eigenschaften (bspw. Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten, Kapazitäten) und
- **Umweltattribute**
zur Beschreibung der Umwelteinflüsse (bspw. CO₂-Emissionen).

Die Verknüpfungen der Attribute mit den Systemelementen beschreiben die technisch-physikalischen und ökonomischen Zusammenhänge des Systems und bilden die Restriktionen des Optimierungsproblems. Diese Restriktionen können ebenfalls in verschiedene Gruppen unterteilt werden /Schaumann, Schweicke 1995/:

- **Mengenbilanzen und Verhältnisgleichungen**
für die Energie- und Materialflüsse des Systems,
- **Fluß-Kapazitäts-Restriktionen** (Verfügbarkeitsgleichungen) und
- **Begrenzungsbedingungen**
(Begrenzungen von einzelnen oder mehreren Energie- bzw. Materialflüssen oder Kapazitäten).

Diese physikalischen und ökonomischen Zusammenhänge des Systems führen zu einer *inneren* Beschreibung des Systems. Auf Grund der vielfältigen Entwicklungsmöglichkeiten des Systems ist dieses jedoch nicht eindeutig bestimmt /Kühner 1996/, so dass auch die Restriktionen, die sich aus den Reaktionen des Systems mit der Umwelt ergeben, berücksichtigt werden müssen. Bei dem im Rahmen des Gutachtens benutzten linearen Optimierungsmodell ist daher die Nachfrage nach Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen vorzugeben und es sind Annahmen bezüglich energiepolitischer Vorgaben notwendig.

Das Referenzenergiesystem

Für die Beschreibung des Energiesystems der Freistaats Bayern wird die graphische Darstellungstechnik des Referenzenergiesystems (RES) /Beller 1975/ verwendet. Ein Referenzenergiesystem kann mit einem gerichteten Graphen verglichen werden, dessen Knoten den Energieträgern oder Materialien (allgemein: den Gütern) des Energiesystems und dessen Linien den Umwandlungsprozessen entsprechen. In der Praxis wird ein Referenzenergiesystem nicht mit Knoten und Kanten dargestellt, sondern mit Rechtecken (zur Darstellung der Prozesse), senkrechten Linien (zur Darstellung der Güter) und waagrechten Verbindungen (zur Verknüpfung von Prozessen und Gütern) (vgl. Abbildung 3-2). Das RES dient der Anord-

nung der Prozesse und Güter deren heutiger oder zukünftiger Einsatz untersucht werden soll. Das heißt, dass das RES nicht nur den heutigen Zustand des Energiesystems darstellt, sondern auch Optionen wie neue Energieträger und neue Technologien enthalten kann. Mit einem RES werden nur qualitative Zusammenhänge beschrieben, aber noch keine zahlenmäßigen und funktionalen Beziehungen dargestellt.

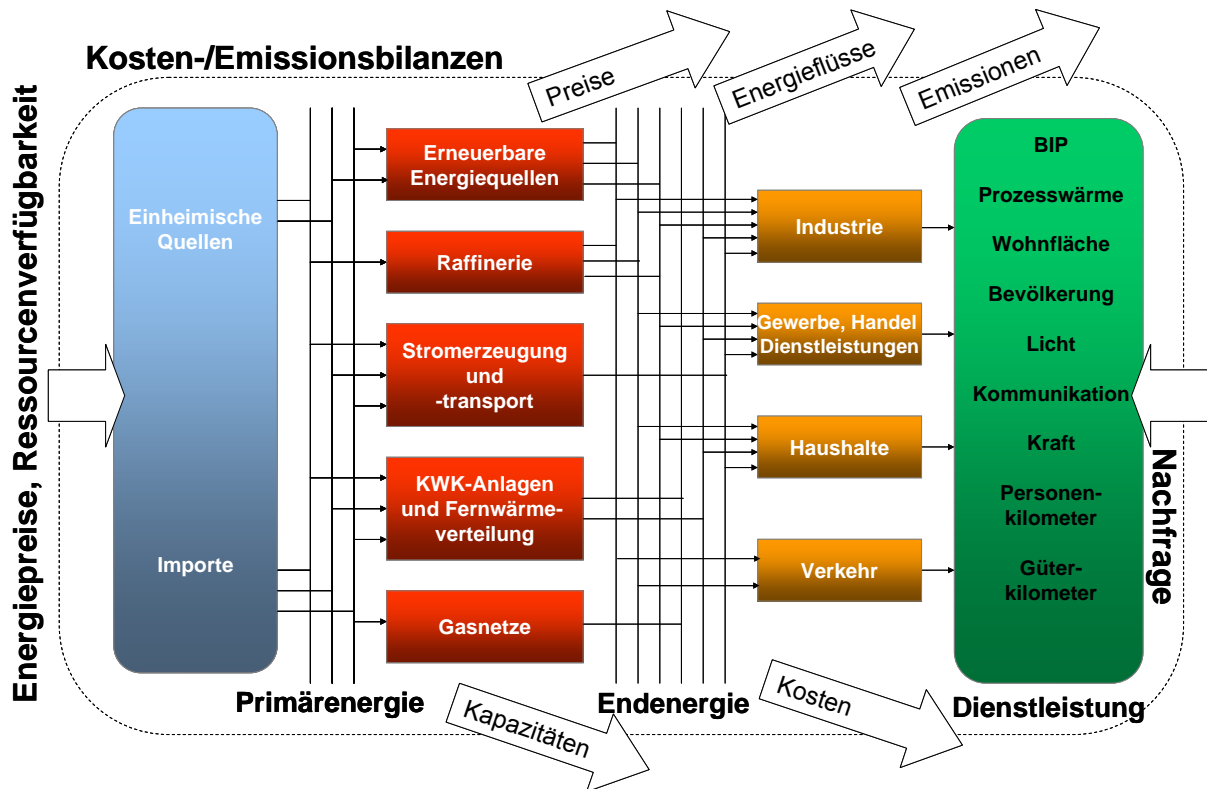


Abbildung 3-2: Grundstruktur des Energie-Emissions-Modells für Bayern

Für das Gutachten zur energiewirtschaftlichen Entwicklung in Bayern wird die in Tabelle 3-1 dargestellte Aufschlüsselung der Nachfragesektoren gewählt. Die Umwandlungssektoren werden in folgende Bereiche unterschieden:

- Allgemeine Stromversorgung,
- Heizwerke und Heizkraftwerke,
- Industrielle Dampf- und Stromerzeugung,
- Raffinerien, Import und Transport von Raffinerieprodukten,
- Gasversorgung,
- Erneuerbare Energiequellen,
- Wasserstoff- und Methanolerzeugung,
- Nichtenergetischer Verbrauch.

Innerhalb des Modells werden sowohl die Förderung, die Aufbereitung, die Umwandlung, der Transport, die Verteilung und der Endverbrauch der nutzbaren Energieträger als auch alle wesentlichen derzeit genutzten Techniken zur Wandlung und Nutzung dieser Energieträger

betrachtet. Ebenso werden Optionen zur Verbesserung der Wirkungsgrade dieser Techniken, einschließlich der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Möglichkeiten zur Energieeinsparung bei den Endverbrauchern, dargestellt als Einspartechnologien, und ein großes Bündel zukünftiger, heute bereits bekannter Möglichkeiten zur Energiebereitstellung, Energienutzung und Energieeinsparung, wie z. B. alternative Kraftstoffe und Antriebstechniken im Verkehr, modelliert. Transport- und Verteilungsverbindungen zwischen den Subsystemen gewährleisten die Berücksichtigung von damit verbundenen Kosten und Verlusten.

Tabelle 3-1: Detaillierung der Nachfragesektoren im Energiesystemmodell für Bayern

Sektor	Subsektoren
Haushalte	Ein- und Zweifamilienhäuser nach Gebäudealter (Raumwärme, Warmwasser)
	Mehrfamilienhäuser nach Gebäudealter (Raumwärme, Warmwasser)
	Sonstiger Bedarf
Übrige Verbraucher	Nichtwohngebäude (Raumwärme und Warmwasser)
	Sonstiger Bedarf (Prozesswärme, Kraft, Licht, Kommunikation, Mobiler Kraftbedarf)
Verkehr	Personenverkehr (Innerorts- und Außerorts- bzw. Nah- und Fernverkehr)
	Güterverkehr (Innerorts- und Außerorts- bzw. Nah- und Fernverkehr)
Verarbeitendes Gewerbe	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung
	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe
	Chemische Industrie
	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren
	Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau, Glasgewerbe, Keramik
	Metallerzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallerzeugnissen
	Maschinenbau
	Fahrzeugbau
Sonstige Wirtschaftszweige	

Neben den strukturellen Informationen, die sich im RES äußern, werden weitere quantitative Informationen in Form von Zeitreihen von Attributen (bspw. Entwicklung des Wirkungsgrades eines Kraftwerkstyps) eingegeben. Vorgegeben werden bei der Optimierung dabei:

- der anfängliche Anlagenbestand im Ausgangszustand (vgl. Abschnitt 1),
- die zukünftige Entwicklung der Energienachfrage auf Basis der ökonomischen und demographischen Entwicklung (vgl. Abschnitt 3.2 und 3.3),
- die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise (vgl. Abschnitt 3.4) sowie der CO₂-Zertifikatspreise (vgl. Abschnitt 3.5),

- die die Technologien und Güter charakterisierenden Parameter (vgl. Abschnitt 3.6) sowie
- die energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen und die Szenariocharakterisierungen (vgl. Abschnitt 3.7).

3.2 Ökonomische und demographische Entwicklung

Für die zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklung in Bayern stellt die Entwicklung der ökonomischen Rahmendaten eine wesentliche Randbedingung dar. Für die Projektion der ökonomischen Entwicklung in Bayern wird auf den Arbeiten der PROGNOSE AG für den Prognos Deutschland Report 2030 /Prognos 2006b/ aufgesetzt. Hierin wird davon ausgegangen, dass sich die Weltwirtschaft weiterhin robust entwickeln wird. Erst sehr langfristig werden die Zuwachsraten leicht zurückgehen. Dabei bleiben die USA mit einer jahresdurchschnittlichen Wachstumsrate des Bruttoinlandsproduktes (BIP) von 2,4 % weiter die Lokomotive der weltwirtschaftlichen Entwicklung. Die größte Dynamik wird jedoch künftig in Asien zu beobachten sein, wo China der dominierende Wachstumsmotor bleibt. Der Welthandel wird weiterhin deutlich schneller zunehmen als die Produktion expandiert. Während sich das weltweite BIP im Prognosezeitraum von 2004 bis 2030 etwa verdoppeln wird, erhöht sich das Welt-handelsvolumen als Ausdruck der weiter zunehmenden Globalisierung um das Dreifache. Das entspricht einem durchschnittlichen Wachstum von knapp 5 %/a. In den EU-15-Ländern werden im Prognosezeitraum Wachstumsraten von 1,6 %/a erwartet. Deutlich günstiger gestalten sich die Perspektiven der 12 neuen EU-Mitgliedstaaten mit einem Wachstum von gut 3 %/a. Der formale Beitritt von zwölf neuen Mitgliedsländern zur EU hat jedoch nur begrenzte ökonomische Auswirkungen. Dies liegt zum einen an der geringen Größe und dem niedrigen Einkommensniveau dieser Länder, zum anderen aber auch an der Tatsache, dass die wirtschaftliche Integration in die EU ein längerfristiger Prozess ist, der bereits zu Beginn der neunziger Jahre begonnen hat und der bis zum Beitrittsdatum schon weit fortgeschritten war.

Nach der Projektion des PROGNOSE Deutschland Reports 2030 wird das BIP in Deutschland bis zum Jahr 2030 real um jahresdurchschnittliche 1,4 % zunehmen. Das bedeutet, dass die noch in 2004/05 bestehende Wachstumsschwäche, u. a. in Folge der in den letzten Jahren durchgeführten wirtschaftspolitischen Reformen der Bundesregierung und der Restrukturierungsmaßnahmen der Wirtschaft, überwunden wird, wobei die zukünftige Entwicklung jedoch ohne große Dynamik bleiben wird. Zum Ende des Prognosehorizonts schwächt sich das Wachstum sogar etwas ab. Zum Teil ist dies auf die leicht abflachende weltwirtschaftliche Entwicklung zurückzuführen, vor allem aber auf den demografisch bedingten Rückgang des Erwerbspersonenpotenzials in Deutschland. Die Wachstumsraten je Einwohner sinken nur leicht.

Mit dieser gesamtwirtschaftlichen Entwicklung gehen in Deutschland erhebliche Verschiebungen in der Wirtschaftsstruktur einher. Bis zum Jahr 2030 wird die Bruttowertschöpfung des Produzierenden Gewerbes (jeweils ohne Baugewerbe) um jahresdurchschnittlich

1,3 % zunehmen und damit leicht hinter dem gesamtwirtschaftlichen Wachstum (1,4 %) zurückbleiben. Die Produktion im Baugewerbe wird in der ersten Hälfte des Prognosezeitraumes leicht zulegen, im langfristigen Durchschnitt jedoch stagnieren. Wachstumsimpulse gehen demgegenüber von den Dienstleistungen aus. Diese werden langfristig mit 1,6 %/a etwas stärker wachsen als die Gesamtwirtschaft. Sektoral kommt im Jahr 2030 in Deutschland den Dienstleistungen für Unternehmen, gemessen an der Bruttowertschöpfung, die größte Bedeutung zu. Die nächstgrößten Sektoren der Zukunft sind das Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen sowie die sonstigen öffentlichen und privaten Dienstleister. Auch technologieintensive Sektoren, wie etwa die Datenverarbeitung, die Nachrichtenübermittlung oder der Bereich Forschung und Entwicklung, gewinnen. Zu den Verlierern im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland zählen vor allem der Textil-, der Bekleidungs- und der Ledersektor. Im Dienstleistungsbereich ist der Einzelhandel hervorzuheben, der künftig zunehmend durch andere Vertriebsformen unter Druck geraten wird.

Gemäß der Projektion von /Prognos 2006b/ wird das Bruttoinlandsprodukt in Preisen von 2000 in Bayern zwischen 2005 und 2010 um jahresdurchschnittlich 2,34 % steigen (vgl. Tabelle 3-2). Die Wachstumsraten flachen sich mit fortlaufender Zeit zunehmend ab. Zwischen 2010 und 2020 beträgt die Wachstumsrate rund 2,08 %/a und zwischen 2020 und 2030 etwa 1,79 %/a. Die durchschnittliche Wachstumsrate des realen Bruttoinlandsproduktes zwischen 2005 und 2030 beträgt 2,01 %/a.

Tabelle 3-2: Rahmenannahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung in Bayern

	Bevölkerung in Mio.	Bruttoinlandsprodukt		
		in Mrd. € ₂₀₀₀	Wachstumsrate in %/a	pro Kopf in € ₂₀₀₀
1990	11,45	280,7	-	24516
1995	11,99	305,8	1,73	25498
2000	12,23	359,4	3,28	29384
2005	12,39	382,6	1,26	30889
2010	12,47	429,5	2,34	34449
2015	12,61	475,6	2,06	37732
2020	12,74	527,5	2,09	41404
2025	12,84	578,8	1,87	45089
2030	12,84	630,0	1,71	49049

Die Wirtschaftsstrukturentwicklung ist in Bayern durch eine Fortsetzung der Tendenz zur Ausweitung des tertiären Sektors gekennzeichnet. So wird sich der Anteil der Land- und Forstwirtschaft an der gesamten Bruttowertschöpfung von 1,3 % in 2004 bis 2030 auf 0,7 % nahezu halbieren und auch das Verarbeitende Gewerbe wird nur unterdurchschnittlich wachsen, so dass es anteilmäßig von 23,1 % in 2004 auf 22,2 % in 2030 verliert. Dagegen liegen die Wachstumsraten im Bereich Handel, Gastgewerbe und Verkehr sowie bei den sonstigen Dienstleistungsbereichen deutlich über dem Durchschnitt. Insgesamt steigt der Anteil

der Dienstleistungssektoren an der gesamten Bruttowertschöpfung in Bayern von etwas mehr als zwei Dritteln (69,4 %) im Jahr 2004 auf fast drei Viertel (73,1 %) im Jahr 2030 an.

Die so gekennzeichnete wirtschaftliche Entwicklung ist ein Maß für das Aktivitätsniveau bzw. die Wertschöpfung der verschiedenen Wirtschaftsbereiche. Die Produktion von Gütern und Dienstleistungen wiederum ist der Auslöser für den Energieverbrauch in den verschiedenen Wirtschaftssektoren. Zudem beeinflusst die Wirtschaftsentwicklung das verfügbare Einkommen der Haushalte sowie die verfügbare Freizeit und damit den Konsum und Energieverbrauch im privaten Bereich.

Die zukünftige Bevölkerungsentwicklung, die direkt den Energieverbrauch der privaten Haushalte einschließlich des privaten Verkehrs sowie indirekt – über die inländische Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen – auch den Energieverbrauch der übrigen Sektoren beeinflusst, zeichnet sich nach der 11. koordinierten Bevölkerungsprognose /StaBu 2006/ in Deutschland durch hohe Sterbeüberschüsse aus, die allerdings durch noch höhere Zuwanderungen aus dem Ausland überkompensiert werden. Der Verlauf ist jedoch nicht linear, denn bereits ab dem Jahre 2015 gleichen sich beide Tendenzen bundesweit nahezu aus, weshalb das Bevölkerungswachstum ab diesem Zeitpunkt nahezu stagniert.

In Bayern hingegen kommt es nach 2015 lediglich zu einer deutlichen Verlangsamung des Bevölkerungswachstums (vgl. Tabelle 3-2) bis hin zu einer Stagnation ab 2025. Darüber hinaus verschiebt sich die Altersstruktur zu Gunsten älterer Personen, d. h. der Anteil der alten Menschen wird größer, der der jungen Menschen nimmt ab. Diese Tendenzen beeinflussen natürlich auch die zukünftige Situation am Arbeitsmarkt. Weil der Anteil der Beschäftigten unter 30 Jahren kontinuierlich zurückgeht, wird die Beschaffung von Nachwuchs für die Unternehmen zunehmend schwieriger werden. In diesem Alterssegment ist also nicht zuletzt aufgrund des ständig ansteigenden Bildungsniveaus ein Beschäftigungsanstieg zu erwarten. Die größten Wachstumsimpulse für die Beschäftigung sind allerdings von der wachsenden Frauenerwerbsbeteiligung zu erwarten, welche in sämtlichen Altersklassen zu beobachten sein wird.

Bei der Haushaltsgröße setzt sich der seit den 60er Jahren zu beobachtende Verkleinerungsprozess weiter fort. Dominiert wird diese Entwicklung zum einen durch Verhaltensänderungen im Bereich Familienbildung (z. B. weniger Kinder, sinkende Zahl an Eheschließungen) und zum anderen durch die bereits angesprochene Veränderung in der Altersstruktur (größere Anzahl an Rentnerpaaren und verwitweten Personen). Diese Tendenz bewirkt, dass die Wachstumsrate der Haushalte über der Wachstumsrate der bayerischen Bevölkerung liegt. Dies führt zu einem Anstieg der Anzahl der Haushalte von 5,67 Mio. Haushalten im Jahr 2005 auf 6,22 Mio. Haushalte im Jahr 2030. Dieser Anstieg entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Zunahme der Anzahl der Haushalte von 0,37 %. Aus der Bevölkerungsentwicklung und der Entwicklung der Anzahl der Gesamthaushalte ergibt sich ein Rückgang der durchschnittlichen Haushaltsgröße von 2,18 Personen pro Haushalt im Jahr 2005 auf 2,06 Personen pro Haushalt im Jahr 2030.

3.3 Herleitung und Entwicklung des Bedarfs in den Anwendungsbereichen

Im folgenden Kapitel wird die Bedarfsentwicklung, die den Szenariorechnungen zu Grunde liegt, hergeleitet und für die einzelnen Sektoren detailliert erläutert.

Bedarfsentwicklung im Übrigen Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe (Industrie)

Die zu Grunde gelegte Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (vgl. Abschnitt 3.2) ist von entscheidender Bedeutung für die Entwicklung der Industrie. Da die spezifischen Energieverbräuche in den einzelnen Wirtschaftsbereichen unterschiedlich sind und sich zudem diese Wirtschaftsbereiche nicht einheitlich weiterentwickeln, ist eine globale Vorgabe des Wirtschaftswachstums zur Bestimmung des Energiebedarfs in den Sektoren des Übrigen Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes (im Folgenden auch als Industrie bezeichnet) nicht ausreichend. Deshalb erfolgt die Analyse der Verbrauchsentwicklung im Sektor Industrie in Bayern getrennt nach insgesamt neun Hauptbranchen (Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung; Papier-, Verlags- und Druckgewerbe; Chemische Industrie; Glasgewerbe und Keramik, Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau; Metallherstellung und -bearbeitung, Herstellung von Metallzeugnissen; Maschinenbau; Fahrzeugbau sowie Sonstige Industrie), die wiederum in eine Vielzahl von Subbranchen unterteilt sind.

Ein Maß für die industrielle Produktion und damit eine zweckmäßige treibende Größe für die Fortschreibung des Energieverbrauchs im Industriebereich ist der Nettoproduktionswert. Grundlage für die Projektionen des Nettoproduktionswertes der Sektoren im Produzierenden Gewerbe in Bayern in Preisen von 1995 sind die im PROGNOS Deutschland Report 2030 /Prognos 2006b/ abgeleiteten Zahlen zur Bruttowertschöpfung für die Jahre 2010, 2015, 2020, 2025 und 2030. Diese Daten liegen auf disaggregierter Basis für die Hauptgruppen des Verarbeitenden Gewerbes vor. Eine feinere Untergliederung nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige von 79 konnte dann über die sektorale Entwicklung aus dem Energiereport IV von /EWI/Prognos 2005/ gewonnen werden. Zur Umrechnung dieser Werte in die erforderlichen Nettoproduktionswerte (NPW) wurden die Angaben für vergangene Jahre vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie aus den jährlichen Energieberichten verwendet.

Die reale Nettoproduktion des Verarbeitenden Gewerbes in Preisen von 1995 steigt bis zum Jahr 2030 in Bayern gegenüber 2002 um 72,6 % (vgl. Tabelle 3-3). Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von ungefähr 2,0 %. Dabei steigt die Nettoproduktion zunächst bis zum Jahre 2010 um durchschnittliche 2,8 % jährlich, wobei das Wachstum gegenüber 2005 nur noch 2,1 %/a beträgt. In den Jahren 2010 bis 2020 bzw. von 2020 bis 2030 sinkt die jährliche Wachstumsrate dann insbesondere aufgrund der mit der sinkenden Bevölkerung rückläufigen Binnennachfrage auf 1,9 % bzw. 1,3 % ab. Betrachtet man die hier unterschiedenen neun Wirtschaftsbereiche im Einzelnen, dann steigt die Nettoproduktion zwischen 2002 und 2030

- für das Ernährungsgewerbe und die Tabakverarbeitung um 25,1 %,
- für das Papier, Verlags- und Druckgewerbe um 25,1 %,
- für die Chemische Industrie um 65,2 %,
- für die Gummi- und Kunststoffwaren um 64,0 %,
- für das Glasgewerbe und Keramik, Steine und Erden um 7,6 %,
- für die Metallerzeugung und –bearbeitung um 50,8 %,
- für den Maschinenbau um 118,7 %,
- für den Fahrzeugbau um 79,5 %,
- für die sonstige Industrie um 81,2 %.

Tabelle 3-3: Annahmen über die Produktionsentwicklung in ausgewählten Sektoren des Verarbeitenden Gewerbes in Bayern in Mrd. €₅

Industriebranche	1995	2000	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	6,22	6,81	7,07	7,20	7,58	7,96	8,38	8,69	8,84
Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	4,24	5,07	4,81	5,01	5,37	5,63	5,86	5,98	6,02
Chemische Industrie	4,85	5,42	5,37	5,79	6,37	7,01	7,71	8,34	8,87
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3,87	4,70	4,74	5,14	5,72	6,32	6,88	7,38	7,77
Glasgewerbe, Keramik, Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau	4,07	3,90	3,53	3,52	3,54	3,63	3,71	3,78	3,80
Metallerzeugung und -bearbeitung; Herstellung von Metallerzeugnissen	5,71	7,03	7,24	7,95	8,66	9,32	10,02	10,53	10,92
Maschinenbau	10,67	14,22	13,22	15,45	17,72	20,63	23,76	26,63	28,92
Fahrzeugbau	15,23	23,67	26,89	29,94	33,98	37,75	41,80	45,29	48,27
Sonstige Wirtschaftszweige	20,59	29,34	27,87	33,51	36,75	40,28	44,06	47,52	50,50
GESAMT	75,45	100,16	100,75	113,50	125,67	138,53	152,20	164,12	173,90

Das stärkste Wachstum im Bereich der energieintensiveren Grundstoffindustrie haben damit die Chemische Industrie mit 65,2 %, die Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren mit 64,0 % und die Metallerzeugung und –bearbeitung (inkl. Herstellung von Metallerzeugnissen) mit 50,8 % bis zum Jahr 2030. Sie wachsen deutlich stärker als der gesamte Grundstoffzweig, während das Papier-, Verlags- und Druckgewerbe mit 25,1 % und das Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steine und Erden mit 7,6 % zu den unterdurchschnittlich wachsenden Bereichen gehören. Mit diesen unterschiedlichen Wachstumsraten der einzelnen Industriezweige ist auch eine deutliche Verschiebung bei den Anteilen am Nettoproduktionswert des Verarbeitenden Gewerbes insgesamt verbunden. Während das Ernährungsgewerbe und die Tabakverarbeitung (von 7,0 % in 2002 auf 5,1 % in 2030), das Papier-, Verlags- und Druckgewerbe (von 4,8 % auf 3,5 %), das Glasgewerbe und Keramik, Verarbeitung von Steine und Erden (von 3,5 % auf 2,2 %) und die Metallerzeugung und –bearbeitung (von 7,2 % auf 6,3 %) deutlichere Anteilsverluste aufweisen, sind die Rückgänge bei der Chemischen Industrie (von 5,3 % auf 5,1 %) und bei der Herstellung von Gummi- und

Kunststoffwaren (von 4,7 % auf 4,5 %) weniger stark ausgeprägt. Demgegenüber gewinnen der Maschinenbau (von 13,1 % auf 16,6 %) und der Fahrzeugbau (von 26,7 % auf 27,8 %) sowie die sonstigen Wirtschaftszweige, u. a. Elektrotechnik sowie Herstellung von EDV-Geräten, (von 27,7 % auf 29,0 %) bezüglich der Nettoproduktion in Bayern Anteile hinzu.

Die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs wird einmal von der zuvor erläuterten Produktionsentwicklung insgesamt, von derjenigen in den einzelnen Industriesektoren und von deren Zusammensetzung sowie zum anderen vom (energie-)technischen Fortschritt bestimmt. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die vom Wachstum der Nettoproduktion (vgl. Tabelle 3-3) auf den Endenergieverbrauch ausgehenden Niveaueffekte von Struktur- sowie Fortschrittseffekten überlagert werden. (Intersektorale) Struktureffekte resultieren aus im Zeitablauf sich verändernden Produktionsanteilen von Branchen mit unterschiedlich energieintensiver Produktion. Der Fortschrittseffekt umfasst sowohl „normale“ (Energie-)Rationalisierungserfolge als auch solche, die auf den (sprunghaften) Übergang auf neue Verfahren und Technologien zurückzuführen sind oder auf intrasektorale Struktureffekte, d. h. das unterschiedliche Wachstum einzelner Produktgruppen innerhalb der Produktpalette der einzelnen Sektoren.

Um diesen unterschiedlichen Effekten Rechnung tragen zu können, wurde für die Endenergieverbrauchsentwicklung der Industrie in Bayern auf die Arbeiten verschiedener aktueller Studien (EWI/Prognos, IEA, IKARUS, NEEDS u. a.) aufgesetzt. Hier stehen für die Industrie neue Datenquellen zur Verfügung, die versuchen, im Rahmen des Möglichen auf dem Niveau des spezifischen Nutzenergiebedarfs aufzusetzen, d. h., auf den spezifischen Bedarfswerten für Prozessenergie, Dampf, Kälte oder Beleuchtung/Kommunikation je physischer Produktionseinheit. Diese einzeltechnologische Betrachtungsweise hat den Vorteil, dass absehbare technologische und produktionsbezogene Entwicklungen explizit berücksichtigt werden können. Damit werden Annahmen zu zukünftigen Prozesssubstitutionen (z. B. die durch höhere Stahlschrottmengen bedingte intensivere Nutzung des Elektrostahlverfahrens zu Lasten der Roheisen- und Oxygenstahl-Produktionslinie), zu brancheninternem Strukturwandel (z. B. mehr Polyolefine auf Grund der Metallocen-Katalysatoren zu Lasten der Polyaddate und –kondensate) oder zum verstärkten Einsatz von brennbaren Abfallstoffen (z. B. bei der Roheisen- und Zementherstellung) in ihren Auswirkungen quantifiziert.

Verständlicherweise lässt sich diese Detailtiefe wegen des erheblichen Aufwandes nur für einen Teil der Industrie angesichts der technologischen Vielfalt durchführen. Für jene energieextensiven Branchen, in denen der Strukturwandel zu weniger energieintensiven Produkten nicht direkt aus technologischen Analysen abgeleitet werden kann, wurde deshalb mittels statistischer Analysen und Literaturlauswertungen versucht, den Trend zu höherwertigen Produktstrukturen (z. B. hochqualitative Maschinen, Pharmaka, Produkte der Informations- und Kommunikationstechnik) mit einzubeziehen. Die Aggregation der unterschiedlichen Produktgruppen innerhalb der Branchen mit den entsprechenden technologischen Entwicklungen und die Unterscheidung zwischen dem resultierenden spezifischen Stromver-

brauch und spezifischen Brennstoffverbrauch (inkl. Fernwärme und erneuerbare Endenergieträger (EET)) führt für Bayern zu den in Tabelle 3-4 aufgeführten Entwicklungen.

Tabelle 3-4: Entwicklung der auf den Nettoproduktionswert bezogenen Stromverbräuche und Brennstoffverbräuche (inkl. Fernwärme und erneuerbare EET) in Bayern

Industriebranche	2002	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Spezifischer Stromverbrauch in MJ/€₉₅							
Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	1,128	1,234	1,189	1,187	1,178	1,169	1,158
Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	3,513	3,700	3,431	3,361	3,308	3,274	3,227
Chemische Industrie	3,060	3,160	2,778	2,605	2,446	2,327	2,230
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	1,467	1,630	1,512	1,463	1,406	1,348	1,307
Glasgewerbe, Keramik, Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau	2,262	2,569	2,341	2,235	2,140	2,042	1,961
Metallerzeugung und -bearbeitung; Herstellung von Metallerzeugnissen	1,502	1,519	1,287	1,192	1,102	1,043	0,990
Maschinenbau	0,530	0,574	0,517	0,491	0,462	0,439	0,419
Fahrzeugbau	0,448	0,464	0,414	0,399	0,386	0,377	0,368
Sonstige Wirtschaftszweige	0,537	0,559	0,513	0,491	0,472	0,454	0,438
GESAMT	1,004	1,028	0,917	0,867	0,820	0,781	0,747
Spezifischer Brennstoffverbrauch (inkl. Fernwärme und erneuerbare EET) in MJ/€₉₅							
Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	3,146	3,086	2,905	2,736	2,580	2,444	2,328
Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	4,515	4,315	3,985	3,752	3,551	3,400	3,252
Chemische Industrie	2,169	1,991	1,688	1,484	1,320	1,202	1,131
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	0,931	0,934	0,856	0,792	0,741	0,704	0,675
Glasgewerbe, Keramik, Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden, sonstiger Bergbau	10,738	11,415	10,900	10,286	9,778	9,236	8,762
Metallerzeugung und -bearbeitung; Herstellung von Metallerzeugnissen	2,679	2,552	2,293	2,110	1,936	1,801	1,699
Maschinenbau	0,511	0,527	0,511	0,455	0,411	0,378	0,348
Fahrzeugbau	0,452	0,443	0,421	0,388	0,356	0,330	0,306
Sonstige Wirtschaftszweige	0,612	0,578	0,528	0,477	0,434	0,399	0,370
GESAMT	1,522	1,422	1,275	1,145	1,033	0,942	0,867

Es zeigt sich, dass die Verringerung der spezifischen Stromverbräuche im Vergleich zu den spezifischen Brennstoffverbräuchen moderater ausfällt. Über das gesamte Verarbeitende Gewerbe gemittelt, sinken die spezifischen Stromverbräuche zwischen 2002 und 2030 um ca. 25,6 % und die spezifischen Brennstoffverbräuche um rund 43,0 %. Die Betrachtung der einzelnen Branchen zeigt, dass die spezifischen Stromverbräuche bei der Metallerzeugung und -bearbeitung mit einem Rückgang um 34,1 % zwischen 2002 und 2030 am stärksten sinken, während beim Ernährungsgewerbe und der Tabakverarbeitung sogar noch ein Zuwachs um 2,6 % resultiert. Entsprechend sinken die spezifischen Brennstoffverbräuche mit 18,4 % beim Glasgewerbe und Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden am geringsten und mit 47,9 % in der Chemischen Industrie am stärksten.

Bedarfsentwicklung im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), der häufig auch als Kleinverbrauch bezeichnet wird, beinhaltet alle Endverbraucher, die sich nicht in die Sektoren Industrie, Verkehr oder Haushalte einordnen lassen. Die Aufteilung des Kleinverbrauchs erfolgt in prozessenergieintensive und raumwärmeintensive Bereiche. Der prozessenergieintensive Bereich untergliedert sich in die Verbrauchergruppen Landwirtschaft/Gartenbau, Handwerk/Kleinindustrie, Baugewerbe und Militär, während der raumwärmeintensive Bereich die Verbrauchergruppen öffentliche und private Dienstleistungen beinhaltet.

Innerhalb der bayerischen Energiebilanzen werden Haushalte und der Kleinverbrauch gemeinsam aufgeführt. Da der Energieverbrauch des Sektors Haushalte von anderen Faktoren bestimmt wird als der des Sektors Kleinverbraucher, ist für die Analyse der zukünftigen Entwicklung des Energieverbrauchs eine Aufteilung zwischen den beiden Sektoren notwendig. Diese wurde durch eine detaillierte Aufgliederung, basierend auf den Erhebungen des Mikrozensus 2002, Angaben aus den Strom- und Gasverbrauchsstatistiken /STMWIVT v. J./ sowie einem Abgleich mit der entsprechenden Energiebilanz des Jahres 2002, erstellt. Über diese Aufgliederung der Struktur zwischen Haushalte und GHD wurde dann im nächsten Schritt der Raumwärmebedarf und der Warmwasserverbrauch im Kleinverbrauch bestimmt.

Die Fortschreibung der Entwicklung des gesamten Bedarfsvektors (Raumwärme- und Warmwasserbedarf, Prozesswärme, Licht, Kommunikation und sonstige Anwendungen) wurde für den GHD-Sektor aus der Anzahl der Beschäftigten aus dem PROGNOS Deutschland Report 2030 /Prognos 2006b/ und dem spezifischen bundesweiten Verbrauch der Beschäftigten /EWI/Prognos 2005/ im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen abgeleitet. Die Anzahl der Beschäftigten im GHD-Sektor ist daher von entscheidender Bedeutung für die Projektion des Endenergieverbrauchs dieses Sektors (vgl. Tabelle 3-5).

Tabelle 3-5: Entwicklung der Beschäftigten in Bayern in 1000

	2000	2002	2004	2010	2020	2030
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	229.3	218.4	203.6	175.2	135.0	96.4
Baugewerbe	411.2	377.0	357.3	354.3	331.9	273.2
Dienstleistungsbereiche	4,027.8	4,118.6	4,168.2	4,412.3	4,819.0	4,803.7
Handel, Gastgewerbe und Verkehr	1,545.2	1,549.8	1,534.7	1,582.4	1,646.0	1,568.7
Handel; Instandh.u.Rep.v.Kfz u.Gebrauchsg.	960.7	949.5	931.2	949.1	977.7	936.1
Gastgewerbe	290.5	300.2	311.2	335.3	372.3	367.4
Verkehr und Nachrichtenübermittlung	293.9	300.1	292.3	298.0	296.0	265.2
Finanzierung, Vermietung u. Untern.dienstl.	899.1	940.3	969.8	1,115.1	1,306.5	1,339.9
Kredit- und Versicherungsgewerbe	225.6	228.7	225.5	235.4	246.3	240.7
Grundstückswesen, Verm., Untern.dienstl.	673.5	711.7	744.3	879.7	1,060.1	1,099.3
Öffentliche und private Dienstleister	1,583.5	1,628.5	1,663.8	1,714.9	1,866.5	1,895.0
Öff. Verw., Verteidigung, Sozialversicherung	398.6	390.3	377.3	355.4	341.6	319.5
Sonstige öff. und private Dienstleistungen	1,184.9	1,238.1	1,286.4	1,359.5	1,525.0	1,575.5
GHD	4,668.4	4,714.0	4,729.2	4,941.8	5,285.9	5,173.3

Die Zahl der beschäftigten Personen in Bayern wächst nach dem PROGNOS Deutschland Report 2030 /Prognos 2006b/ ausgehend vom Jahr 2002 bis 2030 um 9,7 % von 4,71 auf 5,17 Millionen. Dies entspricht einem durchschnittlichen Wachstum ab dem Jahr 2002 von 0,33 %/a. Zu diesem Wachstum tragen vor allem das Grundstückswesen und Vermietung (+ 54,5 %), die sonstigen öffentlichen und privaten Dienstleistungen (+ 27,3 %) sowie das Gastgewerbe bei (+ 22,4 %). Zu deutlichen Verlusten hingegen kommt es vor allem im Baugewerbe (– 27,5 %) sowie in der öffentlichen Verwaltung (– 18,1 %). Die restlichen Bereiche zeigen eine Konstanz bei den Beschäftigten.

Bedarfsentwicklung der privaten Haushalte

Die wesentlichen Bestimmungsgrößen für die Ermittlung des Energiebedarfs im Haushaltssektor sind die Entwicklung der Bevölkerung und der Anzahl der Haushalte, die Wohnflächenentwicklung, die Entwicklung des spezifischen Raumwärmebedarfs, die Marktanteile der verschiedenen Heizungstechnologien und deren Jahresnutzungsgrade, die Entwicklung des spezifischen Verbrauchs von Haushaltsgeräten sowie die Ausstattungsgrade der Haushalte mit den verschiedenen Haushaltsgeräten. Die unterstellte Entwicklung bei diesen Eingangsdaten wird im Folgenden kurz charakterisiert.

Die Grundannahmen zur Bevölkerungsentwicklung von Bayern, sowie die Entwicklung der Anzahl der Haushalte wurde bereits im Wesentlichen in Abschnitt 3.2 beschrieben. Auf Grund der Zunahme von Ein- und Zweipersonenhaushalten weist die Anzahl der Haushalte ein durchschnittliches Wachstum von jährlich 0,37 % auf, wohingegen die Bevölkerungsanzahl von Bayern durchschnittlich nur um 0,17 % jährlich zunimmt. Aus der Bevölkerungsentwicklung und der Entwicklung der Anzahl der Haushalte ergibt sich ein Rückgang der durchschnittlichen Haushaltsgröße von 2,18 Personen pro Haushalt im Jahr 2002 auf 2,05 Personen pro Haushalt im Jahr 2030.

Ausgehend von der beschriebenen Bevölkerungsentwicklung, der Entwicklung der durchschnittlichen Wohnfläche pro Person sowie unter Berücksichtigung von Abriss- und Neubauquoten kann die Entwicklung der Wohnflächen für die einzelnen Gebäudetypen fortgeschrieben werden. Die Abrissquoten werden entsprechend den in der Vergangenheit zu beobachtenden Werten auch für die zukünftigen Jahre angesetzt. Die Neubauraten sind abhängig von der Bevölkerungsentwicklung und der Entwicklung der durchschnittlichen Wohnfläche je Einwohner, die wiederum mit der ökonomischen Entwicklung gekoppelt ist.

Die historische Entwicklung der Wohnfläche pro Person, sowie die Fortschreibung bis zum Jahr 2030 verdeutlicht Abbildung 3-3. Lag die durchschnittliche Wohnfläche pro Person 1995 noch bei 36,9 m², so waren dies 2002 schon 40,4 m² pro Person. Unter Fortsetzung des Trends der letzten Jahre wird die Wohnfläche pro Person in Bayern bis zum Jahr 2030 auf 46,7 m² ansteigen.

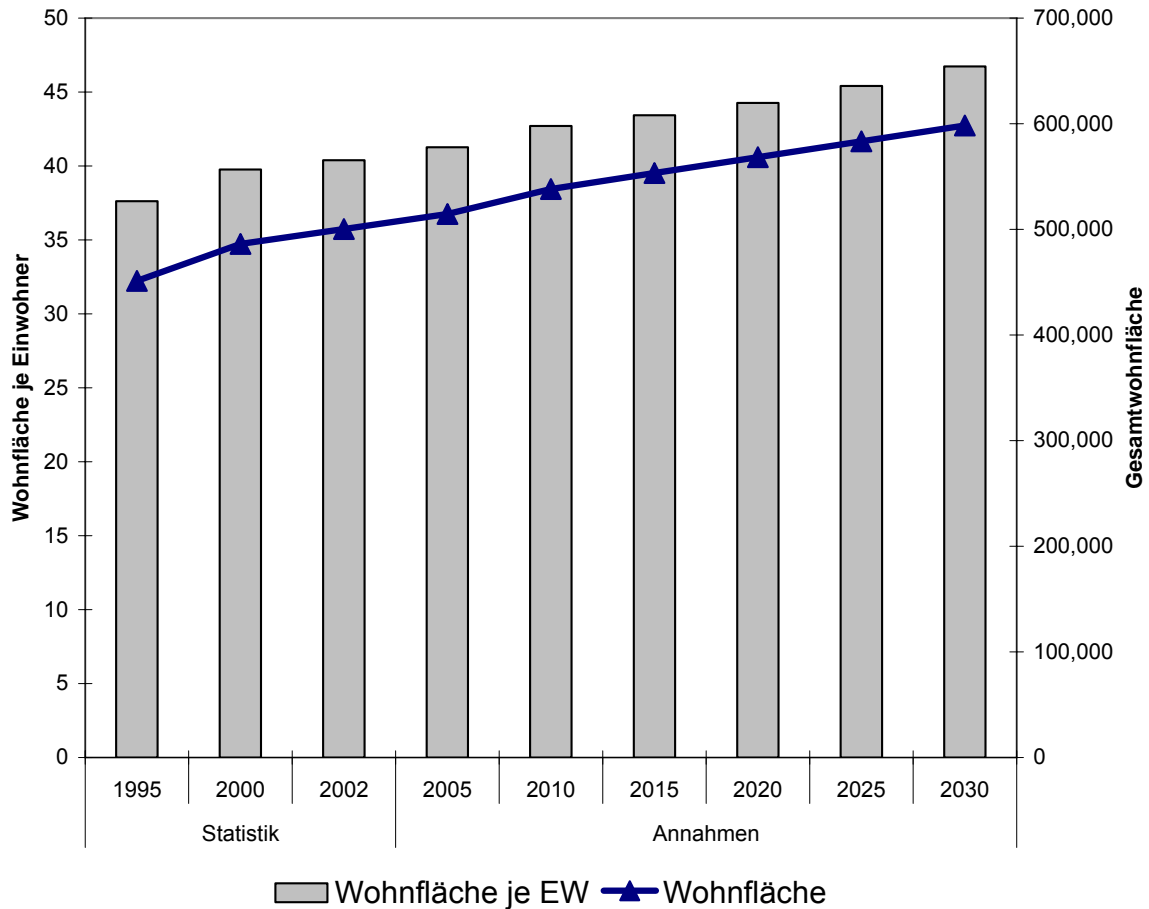


Abbildung 3-3: Historische Entwicklung der Wohnflächen in Bayern und Fortschreibung bis 2030

Der Abriss alter Gebäude, die wärmetechnische Sanierung bestehender Gebäude sowie der Zubau neuer Gebäude mit einem geringeren spezifischen Nutzwärmebedarf gemäß der Energieeinsparverordnung (EnEV) und ihrer Fortschreibungen führen zu einer Abnahme des durchschnittlichen spezifischen Nutzwärmebedarfs in Bayern um 25 % bis 2030. Dies entspricht einer Reduktion von $156,5 \text{ kWh/m}^2$ in 2002 auf $116,9 \text{ kWh/m}^2$ in 2030. Alle Neubauten werden standardmäßig nach der aktuellen Energieeinsparverordnung gebaut. Die Sanierungsrate beträgt 1,5 %/a. Daraus ergibt sich (vgl. Abbildung 3-4), dass die Reduzierung des **Raumwärmebedarfs** bestehender Gebäude durch wärmetechnische Sanierung beinahe vollständig durch den zusätzlichen Raumwärmebedarf neu errichteter Gebäude aufgezehrt wird. Übrig bleibt eine nur leicht rückläufige Entwicklung des Raumwärmebedarfs. Mindernde Effekte der Klimaerwärmung bleiben hier zunächst unberücksichtigt, da eine belastbare Quantifizierung bisher nicht möglich erscheint und die zu erwartenden Heizeinsparungen in den zu erwartenden Größenordnung bis 2030 noch nicht sehr stark ins Gewicht fallen sollte.

Zur Ermittlung des Gesamtwarmwasserbedarfs der Haushalte in Bayern wird der spezifische jährliche **Warmwasserverbrauch** pro Einwohner mit 540 kWh pro Jahr und Einwohner auch für die Zukunft als konstant angesetzt. Damit nimmt der Warmwasserbedarf in Folge des Bevölkerungswachstums leicht zu. Insgesamt kommt es somit in den Referenzze-

narien zu einer leichten Reduzierung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser bis zum Jahr 2030 in Bayern (vgl. Abbildung 3-4).

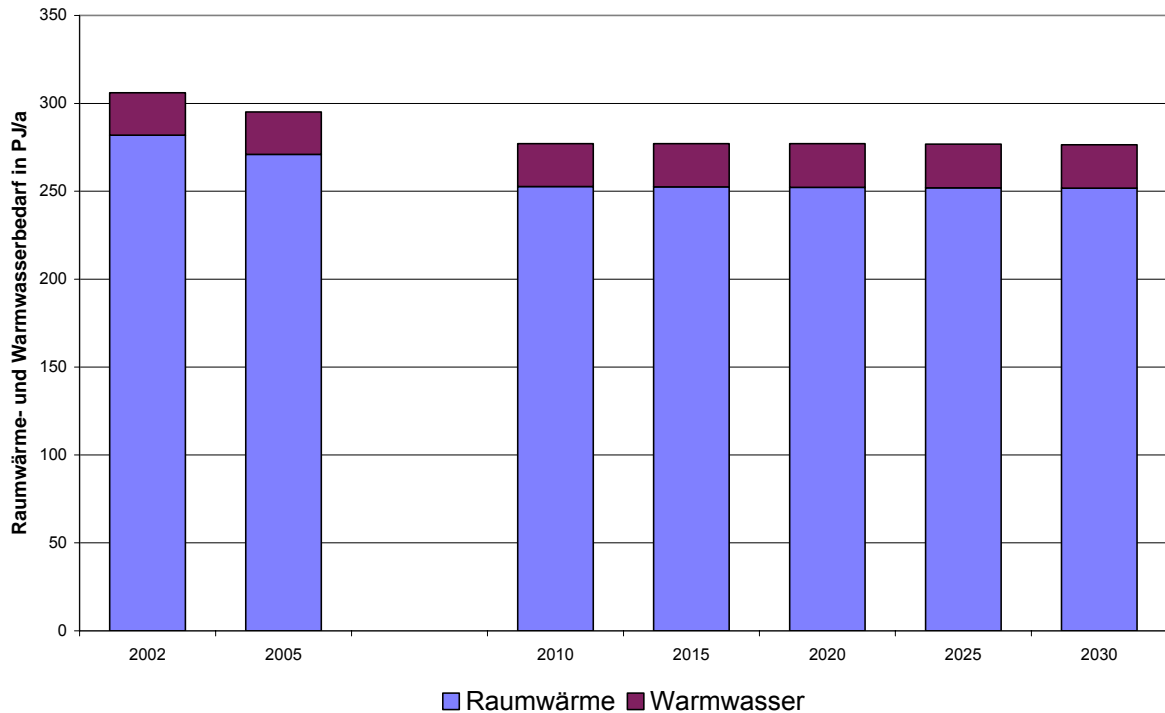


Abbildung 3-4: Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Bayern in den Referenzszenarien bis zum Jahr 2030

Für die Ermittlung der derzeitigen Verteilung der zentralen und dezentralen Heizungs-systeme auf die verschiedenen Gebäudetypen wurden die Untersuchungen des Mikrozensus 2002 verwendet. Die Fortschreibung der Marktanteile der Heizungstechnologien erfolgt unter Berücksichtigung der Veränderungen bei den Rahmenbedingungen, wie sie für die Referenz-szenarien in Abschnitt 3.7 erläutert sind. Bei neuen Gebäuden kommen fast ausschließlich Zentralheizungen zum Einsatz. Aber auch in den älteren Gebäuden werden die Einzelheizungen mit Kohle, Holz, Gas und Öl, die im Jahr 2002 in Bayern noch einen Marktanteil von über 10 % hatten, zunehmend von zentralen Heizungssystemen verdrängt, so dass sie im Jahr 2030 nur noch einen Marktanteil von knapp 1,5 % aufweisen.

Bei den Zentralheizungen überwiegt derzeit in Bayern noch die Heizölzentralheizung. Ihr Marktanteil lag 2002 bei etwa 53 %. Der Anteil der Gaszentralheizungen betrug hingegen nur 32 %. Anzumerken ist, dass der Erdgasanteil bei Gebäuden neueren Baualters zunimmt. Der Anteil der CO₂-neutralen Holzfeuerungen in Zentralheizungen wird zukünftig zunehmen, ebenso wie der Einsatz von solaren Brauchwasserkollektoren und Wärmepumpen. Die technische, ökonomische und ökologische Charakterisierung unterschiedlicher heutiger und zukünftiger Heizungssysteme, wie sie für die Energieprognose Bayern 2030 unterstellt wurden, erfolgt in Abschnitt 3.6.2.

Für die Bestimmungsgrößen zur Entwicklung des **Stromverbrauchs** der Haushaltsgeräte sind zwei gegenläufigen Trends zu beobachten. Auf der einen Seite können durch stetige

Effizienzsteigerung der meisten Haushaltsgeräte Rückgänge im Stromverbrauch erreicht werden. Zum anderen nehmen die Anzahl der Haushalte und die Ausstattungsgrade der Haushalte mit Elektrogeräten zu. Diese beiden Entwicklungen führen zu einem vermehrten Stromverbrauch. Ausgehend von einem Stromverbrauch von 44,7 PJ im Jahr 2002 steigt in beiden Referenzszenarien der Stromverbrauch der bayerischen Haushalte für Elektrogeräte bis zum Jahr 2020 auf 47 PJ an und bleibt auf diesem Niveau bis 2030 (vgl. Abbildung 3-5). Wird der Stromverbrauch der Haushaltsgeräte je Haushalt betrachtet, so ergibt sich ein stetiger Rückgang des Stromverbrauchs für die Haushaltsgeräte von 2204 kWh/a im Jahr 2002 auf 2090 kWh/a im Jahr 2030.

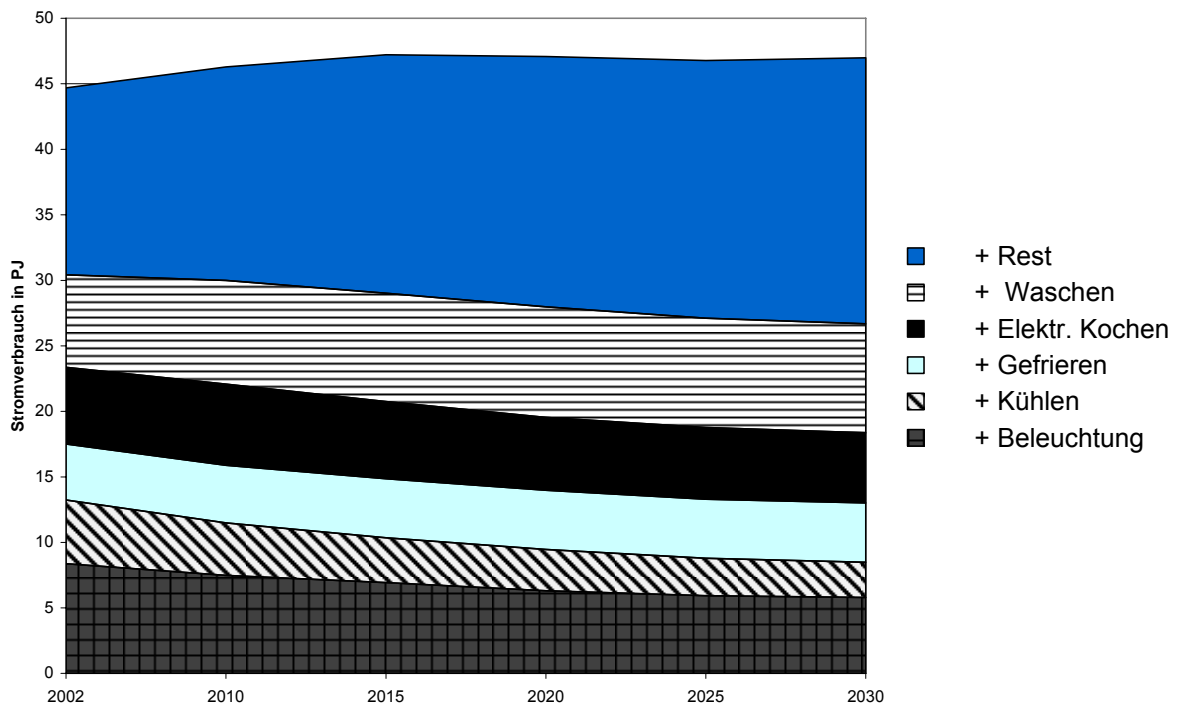


Abbildung 3-5: Entwicklung des Stromverbrauchs der Haushaltsgeräte in Bayern (ohne Raumwärme und Warmwasser) in den Referenzszenarien

Bedarfsentwicklung im Verkehrssektor

Im Verkehrssektor werden die Transportleistungen, getrennt nach Güter- und Personenverkehrsleistung, als Ausgangsgrößen für die Ermittlung des Energieverbrauchs verwendet. Die Verkehrsleistungen werden dabei jeweils in Fern- und Nahverkehr unterschieden. Die Güterverkehrsleistung wird in Tonnenkilometer (Tkm) bestimmt und ist definiert als eine bestimmte Menge Güter, die über eine gegebene Entfernung transportiert werden. Analog dazu ist die Personenverkehrsleistung, gemessen in Personenkilometern (Pkm), definiert als der Transport von einer bestimmten Anzahl von Personen über eine bestimmte Strecke. Über Marktanteile werden die Transportleistungen auf die Verkehrsträger aufgeteilt. Im Güterverkehr erfolgt die Aufteilung auf Lastkraftwagen (Lkw), leichte Nutzfahrzeuge (LNF), Eisenbahnen und Binnenschiffe. Im Personenverkehr teilt sich die Verkehrsleistung auf Personenkraftwagen

(Pkw), Busse, Eisenbahnen, wozu auch S- und U-Bahnen sowie Straßenbahnen zählen, und Flugzeuge auf. Im Güterverkehr werden die Verkehrsleistungen in jeder Gruppe mit Beladungsfaktoren weiter in Fahrleistungen, also in von Fahrzeugen zurückgelegte Strecken, umgerechnet. Analog werden im Personenverkehr über Besetzungsfaktoren die Fahrleistungen bestimmt. Innerhalb der Fahrzeuggruppen werden die Fahrleistungen auf verschiedene Antriebskonzepte aufgeteilt (wie z. B. Benzin- und Dieselmotor bei Pkw). Eine Übersicht über die für die Berechnungen berücksichtigten Antriebskonzepte ist in Tabelle 3-6 dargestellt, ihre technische, ökonomische und ökologische Charakterisierung erfolgt in Abschnitt 3.6.3. Im Straßenverkehr werden die Kategorien innerorts und außerorts unterschieden. Für alle anderen Fahrzeugkategorien erfolgt die Unterscheidung nach Nah- und Fernverkehr; Fahrten über eine Distanz von mehr 50 km werden dabei dem Fernverkehr zugeordnet.

Tabelle 3-6: Für die Ermittlung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor berücksichtigte Antriebskonzepte

Verkehrsart	Verkehrsmittel	Antriebskonzept (Kraftstoff)	Entfernungskategorie
Personenverkehr	Pkw	Otto (Benzin, CNG, LPG, BTL, GTL)	innerorts / außerorts
		Diesel (Diesel, RME, DME, BTL, GTL)	
		Brennstoffzelle (Wasserstoff, Methanol)	innerorts
		Elektroantrieb	
	Bus	Diesel (Diesel, RME, DME, BTL, GTL)	innerorts / außerorts
Bahn	Diesel (Diesel, RME, DME, BTL, GTL)	nah / fern	
	Elektro		
Flugzeug	(Kerosin, Flugbenzin)	fern	
Güterverkehr	Lkw & LNF (Diesel)	Diesel (Diesel, RME, DME, BTL, GTL)	innerorts / außerorts
	LNF (Otto)	Otto (Benzin, CNG, LPG, BTL, GTL)	
	Bahn	Diesel (Diesel, RME, BTL, GTL)	fern
		Elektro	fern
Binnenschiff	Diesel (Diesel, RME, BTL, GTL)	fern	

Bei den Kraftfahrzeugen wurden neben Otto- und Dieselfahrzeugen auch Fahrzeuge mit Brennstoffzellen- und Elektroantrieb berücksichtigt (vgl. auch Abschnitt 2.6.3), da diese Konzepte noch während des Betrachtungszeitraums einen deutlicheren Anteil an der Beförderungsleistung übernehmen könnten. Für jedes Antriebskonzept der Fahrzeugtypen werden

ausgehend von der jeweiligen Fahrleistung über streckenbezogene Verbräuche die entsprechenden Endenergieverbräuche ermittelt.

Die Ausgangsfahrleistungen für das Basisjahr 2002 des Personenverkehrs wurden über die bayerischen Kraftfahrzeugsbestände und spezifische Innerorts- und Außerortsfahrleistungen bestimmt. Die Projektionen bis 2015 entsprechen den Entwicklungen des Gesamtverkehrsplanes Bayern 2002. Die Fortschreibung nach 2015 bis 2030 erfolgt entsprechend den Annahmen des Energiereports IV von /EWI/Prognos 2005/. Die Fahrleistungen für den öffentlichen Verkehr wurden direkt aus dem Verkehrswegeplan übernommen. Hieraus folgt, dass die **Gesamtpersonenverkehrsleistung** in Bayern im Betrachtungszeitraum von 170 Mrd. Pkm (2000) bis 2030 auf 195 Mrd. Pkm ansteigt und somit um knapp 15 % zunimmt (vgl. Tabelle 3-7).

Tabelle 3-7: Entwicklung der Personenverkehrsleistung in Bayern in Mrd. Personenkilometer

	Einheit	2000	2010	2020	2030
MIV	Mrd. Pkm	144,9	158,1	170,1	167,0
ÖSPV	Mrd. Pkm	13,5	14,3	14,4	14,1
Bahnen	Mrd. Pkm	7,7	7,4	7,9	7,8
Luftverkehr	Mrd. Pkm	4,3	4,8	5,6	6,3
Summe	Mrd. Pkm	170,3	184,5	198,0	195,2

Im **Güterverkehr** nimmt die Verkehrsleistung in den kommenden Jahren ebenfalls deutlich zu (vgl. Abbildung 3-6). Basierend auf den Annahmen des Gesamtverkehrsplans Bayern 2002 wird im Zeitraum 1999 bis 2015 mit einer Zunahme der **Gesamtgüterverkehrsleistung** von 87,2 Mrd. (1999) auf 139,1 Mrd. Tkm (2015) gerechnet, was einer Steigerung von knapp 60 % entspricht. Die Fortschreibung der Verkehrsleistung für Bayern ab 2015 erfolgte analog der Entwicklung für Deutschland basierend auf dem PROGNOS Energie-report IV, der eine 18 %-ige Steigerung des Güterverkehrs von 2015 bis 2030 prognostiziert. Damit steigt die Güterverkehrsleistung in Bayern bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes auf 164,7 Mrd. Tkm. Dies entspricht ab 2005 zukünftig einer jährlichen Steigerungsrate von 2,2 %. Das Wachstum verlangsamt sich somit ein wenig, denn im Zeitraum 1999 bis 2005 hatte die Zunahme der Güterverkehrsleistung noch 3,7 % pro Jahr betragen.

Für die Bestimmung der Fahrleistungen der Fahrzeuge werden die Transportleistungen mit so genannten Besetzungsgraden im Personenverkehr und Beladungsgraden im Güterverkehr gewichtet. Die wichtigsten Werte sind in Tabelle 3-8 dargestellt. Für Pkw wird davon ausgegangen, dass aufgrund der steigenden Energiepreise eine geringfügige Zunahme der Besetzung in Bayern zu erwarten ist. Das bayerische Niveau liegt dabei deutlich unter den deutschen Werten, was damit erklärt werden kann, dass Bayern ein Flächenland ist und überproportional viele individuelle Fahrten anfallen.

Die Beladungsgrade des Güterverkehrs in Bayern liegen dagegen deutlich über dem Bundesdurchschnitt. Dieser Unterschied wird auch zukünftig bestehen bleiben, der Anstieg

der Beladungsgrade fällt in Bayern mit knapp 20 % höher aus. Insgesamt ist diese Entwicklung durch zunehmenden Kostendruck und verstärkte Möglichkeiten zur verbesserten Routen- und Auslastungsplanung bedingt. Zudem steigt der Anreiz für die Spediteure, höhere Beladungsgrade zu erreichen, da annahmegemäß die Lkw-Maut in Deutschland beibehalten und ausgeweitet wird.

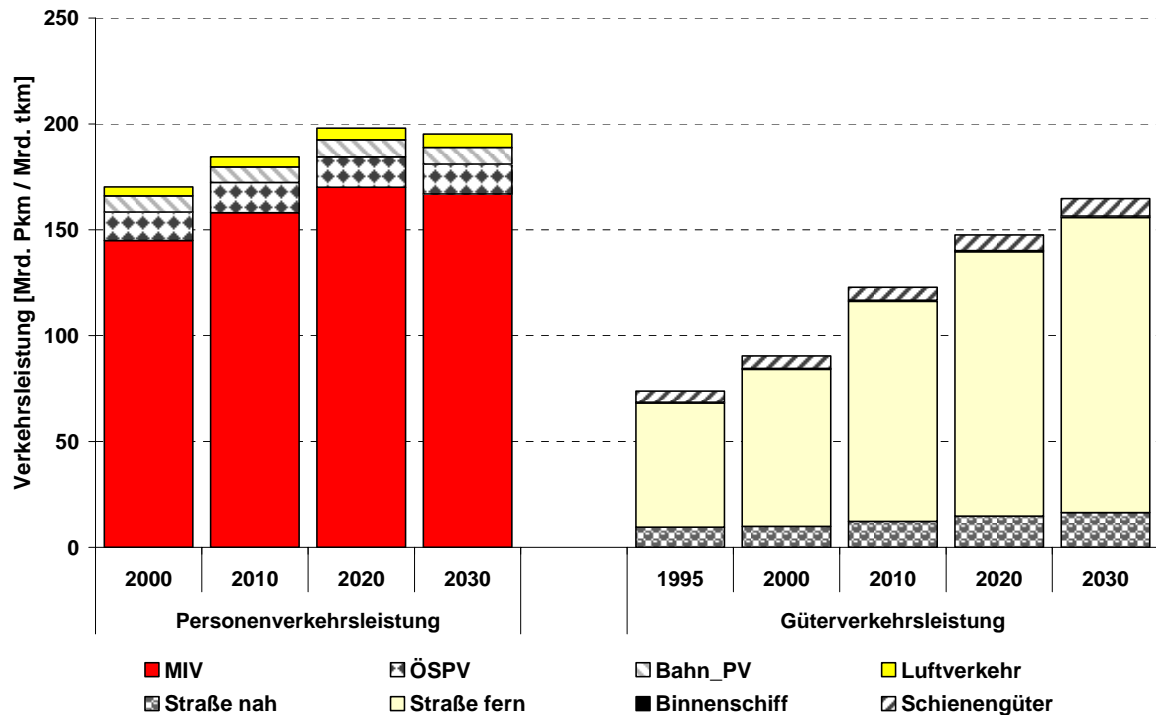


Abbildung 3-6: Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistung in Bayern

Tabelle 3-8: Besetzungs- und Beladungsgrade im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr in Bayern in den Referenzszenarien

Fahrzeug	Einheit	2002	2015	2030	Änderung im Zeitraum 2002-2030
Pkw in Deutschland	Pkm / Fzkm	1,5	1,4	1,4	- 7,1 %
Pkw in Bayern	Pkm / Fzkm	1,38	1,40	1,40	7,7 %
Lkw in Deutschland	Tkm / Fzkm	4,21	4,64	4,69	9,3 %
Lkw in Bayern	Tkm / Fzkm	4,88	5,78	5,84	19,6 %

3.4 Perspektiven der Energiepreisentwicklung

Die Preise für die Energierohstoffe auf den Weltmärkten sind seit 2000 teilweise deutlich gestiegen (vgl. Abbildung 3-7). Der Rohölpreis lag Ende 2006 auf einem Niveau von etwa 65 US-Dollar pro Barrel und hat damit eine Größenordnung erreicht wie Anfang der 80er Jahre (reale Werte). Die mit dem Ölpreis verknüpften Erdgaspreise sind in den letzten Jahren ähnlich stark gestiegen. Eine Erhöhung des Ölpreises um 1 US-Dollar pro Barrel belastet die deutsche Energierechnung für Öl und Erdgas mit rd. 1 Mrd. €. Die Preisentwicklung für im-

portierte Steinkohle verlief insofern anders, als die Preissteigerungen seit 2000 deutlich moderater ausgefallen sind als bei Öl und Gas. Dennoch liegen sie derzeit um 25 % über dem Preisniveau in der zweiten Hälfte der neunziger Jahre (reale Werte).

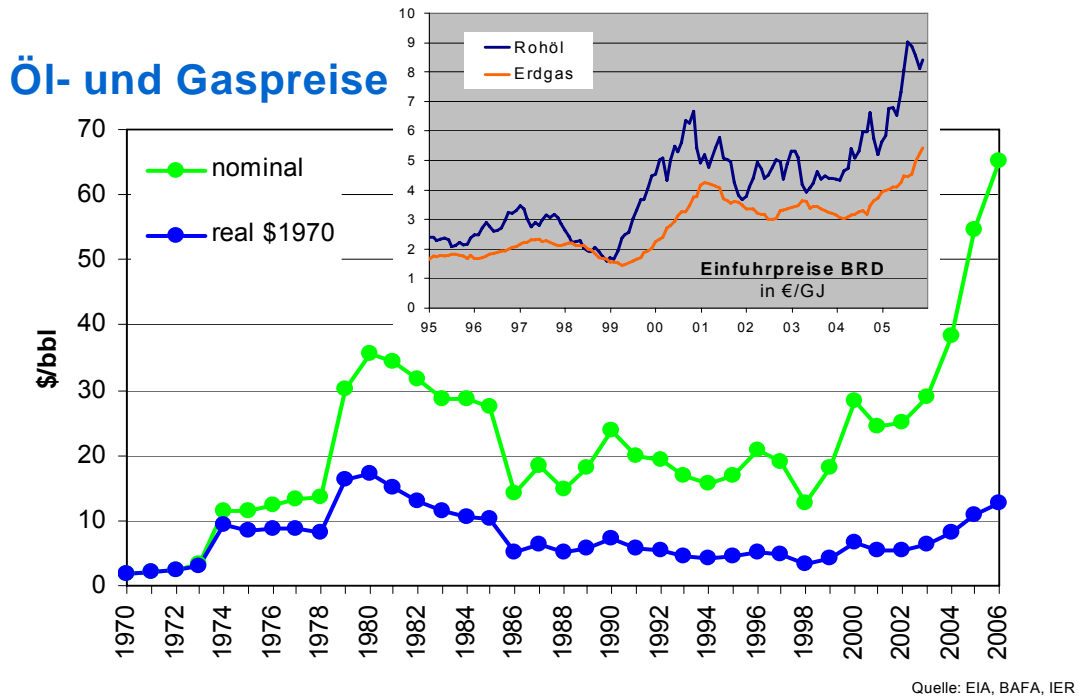


Abbildung 3-7: Entwicklung der Öl- und Gaspreise

Die Entwicklung der Weltmarktpreise von Öl, Erdgas und Steinkohle hat sich unmittelbar auch auf die entsprechenden Energieverbraucherpreise unter Berücksichtigung anderer Kostenfaktoren (Steuern und Abgaben) und ihrer Entwicklung ausgewirkt. Die Preise von Heizöl und Erdgas haben sich in den letzten Jahren sowohl für die Industrie wie auch für die privaten Haushalte stark erhöht, zum Teil sogar mehr als verdoppelt (nominal). Die Kraftstoffpreise stiegen wegen des hohen Steueranteils relativ gesehen geringer, sind aber heute dennoch mehr als 50 % höher als 1995.

Für die Ableitung der zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Bayern stellt die unterstellte Preisentwicklung der Primärenergieträger eine wesentliche Annahme dar. Es wurde zuvor in Abschnitt 2.1 aufgezeigt, dass es sinnvoll erscheint, den Unsicherheiten über die verbleibenden Ressourcenvorkommen, über die zukünftige Entwicklung der Förderraten und das Verhalten von wichtigen Marktakteuren mit alternativen Szenarien der Energieträgerpreisentwicklung Rechnung zu tragen. Hierzu werden im Folgenden aktuelle Studien zur Entwicklung der Energiepreise auf den internationalen Märkten miteinander verglichen und hieraus drei Varianten als Ausgangsbasis für die Energieprognose Bayern 2030 ausgewählt.

Der in Tabelle 3-9 dargestellte Vergleich jüngerer Untersuchungen zeigt, dass hier auch die aktuelle Preissituation einen wesentlichen Einfluss auf die Preisannahmen hat. So ging z. B. die Untersuchung von EWI Köln und PROGNOSE Basel im Auftrag des Bundesmini-

steriums für Wirtschaft und Technologie mit Basisjahr 2002 noch von einem realen Rohöl-Grenzübergangswert im Jahr 2020 von 6,08 €₂₀₀₅/GJ und im Jahr 2030 von 6,99 €₂₀₀₅/GJ aus /EWI/Prognos 2005/. Da zwischenzeitlich die Rohölpreise deutlich angestiegen waren, modifizierten EWI und PROGNOSE für die Sensitivitätsanalyse mit höheren Ölpreisen für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit Basisjahr 2005 die Annahmen zu den realen Rohöl-Grenzübergangswert auf 8,88 €₂₀₀₅/GJ im Jahr 2020 und auf 11,26 €₂₀₀₅/GJ im Jahr 2030 /EWI/Prognos 2006/. Ähnliche Aussagen lassen sich auch bei einem Vergleich der anderen in Tabelle 3-9 dargestellten Studien gewinnen.

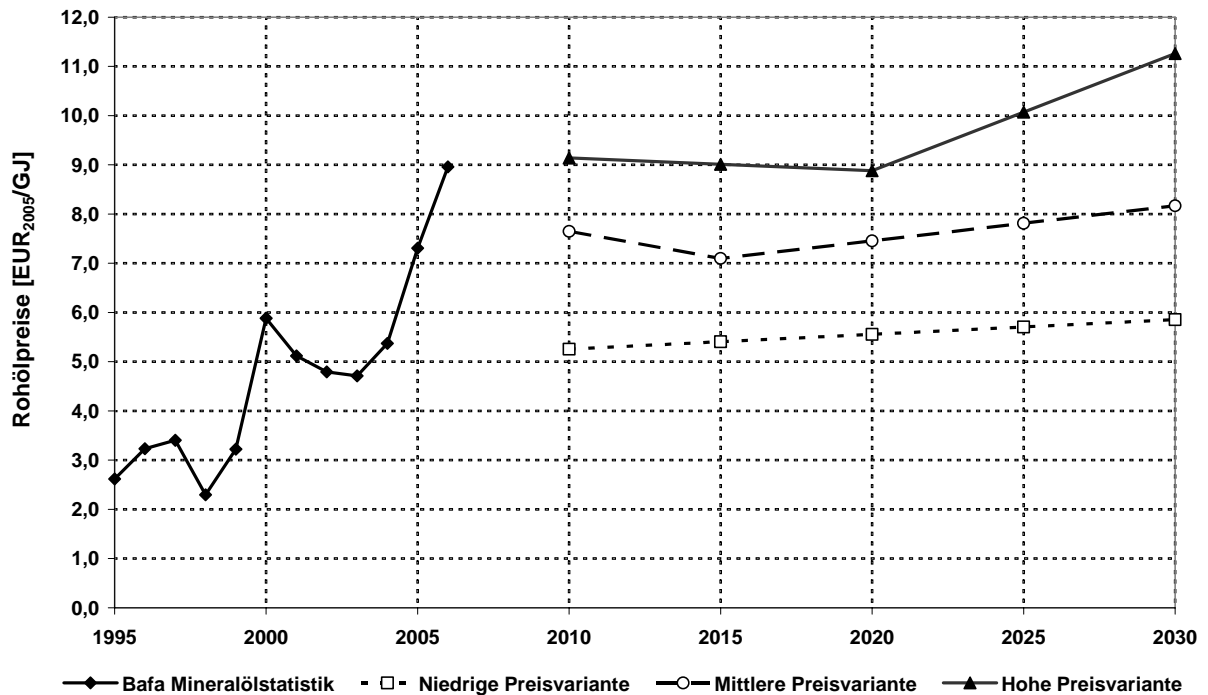
Tabelle 3-9: Vergleich der Projektionen der Rohöl-Grenzübergangswerte frei deutsche Grenze in energiesystemanalytischen Untersuchungen in €₂₀₀₅/GJ

Studie	Basisjahr	Ölpreis im Basisjahr	Annahme für 2010	Annahme für 2020	Annahme für 2030
Enquete	1998	2,30	3,86	4,67	5,49
IEA WEO 2004	2003	4,71	3,86	4,56	5,08
IEA WEO 2005	2004	5,37	5,26	5,56	5,86
IEA WEO 2006	2005	7,31	7,65	7,46	8,17
EWI/Prognos	2002	4,79	5,18	6,08	6,99
EWI/Prognos Ölpreis	2005	7,31	9,14	8,88	11,26
PRIMES Basis	2000	5,88	4,50	5,15	5,87
PRIMES Variante 1	2001	5,12	4,76	5,74	6,85
PRIMES Variante 2	2001	5,12	4,59	5,34	6,22
PRIMES Variante 3	2001	5,12	4,69	5,59	6,58
PRIMES Variante 4	2001	5,12	7,30	8,49	9,79

Hinsichtlich des Niveaus der Rohöl-Grenzübergangswerte im Jahr 2030 lassen sich die aufgeführten Studien in drei Preisklassen einordnen. Auf der einen Seite spiegeln die Arbeiten von /Enquete 2002/, /IEA 2004/, /IEA 2005/ sowie /PRIMES 2003/ ein relativ niedriges Energiepreisniveau wieder mit einer Bandbreite für den Rohöl-Grenzübergangswert von 5,08 bis 5,87 €₂₀₀₅/GJ für das Jahr 2030. Ein mittleres Niveau der Rohöl-Grenzübergangswerte findet sich im Studienvergleich bei /IEA 2006/, /EWI/Prognos 2005/ sowie bei drei Varianten aus /PRIMES 2004/ mit Werten zwischen 6,22 und 8,17 €₂₀₀₅/GJ. Schließlich zeigen die neue Studie von EWI und PROGNOSE mit der Ölpreisvariante /EWI/Prognos 2006/ sowie die vierte Variante aus /PRIMES 2004/ ein hohes Niveau der Rohöl-Grenzübergangswerte mit Werten von 9,79 bzw. 11,26 €₂₀₀₅/GJ in 2030.

Entsprechend wird für die Energieprognose Bayern 2030 aus jeder dieser Preisklassen eine Preisprojektion ausgewählt, die dann für das Gutachten eine niedrige, eine mittlere und eine hohe Energiepreisentwicklung kennzeichnen. Um sich jeweils auch auf der sicheren Seite zu bewegen, erfolgt in den einzelnen Preisklassen jeweils eine Orientierung an den oberen Grenzen. Somit basiert für die Energieprognose Bayern 2030 der niedrige Preispfad auf dem World Energy Outlook 2005 der Internationalen Energieagentur /IEA 2005/, der mittlere Preispfad auf dem neuen World Energy Outlook 2006 /IEA 2006/ und der hohe Preispfad auf der

Ölpreisvariante von /EWI/Prognos 2006/ für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Die entsprechenden Grenzübergangswerte für Rohöl an der deutschen Grenze sind in Abbildung 3-8 im Vergleich dargestellt.



Quelle: IEA World Energy Outlook 2005; IEA World Energy Outlook 2006; EWI/prognos Ölpreisvariante 2006

Abbildung 3-8: Annahmen zur Entwicklung der Rohöl-Grenzübergangswerte frei deutsche Grenze für die verschiedenen Energiepreisvarianten im Vergleich

In den drei ausgewählten Studien sind ebenso die Annahmen zur Entwicklung der Erdgas- und der Steinkohlepreise frei deutsche Grenze zu finden. Dabei wird für das Erdgas generell davon ausgegangen, dass die Ölpreisbindung weiterhin bestehen bleibt, so dass sich auch für den Erdgas-Grenzübergangswert ein ähnlicher, wenn auch abgeschwächter Verlauf wie beim Rohöl einstellt. Zu beachten ist, dass die Grenzübergangswerte beim Erdgas üblicherweise bezogen auf den Brennwert (H_o) in den Statistiken notiert werden. Energieverbrauchswerte, Wirkungsgrade usw. beziehen sich jedoch auf den Heizwert (H_u). Somit ist diese unterschiedliche Bewertung durch eine entsprechende Erhöhung der Preise mit zu berücksichtigen. In Tabelle 3-10 erfolgen die Angaben direkt bezogen auf den Heizwert (H_u).

Da die Reserven- und Ressourcensituation bei der Steinkohle noch weitaus entspannter ist als bei Erdöl oder Erdgas und da auch die Marktsituation durch eine größere Vielzahl von Anbietern und Lieferländern mit einer breiteren geopolitischen Verteilung gekennzeichnet ist (vgl. Abschnitt 2.1), sind die Preispfade bei der Steinkohle durch eine geringere Bandbreite gekennzeichnet. Für die Untersuchungen für Bayern sind noch die entsprechenden Transportkosten zu hinterlegen, da es sich bei den in den Studien ausgewiesenen Steinkohlepreisen um Kosten frei Seehafen handelt. Diese Modifikation ist in Tabelle 3-10 bereits erfolgt, hier sind die Grenzübergangswerte für fossile Energieträger frei bayerische Grenze aufgeführt.

Tabelle 3-10: Annahmen zu den Weltmarktrohölpreisen in US\$₂₀₀₅/bbl und den Grenzübergangswerten für fossile Energieträger frei Bayern in €₂₀₀₅/GJ (H₀) für die Energieprognose Bayern 2030

		Statistik				Projektion				
		1995	2000	2003	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Rohöl Weltmarkt	niedrig					36.2	37.2	38.3	39.3	40.3
	mittel	22.6	31.4	30.6	58.4	51.5	47.8	50.2	52.6	55.0
	hoch					56.7	55.0	53.3	60.7	68.0
Importpreise frei Grenze										
Rohöl	niedrig					5.26	5.41	5.56	5.71	5.86
	mittel	2.62	5.88	4.71	8.96	7.65	7.10	7.46	7.81	8.17
	hoch					9.14	9.01	8.88	10.07	11.26
Erdgas	niedrig					4.43	4.52	4.61	4.79	4.97
	mittel	2.25	3.57	3.92	6.48	5.12	4.78	5.06	5.34	5.63
	hoch					5.35	5.18	5.01	5.52	6.02
Steinkohle	niedrig					1.91	1.93	1.94	1.96	1.98
	mittel	1.50	1.53	1.38	2.02	1.95	1.98	2.02	2.07	2.11
	hoch					1.93	1.91	1.89	1.95	2.00

3.5 Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise im europäischen Emissionshandelssystem

Zur Erfassung der Wirkungen des europäischen Emissionshandelssystems (EU-EH) für die im Zentrum des Gutachtens stehenden Szenarioanalysen für Bayern wurde hinsichtlich der Rahmensetzungen quantitativ untersucht, wie sich die aktuellen EU-Emissionsziele vom März 2007 auf die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise als wichtige Rahmengröße für die bayerische Energiewirtschaft auswirken. Zudem werden die Rückwirkungen auf die gesamtwirtschaftliche und industriespezifische Entwicklung sowie auf die Beschäftigung insbesondere in der EU und in Deutschland analysiert. Wie in Abschnitt 2.2 skizziert wurde, handelt es sich bei diesen Fragestellungen um globale Probleme und Herausforderungen, die weit über einzelne Sektoren und Länder oder gar Bundesländer hinausgehen. Außerdem bestehen vielfältige Wechselwirkungen zwischen Energienachfrage, Energiepreisen, Zertifikatspreisen, Emissionsentwicklungen und Wettbewerbsfähigkeit. Aus diesem Grund muss für die quantitativen Untersuchungen ein totalanalytisches Instrumentarium angewendet werden, um die Wechselwirkungen und Rückkopplungen adäquat erfassen zu können. Hierfür wird das am IER Stuttgart entwickelte Angewandte Allgemeine Gleichgewichtsmodell NEWAGE-W (National, European, Worldwide Applied General Equilibrium Modeling System) verwendet. NEWAGE-W liefert eine umfassende Beschreibung des weltweiten gesamtwirtschaftlichen Geschehens. Das Modell bietet somit grundsätzlich eine Vielzahl von Kriterien zur ökonomischen Beurteilung alternativer Emissionshandelregimes und Emissionsreduktionszielen, die sich an den Größen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung anlehnen und die entscheidenden makro- und mikroökonomischen Auswirkungen einer Politikmaßnahme widerspiegeln.

Das Modellinstrumentarium NEWAGE-W ist ein dynamisches, multiregionales und multisektorales Modell der Weltwirtschaft, das u. a. die Staaten der EU-27 einzeln abbildet

und damit länderbezogene Untersuchungen alternativer energie- und umweltpolitischer Maßnahmen zulässt. Durch den totalanalytischen Ansatz werden alle regionalen und sektoralen Rückkopplungseffekte der Produktions-, Investitions- und Konsumentscheidungen modellendogen erfasst. Die zugrunde liegenden ökonomischen Aktivitäten der Wirtschaftsakteure werden mittels CES-Produktionsfunktionen modelliert (*Constant Elasticity of Substitution*), die die Herstellung von Endprodukten aus den ggf. untereinander substituierbaren Inputfaktoren Kapital, qualifizierte Arbeit, gering qualifizierte Arbeit, Energie und sonstigen Vorleistungsgütern repräsentieren. Das Modell ist als ein System von nichtlinearen Ungleichungen formuliert, die in der Programmiersprache GAMS/MPSGE /Brooke u. a. 1998; Rutherford und Paltsev 2000/ implementiert sind. Das Modell umfasst bis zu 48 Staaten bzw. Regionen. Sektoral sind diese Volkswirtschaften in 8 Industrie- und Dienstleistungssektoren sowie 5 Energiesektoren disaggregiert. Die zugrunde liegende Datenstruktur für Produktion und Handel orientiert sich an der Input-Output Systematik und entstammt der auf den konsistenten volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen von 87 Staaten beruhenden GTAP-Datenbank in der Version 6 von 2005 /GTAP 2005/. Basisjahr von GTAP 6 ist 2001. Bei einer fünfjährigen zeitlichen Auflösung hat das Modell einen Zeithorizont bis 2030 mit einer rekursiv-dynamischen Struktur.

Für Fragestellungen bezüglich des Klimaschutzes ist die Stromerzeugung von besonderem Interesse. Deshalb wurde die Top-Down Struktur von NEWAGE-W um die technologieorientierte Abbildung der länderspezifischen Kraftwerksparks erweitert /Zürn u. a. 2005; Ellersdorfer und Fahl 2006/. Die Stromerzeugung setzt sich aus 16 unterschiedlichen Produktionsfunktionen zusammen. Insgesamt kommen 13 verschiedene Erzeugungstechnologien zum Einsatz, die teilweise in mehreren Lastbereichen eingesetzt werden. Dies gilt für die Stromerzeugung aus Steinkohle, Gas und Öl, die in der Grund-, Mittel- und teilweise auch in der Spitzenlast eingesetzt werden.

NEWAGE-W erfasst außerdem die Nichträumung der Arbeitsmärkte und kann somit Beschäftigungseffekte als Veränderungen in den nationalen Erwerbslosenquoten quantifizieren. Wie in /Küster u. a. 2007/ ausführlich dargestellt, wird das Verhalten am Arbeitsmarkt und die daraus resultierende Nichträumung durch Mindestlöhne und empirisch zu beobachtenden Lohnkurven modelliert. Durch die differenzierte Abbildung des Inputfaktors Arbeit in Bezug auf den Qualifikationsgrad ist es möglich, die Beschäftigungseffekte nicht nur quantitativ abzuschätzen, sondern auch Aussagen bezüglich der qualitativen Beschäftigungsentwicklung zu treffen.

Im Rahmen der dynamischen interregionalen allgemeinen Gleichgewichtsanalyse kann somit ein Beitrag geleistet werden, die intersektoralen und interregionalen Rückkopplungseffekte unterschiedlicher EU-Zielvorgaben in Szenarioanalysen vergleichend zu untersuchen und die mit ihnen verbundenen Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft und die Energiewirtschaft sowie auf die Zertifikatspreise zu bestimmen. Die diskutierten EU-Klimagasziele sind in Tabelle 3-11 zusammengestellt.

Tabelle 3-11: Energie- und Klimaschutzpolitische Ziele der EU

Reduktionsziele für Treibhausgase (THG)
<ul style="list-style-type: none"> • 20% THG-Reduktion im Vergleich zu 1990 in der EU-27 bis 2020 • 30% THG-Reduktion wenn andere entwickelte Länder vergleichbare Restriktionen auf sich nehmen
Ziele für den Einsatz erneuerbarer Energiequellen (RES)
<ul style="list-style-type: none"> • 20% Anteil von RES am gesamten EU-Primärenergieverbrauch bis 2020 • 10% Anteil von Biokraftstoffen am Transportkraftstoffverbrauch bis 2020
Energieeffizienzziele
<ul style="list-style-type: none"> • Absolute Grenze des PEV in der EU, durch Maßgabe der Energieeffizienzverbesserung der Art, dass in 2020 20% des EU-Verbrauchs eingespart wird im Vergleich zur Referenzprojektion gemäß dem EU-Grünbuch "Energieeffizienz"

Die quantitative Analyse mit NEWAGE-W fokussiert auf die CO₂-Reduktion durch den Emissionshandel. Der Szenarienvergleich beruht auf der Gegenüberstellung mit einem Referenzfall, in dem keine weiteren Anstrengungen unternommen werden, die Kyoto-Ziele ab 2010 aber dauerhaft eingehalten werden („Kyoto Forever“). Die dazu betrachtete Szenariovariante beinhaltet eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der EU um 20 % in 2020 und danach. Moderate Energieeffizienzfortschritte sind in beiden Szenarien unterstellt.

Unter der Voraussetzung, dass die EU-Reduktionsziele im Rahmen eines Annex-B weiten Post-Kyoto-Regimes realisiert werden, kann mit Hilfe des Modells NEWAGE-W gezeigt werden, dass durch den internationalen, über die EU hinausgehenden Zertifikatshandel Emissionszertifikate in großen Mengen in die EU importiert werden. Das bedeutet, dass die Reduktion innerhalb der EU effektiv deutlich unter den angesetzten 20 % gegenüber 1990 liegt. Die Treffsicherheit innerhalb der gesamten Annex-B Gruppe und damit die ökologische Effektivität des Annex-B-weiten Emissionshandelssystems sind allerdings gegeben. Durch den Import von Emissionszertifikaten finden im Ausland direkte Kapitalinvestitionen statt. Das bedeutet einen Kapitalexport von der EU in andere Annex-B-Länder, wie z. B. Russland. Lediglich die neuen osteuropäischen EU-Mitgliedsländer exportieren in geringen Mengen Zertifikate bis zum Jahr 2020, bevor auch hier Zertifikate zugekauft werden müssen.

Bei einer Reduktion um 20 % steigen die CO₂-Preise in der EU, in Deutschland bzw. in Bayern bis 2020 auf ca. 28 €/je t CO₂ und bis 2030 auf ca. 38 €/je t CO₂ an, wenn sämtliche Sektoren in das System eingebunden werden und für Deutschland die Umsetzung des Kernenergieausstiegs unterstellt wird.

Die Stromerzeugung in der EU-27 erfährt bis 2030 einen signifikanten, wenn auch nicht radikalen Strukturwandel. Es wird zunehmend Erdgas eingesetzt. Allerdings sorgen die durch endogene Preisbildung in NEWAGE-W erfassten Preiseffekte dafür, dass der Kohle-zu-Gas-Wechsel vergleichsweise gering ausfällt, da der Erdgaspreis stärker steigt als z. B. der Preis für Kohle. Der Anteil der Kernenergie ist stark abhängig von der maximalen politisch und wirtschaftlich realisierbaren Zubaurate. Die gesamte Stromproduktion steigt in der EU

stark an. In Deutschland besteht die Besonderheit des Kernenergieausstiegs. Die Kernenergiekapazitäten werden auch unter einem EU-Klimaschutzziel von 20 % durch fossil befeuerte Kapazitäten ersetzt, und zwar sowohl durch Erdgas aber auch in erheblichem Maße durch Steinkohle. Entsprechend importiert auch Deutschland in größerem Maße CO₂-Zertifikate.

Die Umsetzung der EU-Klimaziele ist mit gesamtwirtschaftlichen Kosten verbunden. Dies spiegelt sich in einem gegenüber einer Referenzentwicklung ohne verstärkte Reduktionsziele sinkenden Bruttoinlandsprodukt (BIP) wider. In der EU-27 verringert sich das BIP in 2020 um 0,5 % bei einer Emissionsreduktion um 20 % gegenüber der Referenz. In Deutschland ist die Kontraktion bis 2020 noch analog. In 2030 liegt das BIP in Deutschland allerdings fast 0,9 % unter dem Referenzwert. Hierin kommt u. a. wieder der Verlust durch das Fehlen von günstigen Emissionsvermeidungsoptionen durch den Kernenergieausstieg zum Ausdruck.

Analog zum Rückgang des BIP verschlechtert sich auch die Situation auf dem Arbeitsmarkt in der EU-27. Zwar lösen Klimagasreduktionsziele (wie auch die Förderung der erneuerbaren Energien) positive Effekte auch dadurch aus, dass durch verstärkte Produktion in den Industrien der „grünen Technologien“ (z. B. in der Herstellung von Windkraftanlagen) Nachfrage nach Arbeit in diesen Branchen entsteht. Allerdings wird dieser Arbeitsnachfrageanstieg überkompensiert durch den Nachfragerückgang in traditionellen Branchen, durch den Budgeteffekt und durch internationale und dynamische Effekte. Die Beschäftigungseffekte können kurzfristig daher zwar leicht positiv sein. In 2020 und auch in 2030 steigt allerdings die Arbeitslosigkeit in der EU-27 sowohl unter den qualifizierten als auch unter den gering qualifizierten Arbeitnehmer gegenüber der Referenzentwicklung deutlich an (0,2 bis 1,6 Prozentpunkte je nach Region und Qualifikationsniveau).

In einer zusätzlichen Szenariovariante wurde als Bestandteil der EU-Klimaschutzpolitik eine EU-weite Quote für erneuerbare Energien in der Elektrizitätserzeugung in Höhe von 21 % in 2010 und 35 % in 2020 unterstellt. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Kombination einer solchen Quote mit einem Emissionshandel die CO₂-Preise nur marginal entlastet (um ca. 1 €) und in etwa eine Verdopplung der negativen BIP-Effekte hervorruft ohne signifikante Emissionseinsparungen in der EU gewährleisten zu können. Dieses Modellergebnis unterstreicht die mit einer klimaschutzpolitischen Instrumentenvielzahl einher gehende hohe Gefahr von energie- und gesamtwirtschaftlichen Ineffizienzen.

In einer weiteren Variante wird für Deutschland eine konstante Kernenergiekapazität auch für die Zukunft unterstellt, entweder über eine Laufzeitverlängerung der bestehenden Anlagen oder über einen Ersatzneubau. Die Minderungsziele in der EU sind in diesem Fall deutlich leichter zu erreichen, was sich auch in niedrigeren CO₂-Zertifikatspreisen widerspiegelt. In dieser Variante sinken sie bis 2020 auf ca. 23 €/je t CO₂ und bis 2030 auf ca. 31 €/je t CO₂, wodurch bei einem auf alle Sektoren ausgeweiteten System auch die Kostenbelastung der Verbraucher entsprechend reduziert wird.

3.6 Charakterisierung und Entwicklungsperspektiven ausgewählter Technologien

In den folgenden Abschnitten werden für eine Auswahl von Energieumwandlungs- und -anwendungstechnologien Charakterisierungen vorgenommen und deren Entwicklungsperspektive dargestellt. Die zu Grunde liegenden technischen Entwicklungen sind von großer Bedeutung für die Ergebnisse der Modellrechnungen und sollen daher im Folgenden für die Bereiche Kraftwerke, Gebäudesanierungen und alternative Antriebe im Verkehr näher erläutert werden. Generell stellt der technologische Fortschritt eine wichtige Grundlage für die Erreichung ambitionierter energiepolitischer Ziele dar. Eine moderne, wachsende Wirtschaft, die nicht ausschließlich über Einsparungen und Verzicht ökologische Zielvorgaben erreichen will, ist auf technologische Innovationen im energetischen Anwendungsbereich sowie im Umwandlungssektor angewiesen. Auch in dem im Jahr 2004 verabschiedeten Gesamtkonzept Energie bekannte sich Bayern zur Unterstützung von Initiativen zur Förderung des technischen Fortschritts, um die energiepolitischen und Nachhaltigkeits-Ziele erreichen zu können.

3.6.1 Kraftwerke

In diesem Abschnitt werden verschiedene Stromerzeugungsoptionen zunächst hinsichtlich der technischen, ökonomischen und ökologischen Parameter charakterisiert, wie sie auch in den Szenarioanalysen Verwendung finden, und in einem zweiten Schritt einer vergleichenden Analyse hinsichtlich der Stromerzeugungskosten unterzogen. Für diese Charakterisierung von Stromerzeugungsoptionen werden repräsentative Anlagen zur Stromerzeugung mittels nuklearer, fossiler oder erneuerbarer Energien betrachtet, die nach dem Jahr 2010 in Betrieb gehen könnten und somit als Neubauoption für Bayern zur Verfügung stehen. Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich werden die spezifischen Stromerzeugungskosten (Average Lifetime Levelized Generation Cost) für typische Auslastungen verwendet. Die Sensitivität der Stromerzeugungskosten in Hinblick auf wichtige kostenbestimmende Faktoren wird aufgezeigt. Ebenso erfolgt eine Abschätzung der Stromerzeugungskosten unter Einbeziehung der externen Kosten.

Charakterisierung der Stromerzeugungsoptionen

Für Inbetriebnahmezeiträume ab dem Jahre 2010 stehen die nachfolgend charakterisierten Kraftwerke als Referenzanlagen zur Verfügung, deren wesentliche technische und ökonomische Parameter in Tabelle 3-12 aufgeführt sind. Die zusammengestellten Daten sind Ergebnis eines Vergleichs von Hersteller- und Betreiberangaben sowie wissenschaftlicher Untersuchungen. Die Daten stellen repräsentative Mittelwerte der ökonomischen und technischen Charakteristika der Referenzanlagen dar.

Tabelle 3-12: Technische und ökonomische Parameter der Referenzkraftwerke, Inbetriebnahmejahr 2010

Energieträger	Kraftwerkstyp	Elektrische Netto-Leistung [MW _{el}]	Elektrischer Netto-Wirkungsgrad [%]	Technische Lebensdauer [a]	Vollastbenutzungsstunden [h/a]	Spezifische Investitionskosten ¹⁾ [€/kW _{el}]
Erdgas	GuD-KW	1000	60	30	7446	480
Steinkohle	Dampf-KW	1020	46	35	7446	1000
Braunkohle	Dampf-KW	1050	44	35	7446	1150
Kernenergie	Druckwasserreaktor	1600	36	60	7446	1850
Wasser	Laufwasser-KW	3,1		60	4993	4982
Wind	Wind-KW onshore	2		20	1314 - 2190	1050
Wind	Wind-KW offshore	5		20	2190 - 3504	1950
Solar	PV-Anlage Freifläche	0,5		25	876	4275
Solar	PV-Anlage Dach	0,002		25	876	5200
Biomasse	Holz-KW Wirbelschicht	20	35	20	7446	2100

¹⁾ Anlagenabschlusskosten und Baunebenkosten ohne Zinsen während der Bauzeit

- **Fossile Dampfkraftwerke**
 Erdgas-Gas- und Dampfturbinen-(GuD-)Kraftwerke sowie stein- und braunkohlegefeuerte Dampfkraftwerke sind in den letzten Jahren ständig weiter entwickelt und in Bezug auf die Brennstoffausnutzung optimiert worden. Referenzanlagen dieser im Grundlastbereich mit hoher Verfügbarkeit einsetzbaren Kraftwerke sind:
 - Erdgas-GuD-Kraftwerk 1000 MW,
 - Steinkohledampfkraftwerk 1020 MW mit Kohlenstaubfeuerung und überkritischen Frischdampfparametern (285 bar / 600 °C),
 - Braunkohledampfkraftwerk 1050 MW mit Kohlenstaubfeuerung und überkritischen Frischdampfparametern sowie optimierter Anlagentechnik zur Kohletrocknung (BoA+)
- **Kernkraftwerke**
 Als Referenzanlage wird der Europäische Druckwasserreaktor (EPR) betrachtet; ein Reaktor dieser Bauart ist gegenwärtig in Finnland im Bau, ein weiterer in Frankreich in der Planung.
 - Europäischer Druckwasserreaktor 1600 MW, ausgelegt für eine Brennstoffanreicherung von 4,2 % und eine technische Lebensdauer von 60 Jahren
- **Kraftwerke mit erneuerbaren Energiequellen**
 Aus der Vielzahl der Kraftwerkstypen, die die natürlichen Ressourcen Wasser, Wind, solare Strahlung und Biomassen unterschiedlicher Art und Herkunft nutzen, sind für den Wirtschaftlichkeitsvergleich der Stromerzeugungsoptionen die folgenden Referenzanlagen ausgewählt worden:

- Laufwasserkraftwerk 3100 kW mit einer durchschnittlichen Auslastung von 57 %; dies entspricht einer Volllaststundenzahl von 5000 h/a und wird im langjährigen Durchschnitt an hydrologisch geeigneten Standorten erreicht.
- Onshore-Windkraftkonverter 2000 kW als Anlage eines Windparks, betrieben an einem Standort mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in 50 m über Grund von mindestens 5,5 m/s bzw. 6,5 m/s. Die Volllastbenutzungsstunden liegen damit bei 1300 bis 2200 h/a. Diese Anlagen sind ausgereift und dürften im Allgemeinen im Zuge eines Windpark-Repowering Altanlagen kleinerer Leistung ersetzen.
- Offshore-Windkraftkonverter⁸ 5000 kW als Anlage eines Windparks betrieben an einem Standort mit Volllaststunden von 2200 bis 3500 h/a. Offshore-Windkraftanlagen benötigen noch weitere Entwicklung und Erprobung, damit sie auch in den vorgesehenen Gebieten mit Meerestiefen von 40 m installiert und instand gehalten werden können.
- Photovoltaikanlage 2 kW, ausgeführt als Dachanlage, mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 900 h/a.
- Photovoltaikanlage 500 kW, aufgeständert auf freier Fläche mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 950 h/a.
- Biomasse-Kraftwerk 20 MW, Verbrennung von Holzhackschnitzeln in der Wirbelschicht.

Als weitere Stromerzeugungsoption mit erneuerbaren Energiequellen ist grundsätzlich auch ein Geothermie-Kraftwerk vorstellbar, allerdings sind dafür gute geologische Randbedingungen in Deutschland und auch in Bayern nur an wenigen Standorten erfüllt. Aus diesem Grund wird die geothermische Stromerzeugung in die vergleichende Kostenanalyse nicht mit einbezogen.

Alle Kraftwerkstypen haben Entwicklungspotenziale, die zum Teil erhebliche Auswirkungen auf ihre Einsatzchancen in den nachfolgenden Jahrzehnten haben werden. Bei den Kernkraftwerken zielen die Entwicklungen auf eine weitere Senkung der Kapitalkosten, bei den Kraftwerken mit erneuerbaren Energien zusätzlich zur Senkung der Investitionskosten auf eine Verbesserung der Wirkungsgrade und bei den fossil befeuerten Kraftwerken ganz wesentlich auf die Reduzierung von Umwelt- und Klimagasemissionen.

Seit einer Reihe von Jahren wird intensiv an der Entwicklung der Kombination von Kohlevergasungsverfahren mit einem anschließenden Gas- und Dampfturbinenprozess gearbeitet (integrated gasification combined cycle). Diese so genannten IGCC-Kraftwerke, die im nächsten Jahrzehnt die Marktreife erlangen können, zeichnen sich, verglichen mit herkömmlichen Kohlekraftwerken, durch höhere Wirkungsgrade und die Tatsache aus, dass sie mit marktgängigen Komponenten und erprobten Werkstoffen baubar sind.

⁸ Auch wenn in Bayern aufgrund der geographischen Lage keine Wind-Offshore Anlagen installiert werden können, werden diese als Vergleichsanlage mit aufgeführt und berücksichtigt.

Im Mittelpunkt der Entwicklung zukunftsfähiger Kohle- und Gaskraftwerke stehen auch Verfahren zur CO₂-Abtrennung und -Lagerung (carbon capture and storage – CCS; siehe auch Box CO₂-Abtrennung und -Lagerung). Wenn es gelingt, beim Verbrennungsprozess CO₂-Abscheidungsraten von bis zu 90 % zu erreichen, eröffnen sich weitgehend klimaneutrale Einsatzmöglichkeiten für fossile Kraftwerksanlagen. Allerdings wird für die CO₂-Abtrennung ein erheblicher technischer Aufwand nötig, der zu Lasten des Wirkungsgrades geht. Dies schlägt sich ebenfalls in deutlich höheren Investitions- und Betriebskosten nieder. Auch die langfristige sichere Lagerung von CO₂ im Untergrund erhöht die Kosten. Kurzfristig dürften CCS-Anlagen nicht verfügbar sein, dafür ist der Entwicklungsaufwand noch zu groß. Auch wenn derzeit bereits Pilotanlagen für CCS-Kraftwerke entwickelt werden, dürfte es noch mindestens bis 2015 oder 2020 dauern, bevor erste kommerzielle CCS-Kraftwerke einsatzreif sein werden.

CO₂-Abtrennung und -Lagerung

Die CO₂-Abtrennung und -Lagerung steht im Mittelpunkt der Entwicklung weitgehend klimaneutraler Kohlekraftwerkstechniken. Für dieses langfristig angestrebte Ziel kommen nach derzeitigem Stand der Forschung drei Abtrennungsverfahren in Betracht.

- Post combustion capture: Der Brennstoff wird im konventionellen Kraftwerksprozess verbrannt. Das CO₂ wird nach der Verbrennung in einem Waschverfahren aus dem Rauchgas abgeschieden und kann dann verflüssigt werden.
- Pre-combustion capture: Der Brennstoff wird vor der Verbrennung in ein Synthesegas aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff umgewandelt. Das Kohlenmonoxid wird in einem weiteren Schritt mit Wasserdampf in die Bestandteile CO₂ und Wasserstoff gespalten. Während das CO₂ abgeschieden und verflüssigt werden kann, dient der Wasserstoff zur Stromerzeugung.
- Oxyfuel-Verfahren: Die Kohle wird anstatt mit Luft in einer Atmosphäre aus reinem Sauerstoff und rezirkuliertem Rauchgas verbrannt. Durch Reinigung und Auskondensieren des Rauchgasstromes kann das CO₂ in einer Konzentration von etwa 98 % abgeschieden und mittels hohem Druck verflüssigt werden.

Technisch am einfachsten ist eine CO₂-Abtrennung bei IGCC-Anlagen aus dem Gasstrom vor der Verbrennung. Bei Dampfkraftwerken ist die Abtrennung nach der Verbrennung aufgrund der größeren Volumenströme mit höherem Aufwand verbunden. Die als drittes Verfahren skizzierte Oxyfuel-Technik, bei der durch die Verbrennung mit reinem Sauerstoff und der Aufbereitung des Abgases ein reiner CO₂-Strom entsteht, ist eine attraktive Option, erfordert jedoch eine Luftzerlegungsanlage und die Dichtheit aller Systeme zur Verhinderung unerwünschter Luftzufuhr.

Je nach Abscheideverfahren und Kraftwerkskonzept ergeben sich nach heutigem Kenntnisstand Wirkungsgradeinbußen von bis zu 6 Prozentpunkten. Diese erfordern bei glei-

cher Nennleistung einen Mehrbedarf an Brennstoff sowie erhebliche zusätzliche Investitionen in der Größenordnung bis zu 90 %. Ziel von Entwicklungsmaßnahmen weltweit ist es, die Brennstoffausnutzung zu verbessern und gleichzeitig die Mehrkosten zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund ergeben sich höhere Stromgestehungskosten für Kohlekraftwerke mit CO₂-Abtrennung von 40 bis 50 % gegenüber den Kohlereferenzkraftwerken und CO₂-Vermeidungskosten in Abhängigkeit der Kosten für Transport und Speicherung in einer Höhe von 22 bis 33 Euro je Tonne CO₂.

Die langfristig sichere Lagerung der aus dem Kraftwerksprozess abgetrennten CO₂-Mengen ist ein weiteres Forschungs- und Entwicklungsziel mit internationaler Ausrichtung. Während das Injizieren von CO₂ in Ölfelder zur Erhöhung der Förderausbeute (enhanced oil recovery, EOR) Stand der Technik ist, sind für die Speicherung in ausgeförderten Erdgasfeldern, in Kohleflözen oder tief gelegenen Aquiferen noch grundsätzliche geologische und ökologische Fragen zu klären. Diese betreffen insbesondere die Langzeitstabilität der Einlagerung.

Ungeachtet des Entwicklungsbedarfs haben mehrere Stromerzeugungsunternehmen in Europa bereits Pläne zur Entwicklung und zum Bau CO₂-freier Kraftwerke bekannt gegeben, andere prüfen diese noch. Vattenfall baut eine Pilotanlage zur Erprobung der Oxyfuel-Technik. Auf Basis der Erkenntnisse aus einem dreijährigen Testbetrieb dieser Pilotanlage soll ein Demonstrationskraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 250 bis 300 MW geplant werden. RWE plant, bis 2014 in Deutschland ein Großkraftwerk mit integrierter Kohlevergasung, CO₂-Abtrennung und -Speicherung zu errichten. Die Kosten für dieses Projekt werden auf rund 1 Mrd. Euro veranschlagt. Parallel dazu wird RWE die CO₂-Wäsche als Abtrenntechnologie aus Rauchgasen weiter entwickeln. In Großbritannien gibt es ähnliche Vorhaben. Forschungsprogramme, wie Encap und die Technologieplattform „zero emission fossil fuel power plants“ in Europa sollen in Verbindung mit dem 7. EU-Forschungsrahmenprogramm weitergehende Initiativen anstoßen. COORETEC mit zahlreichen Projekten in Deutschland sowie Großprojekte wie Future-Gen in den USA oder Coal21 in Australien treiben die technologische Weiterentwicklung national und international ebenfalls voran.

Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungskosten setzen sich aus den Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten während des Anlagenbetriebs zusammen. Die Kostenbestandteile werden üblicherweise über die gesamte Lebensdauer kumuliert, auf den Gegenwartswert abdiskontiert und auf die erzeugte Strommenge bezogen, um vergleichbare Werte in [€/MWh] zu erhalten (Average Lifetime Levelized Generation Costs).

Für den Kostenvergleich wird als einheitlicher Inbetriebnahmezeitpunkt das Jahr 2010 gewählt. Es wird ferner den Kostenrechnungen zugrunde gelegt, dass der Zeitraum für die Abschreibung der Anlagen deren technischer Lebensdauer entspricht. Darüber hinaus werden

für fossil gefeuerte Kraftwerke und das Kernkraftwerk eine Nutzung von 7500 Vollbenutzungsstunden, d. h. ein durchschnittlicher Lastfaktor von rund 85 %, pro Jahr unterstellt. Für die Kraftwerke mit erneuerbaren Energiequellen werden die in Tabelle 3-12 angegebenen jahresdurchschnittliche Mittelwerte für bayerische bzw. deutsche Standorte als jeweilige gültige Verfügbarkeit angenommen.

Die Kapitalkosten enthalten neben den Kosten für die Anlage, die beim Abschluss eines Liefervertrages mit dem Hersteller vereinbart werden, eine Reihe weiterer Bestandteile. Zu den Anlagenabschlusskosten (auf Englisch: Overnight Investment Cost - OIC) kommen vor Baubeginn normalerweise die als Bauherreneigenleistungen bezeichneten Kosten für den Erwerb des Grundstücks, Erschließung, Gutachten u. ä.; nach Betriebsende fallen Kosten für Abbau und Überwachung während der Demontage an.

Ein wesentlicher Bestandteil der Kosten während der Bauzeit entfällt auf Zinszahlungen. Dieser kann insbesondere bei Kohle- und Kernkraftwerken wegen ihrer relativ hohen Investitionskosten und der langen Bauzeiten bis zu 20 % der Herstellkosten ausmachen.

Für eine Zukunftsprojektion der Stromerzeugungskosten dieser Kraftwerke sind auch Annahmen über Preisentwicklungen der eingesetzten Energieträger zu treffen. Diese Abschätzungen sind naturgemäß mit großen Unsicherheiten verbunden, da es keine gesicherte Methode gibt, Preise, die sich aus Angebot und Nachfrage von Gütern auf Weltmärkten ergeben, über Jahrzehnte vorherzusagen. Aus diesem Grund werden für die Abschätzung der Stromerzeugungskosten die in Tabelle 3-13 angegebenen zwei Brennstoffpreisentwicklungen unterstellt: der hier als Basis bezeichnete niedrige Preispfad aus Abschnitt 3.4 sowie der dort diskutierte Pfad mit hohen Energiepreisen.

Tabelle 3-13: Projektion der Energieträgerpreise frei Kraftwerk in der niedrigen (Basis) und in der hohen Preisvariante

[€/GJ]	Preisentwicklung	2010	2015	2020	2025	2030
Braunkohle	Basis	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Steinkohle	Basis	1,91	1,93	1,94	1,96	1,98
	Hochpreis	1,95	1,98	2,02	2,07	2,11
Erdgas	Basis	5,56	5,65	5,74	5,92	6,10
	Hochpreis	6,48	6,31	6,14	6,65	7,15
Biomasse	Basis	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00

Bei der Kernenergie ist als Besonderheit zu beachten, dass die gesamten Brennstoffkreislaufkosten in die Bildung der Primärenergiepreise eingehen, d. h. Kosten für Natururan, Konversion, Anreicherung, Zwischen- und Endlagerung. Nur die Preisbildung für Natururan hängt von der internationalen Marktentwicklung ab, die übrigen Bestandteile der Brennstoffkreislaufkosten sind durch inländische Kräfte verursacht. Da weltweit genügend gesicherte Uranvorräte in Niedrigkostenkategorien < 130 \$/kg U verfügbar sind (siehe /AREVA 2005/) und bei weiter steigender Nachfrage mit einer raschen Angebotsausweitung durch die Förde-

rer zu rechnen ist, dürfte der Preis für Uran keinen starken Schwankungen unterliegen. Zusätzlich bietet sich mit der Technik der Wiederaufarbeitung grundsätzlich auch die Möglichkeit, dieselbe Strommenge mit weniger Natururaneinsatz zu erzeugen. Für die langfristige Projektion der nuklearen Brennstoffkreislaufkosten wird insgesamt daher ein konstanter Preisverlauf angenommen.

In Sensitivitätsanalysen wird zusätzlich untersucht, wie sich die Stromerzeugungskosten der Kernreaktoren bei einer angenommenen starken Verteuerung des Uranpreises verändern würden. Ferner werden auch die Kostenauswirkungen bei Wiederaufnahme der Wiederaufarbeitung beleuchtet.

Für die Referenzkraftwerke ergeben sich die in Abbildung 3-9 dargestellten spezifischen Stromgestehungskosten als Maß für die Nutzung von Energie, nicht-energetischen Rohstoffen sowie der Ressource Arbeit, wobei im Referenzfall mit einer Diskontrate von 7,5 % und den Basis-Energiepreisen gerechnet wird. Sie enthalten noch nicht die externen Kosten der Umweltinanspruchnahme, die für die Bewertung der relativen Nachhaltigkeit von Energiesystemen von Bedeutung sind. Auf die externen Kosten wird später im Detail Bezug genommen. An dieser Stelle soll die Diskussion aus methodischen Gründen jedoch zunächst auf den Einfluss der direkten Kosten beschränkt bleiben.

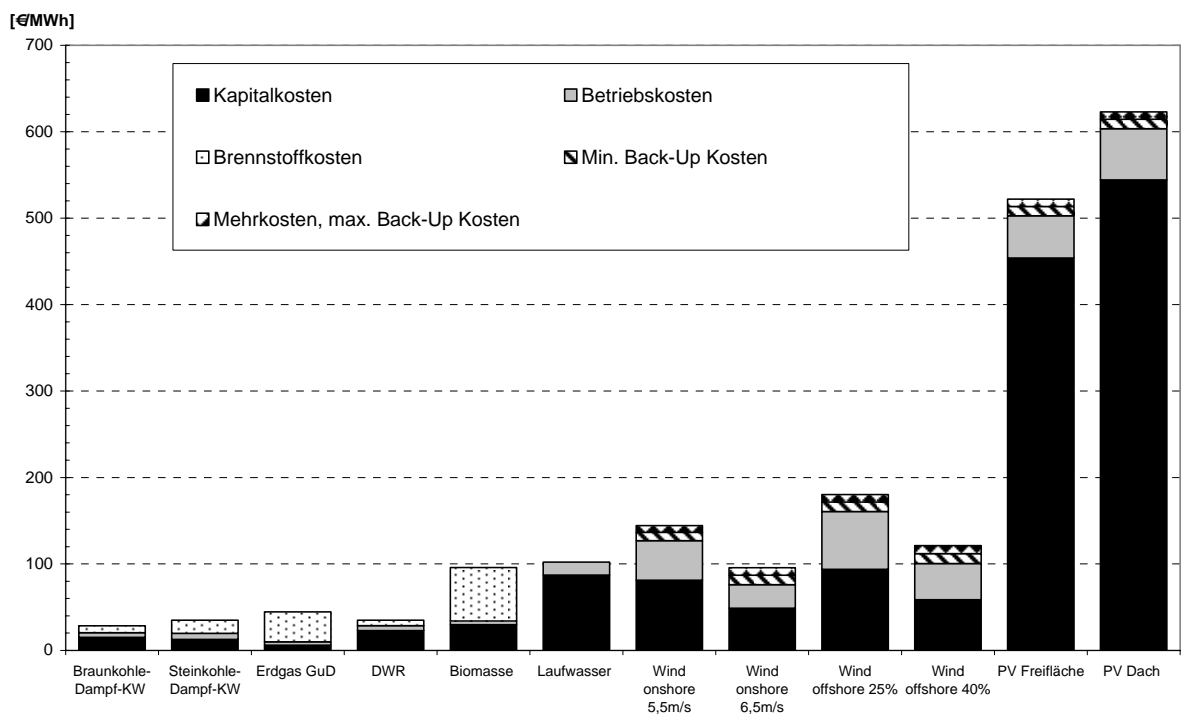


Abbildung 3-9: Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke (Diskontrate 7,5 %)

Dargestellt sind die jeweiligen Anteile an den Kapital-, Brennstoff- und Betriebskosten der Kraftwerke. Bei Kraftwerken mit erneuerbaren Energieträgern mit Ausnahme des Biomasse-Kraftwerkes werden zusätzlich so genannte Back-up Kosten ausgewiesen. Diese Kosten fallen aufgrund des stochastischen Angebots der Windleistung, solaren Einstrahlung

und des Wasserdargebots durch die Kosten der Vorhaltung von Reserveleistung in Form von Back-up-Kraftwerken an. Als Back-up-Kraftwerke werden hier Steinkohle- oder Erdgas-Kraftwerke betrachtet, was aufgrund der jeweiligen Kostenstruktur dieser beiden fossilen Kraftwerkstypen zu unterschiedlichen Back-up-Kosten führt.

Wie aus Abbildung 3-9 zu ersehen ist, ergeben sich bei einer unterstellten Diskontrate von 7,5 % die niedrigsten Stromgestehungskosten für das Braunkohle-Dampfkraftwerk mit rund 29 €/je MWh, gefolgt vom Druckwasserreaktor (EPR) und vom Steinkohle-Dampfkraftwerk mit jeweils rund 35 €/MWh, und mit einigem Abstand, ca. 45 €/MWh, vom Erdgas-GuD-Kraftwerk.

Im Vergleich zu diesen Kostenniveaus, liegen die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlagen um mehr als einen Faktor 10 höher. So betragen die Stromgestehungskosten für eine Freiflächenanlage 520 €/MWh, für eine dachintegrierte Anlage 620 €/MWh. Die übrigen Kraftwerke mit erneuerbaren Energiequellen liegen beim Vergleich der Stromerzeugungskosten im mittleren Bereich: Für das Wasserkraftwerk ergeben sich 102 €/MWh, für das Windkraftwerk onshore 96 bis 144 €/MWh und für das Biomasse-Holzhackschnitzelkraftwerk 96 €/MWh. Für das Offshore-Windkraftwerk liegen die Kosten aufgrund der höheren Kapital- und Betriebskosten deutlich über denen der Binnenlandanlagen: 121 bis 180 €/je MWh. Die große Bandbreite bei den Stromerzeugungskosten der Windkraftanlagen, onshore und offshore, geht auf die unterschiedliche Einsatzkonfiguration der Maschinen bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten, d. h. den unterschiedlichen Jahreserträgen der Windstromerzeugung, zurück.

Variation der Diskontrate

Bei einer angenommenen fünfprozentigen Diskontrate verschieben sich die Kostenrelationen zu Gunsten der kapitalintensiven Technologien, wie Abbildung 3-10 veranschaulicht: der EPR nimmt nun mit Stromerzeugungskosten von 27 €/MWh alleine den zweiten Platz hinter dem Braunkohle-Dampfkraftwerk ein, das mit 24 €/MWh um rund 5 €/MWh günstiger produziert als im Referenzfall. Das Steinkohle-Dampfkraftwerk erzeugt Strom zu Kosten von 31 €/je MWh, das Erdgas-GuD-Kraftwerk zu 43 €/MWh. Bei den Kraftwerken mit regenerativen Energien ändert sich an der Kostenordnung nur wenig, lediglich die Wasserkraft schiebt sich nun vor die Biomasse.

Bei einer zehnprozentigen Diskontrate ändert sich die Kostenordnung so, dass der vergleichsweise kapitalintensive Druckwasserreaktor nun mit Erzeugungskosten von 44 €/je MWh nahezu auf gleicher Kostenhöhe mit dem Erdgas-GuD-Kraftwerk (46 €/MWh) produziert. Auf Platz 1 und 2 bei den Stromerzeugungskosten sind das Braunkohle- (34 €/MWh) und das Steinkohlekraftwerk (39 €/MWh). Bei den Kraftwerken mit erneuerbaren Energien ändert sich die relative Kostenfolge bei einer angenommenen Erhöhung der Diskontrate nicht, allerdings reagieren auch hier die relativ kapitalintensiven Anlagen, d. h. die Wasser-, Wind- und PV-Kraftwerke, deutlich sensibler als weniger kapitalintensive Technologien,

wie das Biomassekraftwerk, mit entsprechend großen Zuwächsen in den Stromerzeugungskosten (aus Gründen der Skalierung sind die Stromerzeugungskosten für PV-Kraftwerke nicht in Abbildung 3-10 eingetragen).

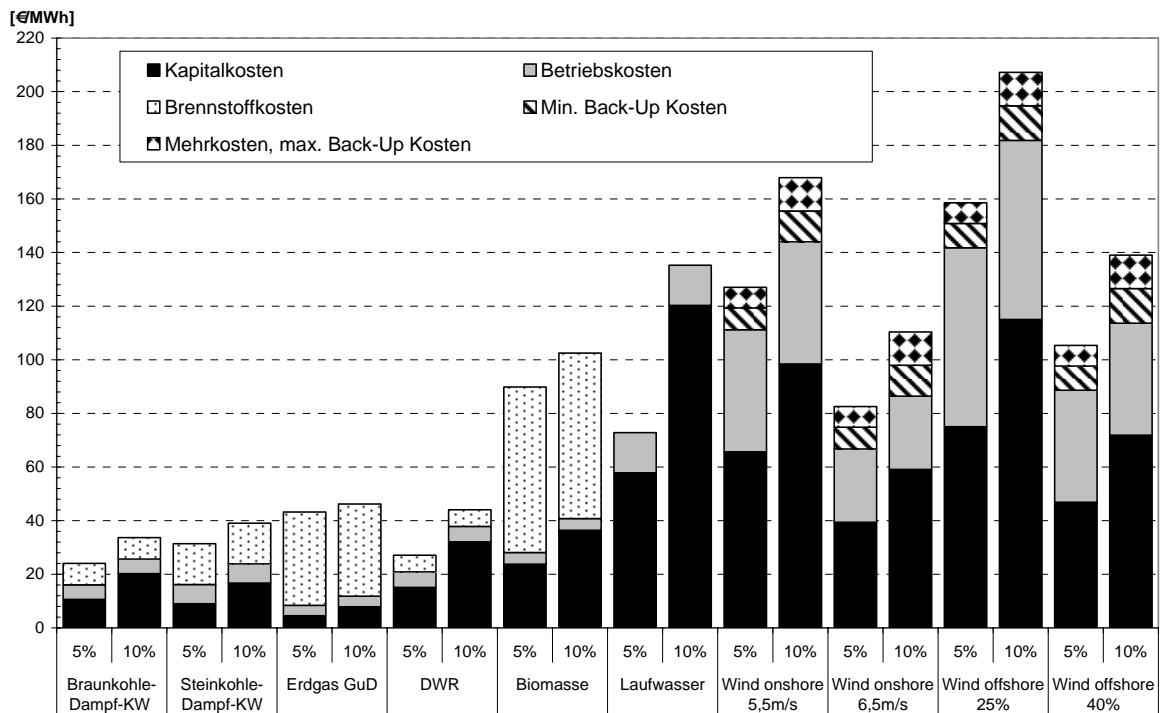


Abbildung 3-10: Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke bei Variation der Diskontrate

Variation der Brennstoffpreise

Bei höheren Brennstoffpreisen, die hier lediglich Steinkohle und Erdgas betreffen (vgl. Tabelle 3-13), zeigen sich nur unbedeutende Veränderungen gegenüber dem Basisfall. Die grundsätzliche Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas-GuD- sowie Steinkohlekraftwerken ist nicht gefährdet; das merit-order-ranking bleibt wie im Basisfall grundsätzlich erhalten, wie Abbildung 3-11 veranschaulicht.

CO₂-Emissionskosten

Die Höhe der Kosten, die durch CO₂-Emissionen verursacht werden, schwankt nach den Analysen in Abschnitt 3.5 zwischen 2010 und 2030 von 8 bis 38 €/t CO₂. Durch die Einbeziehung von Zertifikatskosten verteuert sich die Stromerzeugung der fossilen Kraftwerke deutlich, die eindeutige Kostenführerschaft unter den Referenzkraftwerken fällt nun dem Kernkraftwerk zu, wie Abbildung 3-12 veranschaulicht. Allerdings bleibt zu den Regenerativkraftwerken weiterhin ein großer Kostenabstand bestehen. Die Kostenerhöhung durch Zertifikatskosten von 8 €/t CO₂ bzw. 38 €/t CO₂ trifft die fossilen Kraftwerke ungleich: Bei 38 €

je t CO₂ liegen die Erzeugungskosten der drei fossilen Kraftwerke nahezu auf demselben Niveau bei rund 60 €/MWh mit geringfügigen Vorteilen für das Erdgas-GuD-Kraftwerk.

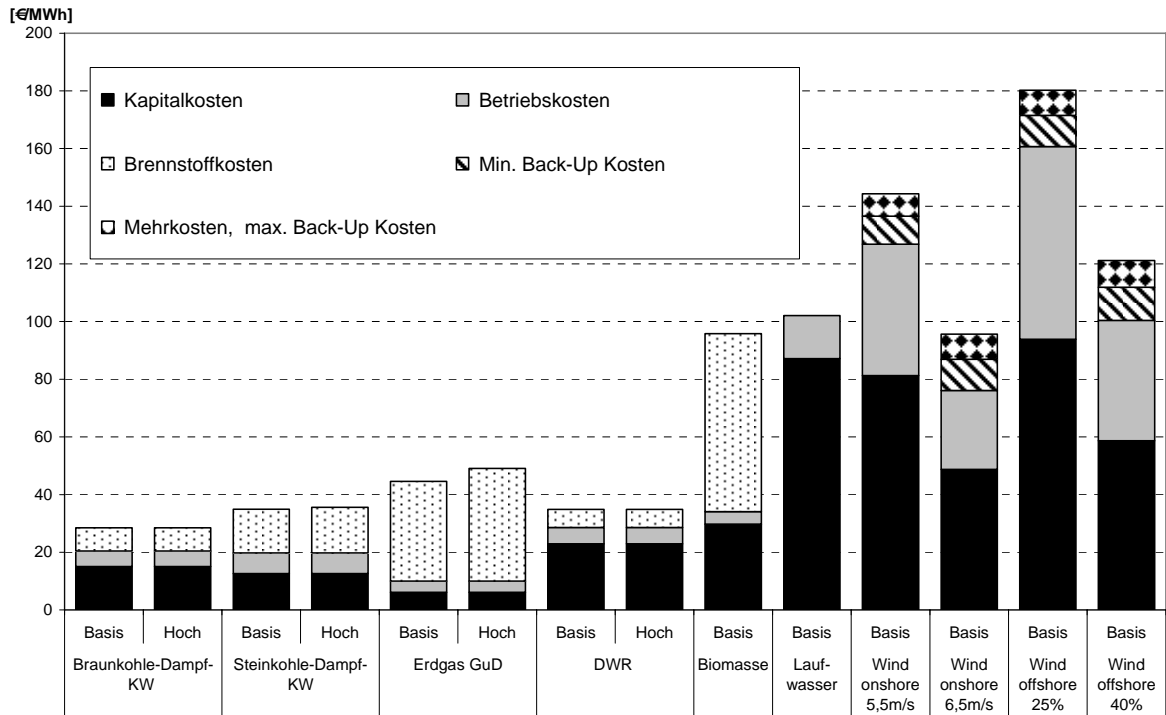


Abbildung 3-11: Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke, Preisentwicklung „Basis“ und „Hoch“ (Diskontrate 7,5 %)

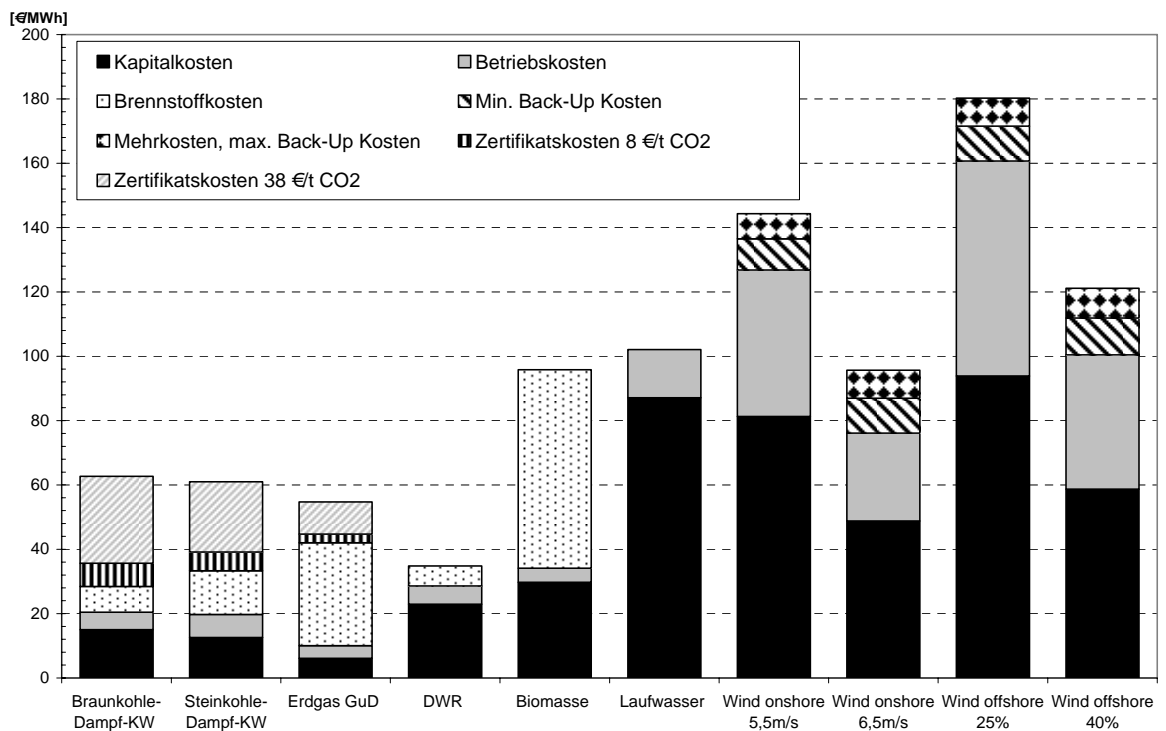


Abbildung 3-12: Stromerzeugungskosten der Referenzkraftwerke unter Berücksichtigung unterschiedlicher CO₂-Zertifikatskosten (Diskontrate 7,5 %)

Variation der Randbedingungen für die Kernenergie

Da sich der Druckwasserreaktor in den bisher erläuterten Kostenvergleichen als eine der wirtschaftlichsten Lösungen erwiesen hat, werden weitere Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um Auswirkungen veränderter Randbedingungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Kernenergie zu prüfen. Variiert werden gegenüber dem Ausgangsfall:

- Absenkung der Investitionskosten von 1850 €/kW auf 1650 €/kW (- 11 %),
- Erhöhung der Investitionskosten von 1850 €/kW auf 2025 €/kW (+ 9,5 %),
- Wiedereinführung der Wiederaufarbeitung mit von 0,62 €/GJ auf 0,86 €/GJ gestiegenen Brennstoffkreislaufkosten (+ 39 %),
- Anstieg des Natururanpreises von 23,00 \$/lb U₃O₈ (43,01 \$/kg U)⁹ auf 50 \$/lb U₃O₈ (130 \$/kg U) (+ 117 %)
- Wiedereinführung der Wiederaufarbeitung bei gleichzeitiger Erhöhung des Uranpreises.

Das Ergebnis dieser Variationen veranschaulicht Abbildung 3-13.

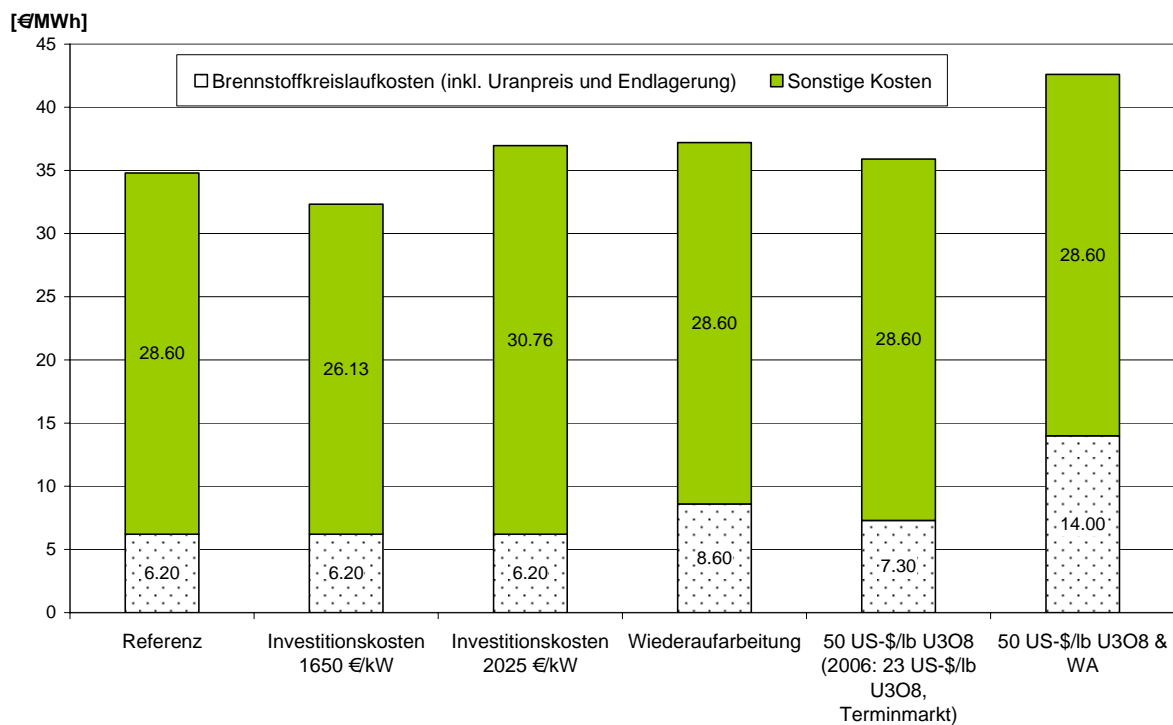


Abbildung 3-13: Stromgestehungskosten für den Druckwasserreaktor bei Variation von Randbedingungen (Diskontrate 7,5 %)

Der ungünstigste Fall besteht in der Kombination des drastisch gestiegenen Natururanpreises mit der Wiederaufarbeitung. In diesem Szenario würden sich die Stromerzeugungskosten um ca. 22 % auf rund 43 €/MWh erhöhen. Wenn die Investitionskosten um

⁹ nach Geschäftsbericht von AREVA im Jahre 2006 erhaltene Erlöse auf dem Terminmarkt

9,5 % zunehmen würden, hätte dies um 6,2 % höhere Stromerzeugungskosten zur Folge. Auch gegenüber den anderen Variationen erweist sich das Ergebnis als stabil.

Veränderung der Auslastung

Aufgrund der zuvor erläuterten Kostenvorteile werden Braunkohle- und Steinkohle-Dampfkraftwerke sowie Kernkraftwerke im Grundlastbereich eingesetzt, danach folgen im Mittel- bis Spitzenlastbereich Erdgas-GuD-Anlagen. Wie der in Abbildung 3-14 dargestellte Zusammenhang der Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit von der Auslastung zeigt, ist das Kernkraftwerk bei den Basisannahmen bei hohen Volllaststunden (> 7500 h/a) kostengünstiger als das Steinkohlekraftwerk. Unter 5000 Volllastbenutzungsstunden ergeben sich Kostenvorteile für das Erdgas-GuD-Kraftwerk gegenüber dem Kernkraftwerk.

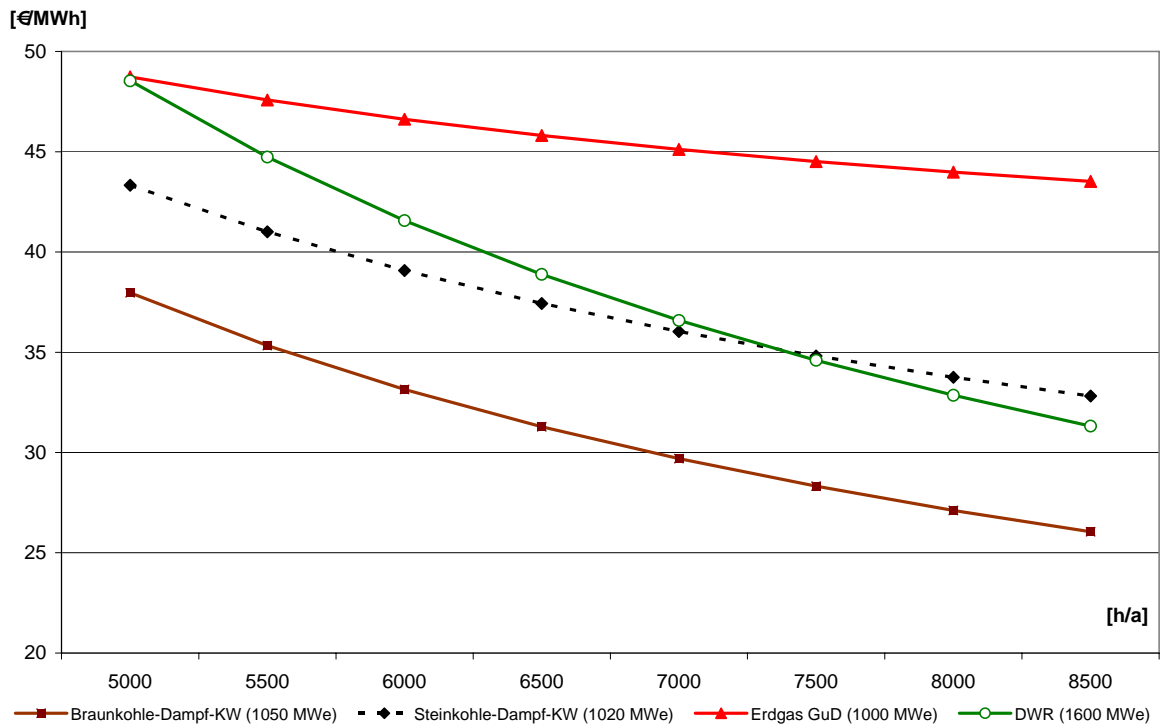


Abbildung 3-14: Stromgestehungskosten der Referenzkraftwerke in Abhängigkeit von der Auslastung (Diskontrate 7,5 %)

Vollkosten

Bereits zuvor wurde ausgeführt, dass auch die Kosten der Umweltinanspruchnahme in die Kostenermittlung mit einbezogen werden müssen, falls Kosten als Maß für die Nachhaltigkeit von Energiesystemen verwendet werden sollen. Die Ermittlung der Vollkosten (die Ökonomen sprechen auch von sozialen Kosten) als Maß für die Inanspruchnahme aller knappen Ressourcen basiert dabei auf der Erfassung aller Stufen und Prozesse, die für die jeweilige Stromerzeugung notwendig sind. Die Bilanzierung, insbesondere auch der externen Kosten,

erfolgt dabei über den gesamten Lebensweg (Life Cycle Costing) und entspricht einer Betrachtung von der Wiege bis zur Bahre.

Bezüglich der Ermittlung der so genannten externen Kosten (siehe auch Box „Externe Kosten der Energieversorgung“) sind zwar in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte erzielt worden, dennoch sind die Unsicherheiten für Teilbereiche, wie z. B. die Klimaveränderung, vergleichsweise groß. Die entsprechend dem derzeitigen Stand quantifizierbaren externen Kosten sind in Tabelle 3-14 für die Referenzkraftwerke, basierend auf den Schadensfaktoren aus /IER u. a. 2004/, berechnet worden. Sie umfassen Gesundheitsschäden, Schäden bei der Agrarproduktion, Materialschäden sowie indirekte Strahlenschäden. Für die externen Kosten des Treibhauseffektes, deren monetäre Bewertung derzeit noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist, werden als Bandbreite die in Abschnitt 3.5 ermittelten CO₂-Vermeidungskosten von 8 bis 38 €/t CO₂ angenommen.

Tabelle 3-14: Externe Kosten der Referenzkraftwerke

[€/MWh]	Schadenskosten ¹⁾ ohne Berücksichtigung von CO ₂ -Emissionen				Gesamt	CO ₂ -Zertifikatskosten ²⁾	
	Gesundheit	Landwirtschaft	Material	Strahlenschäden indirekt		bei 8 €/tCO ₂	bei 38 €/tCO ₂
Steinkohle-KW	15.22	0.39	0.27	0.00	15.88	5.82	27.66
Braunkohle-KW	11.92	0.25	0.18	0.00	12.35	7.20	34.20
Erdgas GuD	2.85	0.21	0.06	0.00	3.11	2.66	12.65
DWR DE ³⁾	1.12	0.03	0.02	0.21	1.38	0.00	0.00
DWR WA ⁴⁾	1.72	0.04	0.02	0.76	2.53	0.00	0.00
Wasser-KW	1.12	0.04	0.02	0.00	1.18	0.00	0.00
Wind onsh. (5,5 m/s)	2.59	0.08	0.04	0.00	2.71	0.00	0.00
Wind onsh. (6,5 m/s)	1.29	0.04	0.02	0.00	1.35	0.00	0.00
Wind offsh. 25%	2.38	0.13	0.06	0.00	2.57	0.00	0.00
Wind offsh. 40%	1.49	0.08	0.04	0.00	1.60	0.00	0.00
PV-Anlage amorph	3.30	0.06	0.08	0.00	3.44	0.00	0.00
Biomasse Holz	6.99	0.31	0.14	0.00	7.44	0.00	0.00

¹⁾ Soziale Zeitpräferenz 3%/a, außer für die radiologischen Risiken der Kernenergie (0%/a)

²⁾ nach Standard-Preis-Ansatz

^{3) 4)} Druckwasserreaktor; Brennstoffkreislauf mit direkter Endlagerung bzw. Wiederaufarbeitung

Die gesamten externen Kosten ohne Berücksichtigung von CO₂-Emissionen sind für Kohlekraftwerke, insbesondere für das Steinkohledampfkraftwerk, am höchsten und für die Kernenergie, die Wind- und die Wasserkraftnutzung am geringsten. Die externen Kosten der photovoltaischen Stromerzeugung sind von derselben Größenordnung wie die der Stromerzeugung aus Erdgas.

„Externe Kosten“ der Energieversorgung

Was sind externe Effekte und externe Kosten?

Externe Effekte entstehen, wenn die Aktivitäten einer Gruppe von Personen Auswirkungen auf eine andere Gruppe haben, ohne dass die erste Gruppe diese Auswirkungen bei ihren Entscheidungen berücksichtigt.

Externe Kosten sind in Geldwerten ausgedrückte externe Effekte.

Externe Kosten sind somit alle im Zusammenhang mit der Nutzung einer Technik auftretenden negativen Effekte, deren Kosten nicht der Produzent oder Konsument, sondern dritte Personen oder die Allgemeinheit zu tragen haben.

Dabei sind ggf. (je nach Fragestellung) auch die externen Effekte vor- und nachgelagerter Prozessstufen wie Bau und Abriss der Anlage, Gewinnung und Transport benötigter Ressourcen, sowie die Entsorgung von Abfallstoffen zu berücksichtigen.

Die gesamten oder sozialen Kosten einer Aktivität sind die Summe aus internen und externen Kosten. Sie sind auch ein Maß für den gesamten Ressourcenverbrauch einer Aktivität.

Jede Bereitstellung von Energie – mit welcher Technik auch immer – ist mit unerwünschten Nebeneffekten, insbesondere mit Risiken für die menschliche Gesundheit, mit Schädigungen von Pflanzen und Tieren und mit Einwirkungen auf Ökosysteme und Materialien verbunden. Weil dabei meist Dritte, die an Energieumwandlung und -verbrauch nicht direkt beteiligt sind, geschädigt werden, ohne dass deren Schäden von den Verursachern kompensiert werden, werden solche Schäden und Risiken als ‚externe‘ Effekte bezeichnet. Vergleicht man nur die internen, betriebswirtschaftlich ermittelten Kosten verschiedener Technikalternativen, so sind die externen Effekte dabei offensichtlich nicht berücksichtigt. Es besteht aber Konsens, dass die verursachten Schäden bei Vergleichen oder Entscheidungen mit betrachtet werden sollten.

Will man dies auf transparente, nachvollziehbare und konsistente Weise tun, so sollten die externen Effekte in eine gemeinsame Maßeinheit umgerechnet werden, um sie direkt vergleichen zu können. Als Maßeinheit kommt hier insbesondere der Geldwert in Frage, d. h., die externen Effekte werden in Kosten, die so genannten externen Kosten, umgerechnet. Nebenbei: man könnte statt dem Geldwert auch Nutzwerte oder Ökopunkte als Maßeinheit wählen, das Ergebnis wäre dasselbe; der Geldwert hat jedoch den Vorteil, dass er einen unabhängig definierten Wert besitzt und dass jeder sich unter einem EURO etwas vorstellen kann, unter einem Ökopunkt aber nicht.

Wozu können Informationen über externe Kosten genutzt werden?

Ein weiterer Vorteil der Berechnung externer Kosten ist die direkte Vergleichbarkeit mit den internen Kosten. Auf diese Weise lassen sich externe Kosten den Verursachern anlasten, z. B. in Form einer Emissionssteuer. Richtig eingesetzt, können so die durch die Nichtberücksichtigung externer Kosten verzerrten Marktpreise korrigiert werden. Weiterhin sind Schätzungen der externen Kosten eine wichtige Information für die Durchführung von Kosten-Nutzen-Analysen, z. B. im Bereich von Maßnahmen und Verordnungen zum Umwelt- und Gesundheitsschutz. Schließlich ist es mit Hilfe externer Kosten möglich, das bestehende System der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) um wichtige Aspekte wie „Umweltqualität“ zu erweitern. Die externen Umweltkosten können auch als Maß für den Umfang der in Anspruch genommenen knappen Ressource Umwelt angesehen werden.

Stand der Forschung zur quantitativen Abschätzung externer Kosten

Wie kann man aber Risiken und Schäden, die man ja nicht auf dem Markt kaufen oder verkaufen kann, für die also kein Preis vorhanden ist, in Geldwerte umrechnen? Oder: wie vergleicht man Äpfel mit Birnen? Letztlich tut dies jede Person beim Obsteinkauf im Supermarkt ohne Probleme, indem sie nach ihrer persönlichen Präferenz entscheidet. Folglich kann man externe Effekte bewerten, indem man die Präferenzen der betroffenen Bevölkerung misst, d. h., indem man herausfindet, was die Betroffenen zu zahlen bereit wären, um einem Risiko zu entgehen oder einen Schaden abzuwenden. Dabei geht es in der Regel um die Bewertung sehr kleiner Risiken, etwa mit geringer Wahrscheinlichkeit einen Gesundheitsschaden zu erleiden. Die Zahlungsbereitschaft lässt sich sowohl durch direkte repräsentative Befragungen als auch durch indirekte Methoden, z. B. die Auswertung unterschiedlicher Mietpreise in Gegenden mit unterschiedlicher Umweltbelastung, ermitteln. Es existiert schon eine Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen, in denen diese Zahlungsbereitschaften ermittelt wurden.

Die Verfahren zur Ermittlung der externen Kosten wurden in den letzten Jahren vor allem im Rahmen von Forschungsarbeiten, die von der Europäischen Kommission gefördert wurden, den sogenannten ‚ExternE‘-Studien, sehr stark verbessert und verfeinert (ExternE steht für Externalities of Energy; siehe auch www.ExternE.info). In ‚ExternE‘ wurde der Wirkungspfadansatz entwickelt. Dieser berechnet, ausgehend von der Emission von Schadstoffen, zunächst deren Ausbreitung sowie ggf. ihre chemische Umwandlung und ggf. die Umwandlung durch Strahlung in Luft, Boden und Wasser. Ausgehend von Stoffkonzentrationen werden dann mit Hilfe von Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen Schäden an menschlicher Gesundheit, Pflanzen, Tieren und Materialien ermittelt, die anschließend monetär bewertet werden.

Unsicherheiten und offene Fragen

Die Unsicherheiten der Abschätzungen externer Kosten sind in Teilbereichen noch groß, weil das Wissen über Ursachen von Schäden begrenzt ist. In einigen Fällen sind die Unsicherheiten noch so groß, dass statt des Wirkungspfadansatzes ein anderer Ansatz, der sogenannte Standard-Preis-Ansatz verwendet wird. Bei diesem Ansatz werden allgemein akzeptierte Umweltschutzgrenzwerte herangezogen und die marginalen Kosten (d. h. die Kosten der letzten Einheit) zur Erreichung dieser Standards verwendet. Dieser Ansatz wird derzeit zur Ermittlung der Kosten von Emissionen von Treibhausgasen empfohlen.

Aktuelle Ergebnisse für die Stromerzeugung

Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Abschätzung Externer Kosten heutiger Stromerzeugungssysteme /PSI 2004; IER u. a. 2004/. Die hier ausgewiesenen Externen Kosten umfassen die Gesundheitsschäden, Schäden der Agrarproduktion und Materialschäden. Die externen Kosten des Klimawandels sind nicht enthalten, da deren Quantifizierung heute noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist.

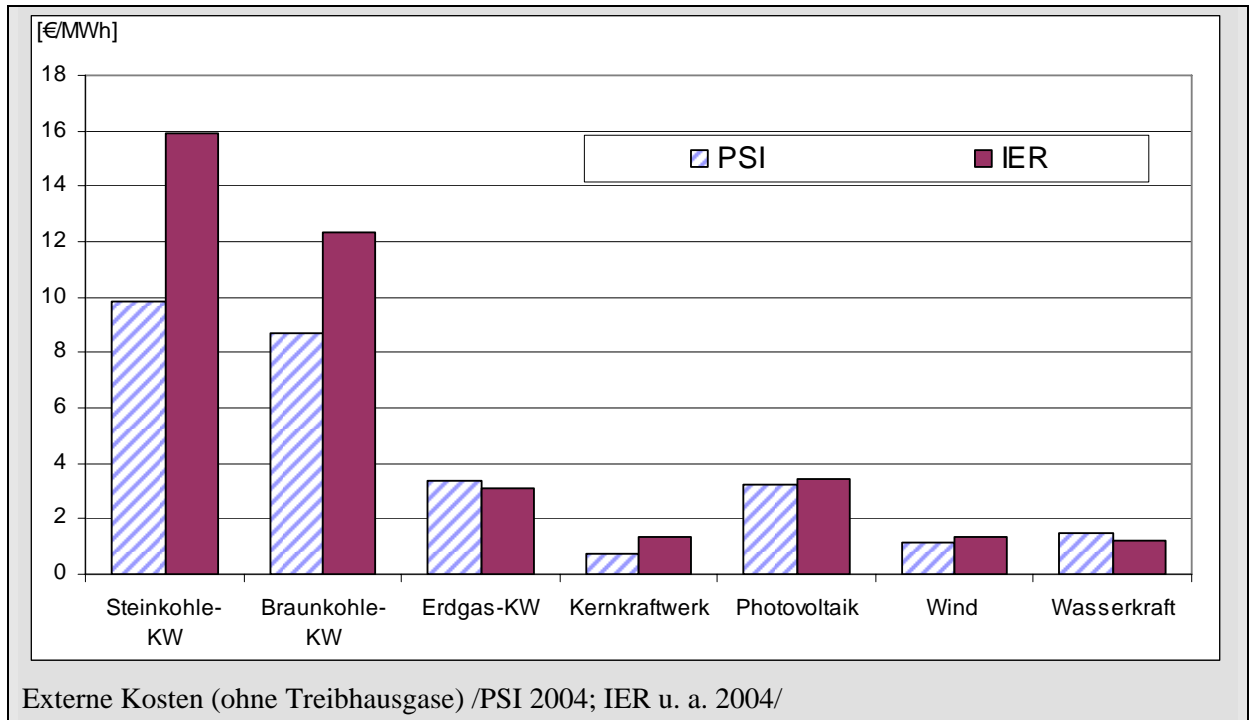


Abbildung 3-15 gibt die Vollkosten, inklusive externer Umweltkosten, für die Referenzkraftwerke wieder. Es erweist sich einerseits, dass die Internalisierung externer Effekte die Kostenrelationen von Wind- und Wasserkraftwerken im Vergleich zu fossilen Kraftwerken verbessert. Andererseits wird der Kostenvorteil der Kernenergie durch Einbeziehung von Umweltexternalitäten weiter ausgebaut. Das zuvor erläuterte Kostenranking bleibt jedoch erhalten: Die Vollkosten sind für die Kernenergie am geringsten, deutlich kostenintensiver sind Kraftwerke auf Basis Biomasse, Wasser und Wind; PV-Kraftwerke sind mehr als zehnfach kostenträchtiger.

Bewertung

Die erläuterte Kostenbetrachtung neuer Stromerzeugungstechnologien umfasst sämtliche Kostenarten, die der Gesellschaft inklusive der Umwelt entstehen. Es erweist sich, dass die Stromerzeugung in neu errichteten, im Jahre 2010 in Betrieb gehenden, nuklearen und fossilen Kraftwerken unter Einbeziehung der nach dem heutigen Wissensstand quantifizierbaren externen Kosten deutlich kostengünstiger ist als bei allen Technologien, die regenerative Energieträger nutzen. Während die Wärmekraftwerke Vollkosten von 48 bis 77 €/MWh aufweisen, liegen die Kraftwerke mit erneuerbaren Energien bei dieser Betrachtungsweise zwischen 88 und 626 €/MWh. Die in der Nachhaltigkeitsdiskussion häufig vertretene Auffassung, dass letztlich nur die Nutzung erneuerbarer Energien dem Nachhaltigkeitsprinzip entspricht, stellt demnach keine tragfähige Interpretation dieses Leitbildes dar, das den verschiedenen Aspekten von nachhaltiger Entwicklung gerecht wird. Eine Orientierung der in der bayerischen Stromerzeugung anstehenden Investitionsentscheidungen an Nachhaltigkeitskri-

terien ist bei dem derzeitigen technischen und ökonomischen Entwicklungsstand durch deutliche Vorteile für die nuklearen und fossilen Technologien gekennzeichnet.

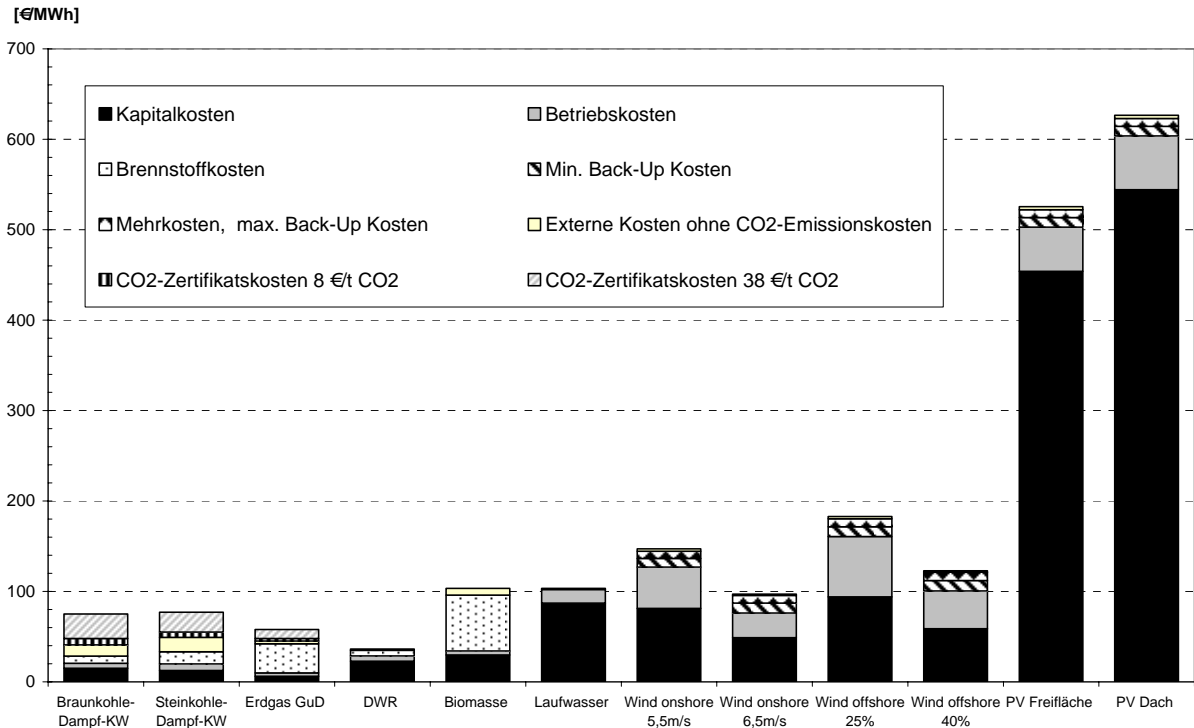


Abbildung 3-15: Vollkosten der Stromerzeugung der Referenzkraftwerke inklusive externer Umweltkosten

3.6.2 Gebäude

Rund 35 % des Endenergieverbrauchs werden in Bayern für die Bereitstellung von Raumwärme aufgewendet. Die damit verbundenen CO₂-Emissionen betragen im Jahr 2002 rund 18 Mio. t CO₂. Die Höhe des für die Raumwärmebedarfsdeckung benötigten Endenergieverbrauchs und der damit verbundenen Emissionen wird primär durch den wärmetechnischen Zustand der Gebäudesubstanz und dem daraus resultierenden Nutzenergiebedarf sowie durch die Umwandlungseffizienz des installierten Heizungssystems bestimmt. Darüber hinaus haben weitere Größen, wie das Nutzerverhalten oder die jeweiligen Witterungsverhältnisse, Auswirkungen auf die Höhe des Energieverbrauches.

Ohne aus heutiger Sicht weitergehende Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand und -neubau bzw. den höheren Sanierungsraten im Altbau würden der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2030 weiter ansteigen, da bis dahin mit einem weiteren Anstieg der spezifischen Wohnfläche pro Kopf bzw. der Anzahl der Haushalte in Bayern zu rechnen ist (vgl. Abschnitt 3.3). Wird dagegen teilweise eine Umstellung des Energieträgereinsatzes, eine höhere energetische Sanierungsrate im Gebäudebestand bzw. die Durchführung von verstärkten Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand unterstellt, so könnten gegenüber heute rund 3,8 Mio. t. CO₂ vermieden werden.

Die mit Sanierungsmaßnahmen verbundene mögliche Energieeinsparung und deren Kosten bzw. die spezifischen Energieeinsparkosten hängen stark vom Sanierungsstandard und der Kombination der unterschiedlichen Maßnahmen ab. In aktuellen und zukünftigen Diskussionen spielt die Energieeinsparverordnung (EnEV) in ihrer jeweils aktuellsten Version eine entscheidende Rolle. Bis Anfang 2006 sollten alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union die EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz für Gebäude (kurz: EU-Richtlinie) in nationales Recht umsetzen. Zur Zeit schreibt der deutsche Gesetzgeber die Energieeinsparverordnung in der geltenden Fassung von 2004, in der die energetischen Vorgaben für den baulichen (bislang Wärmeschutzverordnung) und den anlagentechnischen (bislang Heizungsanlagenverordnung) Teil eines Gebäudes zusammengeführt worden sind, fort. Die zukünftige EnEV 2008 weist neben den geltenden Richtlinien bezüglich der Wärmedämmstandards im Wohngebäude Anforderungen gemäß der EU-Richtlinie aus. Im Eckpunktepapier für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung wird eine Verschärfung der EnEV im Zeitraum 2008 bis 2012 von bis 30 % angepeilt und in einer weiteren Stufe soll die Verordnung ab 2012 noch einmal in der gleichen Größenordnung verschärft werden.

Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle

Die Anforderungen des zulässigen Heizwärme- bzw. Primärenergiebedarfs in der EnEV richten sich in erster Linie an Neubauten. Das mit Abstand größte Potenzial zur Energieeinsparung bietet jedoch der Gebäudebestand. Dabei darf der Wärmedurchgangskoeffizient von neu eingebauten oder geänderten Teilen der Gebäudehülle bestimmte Höchstwerte nicht überschreiten (vgl. Tabelle 3-15). In der EnEV ergeben sich allerdings Einschränkungen, insbesondere durch zwei Bedingungen. Zum einen zielen die konkreten Verpflichtungen zum Handeln vor allem auf die Eigentümer von Mehrfamilienhäusern ab, wohingegen für Ein- und Zweifamilienhäuser Ausnahmeregelungen bestehen. Zum anderen gelten bestimmte Anforderungen nur bedingt unter Berücksichtigung des Wirtschaftlichkeitsgebots, d. h., dass vorhandene Einsparpotenziale nur dann zu mobilisieren sind, wenn Bauteile im Rahmen von Modernisierungsmaßnahmen oder anderer baulicher Maßnahmen ohnehin geändert werden. So schreibt der § 8 der EnEV vor, dass das betroffene neue Bauteil die festgelegten Wärmedurchgangskoeffizienten nicht überschreitet.

Wie groß der zukünftige Anteil des Gebäudebestands ist, an dem die Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden, kann nicht vorhergesagt werden, da hier viele unbekanntere Faktoren maßgeblich beteiligt sind. Einerseits können die mit den Anforderungen der EnEV verbundenen höheren Kosten der Sanierung bewirken, dass anstehende Baumaßnahmen zeitlich hinausgeschoben werden. Andererseits wirken sich Förderprogramme, wie beispielsweise das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, verstärkend auf die Sanierungstätigkeit aus.

Ausgehend von § 8 der EnEV lassen sich mögliche realistische Sanierungsmaßnahmen am Gebäudebestand in unterschiedlichen Varianten, die an /Deutscher et al. 1999/ und /Gülec et al. 1994/ angelehnt sind, definieren (vgl. Tabelle 3-16). Die Maßnahmen zur Ener-

gieeinsparung, jeweils für verschiedene Gebäudetypen (EFH, RDH und MFH), sind so festgelegt, dass die Bauteile jeweils die Mindestanforderungen an den zugehörigen Wärmedurchgangskoeffizient erfüllen bzw. übererfüllen.

Tabelle 3-15: Maximal zulässige Wärmedurchgangskoeffizienten für neue und geänderte Teile der Gebäudehülle nach /ASUE 2002/

Bauteil	nach EnEV [W/(m ² K)]	nach WSchV 95 [W/(m ² K)]
Außenwände		
Bei außenseitiger Erneuerung	0,35	0,40
Bei raumseitiger Erneuerung	0,45	0,50
Decke oder Dach		
Steildächer	0,30	0,30
Flachdächer	0,25	0,30
Kellerdecke, Erdgeschossfußboden		
Bei kellerseitiger Erneuerung	0,40	0,50
Bei raumseitiger Erneuerung	0,50	0,50
Fenster und Türen		
Fenster	1,7	1,8
Bei Erneuerung der Verglasung	1,5	
Außenliegende Fenstertüren, Dachflächenfenster und Fenster mit Sonderverglasungen	2,0	
Außentüren	2,9	

Tabelle 3-16: Varianten von Sanierungsmaßnahmen

Variante 1	<ul style="list-style-type: none"> • Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung ($U_w = 1,2 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$)
Variante 2	<ul style="list-style-type: none"> • Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung ($U_w = 1,2 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$) • Dachdämmung (12 cm)
Variante 3	<ul style="list-style-type: none"> • Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung ($U_w = 1,2 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$) • Dachdämmung (12 cm) • Dämmung der Außenwand (12 cm, $U_{AW} = 0,40 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$)
Variante 4	<ul style="list-style-type: none"> • Fensteraustausch mit Superverglasung ($U_w = 0,8 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$) • Dachdämmung (12 cm) • Dämmung der Außenwand (12 cm) • Dämmung der Kellerdeckenunterseite (8 cm)

Darüber hinaus ist vorausgesetzt, dass jeweils 100 % der betroffenen Bauteilfläche wärmetechnisch verbessert wird. Die Maßnahmekombinationen entsprechen der in der Regel eingehaltenen zeitlichen Abfolge und der Häufigkeit der einzelnen durchzuführenden Sanierungsmaßnahmen.

- **Sanierungsvariante 1** beinhaltet eine einfache Maßnahme: Fensteraustausch mit Wärmeschutzverglasung, $U_w = 1,2 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$. Aus den Vorgaben der EnEV an die neu einzubauenden Fenster ergibt sich eine Mindestanforderung von $U_w < 1,7 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$. Es ist jedoch bereits heute Stand der Technik, Fenster mit $U_w = 1,2 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ zu verwenden.
- In der **Sanierungsvariante 2** wird neben dem Fensteraustausch auch eine Dachdämmung angesetzt.
- **Sanierungsvariante 3** beschreibt eine nahezu umfassende wärmetechnische Verbesserung der Gebäudehülle entsprechend § 8. Neben den o. g. Maßnahmen wird die gesamte Außenwand wärmetechnisch verbessert.
- **Sanierungsvariante 4** beinhaltet eine wärmetechnische Verbesserung der gesamten Gebäudehülle unter Einhaltung aller nach EnEV geforderten Wärmedurchgangskoeffizienten.

Je höher der Einspareffekt durch die Maßnahmenkombination an der Gebäudehülle sein soll, desto größer sind die dazu erforderlichen Mehrkosten, wobei die Zusatzkosten der Wärmedämmung im Verlauf stärker ansteigen als die erzielbare Einsparung. Zudem bringt dies mit sich, dass eine Einteilung der Bausubstanz in Gebäudeklassen gemäß ihres wärmetechnischen Ausgangszustandes und dem Verhältnis der Hüllfläche zur Nutzfläche erforderlich ist. Für die Wohngebäude bietet sich eine Einteilung in *Baualtersklassen* an. Die Zuordnung der Zeitabschnitte der Baufertigstellung zu dem Wärmedämmstandard orientiert sich an dem zu dieser Zeit gültigem Regelwerk. Hierbei wird für die Wohngebäude nach den in /Gülec, 1994/ unterschiedenen Baualtersklassen (vor 1948, 1949 bis 1957, 1958 bis 1968, 1969 bis 1977, 1978 bis 1983, 1984 bis 1990) vorgegangen.

Innerhalb dieser Kategorien lassen sich Maßnahmen an den Bauteilen mit unterschiedlichen Wärmedämmeigenschaften durchführen, wie z. B. der Austausch von Fenstern mit Einfachverglasung durch Wärmeschutzverglasung bzw. Superverglasung oder einer Fassadendämmung in der Stärke von 8 cm oder 12 cm Dämmschichtdicke. Während die Maßnahmen innerhalb einer Bauteilkategorie meist Alternativen sind und nicht additiv erfolgen können, sind Maßnahmen an unterschiedlichen Bauteilkategorien vielfältig kombinierbar. In Abhängigkeit des Gebäudetyps (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus oder Nichtwohngebäude) und des bestehenden wärmetechnischen Ausgangszustandes (des Baualters) der Bausubstanz kann mit der gleichen Einzelmaßnahme oder Maßnahmenkombination ein unterschiedliches Potenzial der Energieeinsparung erschlossen werden.

Bis zum Jahr 2020 ergeben sich beim Durchführen der unterschiedlichen Sanierungsmaßnahmen in Bayern Einsparpotenziale beim Nutzenergieverbrauch für Raumwärme der Wohngebäude zwischen rund 31 und 60 PJ/a (vgl. Abbildung 3-16). Hierbei bestehen aufgrund des geringeren spezifischen Wärmebedarfs der Gebäude in der Baualtersklasse 1969-2000 und der Mehrfamilienhäuser gegenüber den Einfamilienhäusern geringere Einsparpotenziale als in der Baualtersklasse bis 1969.

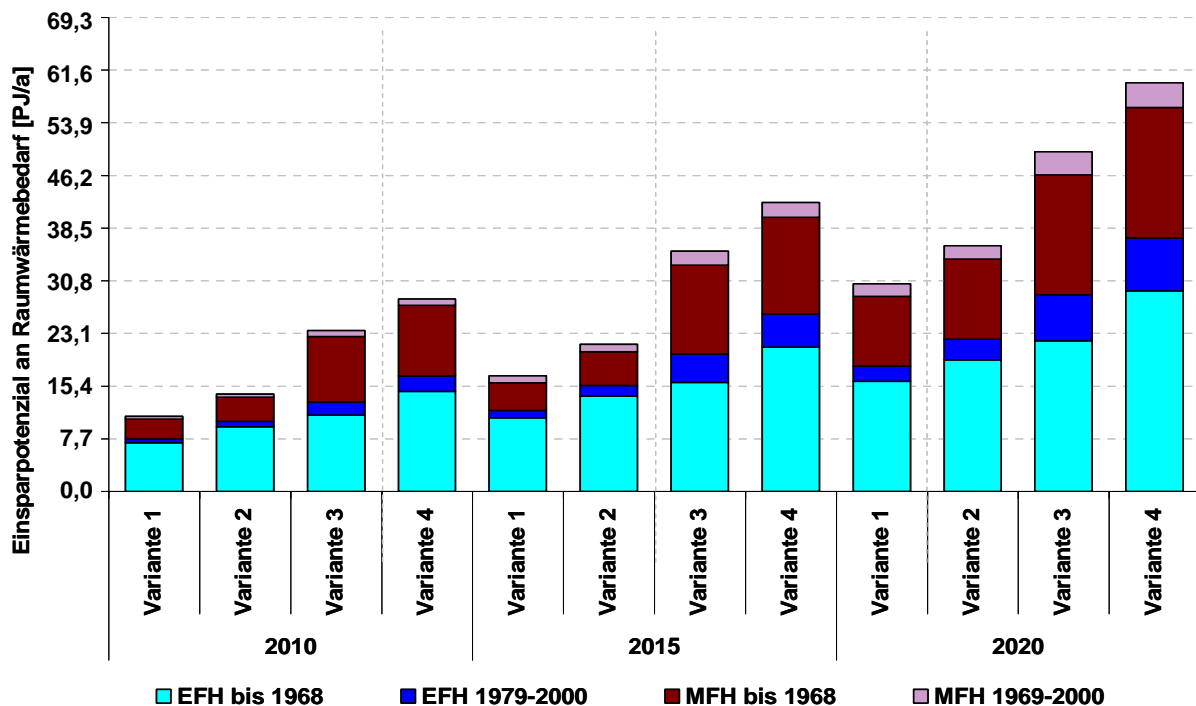


Abbildung 3-16: Einsparpotenzial im Raumwärmebereich des bayerischen Gebäudebestandes in Abhängigkeit der Sanierungsmaßnahmen und des Gebäudetyps

Die erzielbare Einsparung an Nutzenergie aus den Maßnahmenkombinationen kann den dafür aufzuwendenden Zusatzkosten für die Wärmedämmung gegenübergestellt werden. Hier ist zu berücksichtigen, dass hinsichtlich der anzurechnenden Investitionen zu unterscheiden ist, ob die Maßnahmen zur Energieeinsparung im Sanierungszyklus oder außerhalb des Sanierungszyklus stattfinden, d. h., es wird zwischen Gesamtinvestitionen und Zusatzinvestitionen unterschieden. Letztere beziehen sich auf den Anteil der Investitionen, die bei Durchführung der Maßnahme im Renovierungszyklus für erhöhten Wärmeschutz anfallen, d. h., es wird die Differenz zwischen Gesamtinvestitionen und „Sowieso-Investitionen“ gebildet. Sowieso-Investitionen sind z. B. bei einer Außenwandsanierung die Kosten für Gerüst, Malerarbeiten oder Putzerneuerung. Die Zusatzinvestitionen sind in diesem Fall die Kosten für zusätzliche Wärmedämmung innerhalb des Sanierungszyklus.

Unter der Annahme eines Referenzsystems zur Wärmeerzeugung können nun die spezifischen CO₂-Minderungskosten für die Durchführung der Maßnahmen innerhalb des Sanierungszyklus abgeschätzt werden (vgl. Tabelle 3-17). Als Kosten der CO₂-Minderung gelten dabei diejenigen Zusatzkosten der Wärmedämmung, die gegenüber denen im Rahmen einer ohnehin anfallenden Renovierung der Gebäudesubstanz zusätzlich für die Maßnahmen der Wärmedämmung aufgebracht werden müssen. Innerhalb des Sanierungszyklus bewegen sich die spezifischen CO₂-Minderungskosten für Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand der Ein- und Zweifamilienhäuser heute zwischen – 140 und + 325 Euro/t CO₂ und für Mehrfamilienhäuser zwischen – 160 und + 252 Euro/t CO₂.

Tabelle 3-17: CO₂-Minderungskosten für den Gebäudebereich gegenüber einer Mixheizung in Euro/t CO₂

		Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
		innerhalb des Sanierungszyklus			
EFH; Baualter bis 1968	[Euro/t CO ₂]	-139.51	-112.71	-14.17	2.29
EFH; Baualter 1969 bis 1983	[Euro/t CO ₂]	-121.13	-102.61	65.59	164.81
EFH; Baualter 1984 bis 2000	[Euro/t CO ₂]	-111.11	-119.27	259.59	325.76
MFH; Baualter bis 1968	[Euro/t CO ₂]	-156.14	-125.43	-50.42	-27.20
MFH; Baualter 1969 bis 1983	[Euro/t CO ₂]	-160.56	-149.19	-14.50	15.89
MFH; Baualter 1984 bis 2000	[Euro/t CO ₂]	-136.71	-142.20	183.03	252.35
außerhalb des Sanierungszyklus					
EFH; Baualter bis 1968	[Euro/t CO ₂]	26.40	63.98	266.55	360.47
EFH; Baualter 1969 bis 1983	[Euro/t CO ₂]	49.78	26.25	398.53	738.00
EFH; Baualter 1984 bis 2000	[Euro/t CO ₂]	66.94	188.88	453.38	1240.30
MFH; Baualter bis 1968	[Euro/t CO ₂]	38.12	36.33	221.95	209.75
MFH; Baualter 1969 bis 1983	[Euro/t CO ₂]	47.76	42.44	259.18	321.39
MFH; Baualter 1984 bis 2000	[Euro/t CO ₂]	54.98	20.02	338.50	1136.19

Werden nicht nur die Zusatzinvestitionen berücksichtigt, sondern die Gesamtinvestitionen angesetzt, wie es für eine Sanierung außerhalb des Sanierungszyklus notwendig wäre, so erhöhen sich die spezifischen CO₂-Minderungskosten auf + 26 bis + 1240 Euro/t CO₂ für Ein- und Zweifamilienhäuser und auf + 36 bis + 1136 Euro/t CO₂ für Mehrfamilienhäuser.

Techniken im Wärmemarkt

Unter den erneuerbaren Energien sind neben der Nutzung von Biomasse die solarthermische und die geothermische *Bereitstellung von Niedertemperaturwärme* durch hohe Potenziale gekennzeichnet. Außerdem ist die Nutzung der Umgebungswärme mit Hilfe von Wärmepumpen für die Wärmebereitstellung zu beachten. Die energetische Nutzung fester Bioenergieträger zur Wärmebereitstellung kann entsprechend dem breiten Spektrum biogener Festbrennstoffe sowie in Abhängigkeit von der Aufbereitungsform dieser Brennstoffe durch eine Vielzahl unterschiedlicher Feuerungstechniken erfolgen. Eine Unterscheidung der Feuerungsanlagen ist prinzipiell in handbeschickte (z. B. Kaminofen, Kachelofen) und automatisch beschickte Feuerungen möglich (z. B. Rostfeuerungs-, Wirbelschichtfeuerungs-). Während handbeschickte Feuerungen überwiegend im unteren Leistungsbereich (bis etwa 500 kW) mit Scheitholz und Briketts als Brennstoff betrieben werden, werden in automatisch beschickten Anlagen mit Feuerungsleistungen von wenigen kW bis zu mehreren MW vor allem Hackschnitzel, Pellets sowie Strohballen verbrannt.

Die Höhe der spezifischen Investitionen für pellets- und hackgutbefeuerte Biomasseanlagen werden im Wesentlichen von den eingesetzten Brennstoffen sowie der Systemgröße bestimmt (vgl. Tabelle 3-18). Dabei zeigen pelletsbefeuerte Anlagen durch die geringeren baulichen Aufwendungen für das Lager (höhere Schüttdichte als das Hackgut) sowie die

niedrigeren monetären Aufwendungen für u. a. Kessel und Lageraustag Kostenvorteile gegenüber hackgutbefeuerten Anlagen. Dadurch liegen die spezifischen Investitionskosten der hackgutbefeuerten Anlage im Mehrfamilienhaus mit 30,8 kW mit 1110 €/kW höher als bei der 20 kW-Pelletanlage im Einfamilienhaus mit 890 €/kW. Die Systemgröße stellt dabei im Prinzip einen weiteren Kostenfaktor dar; dabei sinken mit zunehmender Anlagengröße generell die spezifischen Kosten. So liegen etwa die spezifischen Investitionskosten der betrachteten Pelletanlagen zwischen rund 1740 €/kW für die Kleinanlage mit 9 kW und 890 €/kW für die Anlage mit 20 kW. Die Betriebskosten beinhalten Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Anlage (z. B. Kaminkehrer) sowie Kosten für die Entsorgung der Verbrennungsrückstände und die für den Betrieb benötigte elektrische Energie (u. a. Gebläse für Verbrennungsluft, Brennstoffförderung, Regelung). In Abhängigkeit von der Anlagengröße bewegen sich die Betriebskosten zwischen knapp 285 und 575 €/a. Nicht enthalten sind darin die Brennstoffkosten. Diese sind in Tabelle 3-18 gesondert aufgeführt. Für Pellets wird dabei von einem Preis von 30 €/MWh und für Waldhackgut von 19,5 €/MWh ausgegangen. Dies stellt nur eine Orientierung dar, da die tatsächlich anzusetzenden Kosten davon abhängen, ob der Einsatzstoff ggf. als Rest- oder Abfallstoff bzw. als Nebenprodukt der Waldbewirtschaftung anfällt.

Tabelle 3-18: Investitions- und Betriebskosten einer Wärmebereitstellung aus Holzpellets und Waldhackgut in Kleinanlagen (Stand 2000)

	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
	9	20	30,8	38
Kesselleistung in kW	9	20	30,8	38
Brennstoff	Pellets	Pellets	Hackgut	Hackgut
Investitionen				
Kessel, Speicher, Regelung [Euro]	9600	10275	16000	18500
Montage und Installation [Euro]	1000	1000	1070	1170
Heizraum. Brennstofflager, Kamin [Euro]	5100	6500	17100	19700
Summe [Euro]	15700	17775	34170	39700
Betriebskosten [Euro/a]	285	320	460	575
Brennstoffkosten [Euro/a]	1270	1444	1450	1800

Damit liegen in Abhängigkeit von der Anlagengröße und dem eingesetzten Brennstoff die Wärmegestehungskosten zwischen 8,6 und 13,3 Cent/kWh für das Einfamilienhaus und zwischen 7,1 und 7,4 Cent/kWh für das Mehrfamilienhaus.

Die Investitionen für Anlagen zur solarthermischen Niedertemperaturwärmeerzeugung streuen in einem weiten Bereich. Deshalb sind nur durchschnittliche Kostenangaben möglich; sie können im Einzelfall auch sehr unterschiedlich sein. Die Anlageninvestitionen setzen sich aus denen für den Kollektor, den Speicher und sonstige Systemkomponenten sowie aus den Montage- und Inbetriebnahmekosten zusammen.

- Die Aufwendungen für Kollektoren liegen etwa zwischen 200 und 1200 €/m² je nach verfügbaren Kollektortypen. Einfachverglaste Flachkollektoren z. B. weisen Kosten zwi-

schen 100 und 400 €/m² auf und Vakuumröhrenkollektoren, mehrfach abgedeckte Flachkollektoren oder mit transparenter Wärmedämmung verbesserte Kollektoren über 750 €/m².

- Die Speicherkosten hängen wesentlich vom gespeicherten Volumen ab; bei kleinen Systemen mit 200 und 500 l liegen die Investitionen einschließlich Wärmetauscher zwischen 150 bis 350 €/m² Kollektorfläche. Isolierte Stahltanks bis 100 m³ kosten etwa 400 €/m³.
- Sonstige Systemkomponenten sind die Rohrleitungen, die Meß- und Regeleinrichtungen, die Pumpe, das Frostschutzmittel sowie alle sicherheitstechnischen Einrichtungen. Die entsprechenden Kosten liegen bei 80 bis 160 €/m² für dezentrale solarthermische Brauchwassersysteme und zwischen 60 und 125 €/m² bei zentralen Brauchwassersystemen.
- Solarthermische Systeme zur Brauchwassererwärmung werden oft in Eigenleistung montiert. Wird die Anlage kommerziell montiert, liegen die Montagekosten bei rund 70 bis 300 €/m² Kollektorfläche. Bei größeren Anlagen sind sie oft geringer und liegen zwischen 10 und 20 % der Kollektorkosten bzw. zwischen 30 bis 50 €/m².

Im Normalbetrieb fallen Wartungskosten nur für den Austausch des Wärmeträgermediums und für kleinere Reparaturen an. Handelt es sich um eine zentrale solarthermische Brauchwasserunterstützung, kann von jährlich anfallenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Sonstiges von etwa 1 % der Investitionen ausgegangen werden. Dazu addieren sich die Stromkosten für die Kollektorkreispumpe.

Bei einer technischen Anlagenlebensdauer von 20 Jahren ergeben sich für die dezentrale solarthermische Warmwasserbereitung in privaten Haushalten Kosten für die solar bereitgestellte Wärme zwischen 16 und 22 Cent/kWh. Die zentrale solarthermische Brauchwasserunterstützung ist durch Wärmekosten zwischen 8 und 9 Cent/kWh gekennzeichnet.

Diesen Wärmegestehungskosten bei den dezentralen und zentralen Einzelanlagen sind die entsprechenden äquivalenten Brennstoffkosten gegenüberzustellen. Darunter werden die Kosten der solaren Nutzenergie am Speicherausgang, bewertet mit dem Nutzungsgrad des konventionellen Heizkessels, der in Verbindung mit der Solaranlage Wärme bereitstellt, verstanden. Für die Entscheidung eines Hausbesitzers für oder gegen die Installation einer solarthermischen Anlage sind diese äquivalenten Brennstoffkosten maßgebend, da damit und mit der zu erwartenden jährlichen Brennstoffeinsparung direkt die jährliche Kosteneinsparung berechnet werden kann. Diese äquivalenten Brennstoffkosten belaufen sich für die dezentrale solarthermische Warmwasserbereitung in privaten Haushalten zwischen 14 und 18 Cent je kWh. Die zentrale solarthermische Brauchwasserunterstützung ist durch Wärmekosten zwischen 7 und 8 Cent/kWh gekennzeichnet.

Wärmepumpenanlagen sind sehr kapitalintensiv. Ihre Kosten umfassen nicht nur diejenigen für das Aggregat selbst, sondern zusätzlich solche für die Wärmequellenanlage sowie für den ggf. einzusetzenden Pufferspeicher. Je nach Systemkonfiguration liegen die spezifischen Anlagenkosten bei den betrachteten Elektrowärmepumpenanlagen mit einer Heizleistung von

12 kW bis 38 kW zwischen rund 750 € und 900 € je kW Heizleistung. Die spezifischen Wärmebereitstellungskosten bei den Elektrowärmepumpenanlagen können auf reichlich 9 bis etwa 14 Cent je kWh veranschlagt werden.

Diesen Ergebnissen stehen heute bei neuen konventionellen Heizungsanlagen mittlere Wärmebereitstellungskosten von rund 7 bis 12 Cent je kWh gegenüber. Bei diesen Relationen sind Wärmepumpen aus heutiger Sicht nur unter sehr günstigen Randbedingungen konkurrenzfähig. Dies trifft beispielsweise dann zu, wenn die Wärmepumpe monovalent betrieben und in Einfamilienhäusern installiert wird. Das schränkt das wirtschaftliche Wärmepumpenpotenzial auf ein vergleichsweise kleines Marktsegment ein. Der Einsatz von bivalent betriebenen Anlagen, bei denen das ohnehin vorhandene konventionelle System ergänzt wird, ist wegen der damit verbundenen zusätzlichen Kapitalkosten unter ökonomischen Aspekten derzeit eine kaum sinnvolle Lösung.

Die für die Gewinnung hydrothermalener Energie anfallenden Gesamtkosten setzen sich aus den fixen Aufwendungen (u. a. jährlicher Kapitaldienst, Instandhaltungs-, Personal- und sonstige Fixkosten) und variablen Kosten zusammen (u. a. Einsatz von Hilfsenergie). Die Investitionen für tiefen-geothermische Heizwerke resultieren im Wesentlichen aus den Aufwendungen für die Bohrungen mit Installation (Untertageanteil), für den obertägigen Thermalwasserkreislauf, für wärmetechnische Ausrüstungen (Wärmetauscher, ggf. Wärmepumpe) sowie für die übrige technische Ausrüstung, für Grundstücke und für Bauwerke. Die Kosten für die Förder- und Reinjektionsbohrung liegen im Tiefenbereich von rund 1600 m bei etwa 4 Mio. € und im Tiefenbereich von rund 2850 m bei etwa 6,5 Mio. €. Die Kosten für die übrigen obertägigen Investitionen resultieren aus der Thermalwasserleitung mit rund 300 €/m, den Systemkomponenten Filter, Slop, Behälter usw. mit ca. 25 €/kW und dem Wärmetauscher mit ca. 13 €/kW. Dazu kommen neben der Wärmepumpe mit 275 bis 525 €/je kW Kühlleistung noch die Rohrleitungen, die Steuerung sowie die Stromversorgung mit rund 50 €/kW. Außerdem sind Gebäude und Grundstücke mit ca. 325000 € zu berücksichtigen. Sonstige Kosten und Baunebenkosten liegen bei etwa 15 % der Gesamtinvestitionen.

Der hohe Fixkostenanteil bewirkt bei steigender Auslastung deutlich sinkende Wärmekosten. Lediglich die Energiekosten für den zur Umwälzung des Thermalwassers und andere Antriebe benötigten Strom sind verbrauchsabhängig. Der jährlich anfallende Kapitaldienst wurde bei der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung für eine 50-jährige (Wärmequelle) bis 20-jährige (Wärmepumpe, Spitzenlastanlage) Nutzungsdauer ermittelt. Demnach ergeben sich bei Volllaststunden von rund 5000 h/a (d. h. hoher Grundlastanteil) Wärmegestehungskosten von 8 Cent/kWh (inkl. Spitzenlastanlage). Bei geringeren Volllaststunden kommt es zu entsprechend höheren Kosten. Gegenüber den konventionellen Vergleichssystemen sind zusätzlich noch die Wärmeverteilkosten (rund 1,5 Cent/kWh) zu berücksichtigen, da eine geothermische Anlage in der Regel eine Zentralisierung der Wärmeversorgung darstellt. Das bedeutet nur in den günstigsten Fällen eine Erreichung der Wirtschaftlichkeitsgrenze.

CO₂-Minderungskosten im Vergleich

Aufbauend auf den Annahmen zu den Wärmegestehungskosten für die betrachteten Heizungssysteme lassen sich die spezifischen CO₂-Minderungskosten im Vergleich mit den dem bayerischen Wärmemix für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ermitteln. Die Nutzung von Biomasse in pellet- oder hackgutbefeuerten Kleinanlagen führt zu CO₂-Vermeidungskosten gegenüber dem Wärmemix von rund – 14 bis + 5 €/t CO₂ bei Einfamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern (vgl. Abbildung 3-17). Für die solarthermische Wärmeerzeugung liegen heute die spezifischen CO₂-Minderungskosten bei der Warmwasserbereitung gegenüber dem Wärmemix bei rund + 29 bis + 50 €/t CO₂ bei Einfamilienhäusern und bei Mehrfamilienhäusern. Bei den Wärmepumpensystemen bewegen sich die CO₂-Minderungskosten gegenüber dem Wärmemix heute zwischen + 150 bis + 580 €/t CO₂. Bei der geothermischen Wärmeerzeugung ergeben sich derzeit spezifische CO₂-Minderungskosten von + 190 bis + 360 €/t CO₂. Demgegenüber sind die CO₂-Vermeidungskosten der Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle in der Variante 2 und 3 im Sanierungszyklus sind geringer. Sie befinden sich dann im Bereich der anderen Heizungssysteme.

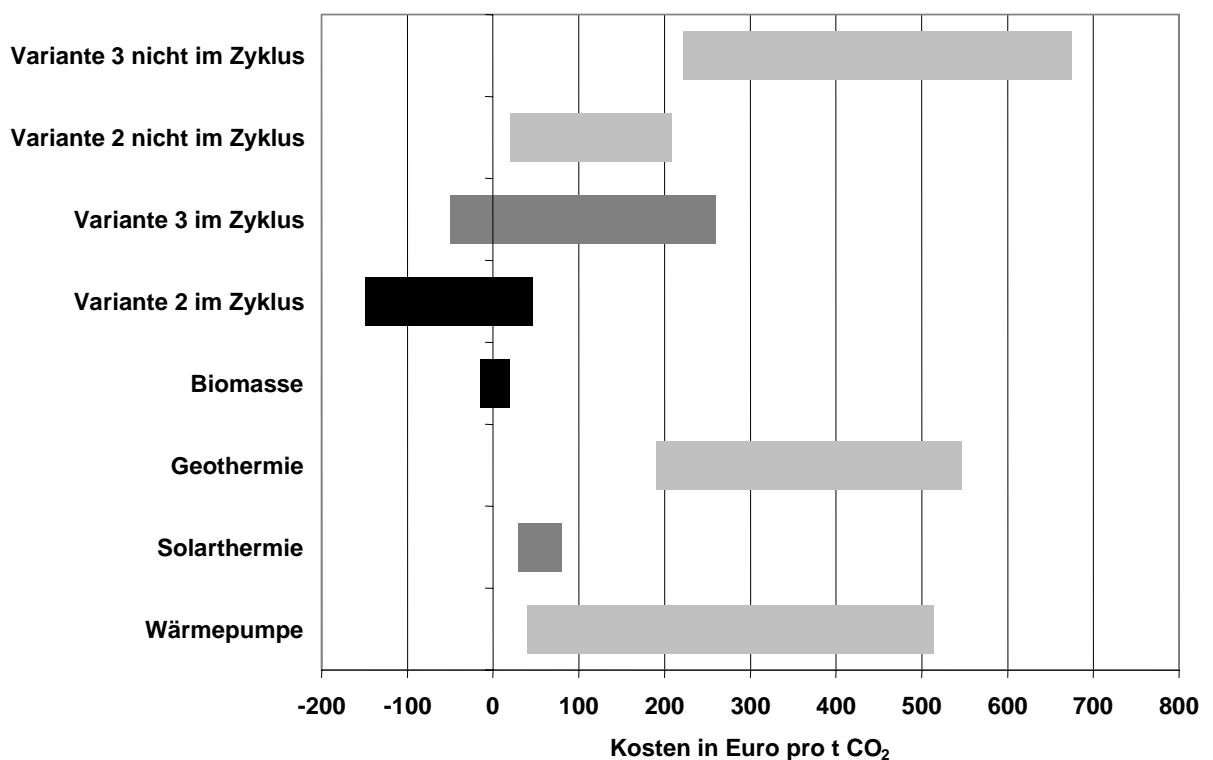


Abbildung 3-17: CO₂-Vermeidungskosten verschiedener Heizungssysteme im Bestand im Vergleich zu Sanierungsmassnahmen an der Gebäudehülle gegenüber dem bayerischen Wärmemix

Aufgrund des geringeren Wärmebedarfs und den damit verbunden kleineren Heizungssystemen steigen die CO₂-Vermeidungskosten im Neubau tendenziell an. So ergeben sich beispielsweise für die Wärmeerzeugung in pellet- oder hackgutbefeuerten Kleinanlagen

CO₂-Vermeidungskosten gegenüber dem Wärmemix bis zu + 180 €/t CO₂ bei Einfamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern (vgl. Abbildung 3-18). Dagegen ergeben sich die niedrigsten CO₂-Vermeidungskosten gegenüber dem Wärmemix von – 190 bis – 50 €/t CO₂ durch die Nutzung von Erdgasbrennwertkesseln bei Einfamilienhäusern und bei Mehrfamilienhäusern.

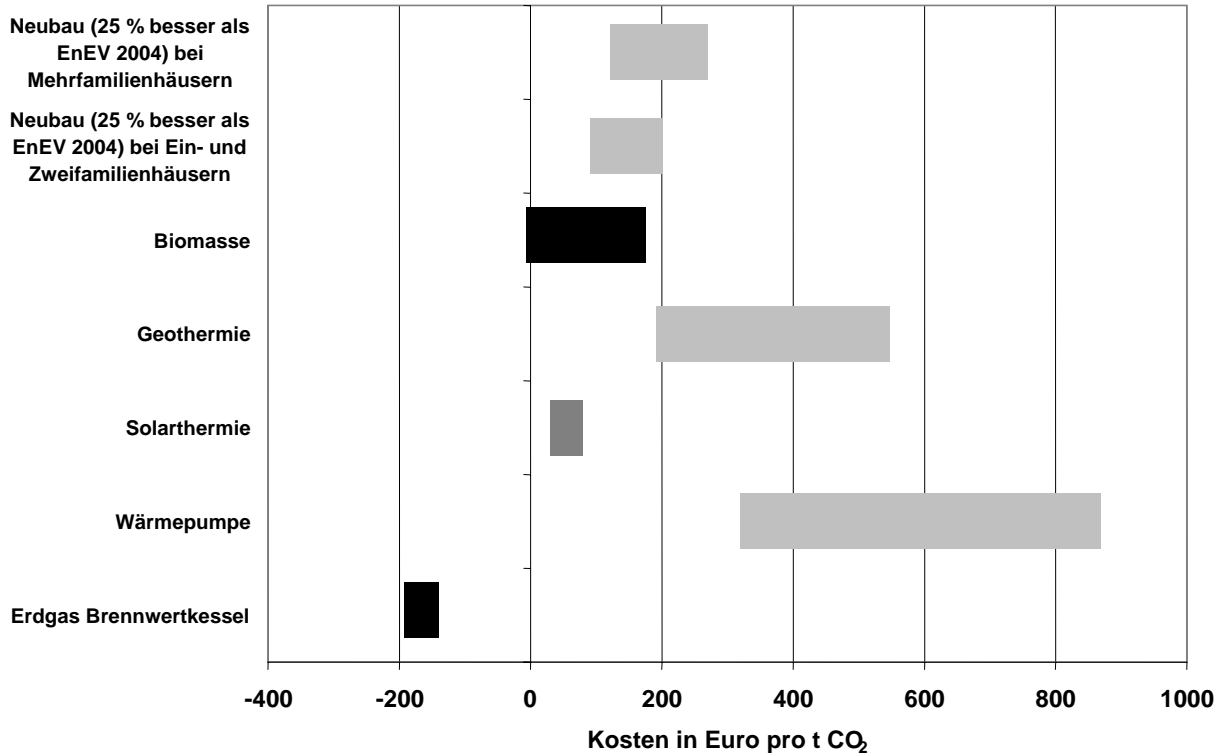


Abbildung 3-18: CO₂-Vermeidungskosten verschiedenen Heizungssysteme im Neubau im Vergleich zu Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle

Wird bereits bei der Planung von Neubauten ein verbesserter Wärmedämmstandard berücksichtigt, so sind hier CO₂-Minderungskosten zwischen + 90 und + 148 €/t CO₂ anzusetzen.

Im Falle einer gekoppelten Betrachtung der energetischen Sanierung der Gebäudehülle mit der Heizungsmodernisierung ist zu erkennen, dass die Bandbreite der CO₂-Vermeidungskosten durch die zusätzliche Erneuerung des Heizungssystems bis auf die geothermische Wärmeerzeugung in ähnlicher Bandbreite wie die der alleinigen Gebäudesanierung liegt (vgl. Abbildung 3-19). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass durch die Kombination der Maßnahmen ein größeres Potenzial der CO₂-Einsparung erzielbar ist. Im Vergleich zum alleinigen Austausch des Heizungssystems sind die CO₂-Vermeidungskosten tendenziell höher, da durch den geringeren Wärmebedarf des Gebäudes durch die Modernisierung der Heizung weniger CO₂-Emissionen eingespart werden.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die CO₂-Vermeidungskosten im Gebäudebereich vom Zeitpunkt der Durchführung und dem Gebäudetyp abhängig sind. Mit steigenden Anforderungen an den Wärmedämmstandard im Neubau sind die CO₂-Vermeidungskosten für energetisch effiziente Wärmeversorgungssysteme günstiger als bei der weiteren Ver-

besserung der Wärmedämmung. Insgesamt ist festzustellen, dass ein nicht unerheblicher Teil des CO₂-Minderungspotenzials im Gebäudebereich liegt. Da durch die Wahl des Referenzsystems das Vergleichssystem bzw. das Optimierungsziel festgelegt wird, können zukünftig die CO₂-Vermeidungskosten jedoch ansteigen.

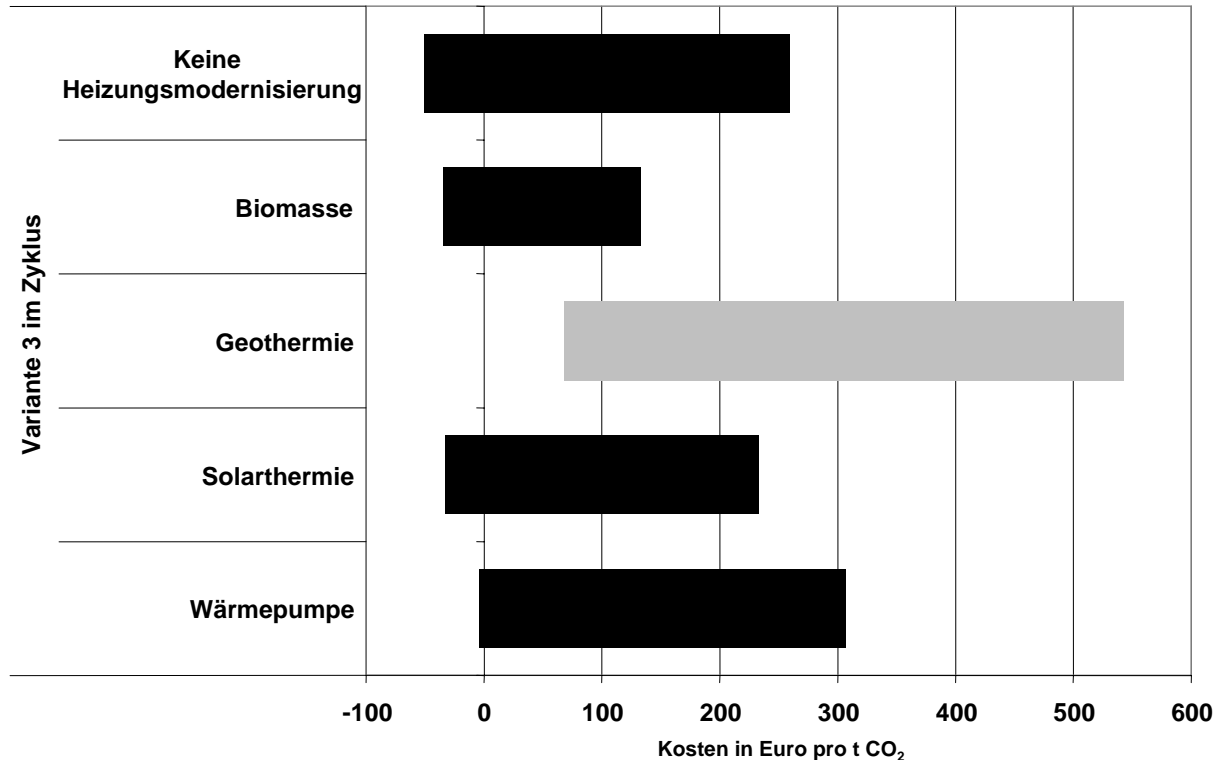


Abbildung 3-19: CO₂-Vermeidungskosten verschiedenen Heizungssysteme im Bestand in Kombination mit Sanierungsmaßnahme an der Gebäudehülle

3.6.3 Alternative Kraftstoffe und Antriebe

Insbesondere im Verkehrsbereich, dessen Anteil am Endenergieverbrauch in Bayern in 2002 knapp 33 % beträgt, existieren unterschiedliche, stark voneinander abweichende Meinungen über die Ausgestaltungsmöglichkeiten hinsichtlich seines Beitrags zu einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energiepolitik. Als möglicher Ansatzpunkt wird weithin der Einsatz alternativer Kraftstoff- und Antriebstechnologien diskutiert. Der Frage der Kraftstoffbereitstellung kommt bei einigen Alternativkonzepten (z. B. Elektrofahrzeugen, Wasserstoff-/Brennstoffzellenfahrzeugen) eine besondere Bedeutung zu. In diesem Sinne verfolgt die folgende Darstellung eine Charakterisierung alternativer Fahrzeugkonzepte als Ausgangspunkt für die nachfolgenden Szenarioanalysen. Die denkbaren Alternativen zu den konventionellen Kraftstoffen und deren Primärenergiebasis bis hin zu deren motorischen Anwendung sind mannigfaltig. In Abbildung 3-20 sind für die derzeit am häufigsten genannten Kraftstoffe ausgewählte Bereitstellungspfade sowie die entsprechende motorische Anwendung dargestellt.

Prinzipiell lassen sich alle Primärenergiequellen als Ausgangsbasis für einen Einsatz im Straßenverkehr nutzen. Mit Ausnahme von Rohöl, Erdgas und Biomasse geschieht dies al-

leine über den Sekundärenergieträger Strom (unter Vernachlässigung von derzeit in Europa kaum angewandten Umwandlungsverfahren, wie z. B. der Kohlevergasung).

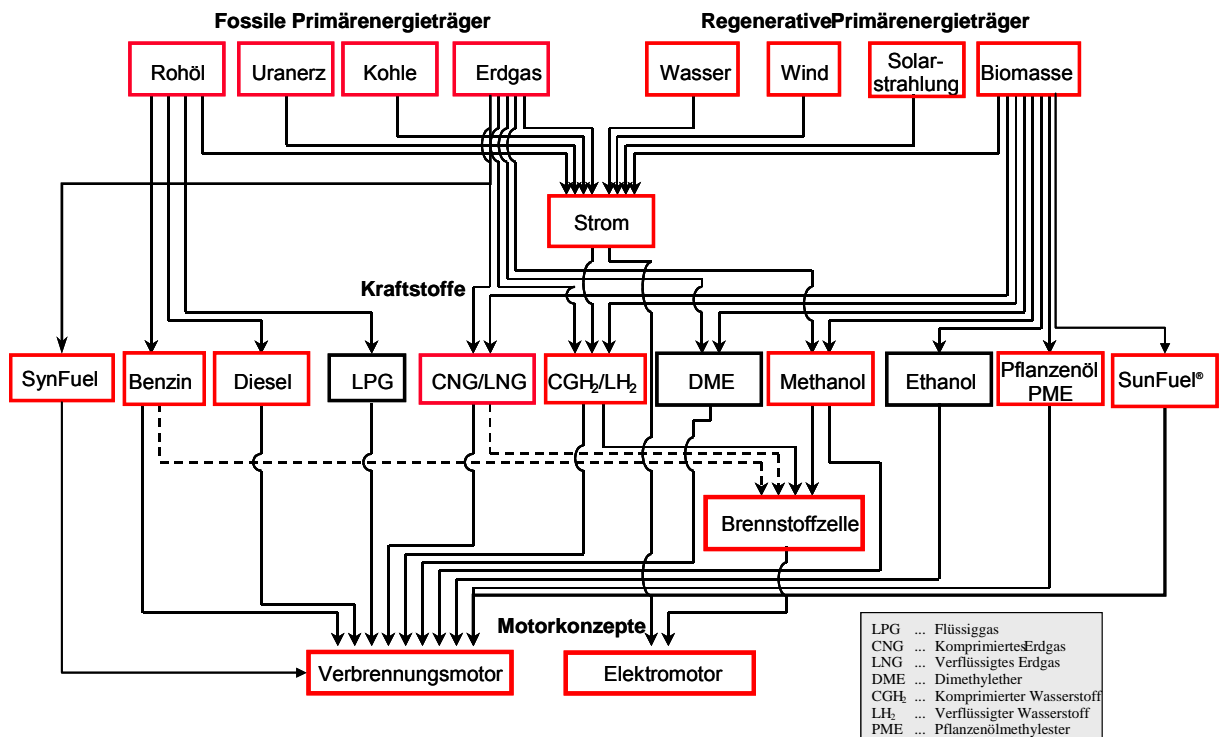


Abbildung 3-20: Kraftstoffbereitstellungspfade und motorische Anwendung

Antriebskonzepte

Die derzeit am weitesten verbreiteten Antriebskonzepte sind Otto- und Diesel-Verbrennungsmotoren. In diesen herkömmlichen Verbrennungsmotoren kann auch direkt Rapsmethylester (RME) oder Dimethylether (DME) sowie Alkohole als Beimischung (z. B. Methanol M5 = 5 % oder M10 = 10 %) sowie nach Umrüstarbeiten Erdgas, Flüssiggas, reiner Alkohol (z. B. Methanol M100) oder Wasserstoff als Treibstoff verwendet werden. Als weitere prinzipielle motorische Anwendungsmöglichkeit steht der Elektromotor zur Verfügung. Bei diesem erfolgt die Bereitstellung elektrischer Energie entweder extern in Verbindung mit einem elektrischen Energiespeicher an Bord des Fahrzeuges oder intern durch eine On-Board Stromerzeugung, z. B. mittels eines Brennstoffzellenaggregates.

- Batteriegestützte Elektroantriebe

Die Chancen für eine verstärkte Nutzung von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr sind eng mit der Entwicklung eines leistungsfähigen Energiespeichersystems verbunden, das entscheidenden Einfluss auf das Gewicht und die Kosten des Fahrzeuges hat. Trotz der bereits erzielten Fortschritte in der Weiterentwicklung der Batterietechnik stellen derzeit die geringe Speicherkapazität, die begrenzte Leistungsdichte, die kurze Lebensdauer sowie die hohen Kosten noch wesentliche Hindernisse für den verstärkten

Einsatz von Elektrofahrzeugen dar. Hier weisen insbesondere lithiumbasierte Batteriesysteme ein hohes Entwicklungspotenzial mit guten Erfolgsaussichten auf.

- **Brennstoffzellenantriebe**

Brennstoffzellen wandeln chemische Energie direkt in elektrische Energie um. Sie haben im Vergleich zu Wärmekraftmaschinen, insbesondere im Teillastbereich, höhere Wirkungsgrade. Des Weiteren besitzen sie ein schnelles Reaktionsvermögen auf Lastwechsel, können modular aufgebaut werden und arbeiten geräuschlos. In Abhängigkeit vom eingesetzten Energieträger werden während des Betriebes keine oder nur geringe Schadstoffe freigesetzt.

- **Hybridantriebe**

Hauptsächlich um das Reichweitenproblem zu entschärfen, das den neu entwickelten Antriebskonzepten gemeinsam ist, sind bivalente (Erdgas-Benzin) und Hybridantriebe (Elektroantrieb-Benzin/Diesel) entwickelt worden. Um Kraftstoff zu sparen, wird beim Hybridantrieb während der Fahrt der optimale Betriebsmodus automatisch gewählt. Beim Bremsen fungiert der Elektromotor als Generator und lädt die Batterie wieder auf.

Kraftstoffe

Die zum Betrieb der Fahrzeuge benötigten alternativen Kraftstoffe können oftmals über diverse Herstellungspfade erzeugt werden (vgl. Abbildung 3-20). Auf die bedeutendsten Möglichkeiten zur Herstellung soll im Folgenden eingegangen werden.

- **Erdgas**

Erdgas besitzt eine hohe Klopfestigkeit und dank einer Oktanzahl von bis zu 140 ROZ kann das Verdichtungsverhältnis und die Aufladung im Vergleich zu herkömmlichen Ottomotoren deutlich erhöht werden. Dadurch wird ein höherer Motorenwirkungsgrad erzielt. Allerdings führt der im Vergleich zu Benzin geringere Gemischheizwert von Erdgas zu einer ca. 10 bis 15 % niedrigeren Motorleistung bei gleichem Hubvolumen. Derzeit wird in der Regel ein normales Benzinfahrzeug auf Erdgasbetrieb umgerüstet, indem die Einspritzanlage umgestellt und ein zusätzlicher Tank eingebaut wird. Das im Kraftfahrzeug zu verwendende Erdgas kann direkt ohne chemische Umwandlungsprozesse als Kraftstoff verwendet werden. Um angemessene Reichweiten zu erzielen, wird es allerdings bei 200 bis 240 bar verdichtet aufbewahrt, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Aufgrund der reduzierten Mineralölsteuer für Erdgas liegen die Kraftstoffkosten des Endkunden etwa 50 % unter denen für Benzin- oder Dieselfahrzeuge.

- **Flüssiggas (LPG) / Autogas**

LPG (Liquefied Petroleum Gas) wird bei der Verarbeitung von Rohöl in Raffinerien sowie bei der Förderung von Erdgas und Rohöl gewonnen und eignet sich als Kraftstoff in

Ottomotoren. Es kann wechselweise im Betrieb mit Benzinkraftstoff eingesetzt werden. Die Wirtschaftlichkeit bewegt sich im Bereich der erdgasbetriebenen Fahrzeuge.

- Methanol

Methanol ist ohne große Modifikationen in Ottomotoren einsetzbar und in jedem Verhältnis mit Benzin mischbar. Die großtechnische Herstellung von Methanol erfolgt durch die Synthese eines Synthesegases, für dessen Gewinnung sich prinzipiell alle kohlenstoffartigen Stoffe eignen. Derzeit ist das Ausgangsprodukt für die Methanolsynthese zu ca. 90 % Erdgas /Pasel 1999/. Der Rest setzt sich im Wesentlichen aus Rückständen der Erdölverarbeitung zusammen. Die Herstellung von Methanol kann auch aus Bioabfällen und Biomassen erfolgen. Die Umwandlung erfolgt im ersten Schritt über einen Vergaser, in dem z. B. Holz in ein Biogas umgewandelt wird. Die Synthese von Methanol aus Synthesegas ist exotherm und führt zur Produktion von nutzbarer Wärme bei einem Temperaturniveau je nach Prozess zwischen 200 und 400 °C. Die erzielbaren Wirkungsgrade bei der Herstellung, aber auch die Gesamtkosten, hängen vom erforderlichen Reinheitsgrad des produzierten Methanols ab. Da Methanol ebenso wie Wasserstoff als reiner Stoff gehandelt wird, muss das Synthesegas gereinigt werden.

- Wasserstoff

Wasserstoff ist in der Natur kaum in seiner reinen Form zu finden, sondern stets chemisch gebunden. Zur Erzeugung von Wasserstoff können unterschiedliche Herstellungspfade dienen, wobei die derzeit gängigste Variante die der Dampfreformierung ist. Grundsätzlich eignen sich als Ausgangsprodukte für dieses Verfahren alle fossilen Kraftstoffe, die einen relativ hohen Prozentsatz Wasserstoff-Moleküle aufweisen (z. B. Erdgas). Analog zur Herstellung von Methanol bieten Biomassevergasung und -vergärung weitere Möglichkeiten, Wasserstoff als Kraftstoff zu gewinnen. Bei der Vergasung wird der Wasserstoff über ein Synthesegas erzeugt, das wie bei der Herstellung von Methanol gereinigt werden muss. Wasserstoff kann zusätzlich über Elektrolyse hergestellt werden, bei der Wasser elektrolytisch mittels elektrischem Gleichstrom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird.

Wasserstoff kann gasförmig komprimiert oder tiefkalt verflüssigt gelagert, transportiert und als Treibstoff in Verbrennungsmotoren oder in Brennstoffzellen eingesetzt werden. Der Speicherdruck von Druckgasbehältern liegt normalerweise bei 200 bzw. 350 bar. Für die Speicherung von Wasserstoff im flüssigen Zustand müssen Temperaturen unterhalb von 20,3 K permanent eingehalten werden. Ein Fahrzeugbetrieb mit Wasserstoff setzt eine flächendeckende Wasserstoffversorgung mit entsprechenden Betankungseinrichtungen voraus, die als neues Infrastruktursystem einen hohen Investitionsaufwand erfordert. In Nischenmärkten mit geringen Anforderungen an die Fahrzeugreichweite, wie z. B. im ÖPNV oder im Güternahverkehr, sind Insellösungen möglich /Krüger 2001/.

- **Dimethylether (DME)**
DME ist eine Kohlenwasserstoffverbindung mit niedrigem Siedepunkt, die aufgrund der niedrigen Selbstentzündungstemperatur und der unmittelbaren Verdampfung des Kraftstoffes nach der Zylindereinspritzung gut für verdichtungsgezündete Motoren geeignet ist. Die Herstellung erfolgt aus Synthesegas, das aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid sowie Kohlendioxid besteht. Die Prozessschritte entsprechen im Wesentlichen der Herstellung von Methanol. In einem speziellen Verfahren konvertiert ein Katalysator simultan zur Methanolsynthese das entstehende Methanol zu DME. Als Primärenergiequelle für die Herstellung des Synthesegases kommen vor allem Erdgas und Biomasse in Frage.
- **Rapsölmethylester (RME)**
Damit Pflanzenöle den Qualitätsanforderungen moderner Verbrennungsmotoren genügen, werden diese verestert. Beim Einsatz von Rapsöl und Methanol entsteht als Endprodukt RME, das eine dem Dieselkraftstoff vergleichbare Viskosität, Dichte und Zündwilligkeit besitzt. Viele Automobilhersteller hatten den Fahrzeugen die Freigabe für die direkte Verwendung von RME ohne technische Änderungen bis zum Baujahr 2003 erteilt. Diese Freigaben wurden jedoch in den vergangenen Jahren für Neuwagen aufgrund der gestiegenen Umweltschutzanforderungen zurückgezogen, insbesondere für Fahrzeuge mit Russpartikelfiltern, so dass derzeit auf dem deutschen Neuwagenmarkt keine PKWs mit einer serienmäßigen RME-Freigabe erhältlich sind.
- **Gas To Liquid (GTL) und Biomass To Liquid (BTL)**
Derzeit besonders in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt sind so genannte synthetische Kraftstoffe. Am gängigsten ist derzeit das Verfahren GTL, bei dem Kraftstoffe aus Erdgas hergestellt werden /Moerschner 2004/. Dieser Prozess lässt sich großtechnisch so gut steuern, dass aus Erdgas ein besonders hochwertiger und emissionsarmer Dieselkraftstoff erzeugt werden kann. Dieser enthält weder Schwefel noch aromatische Kohlenwasserstoffe. Der synthetische Dieselkraftstoff hat im Vergleich zu herkömmlichem Diesel eine höhere Qualität, so dass Abgasvorschriften besser eingehalten werden können. Das Verfahren und die so erzeugten Kraftstoffe werden gemeinhin auch als **Synfuel** bezeichnet.

BTL verbindet die Eigenschaften von GTL, wie Emissionsminderung und problemlose Anwendung, mit einer 85-prozentigen Treibhausgas-Neutralität. Außerdem erlaubt es die Diversifizierung der Rohstoffbasis. Statt Erdgas wird Biomasse als Primärenergieträger verwendet. Als Biomasse kann eine Vielzahl von schnell wachsenden und anspruchslosen Pflanzen verwendet werden. Zusätzlich lassen sich auch Bioabfälle, wie z. B. Stroh oder Resthölzer, einsetzen. Das Verfahren und die so erzeugten Kraftstoffe sind auch unter dem Namen **Sunfuel®** bekannt.

In Tabelle 3-19 sind die für die Szenarioanalysen erfassten Mehrkosten der einzelnen Alternativkonzepte für den derzeitigen Entwicklungsstand aufgeführt.

Tabelle 3-19: Mehrkosten alternativer Antriebskonzepte im Vergleich zu Benzin-/Dieselmotoren in €/Fahrzeug

Kraftstoff/Antriebskonzept	PKW	LNF	Busse	SNF
Flüssiggas (LPG)	2000		20500	
Erdgas (CNG)	3500	5100	35800	
Dimethylether (DME)	2000		20500	
Rapsöl	2500			
Rapsölmethylester (RME)	250	280	770	770
BTL bzw. GTL				
Wasserstoff (CGH ₂)	3500		71600	
Elektroantrieb	+ 50%		+ 30%	
Brennstoffzellenantrieb (2020)	6125			

Kraftstoffherstellungskosten

Die Gesamtkosten für die Bereitstellung der Kraftstoffe werden mit zunächst durch die Energieträgerpreise für Importrohstoffe bzw. durch die Kosten und Potenziale der Biomasse determiniert. Ein weiterer wichtiger Kostenbestandteil sind die Investitionskosten für die Weiterverarbeitung der Rohstoffe zu einem Kraftstoff. Der zu erwartende technische Fortschritt macht sich zudem im Laufe der Zeit nicht bei allen Komponenten alleine durch sinkende Investitionskosten bemerkbar, sondern kann sich auch in einer Wirkungsgradsteigerung widerspiegeln.

Bei der isolierten Betrachtung des Verkehrssektors bleiben die Einsatzpotenziale der alternativen Kraftstoffe und Antriebe sowie mögliche alternative Verwendungsmöglichkeiten der Einsatzenergieträger im restlichen Energiesystem unberücksichtigt. So kann z. B. Biomasse nicht nur im Verkehr sondern zusätzlich im Strom- und Wärmemarkt eingesetzt werden. Dies ist mit einer Gesamtenergiesystemanalyse möglich, deren Ergebnisse in den Szenarioanalysen in den Abschnitten 4 und 5 vorgestellt werden.

3.7 Szenariencharakterisierung und Zusammenfassung der Kernannahmen

Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens werden nun in den folgenden Abschnitten mit Hilfe von Szenarioanalysen die energiewirtschaftlichen Entwicklungstendenzen in Bayern aufgezeigt. Dabei reicht der Betrachtungszeitraum der Analysen vorgabegemäß bis zum Jahr 2030, wobei als Basisjahr grundsätzlich das Jahr 2002 verwendet wird, da hierfür durch die Energiebilanz Bayern 2002 eine vollständige und konsistente statistische Datenbasis vorliegt. Für Bayern lag zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens bereits auch eine Energiebilanz für das Jahr 2003 vor. Da jedoch mit der Liberalisierung der Energiemärkte die Datenverfügbarkeit nur noch eingeschränkt gegeben sowie die Zuordnung zu einzelnen Bundesländern erschwert ist (so ist nach den vorliegenden Angaben der Stromverbrauch der sonstigen Verbraucher (GHD-Sektor) in Bayern zwischen 2002 und 2003 um 7,2 TWh gesunken, ohne

dass dafür eine plausible Erklärung vorliegt), sind derzeit größere Ungenauigkeiten in der statistischen Basis für 2003 vorhanden.

Dennoch wurde im Rahmen des Gutachtens die Datenbasis des Jahres 2002 zusätzlich um verfügbare aktuelle Daten erweitert, die als belastbar angesehen werden können. Dazu gehören unter anderem:

- Aktuelle Bevölkerungszahlen (Stand 31.12.2006)
- Produktionswerte des Verarbeitenden Gewerbes (2005)
- Mineralölabsatzstatistik für Bayern nach Produkten (2004)
- Bayerische Kraftwerkskapazitäten (2005)
- Bruttostromerzeugung in Bayern (2005)
- Wohnflächen in Bayern (2005)
- Kraftfahrzeugsbestände (2006)
- Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in Bayern (2006)
- Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland (2006)

Auf dieser Grundlage erfolgte eine Fortschreibung der Ausgangssituation in 2002 auf das Jahr 2005 mit entsprechenden Schätzungen für wesentliche Kennzahlen und Verbrauchswerte der bayerischen Energienachfrage und Energieversorgung.

Angesichts der Vielfalt denkbarer Entwicklungen der Energieversorgung lässt sich mit Szenarien immer nur eine begrenzte Zahl derselben beschreiben. Diese sollten so ausgestaltet sein, dass sie die Hauptlinien der Handlungsmöglichkeiten zur Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung sowie ihre Wirkungen umfassen. Die begrenzte Zahl von Szenarien, aber auch die notwendigerweise reduzierte Komplexität der Realität bei der Quantifizierung der möglichen Entwicklung der Energieversorgung sowie die bestehenden Unsicherheiten erfordern es, die quantitativen Ergebnisse von Szenarioanalysen qualitativ im Hinblick auf die Fundierung eines Gesamtkonzeptes zu interpretieren.

Allen Szenarien der Energieprognose Bayern 2030 liegen identische Annahmen bezüglich der demographischen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in Bayern zugrunde (vgl. Tabelle 3-2 in Abschnitt 3.2 sowie Abschnitt 3.6.2):

- Die Einwohnerzahl wird von heute rund 12,39 Mio. bis auf 12,84 Mio. Menschen im Jahr 2030 steigen.
- Im gleichen Zeitraum soll bei einem durchschnittlichen Wachstum von 2,01 %/a das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu um 65 % steigen. Dies bedeutet, dass das BIP pro Kopf auf etwa das 1,6-fache wachsen wird.
- Die durchschnittliche Wohnfläche steigt im Betrachtungszeitraum von etwa 37 m² pro Kopf (2002) auf knapp 47 m² je Einwohner (2030). Dadurch erhöht sich die gesamte Wohnfläche in Bayern von etwa 500,3 Mill. m² (2002) im Zeitraum bis 2030 um 19,6 % auf 598,3 Mill. m².

Im Zentrum der Szenarioanalysen des Gutachtens stehen die Basisszenarien. Sie sind dadurch charakterisiert, dass sie von einer Weiterführung der bisherigen Energiepolitik, einschließlich

des von der Bundesregierung in Meseberg verabschiedeten Eckpunktepapiers zur Energie- und Klimapolitik, sowie dem Fortbestehen der sonstigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgehen, entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 2 sowie in Abschnitt 3. So führt die mit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte eingeleitete Entwicklung dazu, dass für die Basisszenarien eine wettbewerblich orientierte Ausgestaltung des Energiemarktes in Bayern angenommen wird (vgl. Abschnitt 2.6). Damit werden zunehmend die Gewinnmaximierung bzw. die Kostenminimierung zu den Handlungsmaximen der Unternehmen, womit eine stärkere Orientierung der Verbraucherpreise an den Bereitstellungskosten verbunden ist. Zudem werden Anreize geschaffen, die Standortwahl stärker an die Verbrauchsschwerpunkte zu orientieren.

Das Fortbestehen der derzeitigen Rahmenbedingungen bedeutet auch, dass für die Basisszenarien unterstellt wird, dass das europäische Emissionshandelssystem und die weitere Verschärfung der Klimaschutzziele in Europa bis 2020 mit einer Reduktion um 20 % gegenüber 1990 (statt der bisher vereinbarten 8 % des Kyoto-Protokolls) dazu führen (vgl. Abschnitt 3.5), dass die in das Handelssystem eingebundenen Unternehmen und Regionen einen CO₂-Zertifikatspreis von 7,0 €/t CO₂ in 2010, von 27,5 €/t CO₂ in 2020 sowie 38,0 €/t CO₂ in 2030 in ihren Produktionsplanungen und Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen haben. Darüber hinaus werden aber keine weitergehenden Klimaschutzmaßnahmen in den Basisszenarien eingeleitet. Vielmehr wird hier z. B. davon ausgegangen, dass die mit der für 2003 beschlossenen letzten Stufe der ökologischen Steuerreform erreichten Steuersätze danach auf nominaler Preisbasis konstant bleiben.

In den Basisszenarien ist auch unterstellt, dass die derzeit geltenden Umweltgesetze bzw. deren Weiterentwicklung, wie z. B. die Großfeuerungsanlagenverordnung bzw. die Novellierung der 13. BImSchV, umgesetzt werden, bzw. dass neue Richtlinien der Europäischen Union z. B. für den Verkehrsbereich, wie die Einführung von EURO IV- bzw. EURO V-Fahrzeugen oder die Biofuel-Richtlinie (vgl. Abschnitt 2.4), auch national umgesetzt werden. National wirksam ist des Weiteren die Lkw-Maut. Die Personenverkehrsleistung steigt im Zeitraum von 2000 bis 2030 von 170 Mrd. Personenkilometer (Pkm) um knapp 15 % auf 195 Mrd. Pkm. Im Güterverkehr nimmt die Verkehrsleistung in den kommenden Jahren ebenfalls deutlich zu. Basierend auf den Annahmen des Gesamtverkehrsplans Bayern 2002 wird im Zeitraum 1999 bis 2015 mit einer Zunahme der Gesamtgüterverkehrsleistung von 87,2 Mrd. auf 139,1 Mrd. Tonnenkilometer (Tkm) gerechnet, was einer Steigerung von knapp 60 % entspricht. Danach wird eine 18 %-ige Steigerung der Güterverkehrsleistung zwischen 2015 bis 2030 prognostiziert.

Für den Gebäudebereich sind mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2004 und den Programmen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bereits Eckpunkte eines Ordnungs- bzw. Fördersystems festgelegt. Zusätzlich fordert die EU-Richtlinie „Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“ die breite Einführung von Energiepässen (-zertifikaten) in den Mitgliedsstaaten der EU, die bis 2008 in einer Novellierung der EnEV umgesetzt sein wird (vgl. Abschnitt 3.6.2). Damit sinkt der durchschnittliche Nutzwärmebedarf für alle Wohngebäude

im Zeitraum von 2002 bis 2030 in Bayern von durchschnittlich 157 kWh/(m²*a) um ca. 25 % auf 117 kWh/(m²*a). Es wird unterstellt, dass die energetische Sanierungsquote auf dem bisherigen Niveau verbleibt. Für neue Gebäude kommt es in Anlehnung an das Eckpunktepapier der Bundesregierung für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm ab 2012 zu einer Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV) von über 20 %.

Schließlich ist im Zusammenhang mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Basisszenarien das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 2.4), wobei angenommen wird, dass diese Regelung, entsprechend der Ankündigung im Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energie- und Klimapolitik im Hinblick auf die Novellierung des EEG, mit sinkenden Vergütungssätzen über den gesamten Betrachtungszeitraum Gültigkeit behalten wird. Insbesondere für die Photovoltaik werden dabei die Degressionssätze erhöht. Zudem plant die Bundesregierung die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung von 6 % im Jahr 2006 auf 14 % im Jahr 2020. Dafür wird das EEWärmeG (Erneuerbare-Energie-Wärme-Gesetz) etabliert, um eine schnellere Marktdurchdringung vorhandener Technologien zu gewährleisten. Die Kraftstoffe aus erneuerbaren Energieträgern erreichen gemäß den EU-Vorgaben 5,7 % ab 2010 und 10 % ab 2020 am Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr.

Um die Ergebnisse der Basisszenarien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung in Bayern auf eine breitere Basis stellen zu können, werden hierin verschiedene Einflussgrößen für das Energiesystem Bayerns im Rahmen der bestehenden Unsicherheiten variiert, wobei für das vorliegende Gutachten eine Beschränkung auf zwei Variationen erfolgt. Bezüglich der längerfristigen Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas wird davon ausgegangen, dass physisch bedingte Verknappungen nicht auftreten (vgl. Abschnitt 2.1). Allerdings werden die bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung der Preise auf den Weltenergiemärkten durch drei Preisvarianten erfasst, die ein niedriges, ein mittleres und ein hohes Preisniveau kennzeichnen (vgl. Tabelle 3-10 in Abschnitt 3.3). Der für das Referenzszenario der Energieprognose Bayern verwendete Preispfad des IEA World Energy Outlook 2006 unterstellt, dass der Ölpreis nach 2007 wieder sinkt und im Jahr 2012 bei 47 \$₂₀₀₅/bbl liegen wird. Danach wird davon ausgegangen, dass der Ölpreis bis 2020 wieder langsam auf 50 \$₂₀₀₅/bbl steigen wird und sich weiterhin bis 2030 auf 55 \$₂₀₀₅/bbl erhöht. Bei einer angenommenen Inflation von 2,3 % pro Jahr beträgt der nominale Ölpreis dann 97 \$/bbl im Jahr 2030. Der niedrige Preispfad nach dem World Energy Outlook 2005 unterstellt, dass der Ölpreis nach 2007 wieder sinkt und im Jahr 2010 bei 36 \$₂₀₀₅/bbl liegen wird. Danach wird davon ausgegangen, dass der Preis bis 2030 wieder langsam auf knapp über 40 \$₂₀₀₅/bbl steigen wird. Somit beträgt der nominale Preis 71 \$/bbl im Jahr 2030. Der hohe Preispfad, der auf der EWI/PROGNOS Ölpreisvariante für das Bundeswirtschaftsministerium basiert, unterstellt demgegenüber, dass der Ölpreis bis 2020 konstant bei etwa 55 \$₂₀₀₅/bbl liegen wird und danach bis 2030 noch einmal deutlich auf 68 \$₂₀₀₅/bbl ansteigt. Im Jahr 2030 beträgt damit der nominale Preis 120 \$/bbl. Die Rohölpreise steigen hier gegenüber den 1990er Jahren um das 3- bis 4-fache an und liegen bis 2030 um 20 % höher als in der Referenzentwicklung.

Zum anderen wird in einer Variation analysiert, wie der von der Bundesregierung der 14. Legislaturperiode des Deutschen Bundestages beschlossene Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung, wie er auch zwischenzeitlich im Ausstiegsgesetz rechtlich verankert ist, sich auf die bayerische Energiewirtschaft und die Umwelt auswirkt. Hierzu wird neben einer Variante, in der die bayerischen Kernkraftwerke nach Erreichen der Grenze der Reststrommengen (vgl. Abschnitt 1.6.1) stillgelegt werden, auch eine Variante betrachtet, in der die derzeit in Bayern installierten Kernenergiekapazitäten über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten werden, was über eine Laufzeitverlängerung der Anlagen oder auch über den Ersatzbau von Altanlagen erfolgen kann. Unter diesen Randbedingungen sinken dann auch die zu unterstellenden CO₂-Zertifikatspreise zur Erreichung des europäischen Klimaschutzziels auf 6,3 €/t CO₂ in 2010, auf 23,4 €/t CO₂ in 2020 sowie auf 31,5 €/t CO₂ in 2030 (vgl. Abschnitt 3.5).

Mit diesen beiden Variationen wird damit eine Dimension von insgesamt 6 Basisszenarien aufgefächert (vgl. Tabelle 3-20). Die beiden Szenarien mit mittleren Energiepreisen werden hierin als Referenzszenario mit bzw. ohne Kernenergie (Szenarienkürzel: REFmK bzw. REFoK) bezeichnet.

Den so charakterisierten Basisszenarien wird noch eine Entwicklung gegenübergestellt, die zusätzlich die Anforderungen des Klimaschutzes in den Mittelpunkt rückt. Jeweils für die Variante mit und ohne Kernenergienutzung in Bayern wird hier bei Annahme der mittleren Energiepreisvariante analog zu den Basisszenarien analysiert, welche Strukturen der Energieversorgung und -anwendung in Bayern notwendig sind, um das bayerische Klimaschutzziel von maximal 80 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 und eine mögliche Fortschreibung der Obergrenze mit 70 Mio. t CO₂ im Jahr 2020 und danach erfüllen zu können (Szenarienkürzel: KLImK bzw. KLIoK).

Als Ergebnisse der Szenarioanalysen liefert das Energiesystemmodell TIMES (vgl. Abschnitt 3.1) Aussagen für Bayern zu:

- Verbrauchsentwicklung und Verbrauchsstruktur: Primär- und Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren
- Importabhängigkeit der bayerischen Energieversorgung
- Stromerzeugungsstruktur und Kapazitätsbedarf
- Strompreise und Grenzkosten der Stromerzeugung, Verbraucherpreise frei Tankstelle sowie Energiepreise für Haushalts- und Industriekunden
- Bilanz der energiebedingten CO₂-, CH₄-, N₂O-, NO_x-, SO₂-, CO-, NMVOC- und Staub-Emissionen,
- Auswirkungen auf den Produktionsstandort.

Tabelle 3-20: Charakterisierung der Szenariorandbedingungen

Bereich	Basisszenarien						Klimaschutzszenarien	
	Niedrige Energiepreise mit Kernenergie BANmK	Niedrige Energiepreise ohne Kernenergie BANoK	Referenzszenario mit Kernenergie REFmK	Referenzszenario ohne Kernenergie REFoK	Hohe Energiepreise mit Kernenergie BAHmK	Hohe Energiepreise ohne Kernenergie BAHoK	Klimaschutz mit Kernenergie KLImK	Klimaschutz ohne Kernenergie KLIoK
Energiepreisentwicklung	IEA WEO 2005 (vgl. Abschnitt 3.3)		IEA WEO 2006 (vgl. Abschnitt 3.3)		EWI / PROGNOSE Ölpreisszenario (vgl. Abschnitt 3.3)		IEA WEO 2006 (vgl. Abschnitt 3.3)	
Kernenergiepolitik	wie in REFmK	wie in REFoK	Laufzeitverlängerung aller bayerischer Kernkraftwerke bzw. konstante Kapazitätserhaltung	nach Ausstiegsgesetz	wie in REFmK	wie in REFoK	wie in REFmK	wie in REFoK
CO ₂ Zertifikatspreise	wie in REFmK	wie in REFoK	2010: 6,3 €/t 2020: 23,4 €/t 2030: 31,5 €/t	2010: 7,0 €/t 2020: 27,5 €/t 2030: 38,0 €/t	wie in REFmK	wie in REFoK	wie in REFmK	wie in REFoK
CO ₂ Emissionsziele (Bayern)	keine Vorgabe						CO ₂ -Obergrenze von 80 Mio. Tonnen in 2010 und 70 Mio. Tonnen ab 2020	
Ökosteur	Fortschreibung (nominal konstant)							
Energieeinsparverordnung	Verschärfung der EnEV 2004 => EnEV 2007/2008 sowie EnEV 2012							
Erneuerbaren Energien	Fortführung EEG-Stromeinspeisevergütung Einführung eines EEWärmeG							
Biokraftstoffrichtlinie	5,75 % in 2010 10 % in 2020 (Nutzungskonkurrenz der Biomasse)							

4 Deckung des Energiebedarfs und energiebedingte Emissionen in Bayern

Aufbauend auf der in Abschnitt 1 geschilderten Ausgangssituation der Energiewirtschaft in Bayern und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2 erläuterten allgemeinen energiepolitischen Rahmenbedingungen sowie der in Abschnitt 3 dargestellten prognoserelevanten energiewirtschaftlichen Entwicklung werden im Folgenden die Ergebnisse der Referenzszenarien mit bzw. ohne Kernenergie (REFmK bzw. REFoK) für Bayern dargestellt. Entsprechend der geschilderten methodischen Vorgehensweise werden zunächst die Entwicklungen bei den einzelnen Endverbrauchssektoren charakterisiert, beginnend mit dem Sektor Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (Industrie), über den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und den Haushaltssektor bis hin zum Verkehrsbereich. Diese Unterteilung macht auch noch einmal deutlich, dass die Analyse auf den Strukturen der Energiebilanz aufsetzt. Die entsprechenden Angaben zu den Entwicklungen der bedarfsbestimmenden Größen und des Energiedienstleistungsbedarfs mit den Annahmen zu den Energieanwendungs- und -versorgungstechnologien finden sich in Abschnitt 3.3 bzw. Abschnitt 3.6. Es muss zudem noch einmal darauf hingewiesen werden, dass die ausgewiesenen Werte für die Untersuchungsjahre 2010, 2020 und 2030 als Trendpfad zu verstehen sind, von dem es in Realität Abweichungen geben kann. Beispielsweise werden im Rahmen des Gutachtens die Temperaturverhältnisse eines Normaljahres unterstellt (vgl. Abschnitt 2.3).

Nur zu einem geringen Teil entfällt der Endenergieverbrauch in Bayern heute und auch in der Entwicklung in den Referenzszenarien auf direkt genutzte Primärenergieträger. Es dominieren vielmehr Sekundärenergieträger, die in z. T. komplexen Umwandlungsanlagen in eine bedarfsgerechtere Form weiterverarbeitet werden. Basis dieser Umwandlungsprozesse sind einmal Primärenergieträger, zum anderen aber auch Sekundärenergieträger, die einer erneuten Umwandlung unterzogen werden. Charakteristisch für diese Umwandlungsprozesse im Energiesektor sind der hohe Aufwand an Kapital und sonstigen Produktionsfaktoren sowie die z. T. beträchtlichen Umwandlungsverluste, die hierbei in Kauf zu nehmen sind. Der Verbraucher ist allerdings bereit, im Preis diesen Aufwand zu vergüten, weil Sekundärenergieträger den Bedarf moderner Produktionsanlagen und langlebiger Gebrauchsgüter ungleich besser zu befriedigen in der Lage sind als Primärenergieträger, und auch das Streben nach Komfort, Sauberkeit und Bequemlichkeit häufig erst ermöglichen, zumindest aber erleichtern. Bevor aber nach der Darstellung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren auf die Entwicklung im Umwandlungsbereich in Bayern in den Referenzszenarien eingegangen und die daraus resultierende Entwicklung des Primärenergieverbrauchs insgesamt in Bayern aufgezeigt wird, wird zusätzlich noch der Bereich des Nichtenergetischen Verbrauchs behandelt. Der Abschnitt schließt mit einer Bilanzierung der energiebedingten CO₂-Emissionen in den Referenzszenarien.

4.1 Energieverbrauch im Sektor Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (Industrie)

Aus der Entwicklung der Nettoproduktionswerte ergibt sich mit den spezifischen Strom- bzw. Brennstoffverbräuchen (vgl. Abschnitt 3.3) die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie. Bezüglich des gesamten Endenergieverbrauchs trug die Industrie 1995 mit ca. 271 PJ entsprechend 20,2 % und im Jahr 2002 mit 255 PJ bzw. 18,6 % zum Endenergieverbrauch in Bayern bei (vgl. Tabelle A-17 im Anhang). In den Referenzszenarien erweist sich die Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs der Industrie sowohl nach Sektoren als auch nach Energieträgern sehr robust und unabhängig von der Frage des Kernenergieausstiegs. Als Ursache dafür kann vor allem das hohe Energiepreisniveau angesehen werden. Einsparungen und Energieträgerwechsel werden bereits in beiden Basisszenarien wirtschaftlich. Daher ist im Referenzszenario mit Kernenergie trotz geringerer Strompreise keine signifikante zusätzliche Stromnutzung erkennbar.

Gegenüber dem Jahr 2002 erhöht sich der Endenergiebedarf der Industrie in den **Referenzszenarien** bis zum Jahr 2010 um ca. 8,2 % und bis zum Jahr 2020 um rund 10,8 %. Danach geht der Endenergieverbrauch der Industrie in Bayern leicht zurück, so dass bis zum Jahr 2030 gegenüber 2002 noch ein Anstieg um ca. 10,2 % zu verzeichnen ist (vgl. Abbildung 4-1). Diese Entwicklung resultiert aus einer zunehmend geringeren Energienachfrage einiger energieintensiven Sektoren (Glasgewerbe, Keramik, Steine und Erden; Metallherzeugung und -bearbeitung), einem nahezu konstanten Energieverbrauch in den Sektoren Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung; Papier-, Verlags- und Druckgewerbe sowie Chemische Industrie und einem Anstieg des Endenergieverbrauchs der Sektoren Gummi- und Kunststoffwaren, Maschinenbau, Fahrzeugbau und der sonstigen Industrie.

Der Endenergiebedarf der Industrie wurde in Bayern im Jahr 2002 zu ca. 6,4 % (1995: 7,9 %) durch Kohleprodukte, zu rund 10,1 % (16,9 %) durch Mineralölprodukte und zu etwa 38,7 % (34,3 %) durch Gase und zu 39,8 % (36,2 %) durch Strom gedeckt. Fernwärme und sonstige Energieträger befriedigen den restlichen Endenergiebedarf. Damit weist die bayerische Industrie bereits in der Ausgangssituation einen Energieträgermix auf, der durch hohe Anteile von Energieträgern, wie z. B. Gas und Strom, gekennzeichnet ist, die auf Grund ihrer qualitativen Eigenschaften besonders geeignet sind, den immer diffizileren technischen Anforderungen moderner Produktionsprozesse sowie Energieaggregate zu entsprechen. In den Referenzszenarien verlieren die Kohlenprodukte zunächst bis 2010 etwas an Bedeutung (Anteil von 5,0 %). Danach sinkt der Anteil bis zum Jahr 2020 etwas stärker auf ca. 3,8 %, woran sich dann mit den weiter steigenden Energieträgerpreisen, insbesondere bei Rohöl und Erdgas, ein leichter Anstieg auf rund 4,0 % anschließt (vgl. Abbildung 4-2).

Der Beitrag der Mineralölprodukte geht in den Referenzszenarien auf rund 9 % in den Jahren 2010 und 2020 zurück. Im Jahr 2030 beträgt der Anteil der Mineralölprodukte am Endenergieverbrauch der Industrie in Bayern noch ca. 6,6 %. Der Anteil der Gase bleibt zu-

nächst nahezu konstant bis zum Jahr 2010 und geht danach leicht auf rund 32 % in den Jahren 2020 bzw. 2030 zurück.

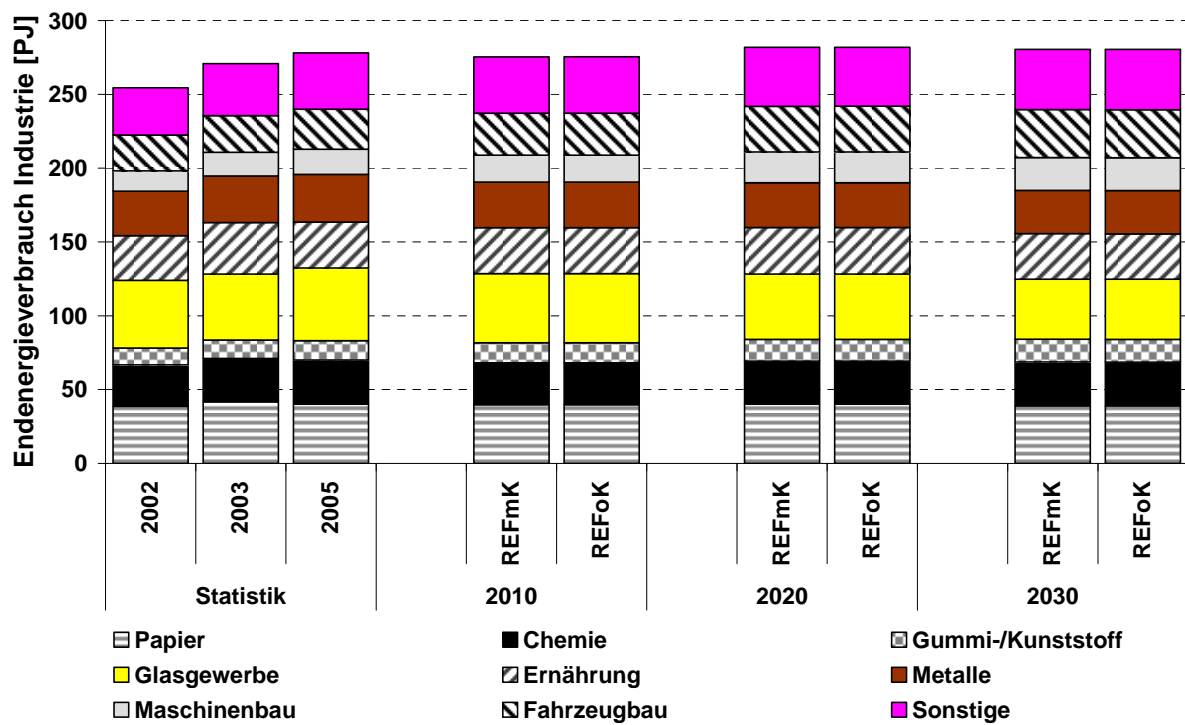


Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch des Übrigen Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes nach Industriebranchen in Bayern in den Referenzszenarien

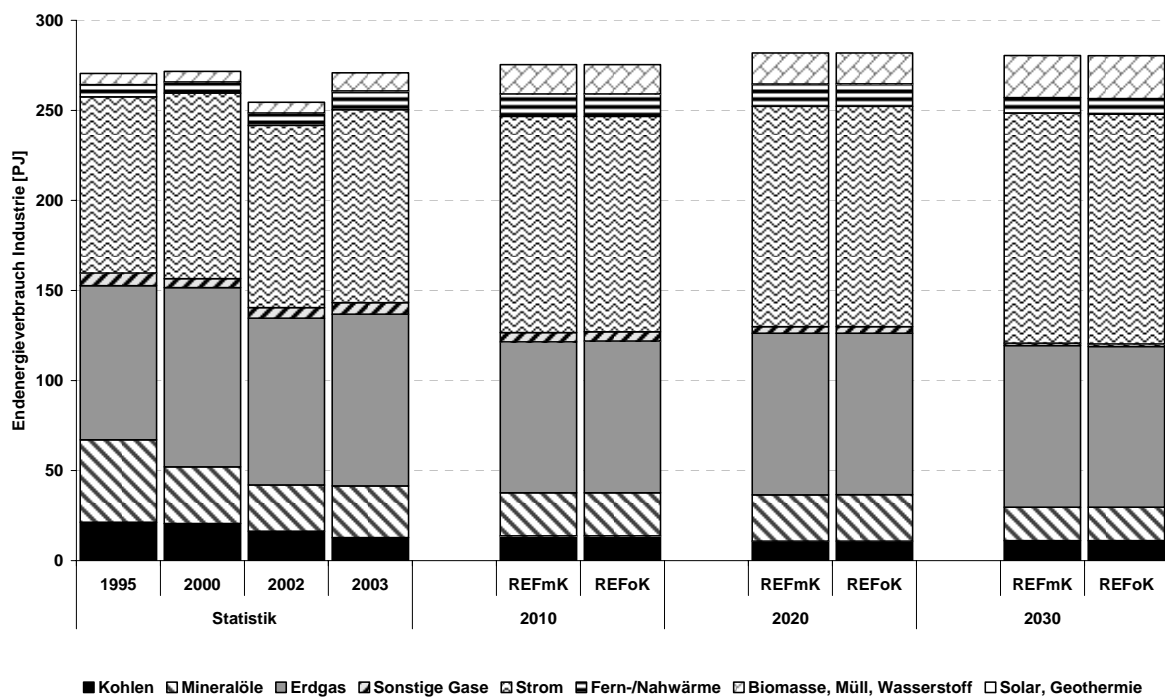


Abbildung 4-2: Endenergieverbrauch des Übrigen Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien

Auch beim Stromverbrauch der Industrie ist ein Anstieg zu verzeichnen. Der Strom kann seinen Anteil von 39,8 % im Jahr 2002 auf 43,4 % im Jahr 2020 bzw. auf 45,5 % im Jahr 2030 erhöhen. Die Fernwärme weist für die zukünftigen Jahre absolut nahezu einen konstanten Beitrag in Höhe von 12,4 PJ auf gegenüber 6,9 PJ in 2002. Bis 2030 sinkt dann der Fernwärmeverbrauch der Industrie auf 8,5 PJ, was noch einem Anteil am Endenergieverbrauch von 3,0 % entspricht.

Die erneuerbaren Endenergieträger (EET) steigern ihren Versorgungsbeitrag zum Endenergieverbrauch der Industrie zwischen 2002 und 2030 um den Faktor 4. Dennoch bleibt in absoluten Werten das Verbrauchsniveau mit dann 23,6 PJ oder einem Anteil von 8,4 % im Jahr 2030 noch relativ gering, er liegt aber über dem Anteil der Fernwärme oder dem der Mineralölprodukte.

Zusammen decken die leitungsgebundenen Energieträger Gase, Strom und Fernwärme mit den erneuerbaren Endenergieträger im Jahr 2010 ca. 86,3 %, im Jahr 2020 rund 87,0 % und im Jahr 2030 etwa 89,3 % des Endenergieverbrauchs der Industrie in den Referenzszenarien in Bayern. Bei der Entwicklung des Strom- bzw. des Brennstoffverbrauches im Verarbeitenden Gewerbe in Bayern ist also eine gegenläufige Tendenz zu beobachten. Zusammengefasst wächst der Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum um insgesamt 26,2 % (im jährlichen Durchschnitt um 0,83 %). Der Brennstoffverbrauch hingegen (inkl. Fernwärme und erneuerbare EET) bleibt nahezu konstant. Er sinkt nur leicht um ca. 0,4 %.

4.2 Energieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Kleinverbraucher)

Der Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, inklusive Militär – GHD) betrug in Bayern im Jahr 2002 ca. 276 PJ. In den **Referenzszenarien** geht der Endenergieverbrauch des Sektors Handel, Gewerbe, Dienstleistungen in Bayern bis zum Jahr 2010 gegenüber 2002 um 3,2 % auf 275,4 PJ zurück. Er verharrt dann bis zum Jahr 2020 auf diesem Niveau (278,5 PJ), um schließlich bis zum Jahr 2030 auf 284,6 PJ anzusteigen (vgl. Abbildung 4-3). Dabei verlieren die fossilen Energieträger Erdgas und Mineralöl in diesem Sektor gegenüber Strom, Nah- und Fernwärme und Biomasse an Bedeutung. Der Kohleinsatz geht weiter zurück, so dass er nach 2010 in der Gesamtbilanz nicht mehr in Erscheinung tritt.

Bei den fossilen Energieträgern sind deutliche Verluste zu beobachten. Lag der Anteil von Ölen und Gasen 2002 noch bei über 60 %, so sinkt er in beiden Referenzszenarien auf 48,6 % in 2030. Der Anteil von Mineral- und Heizöl reduziert sich deutlich von 23,7 % im Jahr 2002 auf 14,8 % (REFmK) bzw. 15,2 % (REFoK) bis zum Jahr 2030. Die deutlichen Verluste sind vor allem auf den Rückgang des Verbrauchs von Heizöl zurückzuführen, wohingegen der Verbrauch von Kraftstoffen ab 2010 auf einem konstanten Niveau von ca. 16 PJ bleibt. Der Anteil des Erdgases geht von 2002 mit 36,4 % bis 2030 auf 33,8 %

(REFmK) bzw. 33,4 % (REFoK) ebenfalls leicht zurück. Dieser Rückgang bedeutet eine Reduktion des Erdgasverbrauchs um knapp 10 PJ.

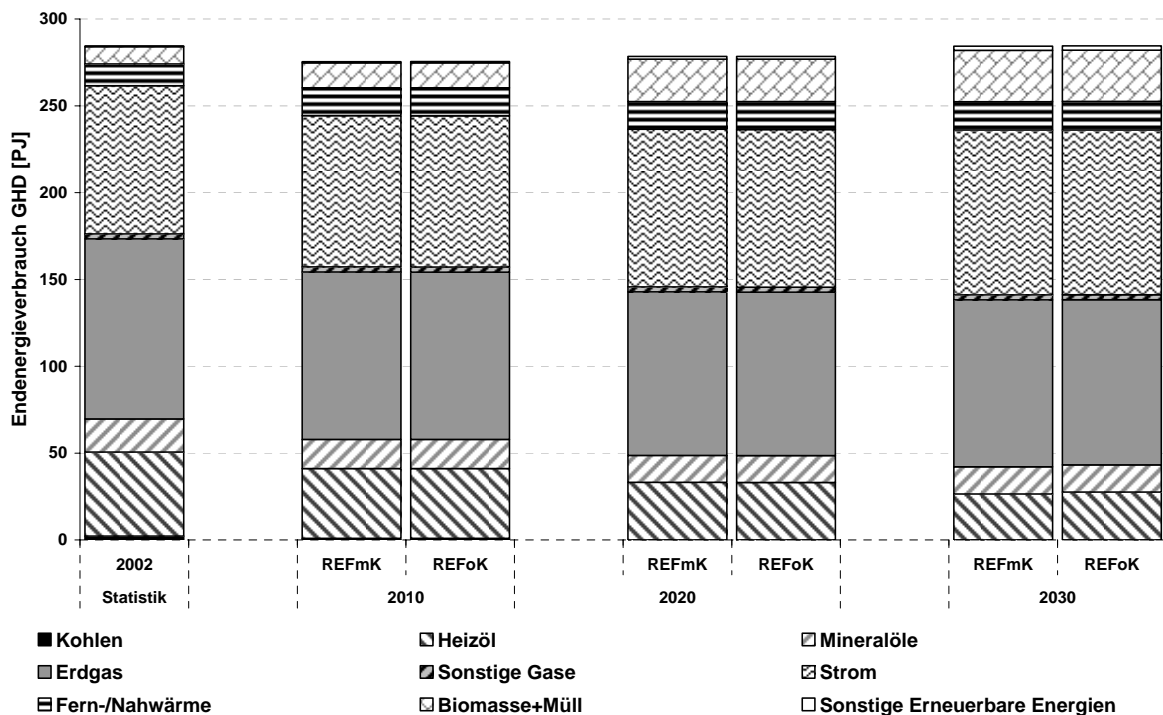


Abbildung 4-3: Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien

Der Anteil des Stromverbrauchs am Endenergieverbrauch des Sektors GHD in Bayern erhöht sich in beiden Referenzszenarien von 30 % (2002) auf über 33 % im Jahr 2030. Beim Stromeinsatz überlagern sich wie in der Vergangenheit zwei gegenläufige Entwicklungen. So kommt es durch den verstärkten Einsatz von Lüftungsanlagen, Klimaanlage, Kommunikationsgeräten, Computern und Beleuchtungsanlagen zu einem Anstieg des Stromverbrauchs im GHD-Sektor, wohingegen gleichzeitig effizientere Geräte eingesetzt werden. In den Referenzszenarien können diese Effizienzverbesserungen den Anstieg des Endenergieverbrauchs nicht gänzlich kompensieren. Dies ist auch in der zunehmenden Bedeutung des Dienstleistungssektors zu begründen.

Weitere deutliche Zuwächse kann aufgrund der erwarteten Einführung des Erneuerbaren-Energie-Wärme-Gesetzes die Biomasse verzeichnen, die im Bereich der Raumwärmeerzeugung verstärkt zum Einsatz kommt und ihren Anteil von etwa 3,4 % (2002) in beiden Referenzszenarien bis 2030 auf 10,4 % annähernd verdreifachen kann. Auch die Bedeutung der Fern- und Nahwärme im Sektor Kleinverbraucher nimmt leicht zu von 4,4 % (2002) auf 5,8 % (2030) im Szenario REFoK und nur leicht geringer auf 5,7 % (2030) im Szenario REFmK.

Diese Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist eng verknüpft mit der Entwicklung der unterschiedlichen Energieanwendungs-

arten in diesem Sektor (vgl. Abbildung 4-4). Hier macht sich beim Raumwärmebedarf auch in den Nichtwohngebäuden die zunehmende Wirksamkeit der jeweils aktuellen Energieeinsparverordnung (EnEV) deutlich bemerkbar. Somit sinkt der Endenergieverbrauch für Raumwärme zwischen 2002 und 2030 um über 20 %, so dass für diesen Anwendungsbereich im Jahr 2030 noch ein Anteil von 51 % am Endenergieverbrauch aufzuwenden ist gegenüber 57,8 % in 2002. Ebenso sinkt der mobile Kraftbedarf in der Landwirtschaft, dem Baugewerbe und beim Militär um über 20 %, so dass hier nur noch ein Anteil von 5,5 % am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors im Jahr 2030 vorliegt. Der Vergleichswert im Jahr 2002 liegt bei knapp 7 %. Der Anteil des Warmwasserbedarfs bleibt demgegenüber etwa konstant bei 10,8 %, jedoch steigen die Anteile der Bereiche Prozessenergie und vor allem der Strombedarf für Kraft, Licht und Kommunikation (KLK) entsprechend an.

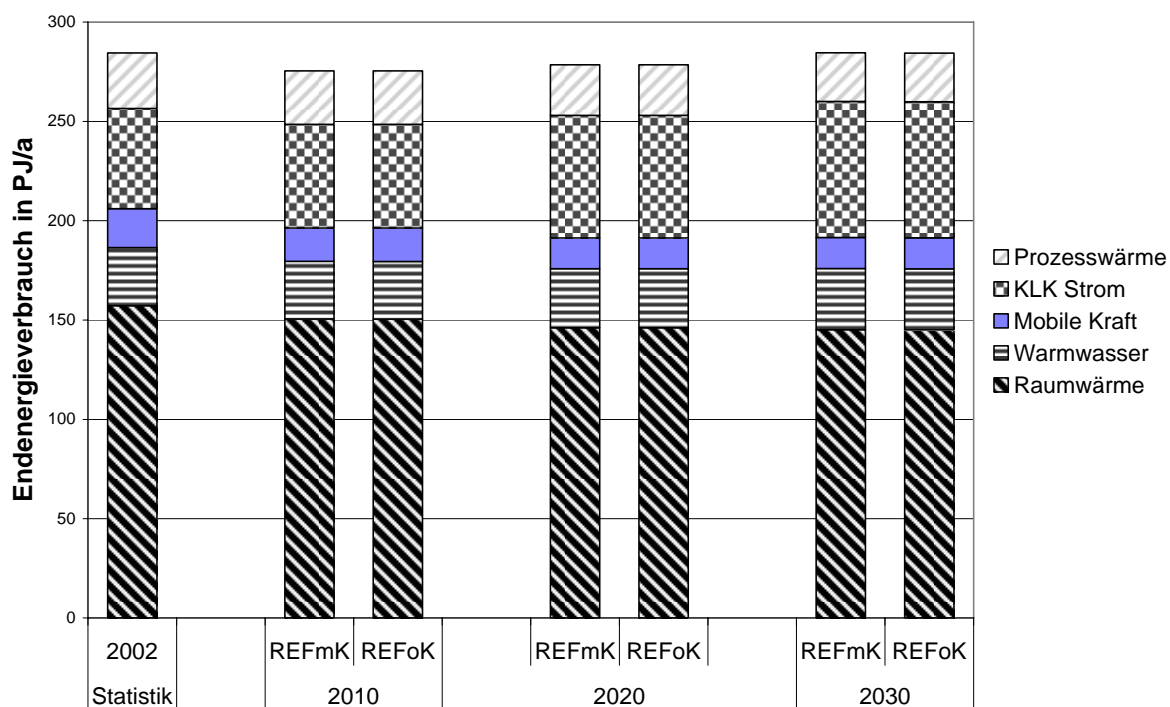


Abbildung 4-4: Endenergieverbrauch des Sektors Handel, Gewerbe, Dienstleistungen nach Energieanwendungsarten in Bayern in den Referenzszenarien

4.3 Energieverbrauch der privaten Haushalte

Nachdem die Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser sowie die des Stromverbrauchs der Haushaltsgeräte in Abschnitt 3.3 erläutert wurden, wird nachfolgend der gesamte Endenergieverbrauch im Haushaltssektor in Bayern in den **Referenzszenarien** betrachtet unter Berücksichtigung der Marktdurchringung der einzelnen Heizungssysteme und der Entwicklung deren Nutzungsgrade (vgl. Abbildung 4-5). Das Ausgangsniveau des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte in Bayern in 2002 von 388 PJ wird im Jahr 2030 um 8 PJ (REFmK) bzw. 10 PJ (REFoK) unterschritten. Es bleibt jedoch noch über dem

Niveau der früheren Berechnungen aus der Energieprognose 2000 /Fahl u. a. 2000/. Dies liegt an den leicht variierenden Annahmen bezüglich der Bevölkerung und der durchschnittlichen Wohnfläche pro Kopf. Bis 2030 werden sich alle Gebäude mindestens einmal im Sanierungszyklus befinden und daher werden sich energetische Sanierungen teilweise rechnen. Außerdem werden alte ineffiziente Heizungsanlagen im Betrachtungszeitraum durch neue und effizientere ersetzt. Eine weitere Randbedingung stellt die angenommene Einführung eines Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes dar.

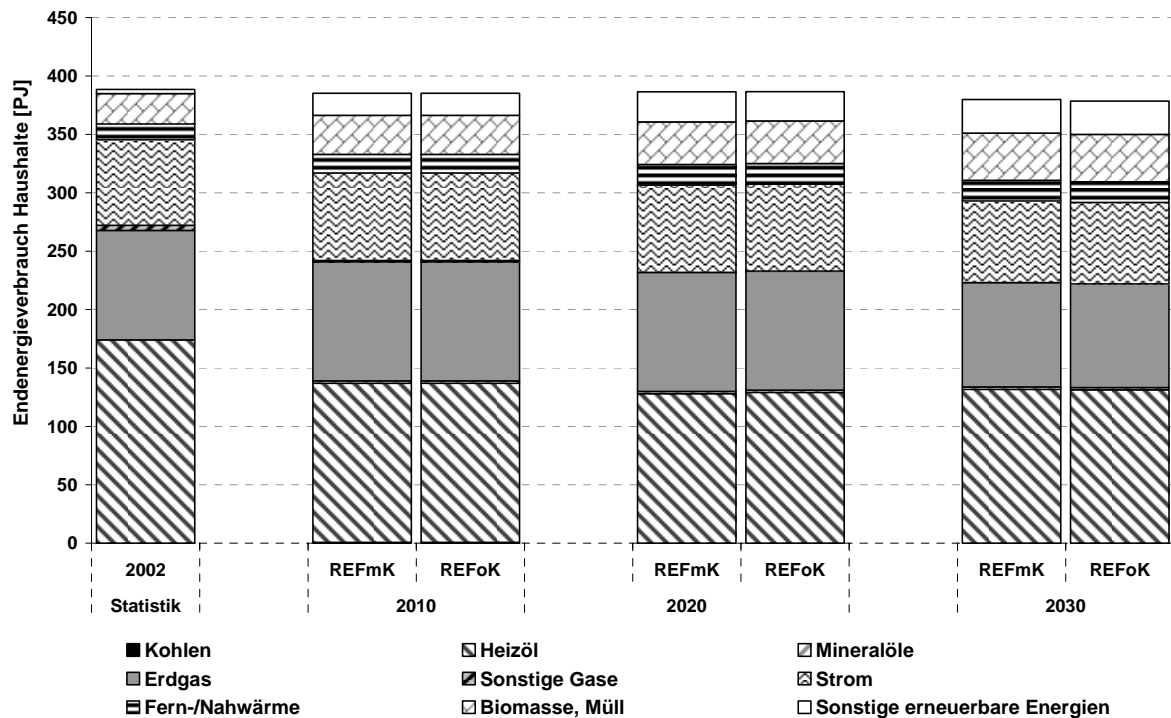


Abbildung 4-5: Endenergieverbrauch der Haushalte nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien

Der Einsatz des Erdgases im Haushaltssektor ist leicht rückläufig. Als Endenergieträger des Haushaltssektors spielt Kohle keine Rolle mehr. Beim Stromverbrauch ist zunächst ein geringer Anstieg bis zum Jahr 2010 zu erwarten. Nach 2020 geht der Verbrauch an Strom in den bayerischen Haushalten wieder etwas zurück. Dabei fällt der Anteil des Stroms für Heizzwecke von 25 % im Jahr 2002 auf 18,2 % (REFoK) bzw. 18,5 % (REFmK) im Jahr 2030. Der durchschnittliche Anteil des Stromverbrauchs durch sonstige Haushaltsgeräte steigt in beiden Referenzszenarien im selben Zeitraum von 17,3 % auf 18,4 % am gesamten Stromverbrauch an. Die Biomasse verzeichnet aufgrund der unterstellten Einführung des Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetzes einen deutlichen Anstieg im Raumwärmebereich um etwa 50 % auf ca. 40 PJ. Der Anteil der Solarenergie nimmt ebenfalls stark zu und steigert sich von 1 PJ auf über 11 PJ in 2030. Einen weiteren bedeutenden Anstieg ihres Anteils am Endenergieverbrauch kann die Umgebungswärme verzeichnen, die mit Hilfe von Wärmepumpen genutzt werden kann. Demgegenüber sinkt der Gesamtbeitrag des Stroms zur Raum-

wärme- und Warmwassererzeugung von 18 PJ (2002) auf 13 PJ im Jahr 2030. Damit verringert sich der Anteil des zur Wärmeerzeugung verwendeten Stroms von 25 % (2002) auf nur noch 18 % des gesamten Stromverbrauchs am Ende des Modellzeitraums.

4.4 Energieverbrauch des Verkehrs

Auf Grundlage der in Abschnitt 3.3 erläuterten Entwicklung der Verkehrsleistung sowie der in Abschnitt 3.7 dargestellten Szenariorandbedingungen sind in Abbildung 4-6 die auf dieser Grundlage ermittelten Endenergieverbräuche des Verkehrssektors in Bayern in den **Referenzszenarien** dargestellt. Der Endenergiebedarf des bayerischen Verkehrs geht gegenüber 2002 um mehr als 7 % auf 413 PJ im Jahr 2030 zurück. Es erfolgt eine Entkopplung des Energieverbrauchs von der zunehmenden Verkehrsleistung. Dies wird durch eine deutliche Zunahme der Effizienz der eingesetzten Fahrzeuge und eine leichte Erhöhung der Beladungs- und Besetzungsgrade erreicht. Auch die vermehrte Nutzung von Dieselfahrzeugen spielt dabei eine wichtige Rolle. Hinzu kommt der Aspekt des so genannten Tanktourismus, der in der offiziellen Darstellung der Energiebilanz nicht mit berücksichtigt wird.

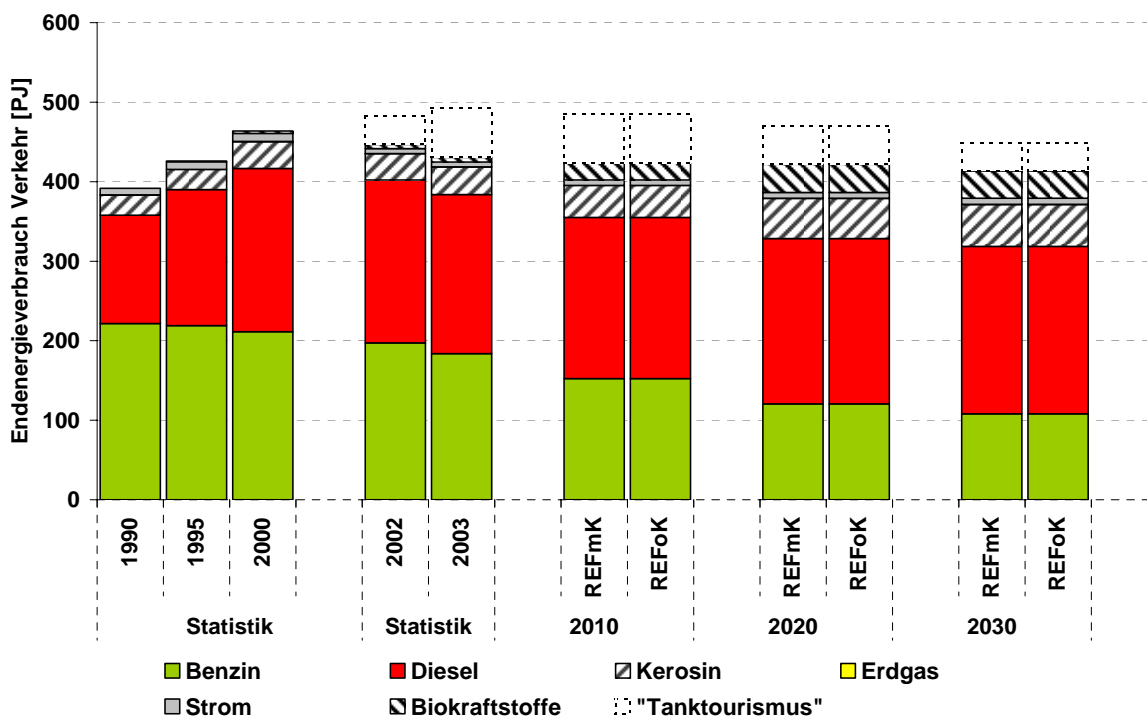


Abbildung 4-6: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien

Bei der Betrachtung der einzelnen Energieträger, die für Erbringung der Verkehrsleistung eingesetzt werden, ist zu erkennen, dass der Anteil des Benzinverbrauchs im Verkehr stark abnimmt und zum Teil durch Diesel ersetzt wird. Dies liegt zum einen an einer leichten Marktanteilsverschiebung im Pkw-Bereich, aber vor allem an der starken Zunahme des Gü-

tertransportaufkommens, das hauptsächlich durch dieselkraftstoffbetriebene Lkw abgedeckt wird. Abbildung 4-7 verdeutlicht diesen Sachverhalt: Der Energieverbrauch für den Güterverkehr auf der Straße nimmt von 2002 bis 2030 um 42 % zu, während der Verbrauch für Pkw um knapp 30 % abnimmt trotz der bereits erwähnten starken Zunahme des Personentransportaufkommens. Der Anteil der Biokraftstoffe erhöht sich dabei deutlich aufgrund der EU-weiten Vorgaben der Biofuels-Richtlinie. Zu den Biokraftstoffen zählen hierbei sowohl Biodiesel, BTL-Fuels als auch deren Beimischung. Der Endenergieverbrauch von Kerosin für den Flugverkehr nimmt im untersuchten Zeitraum kontinuierlich um 62 % zu und wächst auf 53 PJ in 2030 an.

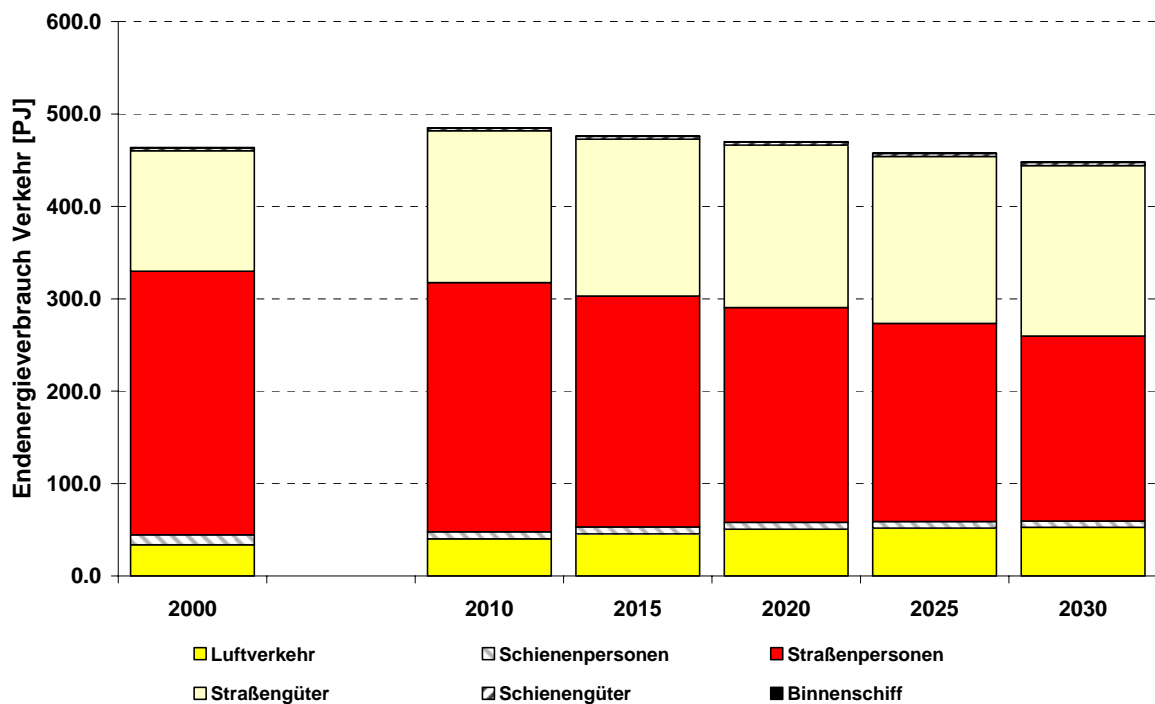


Abbildung 4-7: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrsträgern in Bayern in den Referenzszenarien (inkl. Tanktourismus)

In Tabelle 4-1 ist der prozentuale Anteil der Endenergieverbrauchs für die verschiedenen Kraftstoffe im Motorisierten Individualverkehr (Pkw und Zweiräder) dargestellt. Der Anteil der Dieselmotoren ist mit über 20 % bereits zum Ausgangszeitpunkt in Bayern deutlich über dem deutschen Niveau (17 % in 2002). Der Anteil der Dieselmotoren am Pkw-Bestand wird auch in Zukunft in Bayern deutlich zunehmen und erreicht im Jahr 2030 ca. ein Drittel. Einen deutlichen Zuwachs erfahren auch die alternativen Antriebskonzepte, vorrangig durch die Biokraftstoffe, wobei diese durch die EU gesetzten Richtlinien in das System gelangen. Die Erdgasantriebe verzeichnen zwar einen Zuwachs, bleiben jedoch insgesamt auf einem eher unbedeutenden Niveau. Brennstoffzellenantriebe mit Wasserstoff spielen in den Referenzszenarien in Bayern keine Rolle, wenn auch weiterhin Pilot- und Demonstrationsvorhaben durchgeführt werden.

Tabelle 4-1: Entwicklung des Anteils verschiedener Pkw-Kraftstoffe am Endenergieverbrauch des Motorisierten Individualverkehrs (MIV) in den Referenzszenarien

		2000	2002	2003		2010	2020	2030
STRASSENVERKEHR								
Mot. Individualverkehr								
Benzin	[PJ]	75.0%	72.3%	70.5%		62.3%	56.1%	57.5%
Diesel	[PJ]	24.7%	27.0%	28.6%		32.0%	33.9%	32.4%
Erdgas	[PJ]	0.0%	0.0%	0.0%		0.0%	0.1%	0.2%
Strom	[PJ]							
Biokraftstoff	[PJ]	0.4%	0.7%	0.9%		5.6%	9.9%	9.9%
Methanol	[PJ]							
Wasserstoff	[PJ]					0.0%	0.0%	0.0%
Gesamt	[PJ]	100.0%	100.0%	100.0%		100.0%	100.0%	100.0%

4.5 Endenergieverbrauch insgesamt

Der gesamte **Endenergieverbrauch** in Bayern verharrt in den beiden **Referenzszenarien**, unter Annahme der vorgegebenen Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, bis zum Jahr 2030 durchgängig annähernd konstant auf heutigem Niveau. Der Endenergieverbrauch betrug in Bayern im Jahr 2002 rd. 1370 PJ. Er liegt in den beiden Referenzszenarien im Jahr 2020 bei rund 1369 PJ sowie im Jahr 2030 bei 1358 PJ (REFmK) und 1357 PJ (REFoK). Er bleibt damit gegenüber dem Ausgangsjahr 2002 nahezu konstant mit einer geringen Abnahme von lediglich 0,9 % (vgl. Abbildung 4-8). Dies lässt den Rückschluss zu, dass die in den Referenzszenarien angenommenen Effizienzverbesserungen die erhöhte Nachfrage nach Energiedienstleistungen bzw. nach Nutzenergie über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg kompensieren können.

Zu dieser Entwicklung trägt der **Haushaltssektor** sehr stark bei, in dem im Jahr 2030 nur noch ca. 98 % der Endenergie des Jahres 2002 benötigt werden, obwohl die Gesamtwohnfläche stark ansteigt. Dies wird vor allem durch Verschärfungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) für den Neubau sowie kontinuierliche Sanierungen im Bestand erreicht. Der Anteil der Haushalte am Endenergieverbrauch in Bayern bleibt über den gesamten Zeitraum relativ konstant bei ca. 28 %.

Im **Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)** kommt es ebenfalls zu einer Stabilisierung des Endenergieverbrauchs in den Referenzszenarien. Bis zum Jahr 2010 liegt der Verbrauchsrückgang gegenüber 2002 bei 3,25 %. Aber über eine Steigerung ab 2010 mit dann 279 PJ in 2020 wird im Jahr 2030 wieder das Ausgangsniveau von 284,5 PJ in beiden Referenzszenarien erreicht. Der Anteil des GHD-Sektors am Endenergieverbrauch in Bayern bleibt ebenfalls relativ konstant bei knapp 21 %.

Demgegenüber steigt im **Industriesektor** auf Grund der positiven Wirtschaftsentwicklung der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 deutlich an (+11 %) und sinkt dann bis 2030 wieder leicht ab. Daraus ergibt sich ein Anteil der Industrie am Endenergieverbrauch von 20,7 % im Jahr 2030 gegenüber 18,6 % im Jahr 2002.

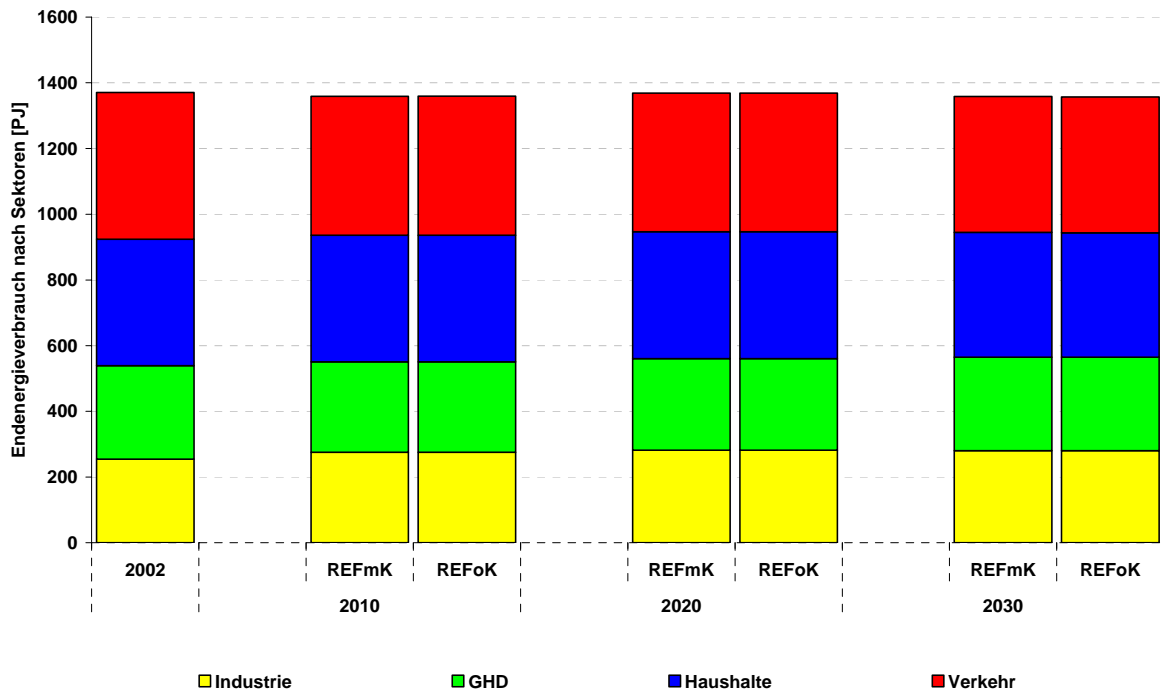


Abbildung 4-8: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern in den Referenzszenarien

Im **Verkehrssektor** geht der Endenergieverbrauch trotz steigender Verkehrsleistungen über den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich zurück. Im Jahr 2010 ist im Verkehr eine Verminderung des Endenergieverbrauchs gegenüber 2002 um über 5 % zu verzeichnen und der weitere Rückgang nach 2020 führt zu einer Einsparung beim Endenergieverbrauch des Verkehrs um 7,6 % bezogen auf 2002. Somit geht der Anteil des Verkehrssektors am gesamten Endenergieverbrauch in Bayern leicht von 32,6 % (2002) auf 30,4 % (REFmK) bzw. 30,5 % (REFoK) in 2030 zurück. Der Verkehrssektor bleibt damit aber dennoch über den gesamten Betrachtungszeitraum der Verbrauchssektor mit der größten Bedeutung bezüglich des Endenergieverbrauchs in Bayern.

Bei der Entwicklung der Energieträgerstruktur des Endenergiebedarfs in Bayern ist in den Referenzszenarien ein weiterer Rückgang der **Kohlenprodukte** zu verzeichnen (vgl. Abbildung 4-9). Die Kohlenprodukte trugen im Jahr 2002 zu 1,40 % zum Endenergieverbrauch in Bayern bei und verringern ihren Anteil bis zum Jahr 2030 auf rund 0,8 %. Dieser Rückgang erstreckt sich über alle Sektoren des Energieverbrauchs, in den Jahren nach 2005 weist jedoch nur noch der Industriesektor einen nennenswerten Einsatz an Kohlen auf. Auf Grund der Entwicklung im Verkehrssektor ist auch der Einsatz von **Kraftstoffen** auf der Basis von Mineralölen rückläufig. Der Anteil am Endenergieverbrauch sinkt von 33,2 % im Jahr 2002 über 31,4 % im Jahr 2010 auf 30,8 % im Jahr 2020. Ein starker Rückgang ist bei den **Mineralölen** zu verzeichnen. Ihr Anteil am Endenergieverbrauch sinkt von über 52 % im Jahr 2002 auf knapp 42 % im Jahr 2030, während die **Gase** ihren Anteil von 21,2 % im Jahr 2002 auf 20,5 % im Jahr 2030 nur leicht reduzieren. Der Gesamtverbrauch an Gasen geht so-

mit zwischen 2002 und 2030 leicht um etwa 4 % zurück. Diese verhaltene Nutzung des Erdgases kann zu einem Großteil auf die relativ hohen Energiepreise der Referenzszenarien zurückgeführt werden.

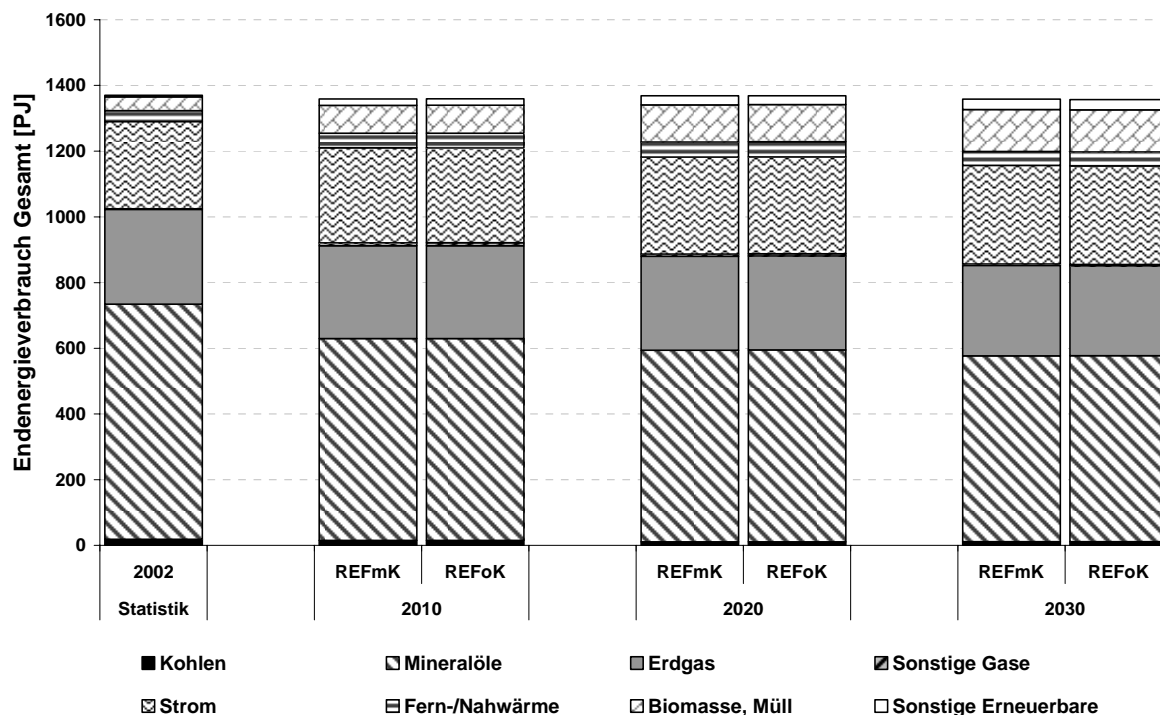


Abbildung 4-9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien

Der Endenergieverbrauch an **Strom** wächst im Betrachtungszeitraum von 2002 bis 2030 um knapp 13 % oder jahresdurchschnittlich um 0,46 %/a. Dabei erfolgt der Anstieg hauptsächlich in den Sektoren Industrie (z. B. zunehmende Automatisierung) (+26,2 %) und Kleinverbraucher (wachsende Bedeutung des Dienstleistungssektors und verstärkter Technikeinsatz in diesen Bereichen) (+11,7 %). Die größten Wachstumsraten weist jedoch der Elektrizitätsverbrauch im Verkehr mit 28,8 % auf, auch wenn die die Steigerungen absolut gesehen eher bedeutungslos sind. Der Anstieg im Verkehr resultiert aus der zunehmenden Elektrifizierung der Schienenstrecken, der steigenden Verkehrsleistung und einem geringfügigen Einsatz von Elektrofahrzeugen. Im Haushaltssektor bleibt demgegenüber der Stromverbrauch über den gesamten Analysezeitraum auf einem nahezu konstanten Niveau.

Die **Nah- und Fernwärme** baut in der unterstellten Entwicklung ihren Beitrag an der Endenergienachfrage von rd. 2,14 % im Jahr 2002 auf ca. 3,15 % im Jahr 2030 aus. Absolut liegt der Verbrauch der Nah- und Fernwärme mit 42,5 PJ (REFmK) bzw. 42,7 PJ (REFoK) im Jahr 2030 relativ deutlich über dem Wert des Jahres 2002 mit 33,0 PJ. Der Anteil der **erneuerbaren Energieträger** an der Bereitstellung der Endenergie in den Referenzszenarien wächst deutlich und verdreifacht sich nahezu im Gesamtzeitraum. Dies ist insbesondere auf die verstärkte Nutzung der Biomassepotenziale, vor allem durch die Umsetzung des Er-

neuerbaren-Energien-Wärme-Gesetzes in allen Sektoren, dem Biokraftstoffanteil im Verkehr sowie der Nutzung von Umgebungswärme bei den Haushalten zurückzuführen.

4.6 Nichtenergetischer Verbrauch

Kohlenstoffhaltige Energieträger werden nicht nur für energetische Zwecke zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen eingesetzt, sondern auch als Nichtenergetischer Verbrauch stofflich genutzt. Dabei entfallen heute mehr als 75 % des Nichtenergetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe als Inputfaktoren auf die Chemische Industrie, weitere 20 % sind dem Straßenbau und dem Baugewerbe zugeordnet und der Rest entfällt auf die Herstellung spezieller Produkte.

Für die Schätzung der zukünftigen Entwicklung des Nichtenergetischen Verbrauchs wird davon ausgegangen, dass der Verbrauchsanteil der Chemischen Industrie an die Wachstumsrate des Nettoproduktionswertes gekoppelt ist. Für den restlichen Teil des Nichtenergetischen Verbrauchs wird entsprechend der Entwicklung im Verkehrssektor und im Baugewerbe von einem gleich bleibenden Wert ausgegangen. Diese Entwicklungstendenzen gelten dabei unabhängig vom Energiepreisniveau und der Frage des Kernenergieausstiegs. Damit ergibt sich für alle Szenarien im Jahr 2010 ein Nichtenergetischer Verbrauch in Bayern von 98,6 PJ (vgl. Tabelle 4-2) und im Jahr 2020 von 97,6 PJ sowie von 97,3 PJ in 2030.

Tabelle 4-2: Entwicklung des Nichtenergetischen Verbrauchs nach Energieträgern in Bayern in den Szenarien in PJ

	1995	2000	2002		2010	2015	2020	2025	2030
Braunkohlen	0,3	0,3	0,4		0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Steinkohlen	3,2	2,7	2,2		2,5	2,2	1,8	1,6	1,4
Heizöl leicht	1,1	0,4	0,3		0,5	0,6	0,6	0,6	0,6
Petrolkoks	6,3	4,5	1,1		5,9	5,9	5,8	5,8	5,8
Rohbenzin u. and. Mineralöle	76,5	90,2	81,6		50,7	50,3	49,9	49,7	49,6
Flüssiggas	9,4	17,6	14,6		24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
Raffineriegas	7,9	10,1	11,2		14,5	14,7	15,0	15,3	15,5
GESAMT	104,8	125,8	111,4		98,6	98,1	97,6	97,4	97,3

Bei den einzelnen Energieträgern werden auch zukünftig das Rohbenzin und die anderen Mineralölprodukte (Bitumen usw.) den größten Teil des Nichtenergetischen Verbrauchs in Bayern ausmachen, wenn auch ihre Bedeutung zurückgehen wird. Die Kohlen werden zukünftig mit geringen Versorgungsbeiträgen zur Deckung des Nichtenergetischen Verbrauchs genutzt. Die beiden Mineralölprodukte Flüssiggas und Raffineriegas, die in den letzten Jahren einen besonders starken Anstieg beim Nichtenergetischen Verbrauch vorweisen konnten, werden auch zukünftig einen größeren und wachsenden Anteil des Nichtenergetischen Verbrauchs in Bayern abdecken.

4.7 Stromerzeugung

Die Entwicklung des Stromverbrauchs wurde bereits in den vorhergehenden Abschnitten für die einzelnen Anwendungsbereiche charakterisiert. Um die Entwicklung des Nettostromverbrauchs zu erhalten, der für die Nettostrombereitstellung die maßgebliche Größe darstellt, müssen zum Endenergieverbrauch an Strom noch der Verbrauch in den Energiesektoren (insb. Raffinerien, Erdöl- und Erdgasgewinnung) sowie die Netzverluste hinzugenommen werden. Die sich ergebende Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Bayern in den **Referenzszenarien** ist in Abbildung 4-10 dargestellt, wobei auch hier nur geringe Unterschiede zwischen den beiden Referenzszenarien festzustellen sind. Insgesamt steigt der Nettostromverbrauch in Bayern in den Referenzszenarien von 77,7 TWh in 2002 um durchschnittlich 0,41 %/a auf rund 87 TWh in 2030.

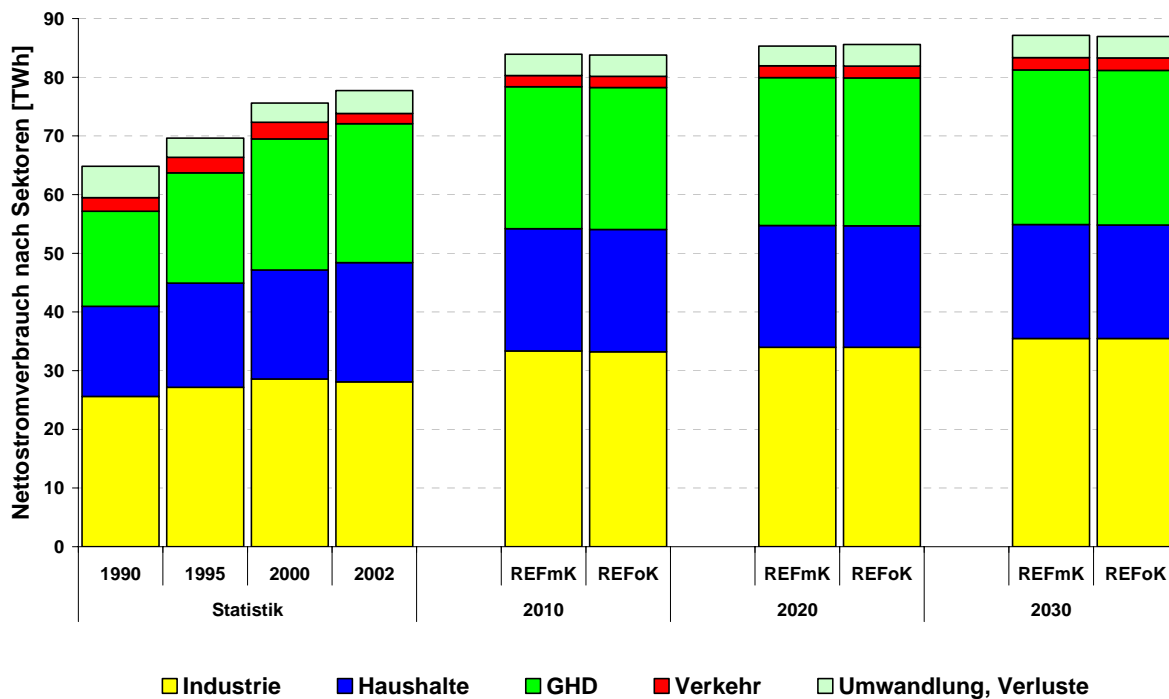


Abbildung 4-10: Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach Sektoren in Bayern in den Referenzszenarien

Ausgehend von der Entwicklung des sektoralen Stromverbrauchs wird anhand von typischen Lastganglinien für die einzelnen Verbrauchergruppen und Verwendungszwecke des Stroms die Entwicklung des Lastgangs und der Jahreshöchstlast der Elektrizitätsnachfrage bestimmt. Die Entwicklung dieser Größe sowie die Altersstruktur des bestehenden Kraftwerksparks sind – bei Berücksichtigung der erforderlichen Reserveleistung sowie der Strom-austauschbeziehungen und der bestehenden Kraftwerksbeteiligungen – die wesentlichen Bestimmungsgrößen für den zukünftigen Ausbau der Stromerzeugungsanlagen, d. h. für den Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten.

Die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung (Altanlagen), die sich aus dem gegenwärtigen Bestand und seiner Altersstruktur ergibt, zeigt Abbildung 4-11, wobei sich die Angaben auf die Nettoleistung der Kraftwerke beziehen. Für die Untersuchung wird damit unterstellt, dass durch die Stilllegung von Kraftwerken aus wirtschaftlichen Gründen oder nach Erreichen der angesetzten technischen Nutzungsdauer die verfügbare Kapazität der fossil befeuerten Kraftwerke in Bayern deutlich zurückgeht.

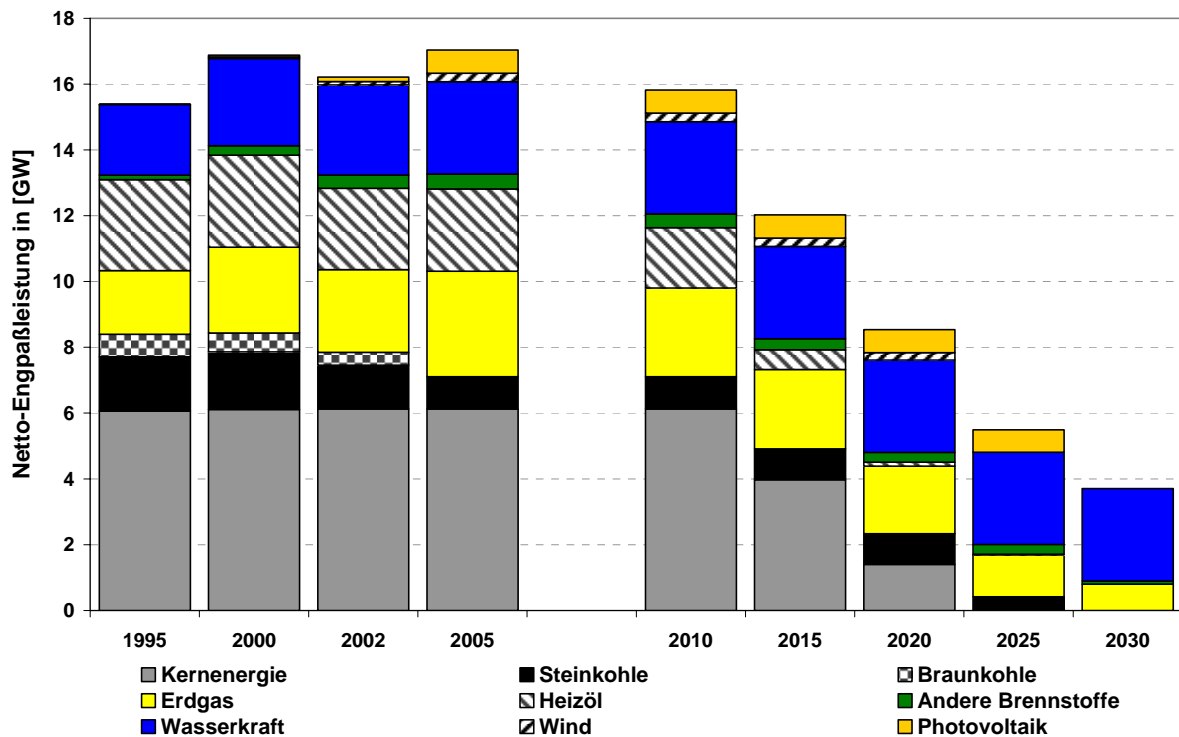


Abbildung 4-11: Entwicklung der Leistung des derzeitigen bayerischen Kraftwerksparks - Kernkraftwerke mit Laufzeit und entsprechender Kapazität gemäß Ausstiegsgesetz¹⁰

Dabei ist die Entwicklung bei den Steinkohlekraftwerken, den Ölkraftwerken und den Gaskraftwerken deutlich unterschiedlich. Die Ölkraftwerke sind derzeit bereits zum Teil schon konserviert und werden in den nächsten Jahren dann völlig aus der Leistungsbilanz ausscheiden. Bei den Steinkohlekraftwerken wurden bereits in der jüngeren Vergangenheit mehrere Stilllegungen vollzogen, so dass nur noch an den Standorten Zolling, Schweinfurt und München größere Leistungen an Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind. Diese werden mit Erreichen der technischen Nutzungsdauer sukzessive außer Betrieb gehen. Demgegenüber sind bei den Erdgaskraftwerken erst in jüngerer Zeit einige Zubauten erfolgt, z. B. Burghausen, München, Würzburg, Nürnberg, so dass die Erdgaskapazitäten noch über einen längeren Zeitraum für die Leistungsbilanz in Bayern verfügbar sind.

¹⁰ Im Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK) bleibt die gesamte Kapazität der Kernkraftwerke bis 2030 konstant.

Bei den Wasserkraftwerken ergeben sich über den gesamten Betrachtungszeitraum nur geringfügige Veränderungen bezüglich der derzeitigen Anlagenkapazitäten. Hier liegt die Annahme zugrunde, dass an den vorhandenen Standorten auch weiterhin eine Nutzung der Wasserkraft erfolgt, so dass kein Kapazitätsabbau erfolgt. Bezüglich der Kernkraftwerke wird im Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK) unterstellt, dass keine politischen Restriktionen ihren weiteren Betrieb begrenzen, so dass die bestehenden Kraftwerke in vollem Umfang, soweit technisch und ökonomisch möglich, weiterbetrieben werden können. Ggf. werden Laufzeitverlängerungen der Anlagen bis hin zu 60 Jahren als realistisch eingestuft. Im Referenzszenario ohne Kernenergie (REFoK) wird demgegenüber bezüglich der Betriebszeit der Kernkraftwerke angenommen, dass es zu einer Umsetzung des Ausstiegsbeschlusses kommt, so dass nur die jeweiligen Reststrommengen genutzt werden können. Unter Berücksichtigung der bislang abgearbeiteten Strommengen (vgl. Abschnitt 1.6.1) der einzelnen Anlagen und typischer Betriebszeiten pro Jahr bedeutet dies, dass das Kernkraftwerk Isar-1, das als erstes Kernkraftwerk in Bayern den Betrieb aufgenommen hat, im August 2011 außer Betrieb gehen würde.

Von Bedeutung für die Investitionsentscheidung in Kraftwerksneubauten sind zum einen die Strombezugsmöglichkeiten und die bestehenden Lieferverträge bzw. Kapitalbeteiligungen sowie die bereits beschlossenen Bauvorhaben am Standort Irsching mit einem Zuwachs von insgesamt 1330 MW_{netto}. Bezüglich der Strombezugsmöglichkeiten ist dabei zu differenzieren, ob es sich bereits um bestehende bzw. bereits vertraglich abgesicherte Optionen oder ob es sich um die Erschließung neuer Möglichkeiten handelt. Für den ersten Fall wird in den Untersuchungen unterstellt, dass die bereits derzeit bestehenden Bezugsverträge und Kraftwerksbeteiligungen bestehen bleiben. Darüber hinausgehende Stromimporte werden in Abhängigkeit der Szenariorandbedingungen jeweils einzeln hinsichtlich der Lieferungen und Bezüge im europäischen Verbund analysiert. Ob es dabei zu einer Stärkung oder Schwächung des Kraftwerksstandortes Bayern kommt, ist insbesondere davon abhängig, wie sich Steinkohle- und Erdgaskraftwerke jeweils im Wirtschaftlichkeitsvergleich und damit hinsichtlich der Investitionsentscheidungen darstellen (vgl. Abschnitt 3.6.1).

Aus der Gegenüberstellung der Stromverbrauchsentwicklung mit der Außerbetriebnahme von bestehenden Kraftwerken und unter Berücksichtigung der laufenden Neubauvorhaben sowie des Stromaußenhandels ergeben sich die jeweils notwendigen zusätzlichen Neubaukapazitäten in Bayern, die entsprechend der zu dem Investitionszeitpunkt bestehenden Investitionskosten und Energieträgerpreiserwartungen sowie der Lastgangcharakteristik (Grundlast, Mittellast, Spitzenlast) getätigt werden. Bei der Entscheidung, welche Technologien für den Neubau herangezogen werden, ist nochmals vor Augen zu halten, dass im Rahmen des Gutachtens von einer einzelwirtschaftlichen Betrachtungsweise ausgegangen wird, d. h., die Anlagen werden über eine vorgegebene Abschreibungsdauer abgeschrieben und es wird von einem einheitlichen realen Kalkulationszinssatz von 9 %/a ausgegangen, um die einzelwirtschaftliche Sicht des Investors abzubilden. Zusätzlich ist vorgegeben, dass in den Referenzszenarien

eine wettbewerblich orientierte Ausgestaltung des Energiemarktes in Bayern mit bzw. ohne Kernenergie erfolgen soll (vgl. Abschnitt 3.7), jedoch unter Beachtung der Marktergebnisse des europäischen Emissionshandelssystems mit den damit verbundenen CO₂-Zertifikatspreisen (vgl. Abschnitt 3.5).

Hieraus resultiert, dass im Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK), bei einer möglichen konstanten Kernenergiekapazität diese Option auch genutzt wird, so dass über den gesamten Betrachtungszeitraum 6125 MW an Kernkraftkapazität zur Verfügung stehen (vgl. Abbildung 4-12). Zusätzlich zu den bereits beschlossenen Neubauvorhaben in Irsching werden im Referenzszenario mit Kernenergie noch weitere 4000 MW in Erdgaskraftwerken im Betrachtungszeitraum zugebaut, wovon rund 900 MW als neue Spitzenlastanlagen zusätzlich zu den Pumpspeicherkraftwerken spezifiziert sind. Hier kann es sich um den Neubau von Gasturbinen auf der Basis von Erdgas oder leichtem Heizöl handeln. Dieser Kraftwerksneubau stellt im Wesentlichen Ersatzbedarf für die außer Betrieb gehenden Anlagen an den bereits bestehenden Standorten dar. Dabei findet auch eine Umorientierung der Kraftwerksstruktur in Bayern statt, in dem heizölgefeuerte Kraftwerke durch Mittellastanlagen auf der Basis von Erdgas ersetzt werden. Dies gilt auch für den Ersatz von Steinkohle-Heizkraftwerken durch Erdgas-Heizkraftwerke für die Fernwärmeerzeugung.

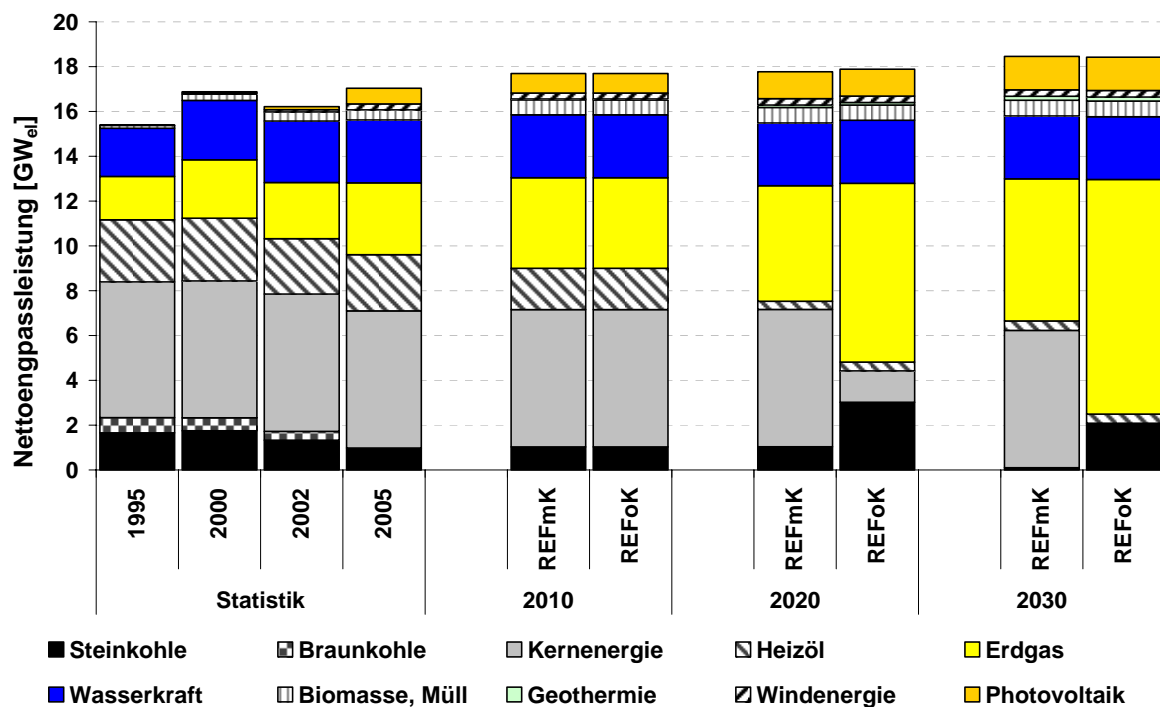


Abbildung 4-12: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien

Im Referenzszenario ohne Kernenergie werden in Bayern insgesamt 2000 MW in neuen Steinkohlekraftwerken zum Ersatz der Grundlaststromerzeugung der Kernenergie installiert, vorzugsweise an Standorten, die eine gute Anbindung an die Wasserwege und das

Schienennetz vorzuweisen haben (vgl. Abschnitt 2.7). Unter diesen Randbedingungen steigt dann der Zubau in Erdgaskraftwerken in Summe auf zusätzliche 8000 MW, wovon in der Periode von 2010 bis 2015 bereits rund 1100 MW errichtet werden müssen. In der folgenden Periode zwischen 2015 und 2020 erfolgt der Neubau von weiteren 3400 MW. Etwas geringer ist der Zubau für die Periode von 2020 bis 2025 mit 2400 MW. Für die Periode 2025 bis 2030 ergibt sich ein weiterer Bedarf von rund 1100 MW an Erdgaskraftwerks- und Spitzenlastanlagenleistung.

Bei der insgesamt installierten Kraftwerksleistung ist im Laufe der Zeit auch ein Anstieg bei den erneuerbaren Energien zu beobachten, dies jedoch unabhängig von den Szenariorandbedingungen der beiden Referenzszenarien. Während die Zuwächse bei der Wasserkraft nur gering sind, steigt auf Grund der unterstellten Fördermaßnahmen die installierte Leistung der Windkonverter auf 291 MW und der Photovoltaikkraftwerke auf 1486 MW im Jahr 2030. Diese Beiträge können jedoch nicht in vollem Umfang in der Leistungsbilanz erfasst werden, da die fluktuierende Erzeugung nur zu einem geringen Anteil gesicherte Leistung bereitstellt. Demgegenüber werden durch die Biomassekraftwerke auch Beiträge zur Leistungsbilanz geliefert. Insgesamt beträgt der Zuwachs an elektrischer Leistung in Biomassekraftwerken rund 495 MW. Dabei erfolgt der Zubau der Biomassekraftwerke überwiegend als KWK-Anlagen.

Auf der Basis dieser neu zugebauten Kraftwerke und unter Nutzung der zu den jeweiligen Zeitschritten noch vorhandenen Altkapazitäten ergibt sich die in Abbildung 4-13 dargestellte Entwicklung der Nettostrombereitstellung in den Referenzszenarien in Bayern. Insgesamt steigt die Strombereitstellung in den beiden Referenzszenarien von 69,1 TWh im Jahr 1995 bzw. 77,7 TWh im Jahr 2002 über 83,9 TWh im Jahr 2010, 85,5 TWh im Jahr 2020 auf 87,0 TWh im Jahr 2030.

Hier sei noch einmal daran erinnert, dass sowohl der Zubau neuer Kraftwerkskapazität wie auch die Arbeitsbeiträge der einzelnen Kraftwerke nach primär wirtschaftlichen Kriterien unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3 erläuterten Energieträgerpreisentwicklung sowie der in 3.4 geschilderten CO₂-Zertifikatspreisentwicklung erfolgen. Für die Stromerzeugung entfällt dabei im **Referenzszenario mit Kernenergie** (REFmK) der Hauptanteil auf die Kernkraftwerke. Der Beitrag der Kernenergie an der Stromerzeugung beträgt im Jahr 2010 rund 57,6 %, im Jahr 2020 dann 56,6 % und im Jahr 2030 ca. 55,5 %. Zweitwichtigster Energieträger in der Stromerzeugung in Bayern bleibt im Referenzszenario mit Kernenergie zunächst die Wasserkraft, die aber trotz einer konstanten Stromerzeugung von 13,5 TWh auf Grund der stärker steigenden Nettostrombereitstellung insgesamt längerfristig an Anteilen verliert. Der Beitrag der Wasserkraft zur Nettostrombereitstellung in Bayern im Referenzszenario mit Kernenergie bleibt zunächst bis zum Jahr 2010 bei rund 16,1 %, um dann auf 15,8 % im Jahr 2020 und auf 15,5 % im Jahr 2030 zu sinken.

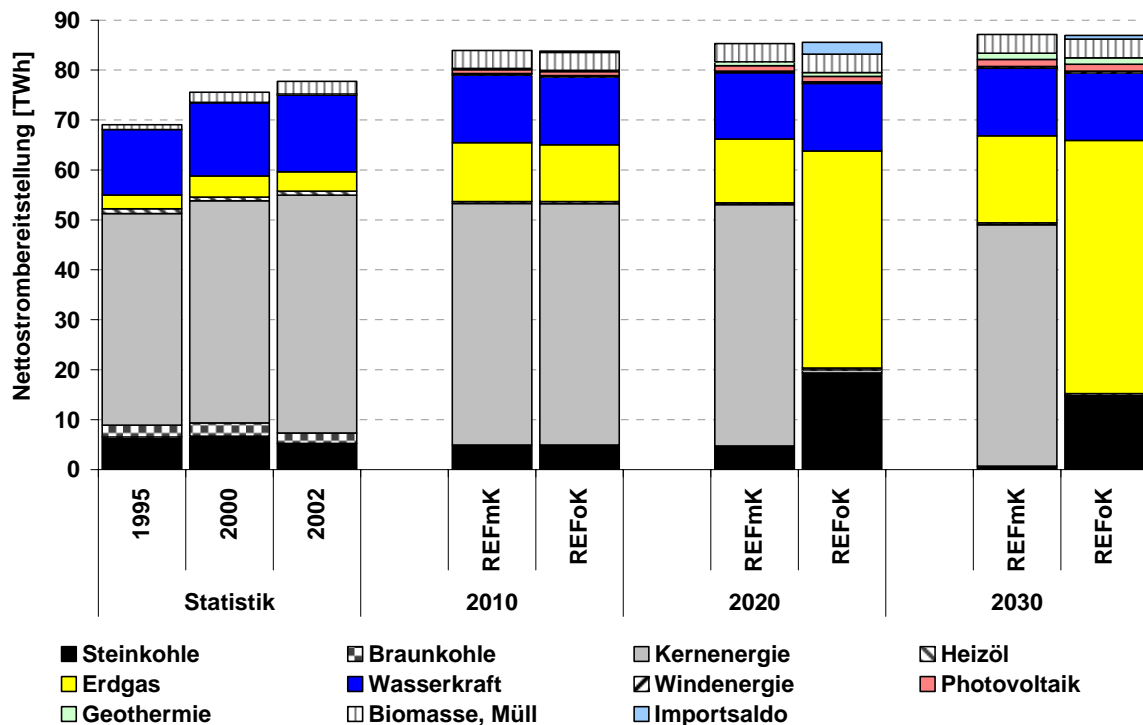


Abbildung 4-13: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien

Die Nettostromerzeugung auf Erdgasbasis steigt bis zum Jahr 2010 deutlich an, da dadurch ein Teil der außer Betrieb gehenden alten Kraftwerke ersetzt wird und auch der Verbrauchszuwachs mit abgedeckt wird. Somit steigt der Anteil des Erdgases an der Nettostrombereitstellung in Bayern von rund 5,0 % im Jahr 2002 mit dem Neubau der Kraftwerke in Irsching auf ca. 14,1 % im Jahr 2010. Er wächst danach weiter auf ca. 15,0 % im Jahr 2020 bzw. 20,0 % in 2030 (REFmK). Die Stromerzeugung durch Steinkohle und Mineralöle wird im Referenzszenario mit Kernenergie im Wesentlichen durch die verbleibende Altanlagenkapazität bestimmt. Entsprechend der Außerbetriebnahme der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke wird auch der Einsatz dieser Energieträger zur Stromerzeugung zurückgenommen. Bei den Mineralölen wird diese Entwicklung in geringem Umfang dadurch kompensiert, dass noch Heizöl bzw. Dieselkraftstoff in Spitzenlastanlagen und in Blockheizkraftwerken eingesetzt wird.

Demgegenüber gestaltet sich die Struktur der Nettostrombereitstellung im **Referenzszenario ohne Kernenergie** mittel- und längerfristig grundlegend anders. Hier werden im Jahr 2030 durch Erdgaskraftwerke 58,3 % der Nettostrombereitstellung erbracht, durch Steinkohlekraftwerke weitere 17,0 % und durch die Wasserkraft wiederum 15,5 %. Ergänzend kommt ein Beitrag des Nettostromimports in Höhe von 0,8 % hinzu, wobei der Anteil in 2020 mit 2,8 % höher liegt.

Zusätzlich verzeichnen sowohl die Windenergie mit 0,36 TWh in 2030, die Photovoltaik mit 1,39 TWh in 2030 und auch die Biomassen mit 2,54 TWh in 2030 gegenüber ihrem heutigen Stromerzeugungsbeitrag einen Zuwachs, der für die Referenzszenarien auf Grund

der Potenziale und der Kosten der unterschiedlichen Technologien sowie der derzeit vorhandenen Förderung, die entsprechend fortgeschrieben wurde, hergeleitet wurde (vgl. auch Abschnitt 3.7). Die Biomasse wird dabei sowohl in KWK-Anlagen als auch als Beifeuerung in Kohlekraftwerken genutzt, zum geringeren Teil in reinen Kondensationskraftwerken. Da gleichzeitig auch die Wasserkraft ihren Beitrag zur Nettostrombereitstellung noch leicht erhöht, ergibt sich insgesamt ein Anteil der regenerativen Energien (ohne Müll) an der Nettostromerzeugung in den Referenzszenarien von 20,2 % im Jahr 2010, von 21,0 % im Jahr 2020 und von 21,6 % im Jahr 2030 gegenüber 19,1 % im Jahr 2003.

4.8 Primärenergieverbrauch

Der sich aus der Entwicklung des Endenergieverbrauchs (vgl. Abbildung 4-9), der Strombereitstellung (vgl. Abbildung 4-13), der Mineralölverarbeitung und des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich ergebende Primärenergieverbrauch in Bayern ist für die Referenzszenarien in Abbildung 4-14 dargestellt.

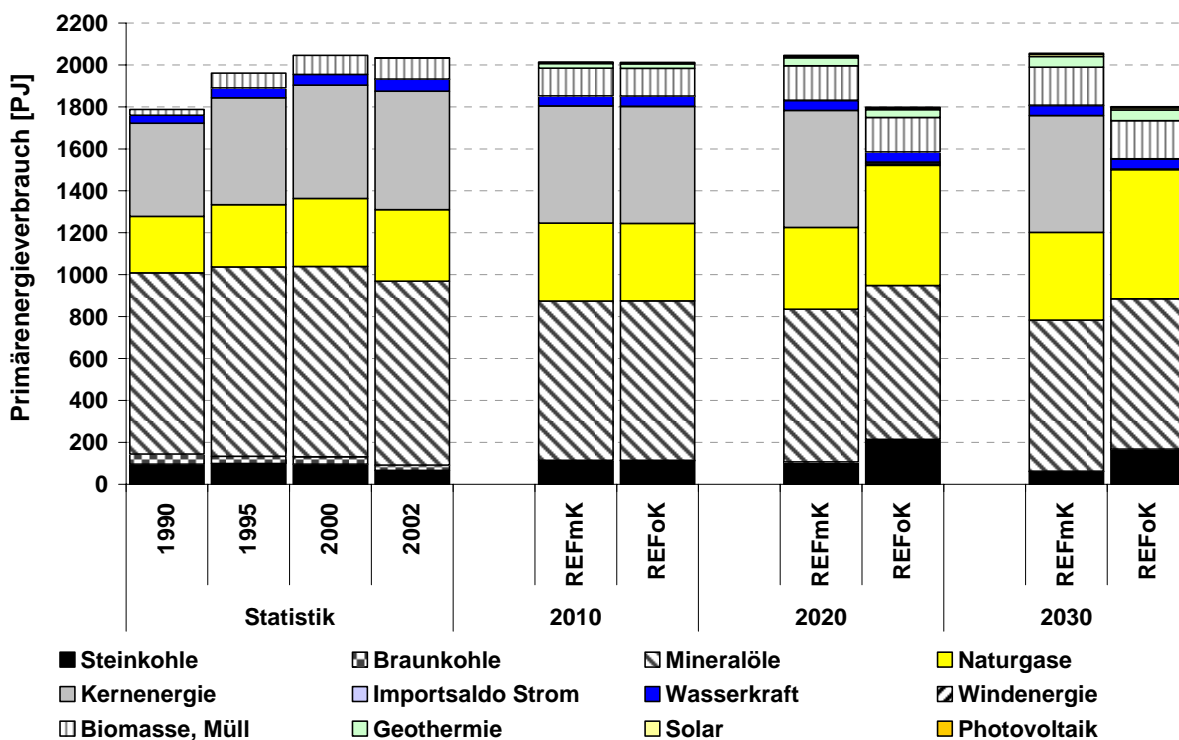


Abbildung 4-14: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern in den Referenzszenarien

Im Jahr 1995 belief sich der Primärenergieverbrauch in Bayern – ermittelt nach der Wirkungsgradmethode – auf ca. 1953 PJ und im Jahr 2002 betrug er rund 2027 PJ. Bis zum Jahr 2010 ist der **Primärenergieverbrauch** mit dann ca. 2014 PJ in beiden **Referenzszenarien** zunächst leicht rückläufig, was auf die die Energieeffizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite, bei der Stromerzeugung und bei den übrigen Umwandlungssektoren zurückzuführen ist. Die weitere Entwicklung verläuft dann zwischen den Referenzszenarien unterschied-

lich, ausgelöst durch die unterschiedliche Bewertung der einzelnen Energieträger bei der Wirkungsgradmethode. Durch diesen methodischen Ansatz bedingt, steigt der Primärenergieverbrauch in Bayern im Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK) nach 2010 wieder an und erreicht in 2020 mit 2046 PJ bzw. in 2030 mit 2056 PJ ein geringfügig höheres Niveau. Demgegenüber wird im Referenzszenario ohne Kernenergie (REFoK) die Tendenz eines sinkenden bayerischen Primärenergieverbrauchs fortgesetzt. Mit 1799 PJ in 2020 und 1801 PJ in 2030 sinkt der Primärenergieverbrauch gegenüber 2002 um rund 11,2 %. Die Unterschiede in der Höhe des sich langfristig einstellenden Primärenergieverbrauchs in Bayern resultieren somit vorrangig aus den Verzerrungen durch die primärenergetische Bewertung der erneuerbaren Energien, der Kernenergie und des Stromimports nach der Wirkungsgradmethode (siehe Erläuterungen in der Box auf Seite 5).

Obwohl sich das Bruttoinlandsprodukt in Bayern bis 2030 gegenüber 2005 um 65 % erhöht, ist der Primärenergieverbrauch (gemessen nach der Wirkungsgradmethode) damit in den Referenzszenarien nur leicht steigend (REFmK) bzw. rückläufig (REFoK). Die **Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes** geht dabei von 5,44 MJ/€₀₀ (Euro in Werten des Jahres 2000) im Jahr 2002 bis 2020 auf Werte zwischen 3,41 und 3,88 MJ/€₀₀ zurück (vgl. Abbildung 4-15). Bis 2030 sinkt die Energieintensität weiter bis auf 2,86 bis 3,26 MJ/€₀₀. Dies bedeutet für den Zeitraum 2002 bis 2020 eine Steigerung der Energieproduktivität in Bayern um 1,87 bis 2,57 %/a. Zwischen 2002 und 2030 liegen die jährlichen Steigerungsraten leicht niedriger zwischen 1,81 und 2,27 %/a.

Der mit der Wirkungsgradmethode ermittelte Primärenergieverbrauch in Bayern beruhte im Jahr 2002 (Klammerwerte für 1995) zu rd. 4,5 % (6,9 %) auf Kohle (davon waren ca. 73 % Steinkohle), zu ca. 43,3 % (46,2 %) auf Mineralöl, zu etwa 16,8 % (15,2 %) auf Naturgasen, zu rd. 27,9 % (26,1 %) auf Kernenergie, zu ca. -0,3 % (-0,4 %) auf dem Stromsaldo mit dem Ausland und den übrigen Bundesländern und zu rund 7,2 % (6,0 %) auf erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Holz, Müll, Klärgas usw.). Die Entwicklung des Beitrags der einzelnen Energieträger zum Primärenergieverbrauch in den Referenzszenarien weist längerfristig starke Unterschiede zwischen den Referenzszenarien auf (vgl. Abbildung 4-14).

Dabei ist zu beachten, dass die Entwicklungen bis zum Jahr 2010 nahezu identisch zwischen den beiden Referenzszenarien verlaufen, da hier noch alle bayerischen Kernkraftwerke betrieben werden können. Entsprechend ergibt sich in 2010 ein Anteil der Kohlen am bayerischen Primärenergieverbrauch von 5,7 %, der Mineralöle von 37,7 %, der Naturgase von 18,4 % und der Kernenergie von 27,7 %. Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen steigt bis 2010 auf 9,4 %.

Im weiteren Verlauf steigt der Anteil der **Kohlen** (Stein- und Braunkohle) bis 2020 im Referenzszenario ohne Kernenergie auf 11,9 % an. Daran schließt sich ein Rückgang des Anteils auf 9,2 % bis 2030 an. Bedingt durch den geringeren Einsatz der Steinkohle in der Stromerzeugung im Referenzszenario mit Kernenergie belaufen sich dann die Primärenergieverbrauchsanteile nur auf 5,2 % in 2020 und auf 3,0 % in 2030.

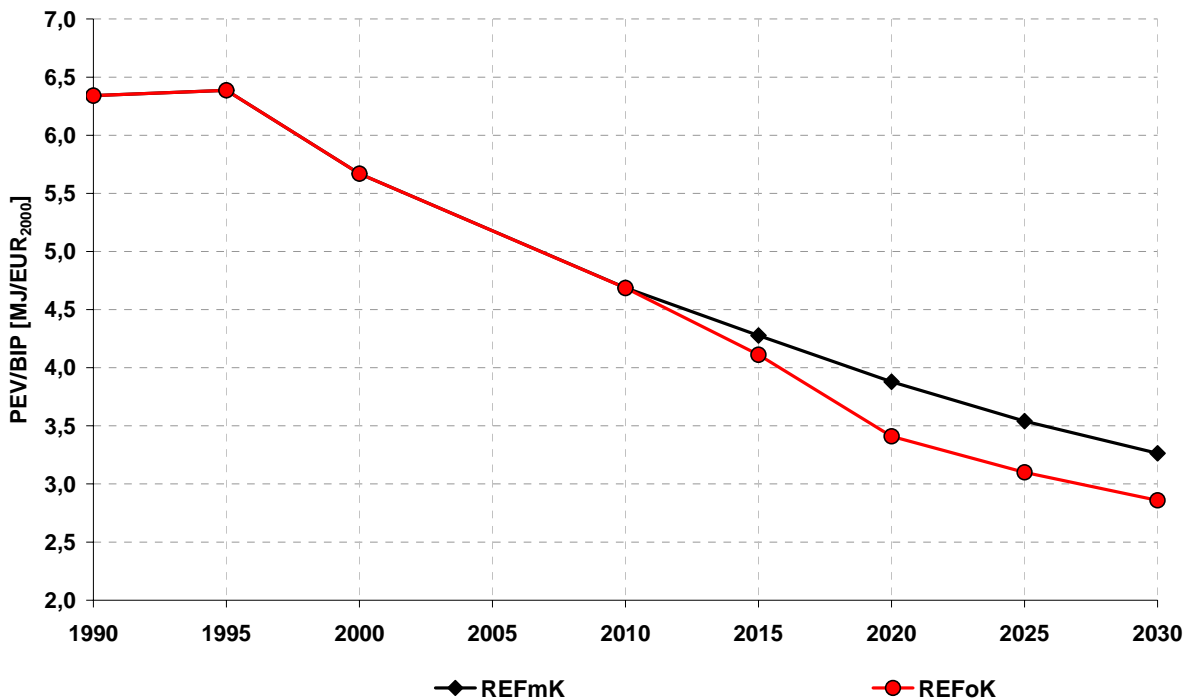


Abbildung 4-15: Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes in Bayern in den Referenzszenarien

Das absolute Niveau des **Mineralöls** am Primärenergieverbrauch in Bayern ist sowohl in 2020 als auch in 2030 im Vergleich der beiden Referenzszenarien ohne große Unterschiede mit rund 730 PJ bzw. 720 PJ. Aufgrund des unterschiedlichen Primärenergieverbrauchslevels der beiden Referenzszenarien sind damit aber Abweichungen beim Mineralölanteil am Primärenergieverbrauch in Bayern verbunden. Im Referenzszenario ohne Kernenergie werden in 2020 ca. 40,8 % und in 2030 rund 39,8 % durch Mineralöle bereitgestellt, im Referenzszenario mit Kernenergie ist der Anteil mit 35,6 % bzw. 35,0 % entsprechend geringer.

Die **Naturgase**, insbesondere Erdgas, können ihren Anteil am Primärenergieverbrauch in Bayern in den Referenzszenarien weiter ausbauen, wobei dies insbesondere für das Referenzszenario ohne Kernenergie zutrifft. Hier werden in 2030 rund 616 PJ an Naturgasen verbraucht, was gegenüber 2002 (325 PJ) eine Steigerung um fast 90 % bedeutet. Der Beitrag wächst im Referenzszenario ohne Kernenergie von 16,0 % im Jahr 2002 über 18,4 % im Jahr 2010 und 31,9 % im Jahr 2020 auf 34,2 % im Jahr 2030. Demgegenüber liegt das Verbrauchsniveau bei den Naturgasen im Referenzszenario mit Kernenergie im Jahr 2030 bei 419 PJ, was einem Anstieg gegenüber 2020 um ca. 29 % entspricht. Damit werden in 2030 in diesem Szenario rund 20,4 % des bayerischen Primärenergieverbrauchs aus Naturgasen bereitgestellt.

Der Einsatz **erneuerbarer Energiequellen** zur Primärenergieversorgung in Bayern steigert sich in den beiden Referenzszenarien gegenüber 2002 bis zum Jahr 2030 um rund 88 %, ermittelt nach der Wirkungsgradmethode. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch wächst dadurch im Referenzszenario ohne Kernenergie ausgehend von ca. 7,2 % im Jahr

2002 über 13,4 % im Jahr 2020 (Referenzszenario mit Kernenergie: 11,8 %) auf 15,2 % im Jahr 2030 (13,3 %).

Auf Grund der Strukturveränderungen in der Stromerzeugung ist der Beitrag der **Kernenergie** am Primärenergieverbrauch in Bayern im Referenzszenario mit Kernenergie durch eine konstante Kraftwerkskapazität gekennzeichnet. Anteilsmäßig bedeutet dies bei der resultierenden relativ konstanten Entwicklung des Primärenergieverbrauchs, dass die Kernenergie zukünftig einen nahezu konstanten Anteil von rund 27,5 % zum Primärenergieverbrauch in Bayern beiträgt gegenüber 27,9 % im Jahr 2002. Im Referenzszenario ohne Kernenergie, trägt die Kernenergie nach 2020 nicht mehr zur Versorgung bei.

Die gesamte energiewirtschaftliche Entwicklung in Bayern in den Referenzszenarien ist in einer Übersicht gemeinsam mit den wesentlichen Rahmenannahmen und einigen Kennziffern in Tabelle A-17 und Tabelle A-18 im Anhang zusammengestellt.

Die beiden Referenzszenarien unterscheiden sich also erheblich hinsichtlich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und der Nettostrombereitstellung sowie hinsichtlich der Struktur der genutzten Energieträger und der Energiewandlungs- und Energienutzungstechniken. In Abbildung 4-16 wird die Entwicklung des **Anteils der Importe fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch** in Bayern für die beiden Referenzszenarien dargestellt. Die Importabhängigkeit bezüglich fossiler Energieträger und damit auch die Anfälligkeit gegenüber Lieferunterbrechungen oder -engpässen ist im Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK) deutlich niedriger als im Referenzszenario ohne Kernenergie (REFoK).

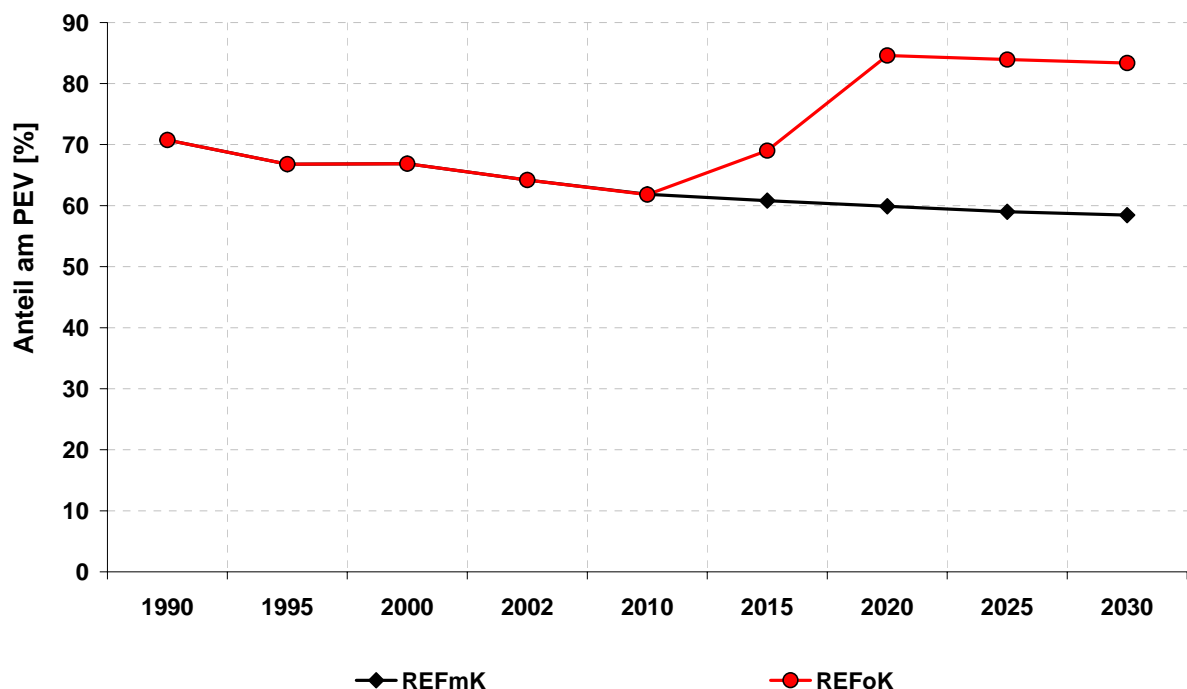


Abbildung 4-16: Anteile der Importe fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch in Bayern in den Referenzszenarien in Prozent

4.9 Energiebedingte Emissionen

Die Entwicklung beim Energieverbrauch der einzelnen Verbrauchergruppen und bei der Struktur des Energieträgereinsatzes schlägt sich auch entsprechend bei der Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern nieder. Bei den energiebedingten CO₂-Emissionen wird im Referenzszenario mit Kernenergie im Jahr 2010 mit 76,1 Mio. t das Emissionsniveau aus dem Jahr 1990 (83,0 Mio. t), das üblicherweise als Bezugsjahr für die Entwicklung der CO₂-Emissionen verwendet wird, bereits deutlich unterschritten (vgl. Abbildung 4-17). Ebenso wird das für Bayern formulierte Ziel einer Begrenzung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf 80 Mio. t in 2010 im Referenzszenario mit Kernenergie übererfüllt. Danach ergibt sich eine Verminderung der energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um ca. 9,5 % bis 2010 auf dann 75,1 Mio. t, um ca. 11,0 % bis 2020 mit 73,9 Mio. t und auf 70,3 Mio. t in 2030 (– 15,3 %).

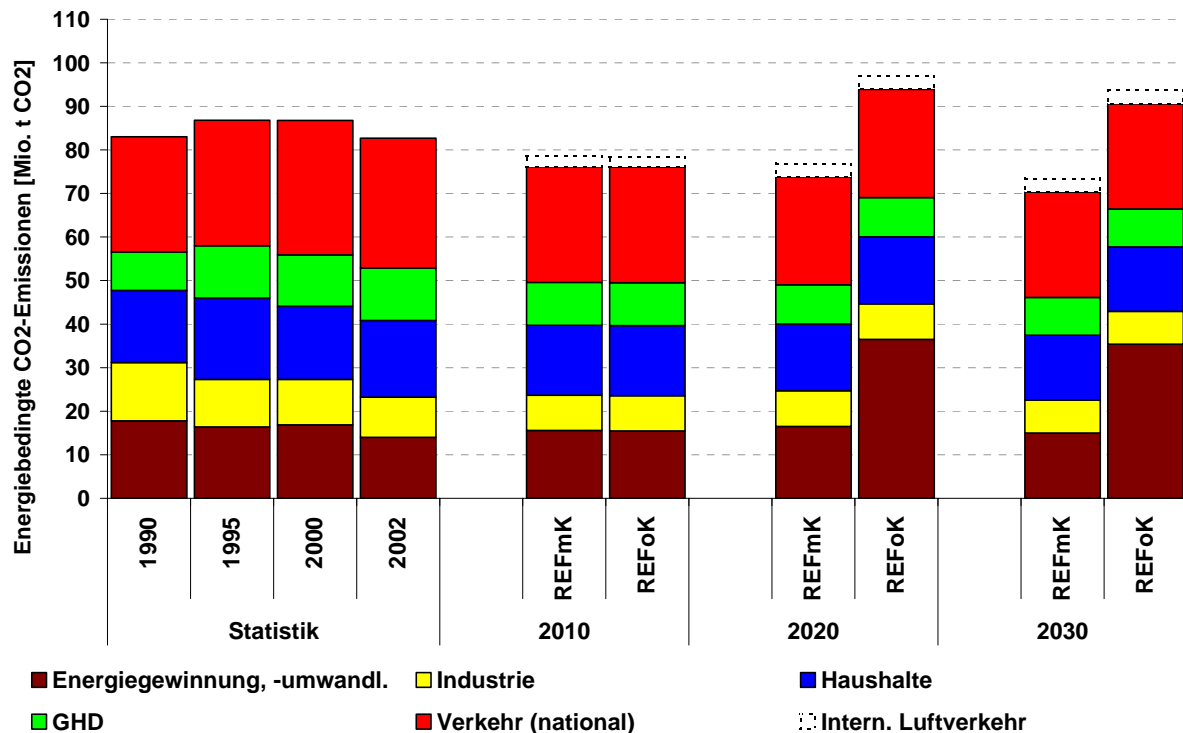


Abbildung 4-17: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Sektoren in Bayern in den Referenzszenarien

Gegenüber dem für das Gutachten verwendeten Basisjahr 2002 mit CO₂-Emissionen in Höhe von 82,7 Mio. t beträgt die Reduktion in 2010 rund 8,0 %, in 2020 ca. 10,6 % und in 2030 rund 15,0 %. Diese Gesamtentwicklung ist bei einem nahezu konstanten Endenergie- und Primärenergieverbrauch durch den steigenden Anteil der CO₂-ärmeren bzw. -freien Energieträger Erdgas, Kernenergie und erneuerbare Energiequellen an der Energiebereitstellung in Bayern bedingt.

Diese Veränderungen in der Primärenergiestruktur und den Einsatzgebieten der CO₂-günstigeren Energieträger äußern sich in unterschiedlichen Beiträgen der verschiedenen Sektoren zur Emissionsminderung im Referenzszenario mit Kernenergie. In Bezug auf die Situation im Jahr 1990 wird mit einer Reduktion um 12,4 % bis zum Jahr 2010 und um 15,7 % bis zum Jahr 2030 nochmals eine starke Senkung der energiebedingten CO₂-Emissionen bei der Energiegewinnung und -umwandlung erreicht, obwohl dieser Bereich im Jahr 1990 in Bayern nur mit 21,4 % zu den gesamten energiebedingten Emissionen beigetragen hat. Auch in der Industrie wird eine deutliche Emissionsminderung gegenüber 1990 ausgewiesen, wobei hier jedoch die Veränderungen in der Abgrenzung des Industriesektors in der bayerischen Energiebilanz, beginnend mit dem Jahr 1995, zu berücksichtigen sind, so dass nur eine Gesamtaussage zusammen mit der Entwicklung bei den Kleinverbrauchern belastbar erscheint. Die Industrie und die Kleinverbraucher erreichen somit gemeinsam eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um 26,9 % gegenüber 1990. Bei den Haushalten und im Verkehr werden bis zum Jahr 2020 die zwischenzeitlich deutlich über dem Vergleichsjahr 1990 liegenden Emissionswerte wieder zurückgeführt, so dass im Jahr 2030 die energiebedingten CO₂-Emissionen der Haushalte um 10,2 % und des Verkehrs um 8,3 % niedriger liegen als 1990.

Im Referenzszenario ohne Kernenergie betragen die CO₂-Emissionen im Jahr 2010 ebenfalls 76,1 Mio. t CO₂, sie erhöhen sich jedoch in den folgenden Jahren deutlich auf 93,9 Mio. t CO₂ (2020) bzw. 90,6 Mio. t CO₂ (2030) und liegen somit am Ende des Zeitraumes mit 20,3 Mio. t CO₂ oder etwa 29 % über den entsprechenden Werten des Referenzszenarios mit Kernenergie.

5 Szenariovariationen für die energiewirtschaftliche Entwicklung in Bayern

Viele der den zuvor in Abschnitt 4 diskutierten Referenzszenarien der Entwicklung der Energienachfrage und Energieversorgung in Bayern zugrunde liegenden Annahmen und Rahmenbedingungen sind unsicher bzw. politisch in der Diskussion. Beispiele hierfür sind die international angestrebte weitergehende Senkung der Treibhausgasemissionen, die Entwicklung der Weltenergiepreise oder die mögliche bzw. erwünschte wirtschaftliche Entwicklung in Bayern (vgl. auch Abschnitt 2 und Abschnitt 3). Ziel der im Folgenden diskutierten Szenariovariationen ist es, die zuvor erläuterten Ergebnisse der Referenzszenarien zur energiewirtschaftlichen Entwicklung in Bayern auf eine breitere Basis zu stellen, indem verschiedene Einflussgrößen für das Energiesystem Bayerns im Rahmen der bestehenden Unsicherheiten weiter variiert werden. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens erfolgt dabei eine Beschränkung auf zwei Varianten. Zum einen wird der Einfluss unterschiedlicher Entwicklungen der Weltenergiemarktpreise auf die resultierende Nachfrage- und Versorgungsstruktur in Bayern untersucht. Zum anderen wird bei Annahme der mittleren Energiepreisvariante in den Klimaschutzszenarien analysiert, welche Strukturen der Energieversorgung und -anwendung in Bayern notwendig sind, um das bayerische Klimaschutzziel von maximal 80 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 und eine mögliche Fortschreibung der Obergrenze mit 70 Mio. t CO₂ im Jahr 2020 und danach erfüllen zu können.

5.1 Basisszenarien mit veränderten Energiepreisen

Die Annahmen zur Entwicklung der Weltenergiepreise bzw. der Grenzübergangswerte sind wesentliche exogene Größen für die Entwicklung der Energiewirtschaft in Bayern. Die in den Referenzszenarien gewählte Entwicklung geht von weiter steigenden Preisen für die fossilen Energieträger aus, wobei sich die Preisrelation zu Gunsten des Erdgases verbessert (vgl. Abschnitt 3.3). Dieser Entwicklung werden im Folgenden zwei Varianten gegenübergestellt, die zum einen von einem niedrigeren und zum anderen von einem höheren Preisniveau ausgehen. Energiepreise auf einem niedrigeren Niveau mögen angesichts der derzeit bestehenden Hochpreisphase nicht als besonders realistisch erscheinen, sie dienen jedoch im Rahmen des Gutachtens ebenso wie die nochmals stärker steigenden Preise der Hochpreisvariante dazu, den Unsicherheiten langfristiger Preisentwicklungen auf den Energiemärkten Rechnung zu tragen und ihre Implikationen für die Entwicklung der Energiewirtschaft aufzuzeigen. Beide Varianten unterscheiden sich dabei nicht hinsichtlich der jeweils unterstellten CO₂-Zertifikatspreise, differenziert für die Varianten mit bzw. ohne Nutzung der Kernenergie (vgl. Abschnitt 3.7).

Die daraus insgesamt auf der Endenergieebene resultierenden Veränderungen im Niveau und in der Energieträgerstruktur der Basisszenarien mit niedrigen bzw. hohen Energiepreisen sowie mit bzw. ohne Kernenergie (Szenarienkürzel BANmK bzw. BANoK für die

niedrige Preisvariante sowie BAHmK bzw. BAHoK für die hohe Preisvariante) im Vergleich zu dem jeweiligen Referenzszenario zeigt Abbildung 5-1. Es wird deutlich, dass die Variation der Energiepreise nur geringfügige Auswirkungen auf die Zusammensetzung und die Höhe des Endenergieverbrauchs in Bayern in den Basisszenarien hat. Dies ist darin begründet, dass die Bereiche, in denen die fossilen Brennstoffe, für die sich die höheren Preise insbesondere bemerkbar machen, auf der Ebene der Endenergie genutzt werden, insbesondere der Wärmemarkt und der Verkehrssektor, durch eine Reihe von Selbstverpflichtungserklärungen zur Verbrauchsreduktion bzw. Emissionsminderung, wie z. B. den Umweltpakt Bayern, sowie durch eine Fülle von Verordnungen hinsichtlich der Verbrauchsentwicklung, wie beispielsweise die Wärmeschutz- bzw. Energieeinsparverordnung, eingegrenzt werden. Damit sind dem Verbrauchsniveau insgesamt enge Grenzen gesetzt, es liegt nur eine geringe Preiselastizität der Energienachfrage vor. Zudem sind die Grenzübergangswerte als Einstandspreise für Bayern durch eine Fülle von Abgaben und Steuern weiter belastet, so dass der Anteil der Importwerte an den Verbraucherpreisen zunehmend rückläufig ist, d. h., der Einfluss der internationalen Energiepreise auf die Nachfragesektoren ist wegen der hohen Steuer- und Abgabenbelastung in Deutschland nicht so markant. So ist insgesamt das Niveau des Endenergieverbrauchs im Wesentlichen noch bei den höheren Energiepreisen variabel, wobei sich hier jedoch nur eine geringe zusätzliche Einsparung einstellt.

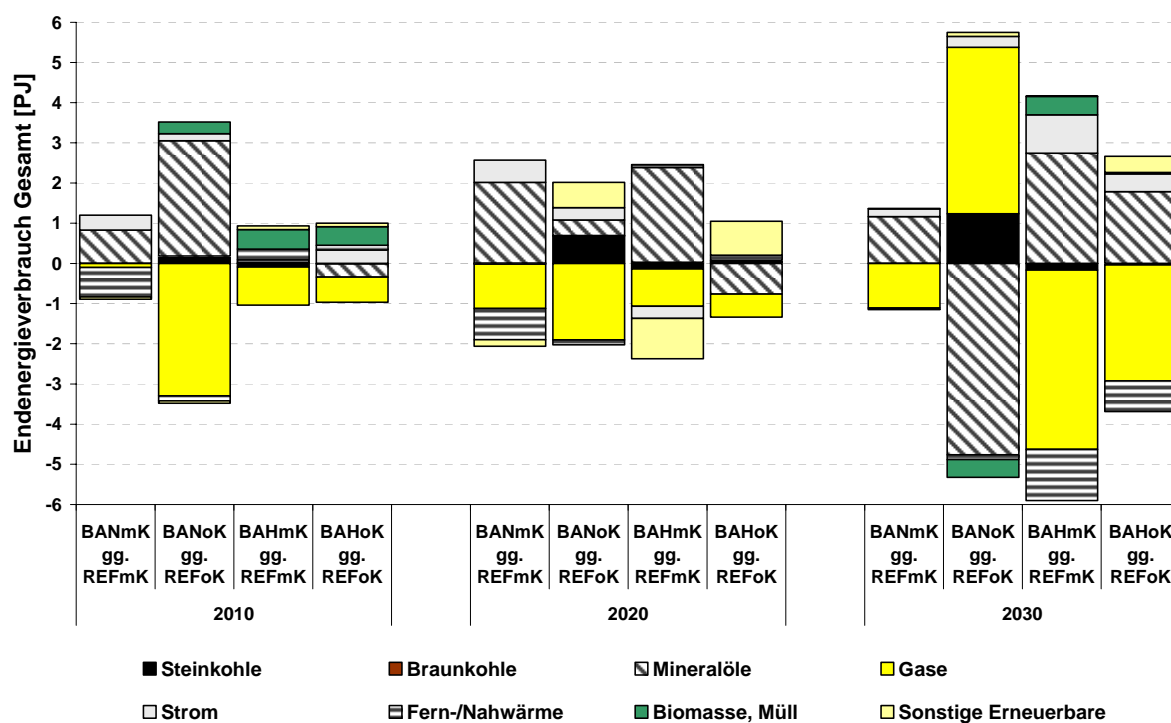


Abbildung 5-1: Veränderungen beim Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern bei Variation der Energiepreise im Vergleich zu den Referenzszenarien

Bei den höheren Energiepreisen kommt es nach Abbildung 5-1 zu leichten Verlusten im Verbrauch von Gasen sowie der Fern- und Nahwärme, die im Wesentlichen in Erdgas-

Heizkraftwerken erzeugt wird. Zugewinne weisen demgegenüber die Mineralölprodukte, der Strom und die erneuerbaren Energiequellen auf. Genau entgegengesetzt führen niedrige Energiepreise langfristig zu einem höheren Gasverbrauch und einem rückläufigen Einsatz von Mineralölprodukten und erneuerbaren Energiequellen.

Der damit sich auch nur geringfügig verändernde Gesamtstromverbrauch der Szenarien mit variierten Energiepreisen wird jedoch mit einer im Vergleich zu den jeweiligen Referenzszenarien deutlich geänderten Stromerzeugungsstruktur bereitgestellt (vgl. Abbildung 5-2). Dies betrifft insbesondere die Entscheidung zwischen dem Zubau von neuen Steinkohle- bzw. Erdgas-GuD-Kraftwerken sowie der Wettbewerbsfähigkeit der Stromerzeugung in Bayern im Vergleich zum Stromimport. Wird im Referenzszenario mit Kernenergie, in dem die Preisentwicklung es mit sich bringt, dass Erdgaskraftwerke wirtschaftlich günstiger sind, die Zubauentscheidung für Mittellastkraftwerke zu Gunsten von Erdgas getroffen, so führt eine Preiskonstellation mit höheren Brennstoffpreisen für Erdgas und Mineralölprodukte dazu, dass neben den bereits beschlossenen Erdgas-Kraftwerksneubauten in Irsching sowie dem Zubau von Erdgas-Heizkraftwerken lediglich Steinkohlekraftwerke installiert werden (Szenario BAHmK). Die Entscheidung für die Laufzeitverlängerung bzw. den Ersatz der in Bayern bestehenden Kernkraftwerke für die Grundlaststromerzeugung bleibt von dieser geänderten Energiepreissituation unbeeinflusst.

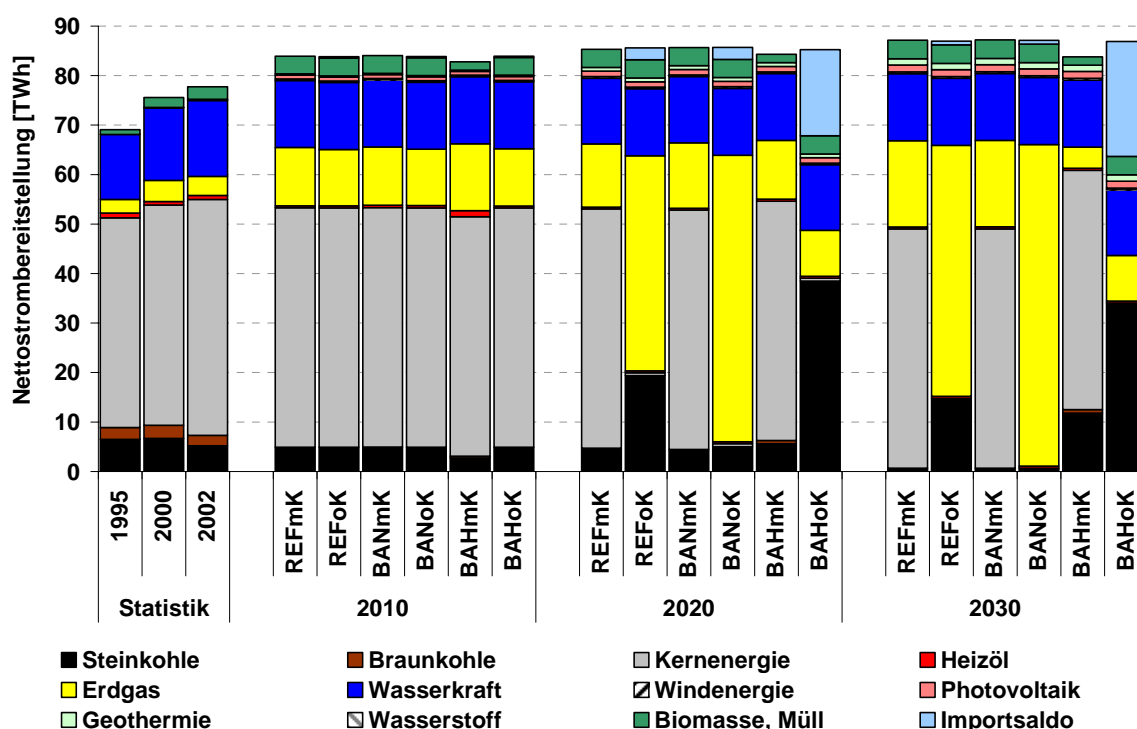


Abbildung 5-2: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern in Bayern bei Variation der Energiepreise im Vergleich zu den Referenzszenarien

Damit werden in dem Basisszenario mit hohen Energiepreisen mit Kernenergie (BAHmK) im Jahr 2020 ca. 56,0 % des Stromes durch Kernkraftwerke bereitgestellt, rund

13,8 % durch Gase, ca. 6,5 % durch Steinkohle sowie 15,6 % durch Wasserkraft. Die Anteile verschieben sich dann bis zum Jahr 2030 dahingehend, dass rund 56,3 % in Kernkraftwerken und 15,7 % in Wasserkraftkraftwerken erzeugt werden. Die Mittel- und Grundlastanlagen auf der Basis von Steinkohle bzw. Erdgas erzeugen rund 13,8 % bzw. 5,0 %. Diesen Anteil erreicht nahezu auch die Stromerzeugung aus Biomassen und Müll. Die Erzeugungsstrukturen im Jahr 2010 ändern sich nicht, ebenso sind die erneuerbaren Energien über den gesamten Betrachtungszeitraum nicht von den Energiepreisänderungen beeinflusst, da hier das Fördermodell des EEG keinen Preiseinfluss vorsieht.

Unter der Maßgabe, dass es zu einem Kernenergieausstieg in Deutschland kommt, führen die hohen Energiepreise für Erdgas und Mineralöle zu einer deutlichen Verschlechterung der Wettbewerbsposition des Kraftwerksstandortes Bayern. Unter diesen Voraussetzungen ist die Stromproduktion in Steinkohlekraftwerken auch in Bayern wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber Erdgaskraftwerken. Da es aber in Bayern nur ein begrenztes Potenzial an günstigen Standorten für Steinkohlekraftwerke gibt (vgl. Abschnitt 2.7), kommt es zunehmend zu einem Stromimport nach Bayern, u. a. als Ersatz der wegfallenden Kernenergiestromerzeugung. Entsprechend weist der Nettostromimport im Jahr 2020 einen Anteil von 20,4 % und in 2030 von 26,6 % an der Nettostrombereitstellung für Bayern auf. Zudem steigt wieder der Versorgungsbeitrag aus Steinkohlekraftwerken in Bayern für die Grund- und vor allem für die Mittellast. Die Steinkohle hält im Jahr 2020 einen Anteil von 45,0 % und in 2030 von 39,0 % an der bayerischen Nettostrombereitstellung. Aus Erdgaskraftwerken werden sowohl in 2020 als auch in 2030 rund 9,3 TWh bereitgestellt. Die sonstigen Strukturen des Energiesystems bleiben gegenüber dem Referenzszenario ohne Kernenergie nahezu unverändert.

Bei den niedrigen Energiepreisen ist demgegenüber ein deutlicher Vorteil für die Erdgasverstromung auszumachen. Entsprechend sinkt der Beitrag der Steinkohle bis auf 0,7 TWh in 2030 sowohl im Basisszenario mit niedrigeren Energiepreisen mit Kernenergie (BANmK) als auch ohne Kernenergie (BANoK) ab. Im Falle des Kernenergieausstiegs wird der wegfallende Strom hier nahezu vollständig durch Erdgas ersetzt, ergänzt um kleinere Beiträge durch den Stromimport.

Aufbauend auf diesen Entwicklungen bei der Endenergie und der Stromerzeugung wird der Primärenergieverbrauch des Basisszenarios mit niedrigen Energiepreisen mit Kernenergie (BANmK) im Jahr 2020 zu 5,1 % aus Kohlen, zu 19,1 % aus Gasen, zu 35,7 % aus Mineralölen und zu 27,3 % aus Kernenergie bereitgestellt (vgl. Abbildung 5-3). Die erneuerbaren Energien erreichen einen Anteil am Primärenergieverbrauch in Bayern in 2020 von 11,8 %. Im Jahr 2030 setzt sich der Primärenergieverbrauch des Szenarios BANmK zu rund 3,1 % aus Kohlen, zu ca. 20,3 % aus Gasen, zu etwa 35,1 % aus Mineralölen und zu rund 28,6 % aus Kernenergie zusammen. Die erneuerbaren Energien steuern 13,3 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs in Bayern bei.

Im Basisszenario mit hohen Energiepreisen mit Kernenergie (BAHmK) führt der Zubau von Steinkohlekraftwerken an Stelle von Erdgaskraftwerken dazu, dass der Anteil der Gase am

Primärenergieverbrauch in Bayern in 2020 noch 17,5 % und in 2030 dann 17,2 % beträgt, während der Anteil der Kohlen auf 7,0 % in 2020 und 6,4 % in 2030 wächst. Ansonsten gibt es keine größeren Abweichungen zu dem Basisszenario mit niedrigen Energiepreisen und dem Referenzszenario mit Kernenergie (BANmK bzw. REFmK). Lediglich das Niveau des gesamten Primärenergieverbrauchs erhöht sich leicht, da die Steinkohlekraftwerke einen schlechteren Nutzungsgrad gegenüber den Erdgas-GuD-Kraftwerken aufweisen.

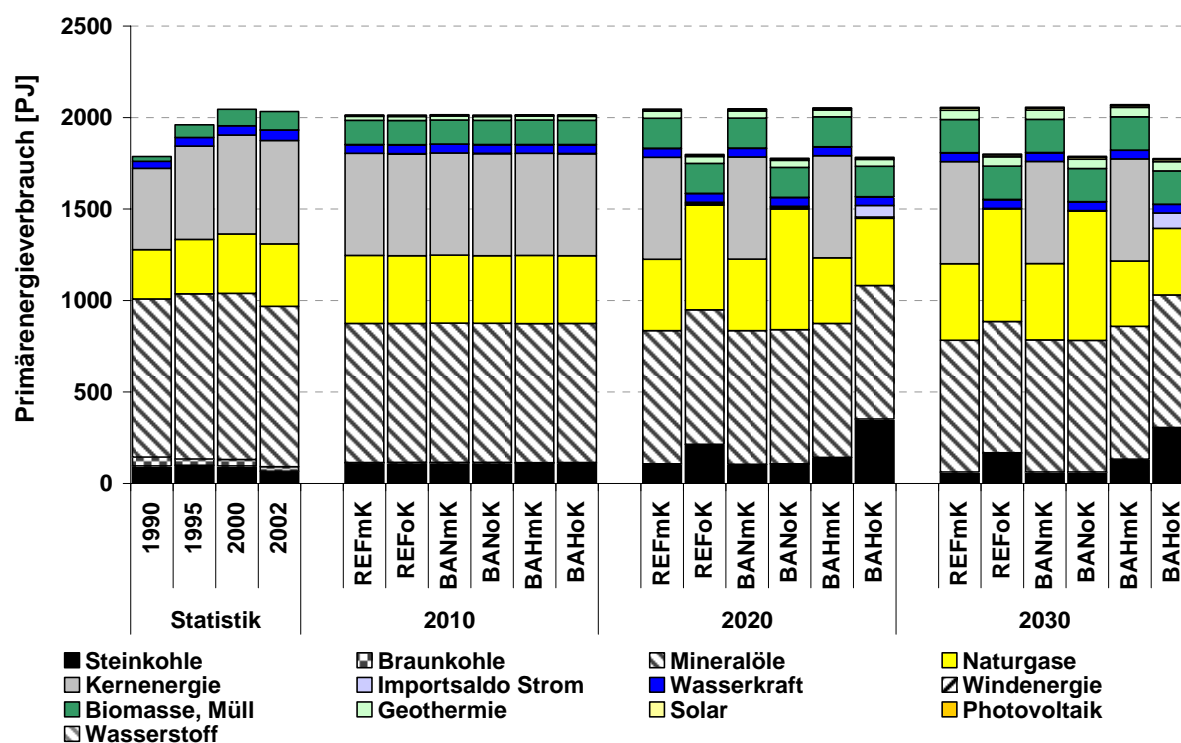


Abbildung 5-3: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern bei Variation der Energiepreise im Vergleich zu den Referenzszenarien

Im Basisszenario mit hohen Energiepreisen ohne Kernenergie (BAHoK) verschieben sich die Anteile am Primärenergieverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario ohne Kernenergie (REFoK) hin zu einem steigenden Anteil der Steinkohle und des Stromimports. Mit einem Anteil von 17,1 % am Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 hat dann die Steinkohle fast zum Erdgas (20,5 %) aufgeschlossen. Der Stromimport weist in 2030, bewertet nach der Wirkungsgradmethode, einen Anteil von 4,7 % am Primärenergieverbrauch in Bayern in diesem Szenario auf. Demgegenüber ist der Anteil der Steinkohle am Primärenergieverbrauch des Basisszenarios mit niedrigen Energiepreisen ohne Kernenergie (BANO) in 2030 nur noch bei 3,4 %, während hier das Gas mit 39,5 % nahezu denselben Anteil aufweist wie die Mineralölprodukte (40,2 %).

Der gegenüber dem Referenzszenarien ohne Kernenergie (REFoK) stärkere Einsatz von Gasen an Stelle der Steinkohle in der Stromerzeugung im Basisszenario mit niedrigen Energiepreisen ohne Kernenergie (BANO) führt auch zu geringeren CO₂-Emissionen der Kraftwerke (vgl. Abbildung 5-4). Hier liegen die Emissionswerte im Jahr 2020 um rund 5,0 Mio. t CO₂ und im Jahr 2030 um ca. 4,9 Mio. t CO₂ niedriger als jeweils zum selben Zeitpunkt im Referenzszenario.

nario ohne Kernenergie. Diese Minderemissionen finden sich auf Grund des nahezu unveränderten Endenergieverbrauchs auch vollständig bei den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern wider. Die gesamten CO₂-Emissionen des Basisszenarios mit niedrigen Energiepreisen mit Kernenergie (BANmK) sind hier identisch mit denjenigen des Referenzszenarios mit Kernenergie (REFmK). Die Basisszenarien mit höheren Energiepreisen führen dagegen generell zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen gegenüber den Referenzszenarien bzw. den Basisszenarien mit niedrigen Energiepreisen, bedingt durch die verbesserte Wettbewerbsposition der Steinkohleverstromung (vgl. auch Abschnitt 3.6.1). Somit kann auf der Grundlage dieser Ergebnisse die oftmals geäußerte Vermutung nicht bestätigt werden, dass ein niedriges Energiepreisniveau bei konstanten CO₂-Zertifikatspreisen zu höheren Emissionswerten führt, womit üblicherweise auch die Einführung von Energiesteuern im Kontext der Minderung von Treibhausgasen begründet wird. Vielmehr wird deutlich, dass die Preisrelationen der Energieträger Steinkohle und Erdgas und der unterschiedliche spezifische CO₂-Emissionsfaktor der einzelnen Energieträger bezüglich der Emissionsentwicklung entscheidend sind.

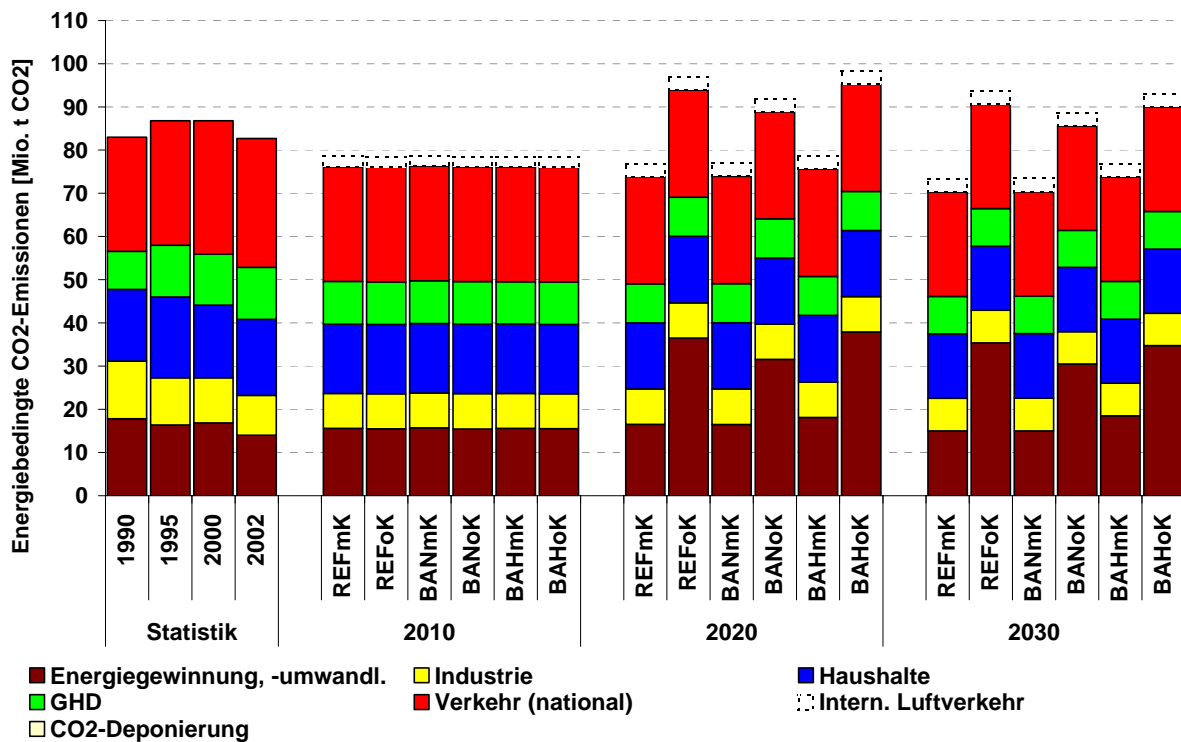


Abbildung 5-4: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Sektoren in Bayern bei Variation der Energiepreise im Vergleich zu den Referenzszenarien

Abschließend werden die Auswirkungen der Energieträgerpreisvariationen auf die Differenzkosten zwischen den jeweiligen Szenarien mit und ohne Kernenergie analysiert. Hier zeigt sich, dass die kumulierten Differenzkosten bei niedrigen Energiepreisen bei 34,1 Mrd. €₀₀ liegen, bei den mittleren Energiepreisen der Referenzszenarien bei 35,2 Mrd. €₀₀ und bei den hohen Energiepreisen bei 20,0 Mrd. €₀₀. Somit sind hier die geringsten Kostendifferenzen, die auch als Kosten des Ausstiegs aus der Kernenergie interpretiert werden

können, bei der Hochpreisvariante zu finden, die jedoch gleichzeitig eine massive Verlagerung der Stromerzeugung nach außerhalb Bayerns mit sich bringt, so dass hier Einflussbereiche des Freistaates verloren gehen. Aufgrund des europäischen Wettbewerbs ließe sich aber eine solche Entwicklung nicht verhindern, es sei denn, die Gründe dafür (Kernenergieausstieg, Energiepreisanstieg) werden hinterfragt.

5.2 Klimaschutzszenarien

In den Referenzszenarien sinken die energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern bis zum Jahr 2010 auf rund 76,1 Mio. t, so dass das bayerische Klimaschutzziel für 2010 mit einer Begrenzung der Emissionen auf unter 80 Mio. t erfüllt wird. Während im Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK) die CO₂-Emissionen bis 2020 auf 73,9 Mio. t und bis 2030 auf 70,3 Mio. t weiter sinken, steigen sie im Referenzszenario ohne Kernenergie (REFoK) im Zuge des Kernenergieausstiegs an und erreichen im Jahr 2020 rund 93,9 Mio. t und in 2030 ca. 90,6 Mio. t. In den Referenzszenarien sind bereits weiter gehende CO₂-Minderungsanforderungen implizit mit berücksichtigt, da hier von einem europäischen Emissionshandelssystem ausgegangen wird, das zu CO₂-Zertifikatspreisen führt, die sich in 2010 auf 6,3 €/t CO₂ (REFmK) bzw. 7,0 €/t CO₂ (REFoK) belaufen. Sie steigen bis 2020 auf 23,4 bzw. 27,5 €/t und bis 2030 weiter auf 31,5 bzw. 38,0 €/t an. Insbesondere die Emissionsentwicklung im Referenzszenario ohne Kernenergie könnte aber zu wenig sein, um die notwendigen Anforderungen zum Klimaschutz erfüllen zu können. Um diesem Gedanken Rechnung zu tragen, wird im Folgenden in den Klimaschutzszenarien untersucht, wie die Versorgungsstrukturen in Bayern ausgestaltet werden könnten, damit auch nach 2010 die Senkung der CO₂-Emissionen weiter vorangetrieben werden kann. Hierzu wird das bayerische Klimaschutzziel auf 70 Mio. t im Jahr 2020 festgesetzt und danach bis 2030 konstant fortgeschrieben. Die Energieträger- und CO₂-Zertifikatspreise bleiben dabei gegenüber den Referenzszenarien unverändert.

Das für die Szenariorechnungen verwendete Energiesystemmodell TIMES-BY führt unter exogener Vorgabe eines Nachfragevektors für die Nutz- oder Endenergie respektive Energiedienstleistung eine zeitintegrale Optimierung der Energieversorgungsstruktur, d. h. der Technologie- und Energieträgerzusammensetzung, und des Niveaus der Energieeinsparung unter Einhaltung von Nebenbedingungen, wie Kapazitätsrestriktionen für erneuerbare Energien oder die Kernenergie, durch (vgl. Abschnitt 3.1). Dieser methodische Grundansatz wird für die Klimaschutzszenarien dergestalt ausgenutzt, dass das Modell eine endogene Bewertung aller darin abgebildeten Klimaschutzmaßnahmen anhand ihrer spezifischen CO₂-Minderungskosten und dem damit verbundenen Zielerreichungsbeitrag durchführt. Damit wird erreicht, dass die durch das Modell ermittelten Maßnahmen stets dem Kriterium einer kosten-effizienten Erreichung der Klimaschutzziele in Bayern unter Einhaltung der sonstigen vorgegebenen Randbedingungen (mit/ohne Kernenergie) genügen.

Unter dieser methodischen Vorgehensweise sinkt der Endenergieverbrauch insbesondere im Klimaschutzscenario ohne Kernenergie (KLloK) bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes deutlich stärker als in den Referenzszenarien (siehe Abbildung 5-5). Im Jahr 2030 liegt er im Szenario KLloK mit 1318 PJ um 2,9 %, im Klimaschutzscenario mit Kernenergie (KLImK) mit 1352 PJ dagegen nur um 0,4 % unter dem der Referenzszenarien. Im Vergleich zum Jahr 2002 bedeutet dies einen Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs von 1,3 bis 3,8 %.

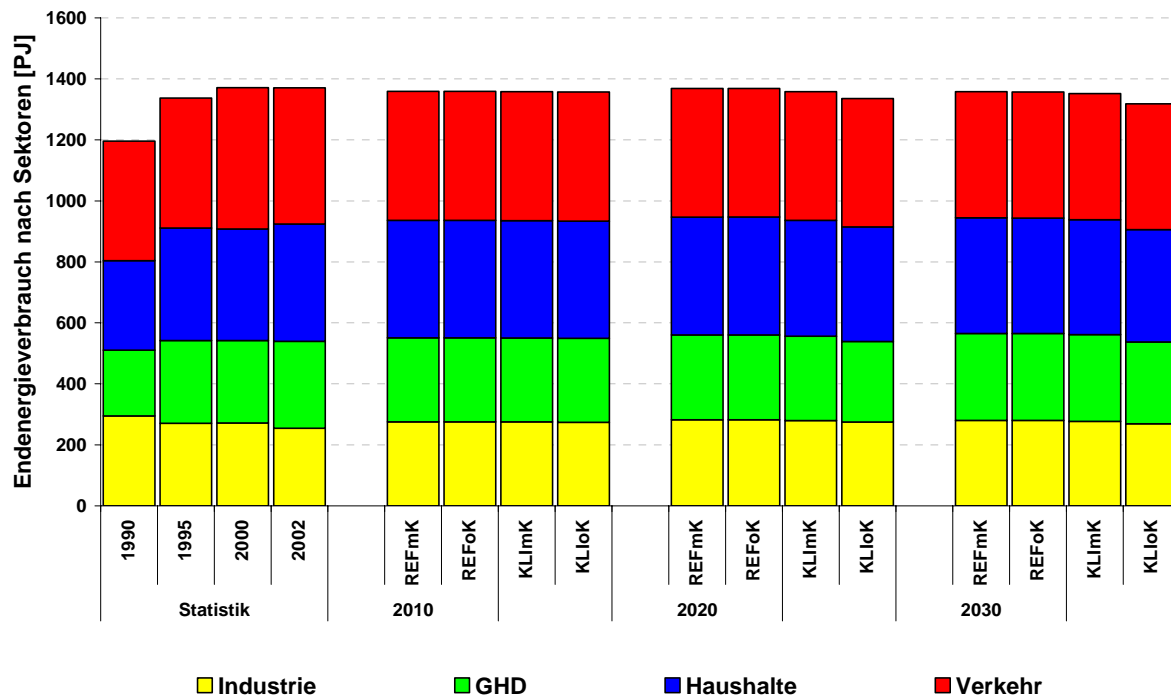


Abbildung 5-5: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien

Wesentliche Ursachen für die im Klimaschutzscenario ohne Kernenergie deutlicher reduzierten Endenergieverbräuche liegen zum einen in der weitergehenden Ausschöpfung von technischen Energieeinsparpotenzialen. Des Weiteren trägt auch ein wachsender Strom- und Fern-/Nahwärmeanteil aufgrund ihrer höheren Effizienz bei der Bereitstellung von Energiedienstleistungen zu dieser Entwicklung bei.

Die Unterschiede im sich einstellenden Niveau des Endenergieverbrauchs in den Klimaschutzszenarien resultieren primär aus den unterschiedlichen Kosten (einschließlich der implizierten CO₂-Minderungskosten), zu denen die Endenergieträger bereitgestellt werden. Die insbesondere im Klimaschutzscenario ohne Kernenergie höheren Energieträgerkosten führen zu einer weitergehenden Nutzung von technischen Energieeinsparmöglichkeiten bei der Energieanwendung.

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte geht im Klimaschutzscenario ohne Kernenergie um 2,9 % gegenüber den Referenzszenarien zurück. Dies ist bedingt durch eine

gegenüber der Referenzentwicklung erhöhte Rate energetischer Sanierungen bei den bestehenden Gebäuden. Die nach und nach steigende Sanierungsintensität führt dazu, dass der Endenergieverbrauch für Raumheizung und Warmwasser in den Szenarien um 10 PJ unter dem der Referenzszenarien liegt. Mit der Reduktion des Raumwärmeverbrauchs vollzieht sich auch eine weitgehende Substitution des CO₂-behafteten Energieträgers Heizöl im Bereich der privaten Haushalte. Als Alternativen steigern die elektrische Wärmepumpe sowie Holzheizungen ihren Versorgungsbeitrag wesentlich.

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist der Rückgang des Endenergieverbrauchs im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie im Vergleich zum Bereich der privaten Haushalte stärker ausgeprägt, er erreicht in 2030 eine Reduktion um 5,8 % im Vergleich zu den Referenzszenarien. Neben der Durchführung von Sanierungsmaßnahmen bei den Nichtwohngebäuden weiten auch hier die Energieträger Strom und Biomasse ihre Anteile zu Lasten von Mineralölproduktion und auch von Erdgas im Zeitverlauf erheblich aus. Der Endenergieverbrauch der Industrie sinkt im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie bis zum Jahr 2030 auf 96 % der Werte der Referenzszenarien ab. Auch hier bewirken die in den Zielszenarien unterschiedlichen Kosten der Endenergie eine weiter gehende Ausschöpfung technischer Energieeinsparungsmöglichkeiten

Auch im Verkehrsbereich zeigt das Klimaschutzszenario ohne Kernenergie im Zeitverlauf, beginnend in 2020, eine teilweise deutliche Veränderung mit der verstärkten Nutzung von Biokraftstoffen im Straßenverkehr. Die Biokraftstoffe steigern den Einsatz im Verkehr in 2030 von 34,3 PJ in den Referenzszenarien (Energiebilanzprinzip) auf 50,9 PJ im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie und decken damit rund 12,3 % (Referenzszenarien: 8,3 %) des gesamten Endenergieverbrauchs des Verkehrs in Bayern ab.

Die bereits angesprochenen sektoralen Veränderungen bezüglich der eingesetzten Endenergieträger führen insgesamt zu einer leichten Veränderung der Energieträgerstruktur des Endenergieverbrauchs im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie im Vergleich zu den Referenzszenarien. Wie aus Abbildung 5-6 ersichtlich wird, gewinnen die leitungsgebundenen Endenergieträger Strom und Fernwärme sowie die regenerativen Energien (Biomasse, Umgebungswärme, solare Wärme) an Bedeutung. Der Erdgasverbrauch nimmt zunächst noch weiter zu, geht aber nach 2020 ebenso wie der Verbrauch an Mineralölprodukten und an Kohlen deutlich zurück. Strom ist am Ende des Betrachtungszeitraumes in den Klimaschutzszenarien nach den Mineralölprodukten der mengenmäßig bedeutsamste Endenergieträger in Bayern. Sein Anteil ist in 2030 mit 22,1 % (KLImK) bzw. 22,5 % (KLIOk) sogar noch einmal leicht höher im Vergleich zu den Referenzszenarien mit 22,0 %.

Mit Blick auf die unterschiedliche Philosophie der beiden Klimaschutzszenarien war zu erwarten, dass die Entwicklung der Elektrizitätserzeugung in den Zielszenarien nach grundsätzlich anderen Mustern verläuft und sich sehr unterschiedliche Erzeugungsstrukturen herausbilden werden. Aus der Gegenüberstellung der Entwicklung der Nettostrombereitstellung nach Energieträgern in Abbildung 5-7 ist dies unschwer zu erkennen.

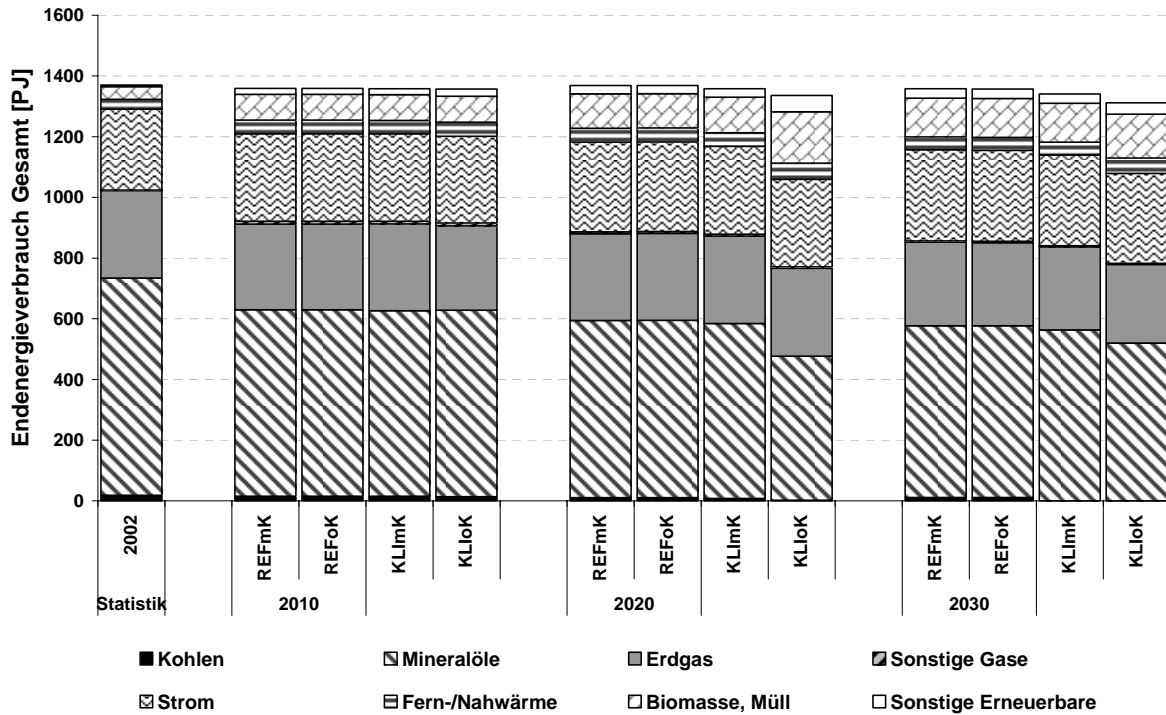


Abbildung 5-6: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien

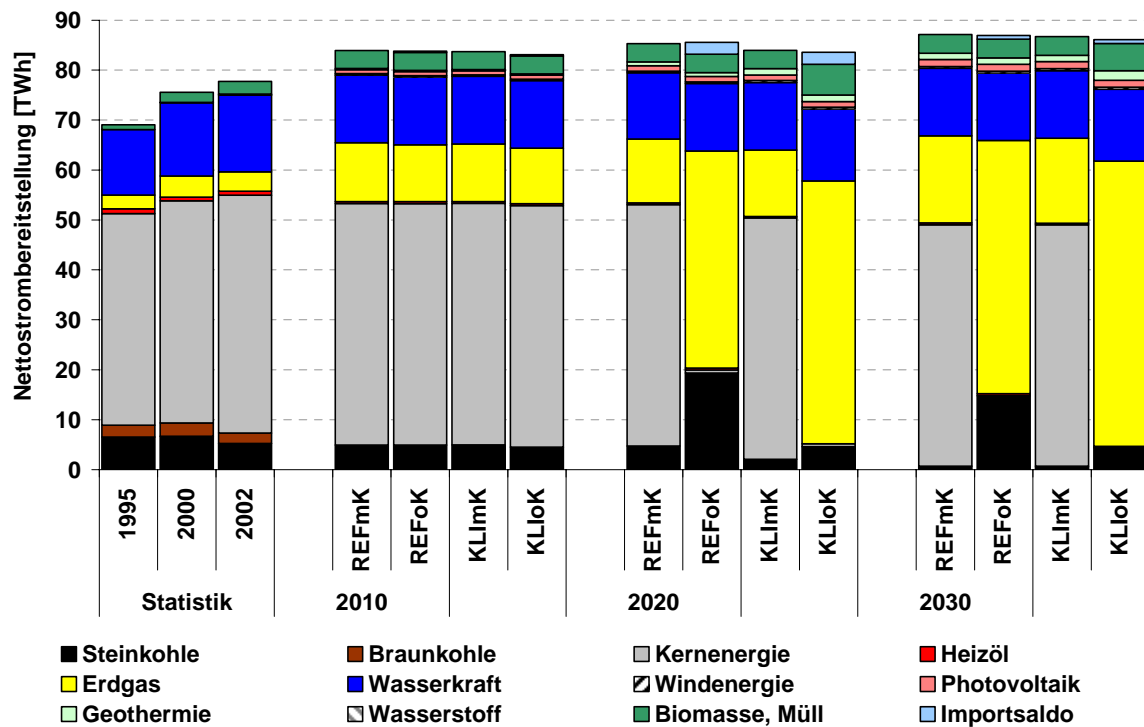


Abbildung 5-7: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien

Im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie bleibt das Erdgas über den gesamten Betrachtungszeitraum der wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung in Bayern. Angesichts der sich im Zeitverlauf weiter verschärfenden CO₂-Reduktionsanforderungen ist dies

nur möglich, wenn, wie in diesem Szenario unterstellt, Erdgaskraftwerkstechnologien verfügbar sind, die eine Freisetzung von CO₂ im Kraftwerk weitgehend verhindern und das entstehende CO₂ z. B. in geologischen Formationen (z. B. ausgenutzte Erdgaslagerstätten, Aquifere) eingelagert werden kann. Um die CO₂-Minderungsvorgaben zu erreichen, müssten nach 2015 kontinuierlich anwachsende Mengen an CO₂ (11,5 Mio. t in 2030) entsorgt werden. Abschätzungen zu den in Bayern verfügbaren CO₂-Speicherkapazitäten zeigen, dass diese hierfür, auch über das Jahr 2050 hinaus, ausreichend sind. Mit dem Auslaufen der Kernenergienutzung gewinnt im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie auch die Stromerzeugung aus Steinkohle, ebenfalls in Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung, wieder an Bedeutung. Sie entwickelt sich von 5,2 TWh im Jahr 2002 auf 4,6 TWh im Jahr 2020 (REFoK: 4,7 TWh) und geht bis 2030 auf 4,4 TWh zurück (REFoK: 0,7 TWh).

Unter den erneuerbaren Energiequellen entwickelt sich in diesem Szenario die Biomasse zu der nach der Wasserkraft wichtigsten Quelle regenerativer Stromerzeugung in Bayern. Bis 2030 steigt die Biomassestromerzeugung auf 3,4 TWh an. Ein ähnlich großer Beitrag (1,9 TWh) wird im Jahr 2030 von der Geothermie geleistet. Die unterstellte Verfügbarkeit der Hot-Dry-Rock-Technologie erlaubt dabei eine Nutzung der Geothermie sowohl zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wie auch zur reinen Stromerzeugung. Die Potenziale der Stromerzeugung aus Wasserkraft werden mit 14,1 TWh weitgehend ausgeschöpft. Die photovoltaische Stromerzeugung (1,4 TWh in 2030) und die Windstromerzeugung (0,4 TWh in 2030) weisen demgegenüber aufgrund der wesentlich höheren Kosten bei der Photovoltaik bzw. der nur eingeschränkt verfügbaren Potenziale bei der Windenergie keine Veränderungen gegenüber den Referenzszenarien auf.

Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie zeigt die Struktur der Stromerzeugung nur unwesentliche Veränderungen im Vergleich zum Referenzszenario mit Kernenergie. Der geringfügig niedrigere Nettostromverbrauch geht fast vollständig zu Lasten der Erdgasverstromung. Zudem erfolgt eine Substitution von Erdgas-KWK-Strom durch Erdgas-Kondensationsstrom, da auch die Fernwärmenachfrage leicht zurückgeht und die Nahwärmeerzeugung aus Biomasse ansteigt.

Bei einem nur leicht bzw. kaum veränderten Endenergieverbrauch gegenüber den Referenzszenarien ergibt sich aus den Veränderungen innerhalb der Stromerzeugung in den Klimaschutzszenarien die in Abbildung 5-8 dargestellte Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Bayern im Vergleich zu den Referenzszenarien. Neben der am Ende des Betrachtungszeitraumes unterschiedlichen Höhe des Primärenergieverbrauchs aufgrund der Verzerrungen durch die primärenergetische Bewertung der erneuerbaren Energien und der Kernenergie nach der Wirkungsgradmethode weist auch die Struktur der genutzten Primärenergieträger deutliche Unterschiede auf. Im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie dominieren die fossilen Energieträger. Kohle, Erdöl und Erdgas decken fast 80 % des bayerischen Primärenergieverbrauchs in 2030. Der Rest entfällt auf erneuerbare Energiequellen (19,1 %) und den Stromimport. Kernenergie liefert mit 27,1 % nach den Mi-

neralölen (35,4 %) den größten Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs im Klimaschutzszenario mit Kernenergie. Die übrigen fossilen Energieträger kommen zusammen auf 22,9 %, durch erneuerbare Energien werden 13,4 % gedeckt.

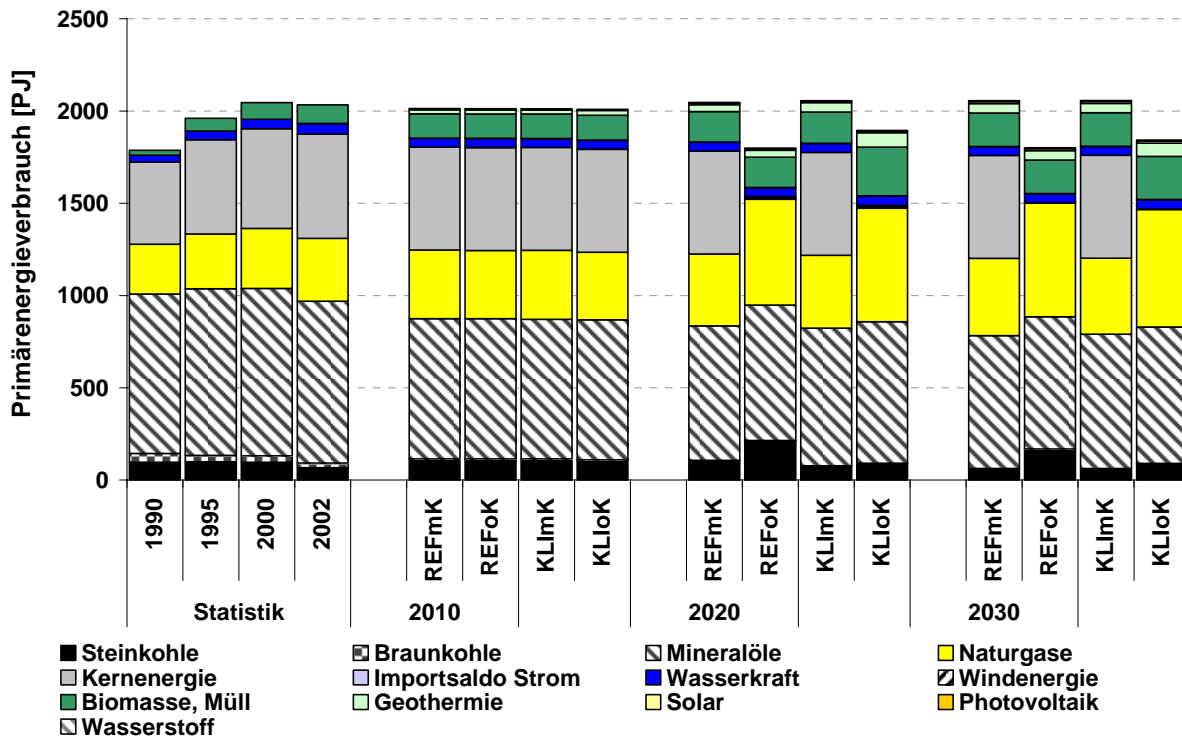


Abbildung 5-8: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien

Wie Abbildung 5-9 zeigt, gelingt es im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie, die Emissionsziele zu erreichen, in dem in 2020 im Vergleich zum Referenzszenario ohne Kernenergie die Emissionen des Bereiches Energiegewinnung und –umwandlung um 15,0 Mio. t, wozu 4,0 Mio. t deponiert werden müssen, bei den Haushalten um 4,0 Mio. t und in der Industrie um 1,9 Mio. t reduziert werden. Beim Gewerbe, Handel und Dienstleistungen findet eine Emissionseinsparung um 1,6 Mio. t und im Verkehr um 1,4 Mio. t statt. Demgegenüber müssen im Klimaschutzszenario mit Kernenergie die CO₂-Emissionen der Energiegewinnung und –umwandlung in 2020 lediglich um 3,6 Mio. t gegenüber dem Referenzszenario mit Kernenergie gesenkt werden. Auf der Endnachfrageseite ist lediglich noch in der Industrie eine merkliche Emissionsreduktion um 0,4 Mio. t zu erkennen. Daraus resultiert aber im Vergleich der Klimaschutzszenarien eine völlig unterschiedliche Struktur der energiebedingten CO₂-Emissionen in Bayern in 2020 nach Sektoren. Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie emittieren die Energiegewinnung und –umwandlung rund 18,4 % der vorgegebenen 70 Mio. t Gesamtemissionen, im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie sind es 30,7 %.

Zusammengefasst sind für die Erreichung der analysierten Klimaschutzziele in Bayern im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie eine verstärkte Energieeinsparung bei den Wohn- und Nichtwohngebäuden, die Effizienzsteigerung in der Industrie sowie eine stärkere

Nutzung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung (Wasserkraft, Biomasse, Geothermie), im Verkehr durch Biotreibstoffe und im Wärmemarkt (Holzheizungen, oberflächennahe Geothermie und Umgebungswärme) die wesentlichen zu realisierenden Maßnahmen. Von besonderer Bedeutung ist unter diesen Randbedingungen aber der Neubau von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken mit CO₂-Abtrennung und –Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS). Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie sind die vorgegebenen Minderungsziele wesentlich einfacher zu erreichen, so dass sich auch bezüglich der umzusetzenden Maßnahmen eine geringere Eingriffstiefe ergibt. Neben der weiteren Nutzung der Kernenergie kommt unter diesen Randbedingungen der Erhöhung der Sanierungstätigkeit im Wohn- und Nichtwohngebäudebestand sowie der leicht verstärkten Nutzung der Biomasse in KWK-Anlagen die wesentliche Bedeutung für den Klimaschutz in Bayern zu.

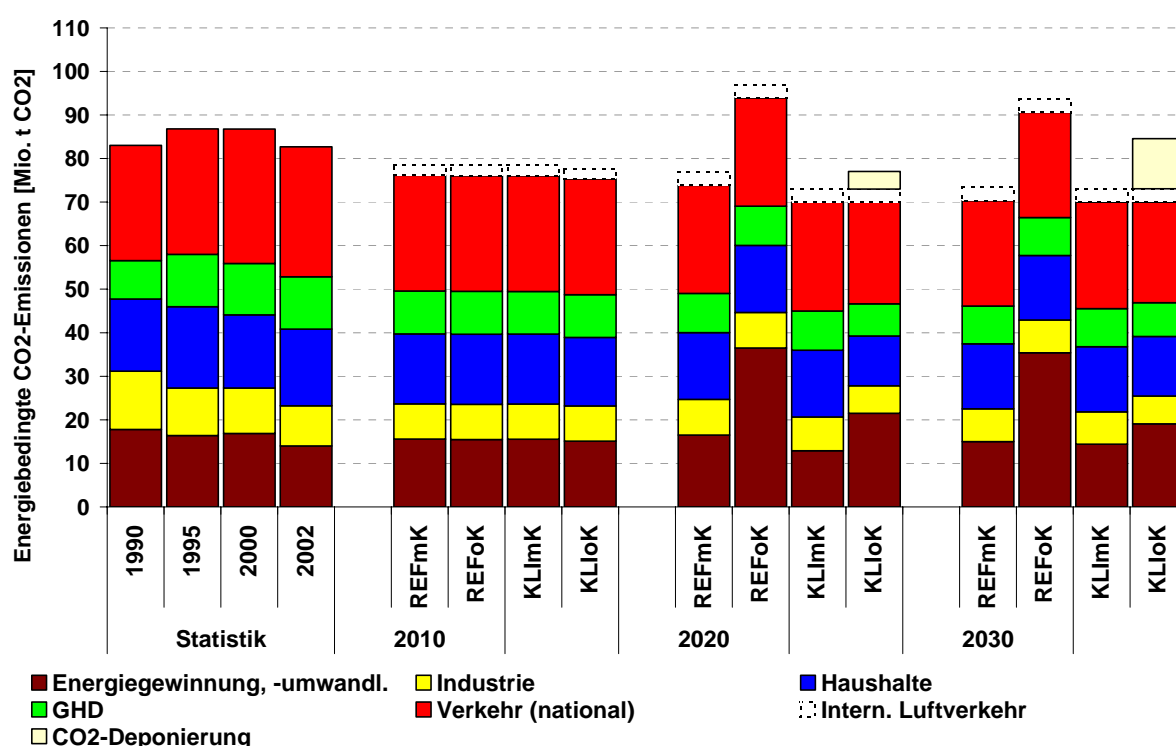


Abbildung 5-9: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Sektoren in Bayern in den Klimaschutzszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien

Werden die kostenseitigen Konsequenzen der Klimaschutzszenarien analysiert, so zeigt Tabelle 5-1 die Erhöhung der Stromerzeugungskosten im Vergleich zu den Referenzszenarien für das Jahr 2030. Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung ergeben sich Differenzen bei den Stromerzeugungskosten gegenüber dem Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK), die im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie (KLIoK) in 2030 ca. 2,5 Cent₀₀ je kWh_{el} erreichen. Dies ist bedingt durch die notwendigen Ersatzinvestitionen und den Übergang von Uran zu Erdgas bzw. Steinkohle als Brennstoff sowie hin zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Tabelle 5-1: Kumulierte und marginale CO₂-Minderungskosten sowie mittlere Stromgestehungskosten der verschiedenen Szenarien

Szenario	Kumulierte Minderungskosten bis 2030 [Mrd. Euro ₀₀]	Marginale Minderungskosten in 2020 [Euro ₀₀ /t]	Mittlere Stromgestehungskosten 2030 [Cent ₀₀ /kWh]
REFmK	0,0	23,4	3,9
REFoK	35,2	27,5	5,5
KLImK	1,6	128,7	3,9
KLIoK	60,2	390,4	6,4

Die kostenseitigen Konsequenzen der Klimaschutzszenarien können auch durch einen Vergleich der Gesamtkosten mit dem Referenzszenario mit Kernenergie ermittelt werden. Hier interessieren insbesondere die in den einzelnen Jahren anfallenden Mehrkosten, die dann zu den gesamten Mehrkosten aufsummiert werden können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich um Kostenangaben in realen Werten handelt, d. h., es sind inflationsbereinigte Werte in Preisen von 2000. Es zeigt sich, dass das Klimaschutzszenario ohne Kernenergie (KLIoK) gegenüber dem Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK) zu kumulierten Mehrkosten von rund 60 Mrd. €₀₀ bzw. zu durchschnittlichen Mehrkosten von ca. 2 Mrd. €₀₀ pro Jahr führt. Damit kommt es nahezu noch einmal zu einer Verdopplung der Differenzkosten des Referenzszenarios ohne Kernenergie (REFoK) zum Referenzszenario mit Kernenergie (REFmK), die bei rund 35 Mrd. €₀₀ liegen. Bei der Interpretation der Differenzkosten ist weiterhin von Bedeutung, dass aus anderen systemanalytischen Untersuchungen zu Klimaschutzstrategien die Erfahrung vorliegt, dass die Zusatzkosten des Klimaschutzes mit einer Verschärfung der Klimaschutzziele nicht linear sondern exponentiell ansteigen. Somit ist insbesondere für ein Klimaschutzszenario ohne Kernenergie in Bayern zu erwarten, dass ein über die 70 Mio. t Obergrenze verstärktes CO₂-Minderungsziel die Differenzkosten noch einmal stark in die Höhe treibt.

Zudem zeigen auch die marginalen CO₂-Minderungskosten des Klimaschutzszenarios ohne Kernenergie, die sich in 2020 bei rund 390 €/t CO₂ einpendeln, dass ein bayerisches Emissionsminderungsziel von 70 Mio. t CO₂ in 2020 ohne Kernenergie zu erheblichen volkswirtschaftlichen Belastungen führen würde. Dabei stellt der Ausbau der Fernwärme, vor allem in der Industrie, die Grenzmaßnahme im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie dar. Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie betragen die marginalen CO₂-Minderungskosten im Jahr 2020 zum Vergleich ca. 129 €/t CO₂. Die Grenzmaßnahme in diesem Szenario ist der Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Erdgas in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

6 Schlussbetrachtung

Aufbauend auf einer Dokumentation der energiewirtschaftlichen Ausgangssituation in Bayern im Vergleich zu Deutschland, der Charakterisierung der Rahmenbedingungen für die energiewirtschaftliche Entwicklung sowie wichtiger technischer Entwicklungsoptionen und ausgehend von Szenarioanalysen möglicher zukünftiger Wege der bayerischen Energiewirtschaft werden im Folgenden einige Schlussfolgerungen formuliert. Diese gehen davon aus, dass auch im Energiebereich ein marktwirtschaftliches System beibehalten wird, weil dieses der beste Garant für die Vermeidung von Fehlentscheidungen ist und die nötige Flexibilität gewährleistet, um sich verändernden Randbedingungen anzupassen. Die mit der Energiemarktliberalisierung in Deutschland und Europa eingeleitete Entwicklung stellt hierzu einen sehr guten Ausgangspunkt dar. Ob dieser veränderte Ordnungsrahmen tatsächlich zu einem wettbewerblich organisierten Markt führen wird, bleibt abzuwarten.

Die Schlussfolgerungen beziehen sich des Weiteren auf die energiepolitischen Ziele der bayerischen Staatsregierung. Diese orientieren sich am Leitbild einer nachhaltigen Entwicklung, wonach Energiepolitik und Energiewirtschaft zur Verwirklichung eines Energiesystems beitragen sollen, das

- ein auf die Bedürfnisse der Bürger ausgerichtetes und ausreichendes Energieangebot sicherstellt,
- die erforderliche Energie möglichst effizient bereitstellt und nutzt, so dass die langfristigen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten möglichst gering sind,
- mit der Ressource Umwelt effizient und schonend umgeht,
- den Belangen der heutigen sowie der zukünftigen Generationen Rechnung trägt.

Konkret erfordert eine nachhaltige Energieversorgung und –nutzung für Bayern von der staatlichen Energiepolitik, mit dazu beizutragen,

- dass die vom Menschen verursachte Temperaturerhöhung maximal 2 °C beträgt (dies ist die von der EU als maximal tolerierbar angesehene Erwärmung),
- dass das Potenzial für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen für die nächste Generation mindestens gleich bleibt, möglichst aber größer wird. Dies erfordert eine Ausweitung der technisch-wirtschaftlich nutzbaren Energie- und Rohstoffbasis;
- dass die Abhängigkeit von den in geopolitisch instabilen Regionen gelagerten Erdöl- und Erdgasvorräten mittelfristig deutlich gemindert wird, um dauerhaft die Energieversorgung des Freistaates sicherzustellen und
- dass eine Stärkung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten stattfindet, damit es zu einer dauerhaft preisgünstigen und wirtschaftlichen Energieversorgung kommen kann, wobei über die Internalisierung der externen Kosten der Energienutzung die Vollkosten die Entscheidungsgrundlage darstellen sollten.

Hierzu ist insbesondere aus Sicht der Energiepolitik die Definition langfristig stabiler Rahmenbedingungen für die Planungssicherheit der Unternehmen und Verbraucher, die Entwicklung liquider und transparenter Elektrizitäts- und Gasmärkte und die Stärkung des europäischen Energiebinnenmarktes von großer Bedeutung. Zudem bestehen politische Handlungsmöglichkeiten bei der Art und Weise der Förderung von Energietechnologien oder der Internalisierung externer Kosten, z. B. beim CO₂-Emissionshandelssystem. Schließlich ergeben sich Gestaltungsmöglichkeiten hinsichtlich des Verwaltungsvollzugs von Gesetzen – insbesondere des Vollzugs der energieaufsichtlichen Aufgaben entsprechend dem EnWG. Vor diesem Hintergrund sind die folgenden Ergebnisse der Untersuchung über die künftige Entwicklung der Energiewirtschaft in Bayern von Bedeutung:

1. Bayern und Deutschland sind in hohem Maße von ausländischen Energieimporten von Öl und Gas abhängig und diese Abhängigkeiten werden bei robustem Verbrauch und bei tendenziell rückläufiger Eigenversorgung noch weiter anwachsen. Dies ist vor dem Hintergrund von Unsicherheiten über die längerfristige globale Energieversorgung insbesondere bei Erdöl zu sehen. Zusätzlich ist eine zunehmende Konzentration der globalen Öl- und Gasvorkommen auf wenige Anbieterländer zu erwarten. Dies könnte dazu führen, dass a) eine regionale Diversifizierung der Energieimporte immer schwieriger zu erreichen sein wird und b) die einhergehende Marktmacht der Anbieter zu vermehrt strategischem Verhalten und erhöhten Energiepreisen führen wird. Strategisch wichtige Förderländer für Deutschland sind in hohem Maße Russland und die Staaten der früheren Sowjetunion, sowie die OPEC-Länder des mittleren Ostens und Afrikas. Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit umfassen vor allem Energieeinspar- und -effizienzmaßnahmen, der Abschluss von langfristigen Bezugsverträgen und Joint Ventures, die Diversifizierung der Energieträgerimporte auf möglichst unterschiedliche und möglichst verlässliche Lieferländer, der Ausbau von LNG-Importen und die verstärkte Substitution von knapperen (Erdöl, Erdgas) durch weniger knappe Energieträger (Kernenergie, Kohle, Erneuerbare Energien).
2. Das EU-CO₂-Emissionshandelssystem hat den Einstieg in die zertifikatshandelbasierte Klimaschutzpolitik geschaffen. Damit steht ein marktwirtschaftliches Instrument zur effizienten Erreichung klimaschutzpolitischer Ziele zur Verfügung. Allerdings ist die Umsetzung mit erheblichen Problemen verbunden, die die Effektivität und die Effizienz elementar einschränken. Diese Probleme sind der politischen Realisierung des grundsätzlich zu befürwortenden marktwirtschaftlichen Instrumentes geschuldet. Sie spiegeln sich augenfällig wider in der volatilen Entwicklung des Zertifikatspreises und insbesondere im Preiscrash Ende April 2006. Um die systemimmanenten Schwächen zu beseitigen und die Vorteile eines Zertifikatshandelssystems vollständig zu realisieren, ist ein Systemwechsel zu einem EU-weiten Upstream-Ansatz mit Vollauktionierung zu empfehlen.

3. Eine effiziente Ausgestaltung des Emissionshandelssystems ist umso zwingender erforderlich, da die Umsetzung der EU-Klimaziele alleine schon mit gesamtwirtschaftlichen Kosten verbunden ist. Dies spiegelt sich in einem gegenüber einer Referenzentwicklung ohne verstärkte Reduktionsziele („Kyoto For Ever“) sinkenden Bruttoinlandsprodukt (BIP) wider. In der EU-27 verringert sich das BIP in 2020 um 0,5 % bei einer Emissionsreduktion um 20 % gegenüber der Referenz. In Deutschland ist die Kontraktion bis 2020 noch analog. In 2030 liegt das BIP in Deutschland allerdings fast 0,9 % unter dem Referenzwert. Hierin kommt u. a. der Verlust durch das Fehlen von günstigen Emissionsvermeidungsoptionen durch den Kernenergieausstieg zum Ausdruck. Analog zum Rückgang des BIP verschlechtert sich auch die Situation auf dem Arbeitsmarkt in der EU-27. Zwar lösen Klimagasreduktionsziele (wie auch die Förderung der erneuerbaren Energien) positive Effekte auch dadurch aus, dass durch verstärkte Produktion in den Industrien der „grünen Technologien“ (z. B. in der Herstellung von Windkraftanlagen) Nachfrage nach Arbeit in diesen Branchen entsteht. Allerdings wird dieser Arbeitsnachfrageanstieg überkompensiert durch den Nachfragerückgang in traditionellen Branchen, durch den Budgeteffekt und durch internationale und dynamische Effekte.
4. Nach den Ergebnissen des 4. Sachstandsberichtes des IPCC gilt es als erwiesen, dass unabhängig vom Erfolg oder Misserfolg der Klimaschutzpolitik Anpassungsmaßnahmen an einen globalen anthropogenen Klimawandel notwendig sein werden. Auch die Energieversorgung muss sich frühzeitig auf die Folgen eines Klimawandels einstellen. Das Thema Wetter, Wettervariabilität und Klimaszenarien ist für die Energieversorgung bereits in jüngster Zeit in mehrfacher Hinsicht aktuell geworden. Extreme Niederschlagsereignisse, Hagel, Stürme und Trockenheit können sowohl den Erzeugungseinheiten als auch den Verteilsystemen großen Schaden zufügen. Vor dem Hintergrund der fehlenden Grundlagen hinsichtlich einer Quantifizierung dieser Auswirkungen auf die Energieversorgung und –nachfrage wird für die Energieprognose Bayern 2030 von den Wetter- und Klimabedingungen eines Normaljahres der Vergangenheit ausgegangen. Es erscheint aber erforderlich, die Auswirkungen der Klimaänderungen, insbesondere von Extremereignissen, auf die Energiewirtschaft und die dafür möglichen Anpassungsstrategien einer näheren Analyse zu unterziehen.
5. Der Endenergieverbrauch in Bayern wird zukünftig auch bei einem durchaus beachtlichen Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 2,01 %/a zwischen 2005 und 2030 durch ein eher konstantes Verbrauchsniveau mit zunächst leicht steigender und dann mit leicht sinkender Tendenz geprägt sein. Demgegenüber werden beim Stromverbrauch auch zukünftig Zuwächse zu verzeichnen sein. Die Zuwachsrate des Stromverbrauchs wird mit ca. 0,4 % pro Jahr jedoch deutlich niedriger ausfallen als in der Vergangenheit.

6. Die Möglichkeiten und Notwendigkeiten einer grundsätzlichen Umstrukturierung der Energieversorgung in Bayern sind gegenwärtig eng begrenzt, wenn man sich nicht am prinzipiell technisch Machbaren, sondern am Ziel einer effizienten Bereitstellung und Nutzung der Energie orientiert, so dass die einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten niedrig und bezahlbar bleiben. Es ist heute in Ergänzung zu den bislang bereits in größerem Umfang genutzten Energiequellen und Energietechniken keine neue Energietechnologie verfügbar und absehbar, die es auf Grund ihres Versorgungspotenzials und ihrer Kosten oder Kostenerwartungen erlaubt, sie bereits heute als eine tragende Säule eines zukünftigen Energiesystems anzusehen, und die Energiepolitik bereits heute darauf auszurichten, eine einschneidende Umstrukturierung des Energiesystems zu Gunsten einer solchen Technologie einzuleiten.
7. Der rationellen Energieanwendung, verstanden als eine effiziente Verwendung des Produktionsfaktors Energie im Kontext mit den anderen volkswirtschaftlichen Ressourcen, kommt zur Erreichung der energiepolitischen Ziele eine besondere Bedeutung zu. Dabei gilt es nicht nur Hemmnisse zur Ausschöpfung wirtschaftlicher Energieeinsparmaßnahmen zu beseitigen und zu überwinden, sondern auch den energietechnischen Fortschritt weiter voranzubringen und somit neue Potenziale für eine rationelle Energieanwendung zu schaffen. Darüber hinaus ist das Energienutzungsverhalten zu berücksichtigen, das sich beispielsweise in den Besetzungsgraden bzw. Beladungsgraden der Verkehrsträger äußert, um einer Energieverschwendung vorzubeugen. Unter den Bedingungen der Referenzszenarien mit bzw. ohne Kernenergie sinkt der Primärenergieverbrauch pro Einheit BIP in Bayern bis 2020 auf 3,88 bzw. 3,41 MJ je €₀. Damit wird das für eine Verdopplung der Energieeffizienz in Deutschland zwischen 1990 und 2020 notwendige Niveau von 4,34 MJ je €₀ in Bayern in den Referenzszenarien bereits unterschritten. Zwischen 1990 und 2020 wird die Energieproduktivität in Bayern in den Referenzszenarien um den Faktor 1,63 bzw. 1,86 steigen.
8. Der technisch mögliche Beitrag der erneuerbaren Energiequellen zur Energieversorgung Bayern ist beachtlich. Ihr wirtschaftlicher und volkswirtschaftlich sinnvoller Beitrag wird aber wesentlich von der allgemeinen Energiepreisentwicklung und der Kostenentwicklung der Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen bestimmt werden. Eine weitergehende Nutzung einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist bei der Wasserkraft durch eine Erschließung kleiner Wasserkräfte sowie durch Optimierung, Modernisierung und Erweiterung des vorhandenen Anlagenbestandes möglich. Bei der Windenergie, die für Bayern auf Grund der Windgeschwindigkeitsverhältnisse nur eine geringe Bedeutung hat, stehen die Entwicklung von Anlagen höherer Einheitsleistung, größerer Turmhöhen, laminarer Blätter, größerer Geräuscharmheit und damit das Repowering vorhandener Standorte sowie die Frage der Akzeptanz im Vordergrund, während die Entwicklungschancen bei der Photovoltaik auf jeden Fall der kontinuierlichen Forschung und der Anwendung in heute erreichbaren Nischenmärkten bedürfen, um trotz

der derzeit noch hohen Kosten diese Option energie- und industriepolitisch weiterzuentwickeln. Wenn es bei der Niedertemperaturwärmegewinnung aus erneuerbaren Energiequellen gelingt, bei der Solarthermie die Kosten der Kollektoren bzw. der Systeme erheblich zu reduzieren, die Tiefen-Geothermie in schon vorhandenen Systemen (z. B. Einspeisung in schon vorhandene Nah- bzw. Fernwärmenetze) zu nutzen und zusätzlich weiterhin durch Ausfallbürgschaften das geologische Risiko zu minimieren sowie bei der oberflächennahen Geothermie und der Umgebungswärme kostengünstige Wärmepumpen zu entwickeln, wäre eine teilweise Erschließung des Potenzials dieser erneuerbaren Energiequellen in Bayern möglich. Eine weitergehende Nutzung einer Energiegewinnung aus Biomasse (Strom und Wärme) ist durch die Nutzung der schon vorhandenen Verbrennungstechnik und durch die Bereitstellung einer optimierten und funktionssicheren Vergasungstechnologie möglich. Dabei sollten bei biogenen Feststoffen eine Reduktion der Anlagenkosten und eine Anlagenoptimierung und beim Biogas eine Kostenreduzierung der Anlagen zur Gaserzeugung zur Unterstützung einer weitergehenden Erschließung realisiert werden. Unter Kostengesichtspunkten ist vor allem der Restholznutzung eine hohe Priorität und der Strohnutzung eine eher nachrangige Priorität einzuräumen. Der Beitrag der Biokraftstoffe wird im Wesentlichen durch die Vorgaben auf europäischer Ebene gesteuert. Über die Beimischung zu Vergaser- und Dieselkraftstoffen sowie die Entwicklung von Biokraftstoffen der 2. Generation (Sun- und Synfuel) können hier deutliche Steigerungen beim Absatz in Bayern erwartet werden. Um unter der Vielzahl der Verwendungsoptionen der Biomasse eine optimale Strategie entwickeln zu können, die dem Aspekt der begrenzt zur Verfügung stehenden Ressourcen Rechnung trägt, sollte für Bayern eine Konkurrenzanalyse der Biomassenutzung erstellt werden. Die erneuerbaren Energien insgesamt stellen sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt aus wirtschaftlicher Sicht, auch unter Berücksichtigung vermiedener externer Kosten, noch nicht als eine tragfähige Option für eine heute forciert einzuleitende umfassende Umstrukturierung der Energieversorgung in Bayern dar.

Die derzeitige Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland hat u. a. das Ziel, diese Energietechnologien zur Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich mit Referenzenergien zu führen und so Marktmechanismen zur Regelung des Einsatzes nachhaltiger Energietechnologien zum Durchbruch zu verhelfen. Aus diesem Grunde kommt dem Zusammenhang von Fördermitteln und erzielten Kostenreduktionszielen eine besondere Bedeutung zu. Hier zeigt sich, dass in der Vergangenheit insbesondere FuE-Mittel zu einer Kostenreduktion geführt haben, während Markteinführungsmittel (Investitionskostenzuschüsse, Einspeisevergütungen) keinen eindeutigen Einfluss auf die Investitionskosten ausgeübt haben. Aus diesem Grund bietet sich für eine zukünftige Förderstrategie zunächst eine deutliche Anhebung der Fördermittel im FuE-Bereich an, zumal die FuE-Volumina seit einigen Jahren weitgehend stagnieren und inzwischen nur noch einen Bruchteil der Fördermittel für Einspeisevergütungen ausmachen. Ergänzend zu den verstärkten FuE-Anstrengungen könnte ein technologiespezifisches Ausschrei-

bungsmodell eingeführt werden, das ggfs. eine effiziente Kostenreduktion ermöglicht. Hierbei werden für einzelne Technologien Mengenkontingente ausgeschrieben, wobei die Auswahl der Technologien einerseits durch die bereits erreichte Marktnähe (Kosteneffizienz), andererseits durch die erwarteten Kostenreduktionspotenziale bestimmt wird.

9. Aus einem Wirtschaftlichkeitsvergleich aus volkswirtschaftlicher Sicht zwischen dem Neubau eines Steinkohlekraftwerkes in Bayern einschließlich des erforderlichen Steinkohletransportes nach Bayern gegenüber den Kosten für den Netzausbau und den Neubau eines Kraftwerkes in der norddeutschen Küstenregion lässt sich schlussfolgern, dass die Option eines fossilen Kraftwerksneubaus auf Basis Steinkohle (oder Erdgas) innerhalb Bayerns im Hinblick auf eine zuverlässige Stromversorgung eine wichtige Maßnahme darstellt, falls an dem Beschluss zum Kernenergieausstieg in Deutschland festgehalten werden sollte. Bereits der erforderliche Netzausbau für die Einspeisung der Windenergie im Norden Deutschlands wird die Netzbetreiber vor große Herausforderungen stellen, welche durch den verstärkten Zubau weiterer Trassen für konventionelle Kraftwerke noch verstärkt würde. Es ist daher notwendig, geeignete Anreize, z. B. über die Anpassung der Transportentgelte, für eine verbrauchsnahe Allokation von Kraftwerken zu schaffen.
10. Überschlägige Abschätzungen führen zu der Schlussfolgerung, dass die zwischen Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten angedachte Verstärkung der Netzkopplung potenzielle Auswirkungen auf den Freistaat Bayern haben kann, so dass eine genaue Untersuchung der Preis- und Mengeneffekte als Folge des Engpasses an der Grenze zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik notwendig erscheint. Denn eine denkbare Auswirkung der Netzkopplung ist eine zunehmende Bedeutung Deutschlands als Transitstaat auf der Stromtrasse von Ost- nach Westeuropa. Die geringeren Strompreise in den osteuropäischen Staaten stellen Anreize dar, den Elektrizitätsexport aus diesen Staaten nach Westeuropa hin zu steigern. Die verbesserte Kooperation der Netzbetreiber kann den Elektrizitätshandel in diesen Staaten anregen. Betreiber von Kuppelleitungen, die auf der Stromtrasse in die westeuropäischen Staaten genutzt werden, wie beispielsweise an der Grenze zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik, könnten sich gestiegenen Anforderungen an das Engpassmanagement gegenübergestellt sehen. Die Folge wäre eine Zunahme der Engpasssituation, die sowohl bei der effizienten Ausgestaltung der explicit auction als auch bei der geplanten Einführung der implicit auction besondere Berücksichtigung finden müsste. Eine weiterführende systemanalytische Untersuchung könnte hier Hilfestellung leisten.
11. Die Kernenergie zeigt sich, abgesehen von der Wasserkraft, als die kostengünstigste Möglichkeit der Grundlaststromerzeugung in Bayern. Auch bei Realisierung von weiteren Maßnahmen zur Vermeidung und Reduktion der Folgen hypothetischer Unfälle werden die Stromerzeugungskosten in Kernkraftwerken in Zukunft bei Ausschöpfung

des bestehenden Kostensenkungspotenzials tendenziell eher zurückgehen als steigen. Die Kernenergie ist darüber hinaus eine wichtige Option zur kosteneffizienten Reduktion bzw. Vermeidung von Treibhausgasemissionen.

12. Die Entwicklung der im Wesentlichen mit der Energienutzung entstehenden Kohlendioxid-(CO₂)-Emissionen ist im Referenzszenario für Bayern dadurch gekennzeichnet, dass im Jahr 2010 mit 76,1 Mio. t das Emissionsniveau aus dem Jahr 1990 (83,0 Mio. t), das üblicherweise als Bezugsjahr für die Entwicklung der CO₂-Emissionen verwendet wird, bereits deutlich unterschritten wird. Ebenso wird das für Bayern formulierte Ziel einer Begrenzung der energiebedingten CO₂-Emissionen auf 80 Mio. t in 2010 im Referenzszenario übererfüllt. Im Referenzszenario mit Kernenergie ergibt sich eine Verminderung der energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um ca. 9,5 % bis 2015 auf dann 75,1 Mio. t, um ca. 11,0 % bis 2020 mit 73,9 Mio. t und auf 70,3 Mio. t in 2030 (– 15,3 %). Gegenüber dem für das Gutachten verwendeten Basisjahr 2002 mit CO₂-Emissionen in Höhe von 82,7 Mio. t beträgt die Reduktion in 2010 rund 8,0 %, in 2020 ca. 10,6 % und in 2030 rund 15,0 %. Diese Gesamtentwicklung ist bei einem nahezu konstanten Endenergie- und Primärenergieverbrauch durch den steigenden Anteil der CO₂-ärmeren bzw. -freien Energieträger Erdgas, Kernenergie und erneuerbare Energiequellen an der Energiebereitstellung in Bayern bedingt.
13. Rein versorgungstechnisch wäre ein bundesweiter Verzicht auf die Kernenergie, wenn er nicht sehr kurzfristig erfolgt, für Bayern machbar, wie das Referenzszenario ohne Kernenergie zeigt. Dies setzt voraus, dass neue Kraftwerke überwiegend auf der Basis von Erdgas sowie in geringerem Maße von Steinkohle den Hauptteil des entfallenden Kernenergiestroms ersetzen, gepaart mit einem Wechsel beim Stromaußenhandelsaldo hin zu einem Nettostromimport. Die direkten Kostenwirkungen eines Kernenergieausstiegs nach einer Nutzungsdauer der bestehenden Kernkraftwerke von rund 32 Zeitjahren führen im Vergleich zum Referenzszenario mit Kernenergie zu einer Erhöhung der Stromerzeugungskosten von bis zu 1,61 Cent₀₀/kWh bzw. von durchschnittlich 0,96 Cent₀₀ je kWh über einen Zeitraum bis 2030. In diesem Ausstiegsszenario summieren sich die Mehrkosten, ohne Berücksichtigung der umweltseitigen Effekte, zu rund 35,2 Mrd. €₀₀ auf. Dies entspricht auf das Jahr bezogenen Mehrkosten von rund 1,53 Mrd. €₀₀ allein für Bayern. Unabhängig davon ist ein Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungskapazität zwischen Bayern und Tschechien aus Versorgungs-, Binnenmarkt- und Wettbewerbsgründen wünschenswert. Die wesentlichen Umweltwirkungen eines Kernenergieverzichts liegen in der Erhöhung der energiebedingten CO₂-Emissionen um bis zu 20,3 Mio. t CO₂ im Jahr 2030, entsprechend rund 29 %, gegenüber dem Referenzszenario mit Kernenergie.
14. Das Klimaschutzszenario ohne Kernenergie, das die Erreichbarkeit des bayerischen CO₂-Emissionsminderungsziels von 80 Mio. t in 2010 und seine mögliche Fortschreibung mit 70 Mio. t in 2020 und danach analysiert, zeigt, dass die ökologischen und die

ökonomischen Ziele und damit eine nachhaltige Entwicklung des Energiesystems in Bayern ohne Kernenergie nicht gleichzeitig zu erreichen sind. Vielmehr weist das Klimaschutzszenario ohne Kernenergie gegenüber dem Referenzszenario mit Kernenergie, das bereits sehr nahe an diese Zielmarken herankommt, kumulierte Minderungskosten in Höhe von 60,2 Mrd. €₀₀ oder jahresdurchschnittliche Zusatzkosten von 2,62 Mrd. €₀₀ auf. Gegenüber dem Klimaschutzszenario mit Kernenergie belaufen sich die kumulierten Zusatzkosten noch auf 58,6 Mrd. €₀₀ bzw. auf jahresdurchschnittliche 2,55 Mrd. €₀₀. Die marginalen CO₂-Minderungskosten steigen bis 2020, dem Jahr mit den für Bayern auf Grund der Kürze der Zeit größten Minderungserfordernissen, auf 346 €₀₀/t CO₂ und bis 2030 auf 116 €₀₀/t CO₂, wodurch sich Bayern weit von den Zertifikatspreisen der EU-27 entfernen würde, die im Falle des deutschen Kernenergieverzichts in 2020 bei 28 €₀₀/t CO₂ und in 2030 bei 38 €₀₀/t CO₂ liegen. Auch dies zeigt, dass die Rolle der Kernenergie wesentlich für einen bedeutenden Beitrag Bayerns zum europäischen Klimaschutz ist. Im Klimaschutzszenario ohne Kernenergie kommt neben der Energieeinsparung bei den Wohn- und Nichtwohngebäuden und der Effizienzsteigerung in der Industrie sowie einer stärkeren Nutzung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung (Wasserkraft, Biomasse, Geothermie), im Verkehr durch Biotreibstoffe und im Wärmemarkt (Holzheizungen, oberflächennahe Geothermie und Umgebungswärme) den Erdgas- und Steinkohlekraftwerken mit CO₂-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS) eine große Bedeutung innerhalb der bayerischen Energieversorgung zu. Hieraus leitet sich ab, dass Forschung und Entwicklung zu CCS-Technologien sowie zu den Potenzialen der CO₂-Speicherung in Bayern eine wichtige Zukunftsaufgabe darstellt, wobei für die Speicherung in ausgeförderten Erdgasfeldern oder tief gelegenen Aquiferen zudem noch grundsätzliche geologische und ökologische Fragen, insbesondere hinsichtlich der Langzeitstabilität der Einlagerung, zu klären sind. Im Klimaschutzszenario mit Kernenergie sind die vorgegebenen Minderungsziele wesentlich einfacher zu erreichen, so dass sich auch bezüglich der umzusetzenden Maßnahmen eine geringere Eingriffstiefe ergibt. Neben der weiteren Nutzung der Kernenergie kommt unter diesen Randbedingungen der Erhöhung der Sanierungstätigkeit im Wohn- und Nichtwohngebäudebestand sowie der leicht verstärkten Nutzung der Biomasse in KWK-Anlagen die wesentliche Bedeutung für den Klimaschutz in Bayern zu.

15. Angesichts der derzeitigen Energiepreisturbulenzen muss sich die Energiepolitik verstärkt darauf einrichten, zur Stabilisierung auf den Weltenergiemärkten beizutragen, die Risiken sprunghaft steigender Preise gering zu halten und die Energiepreise auf einem vernünftigen, von den Volkswirtschaften bezahlbaren Niveau zu stabilisieren. Der Ausschöpfung aller wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Substitution knapper Energieträger kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Das zukünftige Öl- bzw. Energiepreisniveau wird dabei auch vom Kostenniveau der zur Öl- bzw. Gassubstitution zur Verfü-

gung stehenden Energieträger bestimmt, woraus abzuleiten ist, dass bei der Entwicklung neuer und der Weiterentwicklung vorhandener Energietechniken die Senkung der Kosten ein wesentliches Ziel sein sollte. Die zukünftige Entwicklung der Öl- und Gaspreise ist hochgradig unsicher. Daraus resultieren erhebliche Risiken für die langfristig angelegten Entscheidungen der Energiepolitik und Energiewirtschaft. Forschungen, die zu einem besseren Verständnis der langfristigen Preisbildungsmechanismen auf den Weltmärkten führen, sind dringend geboten, um zu einer verlässlicheren Grundlage für die energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Entscheidungen zu kommen.

16. Vor dem Hintergrund der bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Entwicklungen auf den internationalen Energiemärkten sowie der Möglichkeit, dass die mit der Verbrennung fossiler Energieträger verbundenen Klimaeffekte zu einer Begrenzung der Nutzung dieser Energieträger führen können, ist die Stromversorgung Bayerns bei einer weiteren Nutzung der Kernenergie im Vergleich zum Wärme- und Verkehrssektor als weit weniger anfällig und gefährdet einzustufen. Die Energiepolitik sollte diesen Bereichen verstärkte Aufmerksamkeit widmen und im Rahmen ihrer energiepolitischen Vorsorge die Entwicklung neuer Umwandlungs- und Nutzungstechniken sowie neuer Sekundärenergieträger und Techniken zur Energieeinsparung forcieren, die den spezifischen Anforderungen des Verkehrs- und Wärmesektors genügen. Hier ist beispielsweise im Verkehr neben den Biokraftstoffen und dem Wasserstoff auch der weiteren Elektrifizierung, sowohl im Individualverkehr als auch im öffentlichen Verkehr, ein besonderes Augenmerk zu widmen und eine kontinuierlich angelegte FuE-Strategie, u. a. zu Hybrid-Fahrzeugen und Batteriespeichern, zu initiieren. Bei einem Kernenergieausstieg und einem hohen Energiepreisniveau ergeben sich jedoch große Gefahren hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der bayerischen Stromversorgung im deutschen und europäischen Wettbewerb, so dass es zu einer Gefährdung des Erzeugungsstandortes und negativen Auswirkungen auf den Industriestandort Bayern kommen kann.

Literatur

/Ahlheim und Lehr 2002/

Ahlheim, M. und Lehr, U. 2002: Ordnungspolitik und Treibhauseffekt – Wo bleiben die Bürgerpräferenzen? In: Wirtschaftsdienst Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, HWWA Hamburg, 4, 80. Jahrgang

/ASPO 2006a/

Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO): USGS Study re-visited. In: ASPO-Newsletter 63, item 686, March 2006.

/ASPO 2006b/

Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO): The IEA confesses. In: ASPO-Newsletter 62, item 774, December 2006.

/ASPO 2007/

Association for the Study of Peak Oil & Gas (ASPO): The General Depletion Picture. In: ASPO-Newsletter 75, March 2007.

/Baur 1994/

Baur, J., u. a.: Rationelle Stromanwendung bei den Haushalten, Teilgutachten des Projektes "Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg", Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Stuttgart, 1994.

/Beller 1975/

Beller, M. (Hrsg.): Sourcebook for Energy Assessment, Brookhaven National Laboratory (BNL-50493), Brookhaven, 1975.

/BGR 2003/

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXVIII, Hannover, 2003.

/BGR 2005/

Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005 – Kurzstudie – Überarbeitete Fassung Stand: 21. Februar 2007.

/BGR 2006/

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004, Kurzstudie, Hannover, 2006.

/BMWi 2007/

Bundesministerium für Wirtschaft: Entwurf eines Gesetzes zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels; Gesetz vom 26. März 2007.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-gesetz-bekaempfung-preissmissbrauch-energieversorgung.property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>

/BP 2005/

British Petroleum (BP): BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

/BP 2006/

British Petroleum (BP): BP Statistical Review of World Energy, June 2006.

/Brooke u. a. 1998/

Brooke, A., Kendrick, D., Meeraus, A., Raman, R. (1998): GAMS - A user's guide, Washington D.C.

/Büdenbender 2007/

Büdenbender, U.: Netzentgeltregulierung nach § 21 EnWG, Düsseldorfer Schriften zum Energie- und Kartellrecht, Bd. 8, 2007.

/DEHSt 2004/

Deutsche Emissionshandelsstelle: Emissionshandel in Deutschland: Verteilung der Emissionsberechtigungen für die Erste Handelsperiode 2005-2007 – Daten und Fakten zur Zuteilung der Emissionsberechtigungen an 1.849 Anlagen, 20.12.2004.

/DEHSt 2005/

Deutsche Emissionshandelsstelle: Anlagen- und Zuteilungsliste 28-02-05, Am Emissionshandel teilnehmende Anlagen in Deutschland.

/DENA 2005/

Deutsche Energie Agentur, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Februar 2005.

/Deutscher u. a. 1999/

Deutscher, P., Elsberger, M., Rouvel, L.: Daten zum Heiz- und Warmwasserwärmebedarf im Freistaat Bayern, Materialien zur Energieverbrauchsprognose Bayern, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, München, 1999.

/EEX /2007/

European Energy Exchange: Marktdaten, Emissionsberechtigungen, URL: <http://www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten>

/EK 2006/

Europäische Kommission: Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. Brüssel, 2006.

/Ellersdorfer u. a. 2006/

Ellersdorfer, I., Fahl, U.: Report on Nuclear Case for Newage-W, The contribution of nuclear energy to a sustainable energy system, CASCADE MINTS project Volume 3.

/Erdmann 2005/

Erdmann, G: Klimaschutz oder Interessenpolitik: Über einige ungewollte Resultate ökonomischer Politikbearbeitung, Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Verein für Socialpolitik. Berlin, 2005.

/ERGEG 2006/

ERGEG: ERGEG's Assessment of the development of the European Energy Market 2006.

/EWI/Prognos 2005/

EWI/PROGNOS: Energiereport IV Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Schlussbericht; Köln, Basel; April 2005.

/EWI/Prognos 2006/

EWI/PROGNOS: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage; Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030; Köln, Basel; August 2006.

/EWG 2007 /

Energy Watch Group: Coal: Resources and Future Production, 2007, <http://www.energywatchgroup.org/files/Coalreport.pdf>

/EU 2005/

EU-Kommission: Commission Staff Working Document, Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex to the Report from the Commission to the Council and the European Parliament, 2005.

/EU 2007/

DG Competition report on energy sector inquiry, SEC (2006) 1724, 10. Januar 2007.

/Fahl u. a. 2000/

Fahl, U., Baur, J., Ellersdorfer, I., Herrmann, D., Hoeck, C., Remme, U., Specht, H., Steidle, T., Stuible, A., Voß, A.: Energieverbrauchsprognose für Bayern, Forschungsbericht Band 70, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2000.

/FFE 2004/

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Analyse des Bestandes von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Bayern, Endbericht, April 2004.

/Fischer und Kruhl 2006/

Fischer, B., Kruhl, J.: Erste Erfahrungen mit dem Emissionsrechtehandel, VGB Power Tech 1/2 of 2006.

/FitzGerald und Tol 2007/

FitzGerald, J. und Tol, R. S.: Airline Emissions of Carbon Dioxide in the European Trading System, in: CESifo Forum, 1/2007.

/FTD 2007/

Financial Times Deutschland, „Agentur sieht Stromangebot in Gefahr“, Ausgabe 28.06.2007.

/GEMIS 1997/

Öko-Institut: Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) - Kurzbericht, im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit, Darmstadt, 1997.

/Greene et al. 2003/

Greene, D.L., Hopson, J.L., Li, J.: Running out of and into oil: Analyzing global oil depletion and transition through 2050, Report ORNL/TM-2003/259, Oak Ridge National Laboratory, 2003.

/Grubb und Neuhoff 2006/

Grubb, M. und Neuhoff, C.: Allocation and competitiveness in the EU emissions trading scheme: policy overview, Climate Policy 6 (2006) 7–30.

/GTAP 2005/

GTAP: Global Trade Analysis Project GTAP 6 Data Package, University of Purdue.

/Hirsch 2007/

Peaking of world oil production: Recent forecasts. In: World Oil, 228 (4), April 2007. http://www.worldoil.com/Magazine/MAGAZINE_DETAIL.asp?ART_ID=3163&MONTH_YEAR=Apr-2007.

/Heister und Michaelis 1991/

Heister, J. und Michaelis, P.: Handelbare Emissionsrechte für Kohlendioxid, in: Zeitschrift für angewandte Umweltforschung, Jg. 4 (1991), H.1, S. 68-80.

/Hentrich und Matschoss 2006/

Hentrich, S. und Matschoss, P.: Emissionshandel in Deutschland – Klimaschutzpolitik im Schatten von Lobbyismus und Industriepolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg. (2006), Heft 10, S.50-53.

/Heymann 2007/

Heyman, E.: EU-Emissionshandel – Verteilungskämpfe werden härter, Deutsche Bank Research, 25. Januar 2007.

/IEA 2006/

International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2006.

/Klett et al. 2005/

Klett T. R., Gautier D. L., Ahlbrandt T. S.: An evaluation of the U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000. In: AAPG Bulletin, 89 (8), 1033-1042, August 2005.

/Konstantin 2007/

Praxisbuch Energiewirtschaft, Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2007.

/KU 2007/

Kuwait Times: "Kuwait plans big shake-up in oil sector.", published 12 May 2007.
http://www.kuwaittimes.net/read_news.php?newsid=Mjk4NTc3MTEw

/Küster u. a. 2007/

Küster, R., Ellersdorfer, I. Fahl, U.: A CGE-Analysis of Energy Policies Considering Labor Market Imperfections and Technology Specifications, FEEM Working Paper, Nota Di Lavoro, 7.2007, Venice.

/Küster u. a. 2006/

Küster, R., Zürn, M., Ellersdorfer, I.: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Modernisierungen im Kraftwerkspark der Länder der EU-25 unter einem Post-Kyoto Regime, in: 9. Symposium Energieinnovation 2006: Dritte Energiepreiskrise – Anforderungen an die Energieinnovation, Graz.

/Laherrère 2006/

Laherrère J.: Oil and gas: what future?; Presentation at the Annual Energy Convention 21 November 2006 in Groningen, <http://www.oilcrisis.com/laherrere/groningen.pdf>

/Matthes u. a. 2005/

Matthes, Poetzsch, Grashoff (2005), Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2004, An Empirical Analysis, Öko-Institut e.V.

/Meyer u. a. 2006/

Meyer, J., Kruska, M., Simon, B.: Emissionshandel hält die betroffenen Unternehmen in Atem, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2006, Heft 10, S. 59-60.

/Monopolkommission 2007/

Monopolkommission: Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel? Zur Novellierung des GWB Sondergutachten 47 der Monopolkommission gemäß § 44 Abs. 1 Satz 3 und 4 GWB; Februar 2007

/NEA, IAEA 1998/

NEA, IAEA: Projected Costs of Generating Electricity, Update 1998, OECD 1998.

/Pfeiffer 2005/

Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Strommarkt 1994 bis 2004, 2005.

/PROGNOS 2006a/

PROGNOS AG, Endbericht – Variantenvergleich Küste versus Binnenland; Ein volkswirtschaftlicher Vergleich der Kosten, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit von Kraftwerksstandorten, Berlin, November 2006.

/PROGNOS 2006b/

Prognos Deutschlandreport 2030, März 2006

/Rentz 2006/

Rentz, H.: Zur Verteilung von Emissionsrechten – Warum die Versteigerung nicht der Königsweg ist, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg. (2006), Heft 10, S. 54-58.

/Remme et al. 2007/

Remme U., Blesl M., Fahl U.: Global resources and energy trade : an overview for coal, natural gas, oil and uranium, Forschungsbericht Band 101, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2007.

/Rogner 1990/

Rogner H.-H. (1990): Analyse der Förderpotenziale und langfristigen Verfügbarkeit von Kohle, Erdgas und Erdöl. Energie und Klima, Band 4: Fossile Energieträger, S. 7-86. Enquete-Kommission des Deutschen Bundestags zum Schutz der Erdatmosphäre, Economica Verlag, Bonn, Germany.

/Rogner 1997/

Rogner, H.-H.: An assessment of world hydrocarbon resources, Annual Energy Review, 1997, 22, pp 217-262.

/Rutherford und Paltsev 2000/

Rutherford, T. F. und S. V. Paltsev: GTAPinGAMS and GTAP-EG: Global Datasets for Economic Research and Illustrative Models, United States Department of Energy.

/Rutledge 2007/

Rutledge, d.: Hubbert's Peak, The Question of Coal, and Climate Change. Präsentation unter:

http://www.odac-info.org/bulletin/documents/Dave_Rutledge_June2007.ppt

/Salameh 2004/

Salameh M.G.: The Potential for Unconventional Oil Resources: Between Expediency & Wishful Thinking? Presentation at the 7th IAEE European Energy Conference in Bergen (Norway), 2005.

/Sauner 2000/

Sustainability and the Use of Non-Renewable Resources (SAUNER), Research funded by the European Commission DGXII Environment and Climate Programme, Summary final report, 2000 (www.bath.ac.uk/~hssam/sauner/SAUNERSummary.doc)

/Schaumann 1997/

Schaumann, P.: Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 36, Stuttgart, 1997.

/Schaumann, Schweicke 1995/

Schaumann, P., Schweicke, O.: Entwicklung eines Computermodells mit linearer Optimierung zur Abbildung eines regionalisierten Energiesystems am Beispiel Gesamtdeutschlands, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Sozialwesen Zittau/Görlitz (FH), Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Zittau, Stuttgart, 1995.

/Schwarz 2005/

Schwarz, H.-G.: Europäisches CO₂-Zertifikatmodell und deutscher Allokationsplan: Auswirkungen auf den deutschen Kraftwerkspark, Zeitschrift für Energiewirtschaft 29 (2005), 4, S. 247-260.

/Siemens 2007/

http://www.siemens.com/Daten/siecom/HQ/CC/Internet/Research_Development/WO_RKAREA/fue_pof/templatedata/Deutsch/file/binary/pof106art03_pdf_1377808.pdf
Stand 25.09.2007.

/Simmons 2005/

Simmons M. R.: Twilight in the Desert. The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy. John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, 2005.

/SRU 2006/

Sachverständigenrat für Umweltfragen: Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels: Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen Subventionspolitik mit anderen Mitteln? Stellungnahme, Nr. 11, April 2006.

/SRU 2002/

Sachverständigenrat für Umweltfragen: Umweltgutachten 2002 des Rates von Sachverständigen für Umweltfragen – Für eine neue Vorreiterrolle, Juli 2002, Stuttgart.

/Strahan 2007/

Strahan, D.: What STERN got wrong. In: Prospect Magazine, Issue 134, Mai 2007. (<http://www.prospect-magazine.co.uk/pdfarticle.php?id=8954>)

/Ströbele 2005/

Ströbele, W.: Klimapolitik: Kyoto-Protokoll und Emissionshandel für CO₂-Zertifikate in der EU, Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Verein für Socialpolitik. Berlin, 2005.

/STMWVT v. J./

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie: Energiebericht Bayern, verschiedene Jahrgänge, München

/Tupa, Ellersdorfer 2007/

Diana-Claudia Tupa, Ingo Ellersdorfer: Horizontale und vertikale Kapitalverflechtungen im Elektrizitätsbinnenmarkt – Auswirkungen auf Unbundling und Wettbewerb; Fachbeitrag 5. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 14. bis 16. Februar 2007.

/UBA 2007/

Umweltbundesamt: Emissionshandel: CO₂-Emissionen 2006, Auswertung der Ist-Emissionen des Emissionshandelssektor im Jahr 2006 in Deutschland, 14.05.2007.

/UBA 2006/

Umweltbundesamt: Emissionshandel: CO₂-Emissionen des Jahres 2005, Auswertung der Ist-Emissionen des Emissionshandelssektor im Jahr 2005 in Deutschland, 15.05.2006.

/UCTE 2004/

Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, UCTE, April 2004.

/UNEP / UNCTAD 2002/

United Nations Environment Programme / United Nations Conference on Trade and Development: An emerging market for the environment: A Guide to Emissions Trading.

/USGS 2000/

U.S. Geological Survey (USGS): U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Chapter AR Analysis of assessment results,
<http://energy.cr.usgs.gov/WEcont/chaps/AR.pdf>

/USNAS 2007 /

US National Academy of Science: Coal Research and Development to Support National Energy Policy Production, 2007,
http://dels.nas.edu/besr/reportDetailCer.php?link_id=4291&session_id=9f166f283c5cf144819f777da1a3d700

/VDEW 2007/

Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.: Energie – Info: Endenergieverbrauch in Deutschland 2005, Berlin, März 2007.

/VDN 2007/

Verband der Netzbetreiber VDN e.V.: Jahresabrechnungen für das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2000 – 2006; http://www.vdn-berlin.de/eeg_jahresabrechnungen.asp, Oktober 2007.

/von Weizsäcker 2007/

Von Weizsäcker, C.C.: Die vorgeschlagene Novellierung des Kartellrechts und der Großhandelsmarkt für Strom. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 57(1): 30-39, 2007.

/Weber 2007/

Weber, C.: Investitionen in Klimaschutz und Versorgungssicherheit: Optimales Kraftwerksportfolio bei unterschiedlichen Zuteilungsregeln, Vortrag Internationale Energiewirtschaftstagung Wien 14.2.2007, Überarbeitete Fassung.

/WEC 2004/

World Energy Council (WEC): 2004 Survey of Energy Resources, 20th Edition, 2004

/Zürn u. a. 2005/

Zürn, M., Ellersdorfer, I., Fahl, U.: Modellierung von technischem Fortschritt in NEWAGE-W, in: I. Ellersdorfer and U. Fahl: Ansätze zur Modellierung von Innovation in der Energiewirtschaft, Methodenworkshop des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland am 13.10.2004 im Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit - Proceedings, Berlin, 221-235.

Tabellenanhang

Tabelle A-1: Struktur des Energieverbrauchs in Bayern 1970 – 2003 (Wirkungsgradprinzip)

	Haushalte und Klein- verbraucher	Industrie	Verkehr	Nichtener- getischer Verbrauch	Umwand- lungs- sektoren	Primär- energie
			in PJ			
1970	425	298	230		223	1176
1973	477	340	254	92	263	1427
1978	551	316	303	99	266	1536
1980	530	326	313	90	250	1509
1982	470	287	293	76	272	1398
1984	521	297	310	80	333	1541
1986	574	296	339	81	407	1697
1988	562	289	363	93	431	1738
1990	509	295	392	104	483	1783
1992	546	305	404	105	501	1862
1994	559	298	419	109	491	1876
1996	697	265	429	104	526	2021
1998	672	265	448	126	533	2043
2000	636	272	464	126	540	2037
2001	706	264	450	118	551	2090
2002	669	254	447	111	546	2027
2003	658	271	430	111	532	2002
			in %			
1970	36,1	25,4	19,6		19,0	100,0
1973	33,4	23,9	17,8	6,5	18,5	100,0
1978	35,9	20,6	19,7	6,5	17,3	100,0
1980	35,1	21,6	20,7	6,0	16,6	100,0
1982	33,6	20,5	20,9	5,4	19,5	100,0
1984	33,8	19,3	20,1	5,2	21,6	100,0
1986	33,8	17,5	20,0	4,8	24,0	100,0
1988	32,3	16,6	20,9	5,4	24,8	100,0
1990	28,7	16,5	21,9	5,8	27,1	100,0
1992	29,3	16,4	21,7	5,7	26,9	100,0
1994	29,8	15,9	22,3	5,8	26,2	100,0
1996	34,5	13,1	21,2	5,2	26,0	100,0
1998	32,9	13,0	21,9	6,2	26,1	100,0
2000	31,2	13,3	22,8	6,2	26,5	100,0
2001	33,8	12,6	21,5	5,6	26,4	100,0
2002	33,0	12,6	22,0	5,5	26,9	100,0
2003	32,9	13,5	21,5	5,5	26,6	100,0
			Index 1995 = 100			
1970	66,3	110,2	54,1		43,6	60,2
1973	74,4	125,8	59,6	88,2	51,5	73,1
1978	86,1	116,9	71,2	94,9	52,0	78,6
1980	82,8	120,4	73,4	85,9	48,9	77,2
1982	73,4	106,1	68,7	72,5	53,2	71,6
1984	81,3	109,7	72,8	76,4	65,2	78,9
1986	89,5	109,5	79,6	77,3	79,6	86,9
1988	87,7	106,9	85,1	88,8	84,3	89,0
1990	79,5	109,0	92,0	99,3	94,5	91,3
1992	85,3	112,9	94,8	100,6	98,0	95,3
1994	87,3	110,3	98,4	104,1	96,0	96,1
1996	108,8	98,1	100,7	99,7	102,9	103,5
1998	104,9	97,9	105,2	120,1	104,2	104,6
2000	99,3	100,4	108,9	120,1	105,7	104,3
2001	110,3	97,6	105,6	112,6	107,9	107,0
2002	104,4	94,1	104,9	106,3	106,7	103,8
2003	102,8	100,1	101,1	105,6	104,1	102,5

Tabelle A-2: Struktur des Energieverbrauchs in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003 (ab 1980 Wirkungsgradprinzip)

	Haushalte und Klein- verbraucher	Industrie	Verkehr	Nichtener- getischer Verbrauch	Umwand- lungs- sektoren	Primär- energie
			in PJ			
1970	2933	2659	1157	722	2399	9870
1973	3300	2801	1341	875	2775	11092
1978	3420	2597	1588	936	2861	11401
1980	3282	2581	1666	802	3023	11354
1982	3017	2254	1618	684	2954	10527
1984	3207	2286	1702	761	3064	11020
1986	3529	2200	1805	687	3156	11377
1988	3245	2244	1949	750	3333	11521
1990	3087	2252	2091	778	3424	11632
1990	4118	2976	2379	958	4475	14906
1992	4045	2560	2522	911	4281	14319
1994	4096	2463	2553	964	4109	14185
1996	4637	2424	2625	953	4107	14746
1998	4370	2397	2691	1046	4016	14520
2000	4062	2421	2751	1068	4098	14400
2001	4392	2365	2698	1031	4193	14679
2002	4233	2321	2672	1046	4154	14426
2003	4246	2435	2601	1032	4147	14461
			in %			
1970	29,7	26,9	11,7	7,3	24,3	100,0
1973	29,8	25,3	12,1	7,9	25,0	100,0
1978	30,0	22,8	13,9	8,2	25,1	100,0
1980	28,9	22,7	14,7	7,1	26,6	100,0
1982	28,7	21,4	15,4	6,5	28,1	100,0
1984	29,1	20,7	15,4	6,9	27,8	100,0
1986	31,0	19,3	15,9	6,0	27,7	100,0
1988	28,2	19,5	16,9	6,5	28,9	100,0
1990	26,5	19,4	18,0	6,7	29,4	100,0
1990	27,7	19,9	15,9	6,4	30,0	100,0
1992	28,3	17,9	17,6	6,3	29,9	100,0
1994	29,0	17,3	18,0	6,8	28,9	100,0
1996	31,5	16,4	17,8	6,4	27,8	100,0
1998	30,2	16,5	18,5	7,2	27,6	100,0
2000	28,3	16,8	19,1	7,4	28,4	100,0
2001	30,0	16,1	18,4	7,0	28,5	100,0
2002	29,4	16,1	18,5	7,2	28,8	100,0
2003	29,5	16,8	18,0	7,1	28,7	100,0
			Index 1990 = 100			
1970	95,0	118,1	55,3	92,8	70,1	84,9
1973	106,9	124,4	64,1	112,5	81,0	95,4
1978	110,8	115,3	75,9	120,3	83,5	98,0
1980	106,3	114,6	79,7	103,1	88,3	97,6
1982	97,7	100,1	77,4	87,9	86,3	90,5
1984	103,9	101,5	81,4	97,8	89,5	94,7
1986	114,3	97,7	86,3	88,3	92,2	97,8
1988	105,1	99,6	93,2	96,4	97,3	99,0
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
			Index 1995 = 100			
1990	97,2	120,3	91,0	99,5	112,4	104,5
1992	95,4	103,5	96,5	94,6	107,5	100,4
1994	96,6	99,6	97,7	100,1	103,2	99,4
1996	109,4	98,0	100,4	99,0	103,2	103,3
1998	103,1	96,9	102,9	108,6	100,9	101,8
2000	95,8	97,9	105,2	110,9	102,9	100,9
2001	103,6	95,6	103,2	107,1	105,3	102,9
2002	99,9	93,9	102,2	108,6	104,3	101,1
2003	100,2	98,5	99,5	107,2	104,2	101,3

Tabelle A-3: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern 1970 – 2003 (Wirkungsgradprinzip)

	Mineralöl	Steinkohle	Braunkohle	Naturgas	Kern- energie	Wasser- kraft	Sonstige Erneuerb.	Strom-saldo	Gesamt
in PJ									
1970	800	146	94	59	21	38	14	6	1176
1973	1047	106	94	102	19	34	18	13	1433
1978	1070	85	85	197	28	39	13	21	1536
1980	1001	101	81	193	49	39	13	32	1509
1982	841	110	66	186	113	41	16	28	1399
1984	827	128	64	211	262	38	22	10	1560
1986	889	118	55	219	361	38	24	-7	1695
1988	882	98	44	231	422	44	23	-6	1736
1990	864	96	48	273	448	38	27	-8	1783
1992	900	96	44	277	485	41	26	-5	1862
1994	920	93	41	273	480	44	29	-2	1875
1996	935	109	39	318	511	43	72	-6	2021
1998	959	103	42	310	515	44	76	-6	2043
2000	907	96	35	325	541	51	91	-8	2037
2001	925	79	38	346	554	51	94	2	2090
2002	877	67	25	341	565	57	101	-6	2027
2003	865	68	9	362	558	43	109	-12	2002
in %									
1970	68,0	12,4	8,0	5,0	1,8	3,2	1,2	0,5	100
1973	73,1	7,4	6,6	7,1	1,3	2,4	1,3	0,9	100
1978	69,7	5,5	5,5	12,8	1,8	2,5	0,8	1,4	100
1980	66,3	6,7	5,4	12,8	3,2	2,6	0,9	2,1	100
1982	60,1	7,9	4,7	13,3	8,1	2,9	1,1	2,0	100
1984	53,0	8,2	4,1	13,5	16,8	2,4	1,4	0,6	100
1986	52,4	7,0	3,2	12,9	21,3	2,2	1,4	-0,4	100
1988	50,8	5,6	2,5	13,3	24,3	2,5	1,3	-0,3	100
1990	48,5	5,4	2,7	15,3	25,1	2,1	1,5	-0,4	100
1992	48,3	5,2	2,4	14,9	26,0	2,2	1,4	-0,3	100
1994	49,1	5,0	2,2	14,6	25,6	2,3	1,5	-0,1	100
1996	46,3	5,4	1,9	15,7	25,3	2,1	3,6	-0,3	100
1998	47,0	5,0	2,0	15,2	25,2	2,2	3,7	-0,3	100
2000	44,5	4,7	1,7	15,9	26,5	2,5	4,4	-0,4	100
2001	44,3	3,8	1,8	16,6	26,5	2,4	4,5	0,1	100
2002	43,3	3,3	1,2	16,8	27,9	2,8	5,0	-0,3	100
2003	43,2	3,4	0,5	18,1	27,9	2,2	5,4	-0,6	100
Index 1995 = 100									
1970	88,6	147,5	268,6	19,9	4,1	80,9	20,0	-73,3	60,2
1973	115,9	107,1	268,6	34,3	3,7	72,3	25,7	-162,5	73,4
1978	118,5	85,9	242,9	66,3	5,5	83,0	18,6	-262,5	78,6
1980	110,9	102,0	231,4	65,0	9,6	83,0	18,6	-400,0	77,3
1982	93,1	111,1	188,6	62,6	22,2	87,2	22,9	-350,0	71,6
1984	91,6	129,3	182,9	71,0	51,4	80,9	31,4	-125,0	79,9
1986	98,4	119,2	157,1	73,7	70,8	80,9	34,3	87,5	86,8
1988	97,7	99,0	125,7	77,8	82,7	93,6	32,9	75,0	88,9
1990	95,7	97,0	137,1	91,9	87,8	80,9	38,6	100,0	91,3
1992	99,7	97,0	125,7	93,3	95,1	87,2	37,1	62,5	95,3
1994	101,9	93,9	117,1	91,9	94,1	93,6	41,4	25,0	96,0
1996	103,5	110,1	111,4	107,1	100,2	91,5	102,9	75,0	103,5
1998	106,2	103,7	118,8	104,3	101,1	94,4	108,4	72,9	104,6
2000	100,5	97,0	100,9	109,4	106,0	108,3	129,3	105,4	104,3
2001	102,4	80,1	108,5	116,6	108,6	108,6	133,9	-29,0	107,0
2002	97,1	67,6	71,1	114,9	110,8	121,6	144,5	74,8	103,8
2003	95,7	69,0	27,1	121,9	109,5	91,6	155,3	156,2	102,5

Tabelle A-4: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003 (ab 1980 Wirkungsgradprinzip)

	Mineralöl	Steinkohle	Braunkohle	Naturgas	Kern- energie	Wasser- u. Windkraft	Sonstige Erneuerb.	Strom-saldo	Gesamt
	in PJ								
1970	5242	2839	896	543	61	166	44	79	9870
1973	6122	2467	969	1130	116	138	49	101	11092
1978	5959	2029	1052	1771	345	164	52	29	11401
1980	5442	2260	1149	1887	478	62	56	21	11354
1982	4683	2248	1125	1615	695	64	73	23	10527
1984	4631	2324	1125	1749	1011	62	103	15	11020
1986	4912	2277	970	1736	1304	59	102	18	11377
1988	4792	2189	926	1855	1583	64	112	0	11521
1990	4707	2169	941	2304	1606	59	121	-3	11632
1990	5217	2306	3201	2293	1668	58	160	3	14906
1992	5612	2196	2176	2382	1733	62	177	-19	14319
1994	5681	2140	1861	2567	1650	67	211	8	14185
1996	5808	2090	1688	3132	1764	73	210	-19	14746
1998	5775	2059	1514	3019	1764	80	311	-2	14520
2000	5499	2021	1550	2985	1851	127	356	11	14400
2001	5577	1949	1633	3148	1868	124	370	10	14679
2002	5381	1927	1663	3143	1798	145	367	2	14426
2003	5286	2010	1639	3190	1801	136	428	-29	14461
	in %								
1970	53,1	28,8	9,1	5,5	0,6	1,7	0,4	0,8	100
1973	55,2	22,2	8,7	10,2	1,0	1,2	0,4	0,9	100
1978	52,3	17,8	9,2	15,5	3,0	1,4	0,5	0,3	100
1980	47,9	19,9	10,1	16,6	4,2	0,5	0,5	0,2	100
1982	44,5	21,4	10,7	15,3	6,6	0,6	0,7	0,2	100
1984	42,0	21,1	10,2	15,9	9,2	0,6	0,9	0,1	100
1986	43,2	20,0	8,5	15,3	11,5	0,5	0,9	0,2	100
1988	41,6	19,0	8,0	16,1	13,7	0,6	1,0	0,0	100
1990	40,5	18,6	8,1	19,8	13,8	0,5	1,0	0,0	102
1990	35,0	15,5	21,5	15,4	11,2	0,4	1,1	0,0	100
1992	39,2	15,3	15,2	16,6	12,1	0,4	1,2	-0,1	100
1994	40,0	15,1	13,1	18,1	11,6	0,5	1,5	0,1	100
1996	39,4	14,2	11,4	21,2	12,0	0,5	1,4	-0,1	100
1998	39,8	14,2	10,4	20,8	12,1	0,6	2,1	0,0	100
2000	38,2	14,0	10,8	20,7	12,9	0,9	2,5	0,1	100
2001	38,0	13,3	11,1	21,4	12,7	0,8	2,5	0,1	100
2002	37,3	13,4	11,5	21,8	12,5	1,0	2,5	0,0	100
2003	36,6	13,9	11,3	22,1	12,5	0,9	3,0	-0,2	100
	Index 1990 = 100								
1970	111,4	130,9	95,2	23,6	3,8	281,4	36,4	-2633,3	84,9
1973	130,1	113,7	103,0	49,0	7,2	233,9	40,5	-3366,7	95,4
1978	126,6	93,5	111,8	76,9	21,5	278,0	43,0	-966,7	98,0
1980	115,6	104,2	122,1	81,9	29,8	105,1	46,3	-700,0	97,6
1982	99,5	103,6	119,6	70,1	43,3	108,5	60,3	-766,7	90,5
1984	98,4	107,1	119,6	75,9	63,0	105,1	85,1	-500,0	94,7
1986	104,4	105,0	103,1	75,3	81,2	100,0	84,3	-600,0	97,8
1988	101,8	100,9	98,4	80,5	98,6	108,5	92,6	0,0	99,0
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Index 1995 = 100								
1990	91,7	111,9	184,6	81,9	99,2	69,9	78,0	17,6	104,5
1992	98,6	106,6	125,5	85,1	103,0	74,7	86,3	-111,8	100,4
1994	99,9	103,9	107,3	91,7	98,1	80,7	102,9	47,1	99,4
1996	102,1	101,5	97,3	111,9	104,9	88,0	102,4	-111,8	103,3
1998	101,5	100,0	87,3	107,9	104,9	96,4	151,7	-11,8	101,8
2000	96,7	98,1	89,4	106,6	110,0	153,0	173,7	64,7	100,9
2001	98,0	94,6	94,2	112,5	111,1	149,4	180,5	58,8	102,9
2002	94,6	93,5	95,9	112,3	106,9	174,7	179,0	11,8	101,1
2003	92,9	97,6	94,5	114,0	107,1	163,9	208,8	-170,6	101,3

Tabelle A-5: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Bayern 1970 – 2003

	Haushalte und Klein- verbraucher	Industrie	Verkehr	Gesamt
		in PJ		
1970	424,5	298,2	230,3	953,0
1973	476,6	340,4	254,0	1071,0
1978	551,4	316,1	303,0	1170,5
1980	530,2	325,6	312,5	1168,3
1982	470,3	287,0	292,7	1050,0
1984	521,0	296,7	309,9	1127,6
1986	573,5	296,1	338,9	1208,5
1988	561,9	289,1	362,6	1213,6
1990	509,3	294,8	391,6	1195,6
1992	546,3	305,4	403,7	1255,3
1994	559,3	298,2	418,9	1276,4
1996	697,0	265,3	428,7	1390,9
1998	672,1	264,9	447,8	1384,8
2000	635,8	271,7	463,7	1371,2
2001	706,3	264,1	449,9	1420,2
2002	668,9	254,5	446,8	1370,2
2003	658,2	270,9	430,5	1359,5
		in %		
1970	44,5	31,3	24,2	100,0
1973	44,5	31,8	23,7	100,0
1978	47,1	27,0	25,9	100,0
1980	45,4	27,9	26,7	100,0
1982	44,8	27,3	27,9	100,0
1984	46,2	26,3	27,5	100,0
1986	47,5	24,5	28,0	100,0
1988	46,3	23,8	29,9	100,0
1990	42,6	24,7	32,8	100,0
1992	43,5	24,3	32,2	100,0
1994	43,8	23,4	32,8	100,0
1996	50,1	19,1	30,8	100,0
1998	48,5	19,1	32,3	100,0
2000	46,4	19,8	33,8	100,0
2001	49,7	18,6	31,7	100,0
2002	48,8	18,6	32,6	100,0
2003	48,4	19,9	31,7	100,0
		Index 1995 = 100		
1970	66,3	110,2	54,1	71,3
1973	74,4	125,8	59,6	80,1
1978	86,1	116,9	71,2	87,6
1980	82,8	120,4	73,4	87,4
1982	73,4	106,1	68,7	78,5
1984	81,3	109,7	72,8	84,3
1986	89,5	109,5	79,6	90,4
1988	87,7	106,9	85,1	90,8
1990	79,5	109,0	92,0	89,4
1992	85,3	112,9	94,8	93,9
1994	87,3	110,3	98,4	95,5
1996	108,8	98,1	100,7	104,0
1998	104,9	97,9	105,2	103,6
2000	99,3	100,4	108,9	102,6
2001	110,3	97,6	105,6	106,2
2002	104,4	94,1	104,9	102,5
2003	102,8	100,1	101,1	101,7

Tabelle A-6: Endenergieverbrauch nach Sektoren in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003

	Haushalte und Klein- verbraucher	Industrie	Verkehr	Gesamt
		in PJ		
1970	2933	2659	1157	6749
1973	3300	2801	1341	7442
1978	3420	2597	1588	7605
1980	3282	2581	1666	7529
1982	3017	2254	1618	6889
1984	3207	2286	1702	7195
1986	3529	2200	1805	7534
1988	3245	2244	1949	7438
1990	3087	2252	2091	7430
1990	4118	2976	2379	9473
1992	4045	2560	2522	9127
1994	4096	2463	2553	9112
1996	4637	2424	2625	9686
1998	4370	2397	2691	9458
2000	4062	2421	2751	9234
2001	4392	2365	2698	9455
2002	4233	2321	2672	9226
2003	4246	2435	2601	9282
		in %		
1970	43,5	39,4	17,1	100,0
1973	44,3	37,6	18,0	100,0
1978	45,0	34,2	20,9	100,0
1980	43,6	34,3	22,1	100,0
1982	43,8	32,7	23,5	100,0
1984	44,6	31,8	23,7	100,0
1986	46,8	29,2	24,0	100,0
1988	43,6	30,2	26,2	100,0
1990	41,5	30,3	28,1	100,0
1990	43,5	31,4	25,1	100,0
1992	44,3	28,0	27,6	100,0
1994	45,0	27,0	28,0	100,0
1996	47,9	25,0	27,1	100,0
1998	46,2	25,3	28,5	100,0
2000	44,0	26,2	29,8	100,0
2001	46,5	25,0	28,5	100,0
2002	45,9	25,2	29,0	100,0
2003	45,7	26,2	28,0	100,0
		Index 1990 = 100		
1970	95,0	118,1	55,3	90,8
1973	106,9	124,4	64,1	100,2
1978	110,8	115,3	75,9	102,3
1980	106,3	114,6	79,7	101,3
1982	97,7	100,1	77,4	92,7
1984	103,9	101,5	81,4	96,8
1986	114,3	97,7	86,3	101,4
1988	105,1	99,6	93,2	100,1
1990	100,0	100,0	100,0	100,0
		Index 1995 = 100		
1990	97,2	120,3	91,0	101,6
1992	95,4	103,5	96,5	97,9
1994	96,6	99,6	97,7	97,7
1996	109,4	98,0	100,4	103,9
1998	103,1	96,9	102,9	101,4
2000	95,8	97,9	105,2	99,0
2001	103,6	95,6	103,2	101,4
2002	99,9	93,9	102,2	98,9
2003	100,2	98,5	99,5	99,5

Tabelle A-7: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Bayern 1970 – 2003

	1970	1973	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003
Kohlen	114,7	63,5	36,5	53,3	52,0	62,4	52,7	46,0	36,8	37,0	30,6	30,0	23,9	24,9	21,0	18,7	15,0
Kraftstoffe	216,0	240,3	292,6	322,0	307,9	332,7	362,9	382,5	410,2	420,7	435,6	437,9	457,0	471,0	460,5	454,4	437,1
Heizöl	441,9	528,7	525,0	445,8	344,9	347,2	374,1	343,2	273,6	288,3	293,0	314,4	307,0	249,9	287,1	248,0	246,1
Gase	54,7	85,5	138,6	154,8	147,4	174,9	197,3	208,2	225,9	248,5	254,0	300,6	287,1	291,1	303,0	303,3	307,2
Erneuerbare EET	11,8	12,7	6,3	7,7	9,7	10,2	10,8	10,2	11,5	11,0	13,4	36,7	37,4	43,9	43,9	47,0	61,0
Strom	102,0	125,6	152,4	164,9	169,3	180,4	189,6	201,0	214,1	223,1	222,9	238,1	244,3	260,4	272,3	265,8	249,6
Fern-fNahwärme	11,9	14,7	19,1	19,8	18,8	19,8	21,1	22,5	23,6	26,8	26,8	33,2	28,2	30,0	32,5	33,0	43,5
Summe	953,0	1071,0	1170,5	1168,3	1050,0	1127,6	1208,5	1213,6	1195,7	1255,4	1276,5	1391,0	1384,8	1371,2	1420,2	1370,2	1359,5
								in %									
Kohlen	12,0	5,9	3,1	4,6	5,0	5,5	4,4	3,8	3,1	2,9	2,4	2,2	1,7	1,8	1,5	1,4	1,1
Kraftstoffe	22,7	22,4	25,0	27,6	29,3	29,5	30,0	31,5	34,3	33,5	34,1	31,5	33,0	34,4	32,4	33,2	32,2
Heizöl	46,4	49,4	44,9	38,2	32,8	30,8	31,0	28,3	22,9	23,0	23,0	22,6	22,2	18,2	20,2	18,1	18,1
Gase	5,7	8,0	11,8	13,3	14,0	15,5	16,3	17,2	18,9	19,8	19,9	21,6	20,7	21,2	21,3	22,1	22,6
Erneuerbare EET	1,2	1,2	0,5	0,7	0,9	0,9	0,9	0,8	1,0	0,9	1,1	2,6	2,7	3,2	3,1	3,4	4,5
Strom	10,7	11,7	13,0	14,1	16,1	16,0	15,7	16,6	17,9	17,8	17,5	17,1	17,6	19,0	19,2	19,4	18,4
Fern-fNahwärme	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8	1,8	1,7	1,9	2,0	2,1	2,1	2,4	2,0	2,2	2,3	2,4	3,2
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
								Index 1995 = 100									
Kohlen	383,3	212,2	122,0	178,1	173,8	208,5	176,1	153,7	122,9	123,5	102,4	100,3	79,8	83,0	70,0	62,3	50,3
Kraftstoffe	49,0	54,6	66,4	73,1	69,9	75,5	82,4	86,9	93,2	95,5	98,9	99,4	103,8	107,0	104,6	103,2	99,3
Heizöl	154,7	185,1	183,8	156,1	120,8	121,6	131,0	120,2	95,8	101,0	102,6	101,1	107,5	87,5	100,5	86,9	86,2
Gase	19,9	31,1	50,4	56,3	53,6	63,6	71,8	75,8	82,2	90,4	92,4	109,4	104,5	105,9	110,3	110,4	111,8
Erneuerbare EET	33,0	35,5	17,6	21,5	27,1	28,5	30,2	28,5	32,1	30,8	37,6	102,5	104,5	122,8	122,6	131,4	170,4
Strom	42,7	52,6	63,8	69,0	70,9	75,5	79,4	84,1	89,6	93,4	93,3	99,7	102,3	109,0	114,0	111,3	104,5
Fern-fNahwärme	37,7	46,5	60,5	62,7	59,5	62,7	66,8	71,2	74,7	84,7	85,0	105,0	89,2	95,1	102,8	104,6	137,7
Summe	713	801	87,6	87,4	78,5	84,3	90,4	90,8	89,4	93,9	95,5	104,0	103,6	106,2	106,2	102,5	101,7

Tabelle A-8: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003

	1970	1973	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003	
	in PJ																		
Kohlen	1328	905	664	782	746	781	681	626	585	1433	806	655	607	488	512	484	467	454	
Kraftstoffe	1201	1405	1664	1738	1725	1801	1906	2047	2196	2528	2608	2644	2689	2758	2802	2735	2705	2629	
Heizöl	2592	3020	2730	2285	1784	1742	1969	1664	1429	1455	1674	1653	1752	1582	1260	1435	1283	1254	
Gase	759	1062	1320	1432	1334	1463	1509	1588	1656	1872	2004	2124	2500	2413	2407	2515	2460	2585	
Erneuerbare EET	23	18	8	14	25	35	39	38	39	162	77	83	122	201	210	241	242	262	
Strom	719	896	1062	1115	1113	1195	1242	1290	1340	1639	1601	1605	1673	1707	1778	1776	1799	1820	
Fern-Wärme	127	136	157	163	162	178	188	184	186	383	356	349	344	310	265	268	270	278	
Summe	6749	7442	7605	7529	6889	7195	7534	7438	7430	9473	9127	9112	9686	9458	9234	9455	9226	9282	
	in %																		
Kohlen	19,7	12,2	8,7	10,4	10,8	10,9	9,0	8,4	7,9	15,1	8,8	7,2	6,3	5,2	5,5	5,1	5,1	4,9	
Kraftstoffe	17,8	18,9	21,9	23,1	25,0	25,0	25,3	27,5	29,6	26,7	28,6	29,0	27,8	29,2	30,3	28,9	29,3	28,3	
Heizöl	38,4	40,6	35,9	30,3	25,9	24,2	26,1	22,4	19,2	15,4	18,3	18,1	18,1	16,7	13,6	15,2	13,9	13,5	
Gase	11,3	14,3	17,4	19,0	19,4	20,3	20,0	21,4	22,3	19,8	22,0	23,3	25,8	25,5	26,1	26,6	26,7	27,8	
Erneuerbare EET	0,3	0,2	0,1	0,2	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	1,7	0,8	0,9	1,3	2,1	2,3	2,5	2,6	2,8	
Strom	10,6	12,0	14,0	14,8	16,2	16,6	16,5	17,3	18,0	17,3	17,5	17,6	17,3	18,1	19,3	18,8	19,5	19,6	
Fern-Wärme	1,9	1,8	2,1	2,2	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	4,0	3,9	3,8	3,5	3,3	2,9	2,8	2,9	3,0	
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Index 1990 = 100																		
Kohlen	227,1	154,8	113,5	133,7	127,6	133,5	116,5	107,1	100,0	228,3	128,4	104,3	96,8	77,7	81,6	77,2	74,5	72,4	
Kraftstoffe	54,7	64,0	75,8	79,2	78,6	82,0	86,8	93,2	100,0	93,8	96,8	98,1	99,8	102,4	104,0	101,5	100,4	97,5	
Heizöl	181,4	211,4	191,0	159,9	124,9	121,9	137,8	116,5	100,0	90,5	104,1	102,8	108,9	98,3	78,3	89,3	79,7	78,0	
Gase	45,9	64,1	79,7	86,5	80,6	88,3	91,1	95,9	100,0	82,9	88,7	94,0	110,7	106,8	106,6	111,3	108,9	114,4	
Erneuerbare EET	59,9	46,0	21,7	36,1	62,7	90,5	98,7	98,2	100,0	132,9	63,1	68,0	100,0	164,7	172,0	197,4	198,2	215,1	
Strom	53,6	66,8	79,2	83,2	83,0	89,2	92,7	96,3	100,0	99,5	97,2	97,4	101,5	103,7	107,9	107,8	109,2	110,5	
Fern-Wärme	88,4	73,4	84,7	87,8	87,2	95,6	101,1	99,1	100,0	104,8	97,3	95,4	94,0	84,7	72,4	73,2	73,7	76,1	
Summe	90,8	100,2	102,3	101,3	92,7	96,8	101,4	100,1	100,0	101,6	97,9	97,7	103,9	101,4	99,0	101,4	98,9	99,5	

Tabelle A-10: Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte und GHD nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003

	1970	1973	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003	
	in PJ																	
Kohlen	675	440	246	271	256	230	219	172	140	256	167	140	67	67	69	62	45	
Heizöl	1579	1952	1907	1614	1305	1361	1588	1338	1144	1146	1339	1484	1321	1059	1235	1087	1069	
Übrige Mineralöle	98	65	87	83	89	79	83	79	85	197	141	129	132	124	115	114	114	
Erdgas	171	313	510	591	611	722	780	787	823	828	1001	1148	1441	1330	1526	1505	1555	
Sonstige Gase	18	33	33	41	38	33	39	38	38	107	98	63	49	46	47	41	44	
Strom	284	383	513	543	567	606	634	652	675	841	867	884	937	972	968	990	968	
Fern-/Nahwärme	86	97	117	126	130	142	150	145	147	282	279	276	248	222	222	226	234	
Erneuerbare EET	22	17	7	13	21	34	36	34	34	154	67	106	180	183	210	208	217	
Summe	2933	3300	3420	3282	3017	3207	3529	3245	3087	4118	4096	4637	4370	4062	4392	4233	4246	
	in %																	
Kohlen	23,0	13,3	7,2	8,3	8,5	7,2	6,2	5,3	4,5	13,7	6,3	3,0	1,5	1,6	1,6	1,5	1,1	
Heizöl	53,8	59,2	55,8	49,2	43,3	42,4	45,0	41,2	37,1	27,8	32,8	31,6	30,2	26,1	28,1	25,7	25,2	
Übrige Mineralöle	3,3	2,0	2,5	2,5	2,9	2,5	2,4	2,4	2,8	4,8	3,5	2,8	3,0	3,0	2,6	2,7	2,7	
Erdgas	5,8	9,5	14,9	18,0	20,3	22,5	22,1	24,3	26,7	20,1	24,7	28,0	33,0	34,2	34,7	35,6	36,6	
Sonstige Gase	0,6	1,0	1,0	1,2	1,3	1,0	1,1	1,2	1,2	2,6	2,4	1,5	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	
Strom	9,7	11,6	15,0	16,5	18,8	18,9	18,0	20,1	21,9	20,4	21,4	21,6	20,2	21,4	23,9	22,0	23,4	
Fern-/Nahwärme	2,9	2,9	3,4	3,8	4,3	4,4	4,3	4,5	4,8	6,8	7,1	6,8	5,9	5,5	5,1	5,3	5,5	
Erneuerbare EET	0,8	0,5	0,2	0,4	0,7	1,1	1,0	1,0	1,1	3,7	1,7	2,3	4,1	4,5	4,8	4,9	5,1	
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Index 1990 = 100																	
Kohlen	482,1	314,3	175,7	193,6	182,9	164,3	156,4	122,9	100,0	377,9	171,8	93,8	44,9	44,9	46,2	41,5	30,1	
Heizöl	138,0	170,6	166,7	141,1	114,1	119,0	138,8	117,0	100,0	87,5	101,4	102,2	111,7	100,8	80,9	94,3	81,6	
Übrige Mineralöle	115,3	76,5	102,4	97,6	104,7	92,9	97,6	92,9	100,0	138,7	99,3	104,2	90,7	82,8	87,2	80,8	80,0	
Erdgas	20,8	38,0	62,0	71,8	74,2	87,7	94,8	95,6	100,0	64,8	78,4	89,9	119,9	128,8	119,5	117,9	121,8	
Sonstige Gase	47,4	86,8	86,8	107,9	100,0	86,8	102,6	100,0	100,0	198,1	116,7	103,5	90,6	85,0	86,8	75,7	81,2	
Strom	42,1	56,7	76,0	80,4	84,0	89,8	93,9	96,6	100,0	92,9	95,8	97,7	103,5	107,4	106,9	109,4	107,0	
Fern-/Nahwärme	58,5	66,0	79,6	85,7	88,4	96,6	102,0	98,6	100,0	95,3	97,0	94,3	93,1	83,7	74,9	76,5	79,1	
Erneuerbare EET	62,9	48,6	20,0	37,1	60,0	97,1	102,9	97,1	100,0	146,7	63,8	64,8	100,8	171,2	200,5	197,6	207,0	
Summe	95,0	106,9	110,8	106,3	97,7	103,9	114,3	105,1	100,0	97,2	95,4	96,6	103,1	95,8	103,6	99,9	100,2	

Tabelle A-11: Endenergieverbrauch des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe nach Energieträgern in Bayern 1970 – 2003

	1970	1973	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003	
	in PJ																	
Steinkohle	296	15,7	11,0	19,8	22,4	31,2	22,9	23,8	20,8	19,4	18,3	16,7	16,9	18,2	15,8	14,4	11,2	
Braunkohle	8,0	4,7	3,2	5,7	7,3	7,8	6,8	6,1	5,3	6,1	5,6	3,1	2,9	2,5	2,2	2,0	1,6	
Mineralöle	175,0	195,5	145,0	131,7	98,9	77,1	69,5	54,3	49,0	49,3	45,3	44,5	41,3	31,4	31,8	25,7	28,6	
Erdgas	28,0	48,4	67,7	73,1	73,4	95,8	106,6	106,8	116,4	120,7	121,5	88,7	90,8	99,6	93,3	92,6	95,4	
Sonstige Gase	0,0	5,0	15,4	17,6	9,5	5,7	8,0	7,1	7,7	8,9	8,0	7,8	5,7	5,0	5,9	5,9	6,4	
Strom	56,9	63,8	68,6	72,6	71,0	76,7	80,1	87,7	92,2	95,4	93,0	91,2	95,6	102,9	102,4	101,2	107,2	
Fern-/Nahwärme	0,7	2,5	2,7	2,1	2,6	2,4	2,2	3,3	3,5	4,7	6,2	7,1	5,9	6,3	6,8	6,9	10,4	
Erneuerbare EET	0,0	4,8	2,5	3,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,4	6,2	5,8	5,9	5,9	5,9	10,0	
Summe	298,2	340,4	316,1	325,6	287,0	296,7	296,1	289,1	294,8	305,4	298,2	265,3	264,9	271,7	264,1	254,5	270,9	
	in %																	
Steinkohle	9,9	4,6	3,5	6,1	7,8	10,5	7,7	8,2	7,1	6,4	6,1	6,3	6,4	6,7	6,0	5,6	4,1	
Braunkohle	2,7	1,4	1,0	1,7	2,6	2,6	2,3	2,1	1,8	2,0	1,9	1,2	1,1	0,9	0,8	0,8	0,6	
Mineralöle	58,7	57,4	45,9	40,4	34,5	26,0	23,5	18,8	16,6	16,1	15,2	16,8	15,6	11,5	12,0	10,1	10,6	
Erdgas	9,4	14,2	21,4	22,5	25,6	32,3	36,0	36,9	39,5	39,5	40,7	33,4	34,3	36,7	35,3	36,4	35,2	
Sonstige Gase	0,0	1,5	4,9	5,4	3,3	1,9	2,7	2,5	2,6	2,9	2,7	2,9	2,2	1,8	2,2	2,3	2,4	
Strom	19,1	18,7	21,7	22,3	24,7	25,9	27,1	30,3	31,3	31,2	31,2	34,4	36,1	37,9	38,8	39,8	39,6	
Fern-/Nahwärme	0,2	0,7	0,9	0,6	0,9	0,8	0,7	1,1	1,2	1,5	2,1	2,7	2,2	2,3	2,6	2,7	3,8	
Erneuerbare EET	0,0	1,4	0,8	0,9	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	2,3	2,2	2,2	2,2	2,3	3,7	
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Index 1995 = 100																	
Steinkohle	163,9	87,1	60,8	109,6	123,8	172,5	126,5	131,5	115,0	107,5	101,1	92,3	93,5	100,7	87,6	79,5	62,1	
Braunkohle	246,4	143,8	99,1	175,5	226,4	241,5	210,9	189,2	164,4	189,7	174,2	95,6	90,0	75,6	69,1	60,8	49,8	
Mineralöle	392,4	427,2	316,9	287,8	216,1	168,5	151,9	118,7	107,0	107,7	99,0	97,2	90,2	68,5	69,5	56,2	62,6	
Erdgas	32,7	56,5	79,1	85,4	85,7	111,9	124,5	124,7	135,9	141,0	141,9	103,6	106,0	116,3	109,0	108,2	111,4	
Sonstige Gase	0,0	71,0	218,7	249,9	134,9	80,9	113,6	100,8	108,8	127,1	113,4	111,0	81,6	70,9	83,4	83,5	91,0	
Strom	58,2	65,2	70,1	74,2	72,6	78,4	81,9	89,7	94,2	97,5	95,1	93,2	97,7	105,2	104,7	103,4	109,6	
Fern-/Nahwärme	10,4	37,0	40,0	31,1	38,5	35,5	32,6	48,9	51,2	69,5	91,9	105,0	87,1	92,8	100,4	102,1	153,3	
Erneuerbare EET	0,0	77,4	40,3	48,4	30,7	0,0	0,0	0,0	0,1	12,4	5,9	100,1	93,9	95,0	95,0	95,0	162,0	
Summe	110,2	125,8	116,9	120,4	106,1	109,7	109,5	106,9	109,0	112,9	110,3	98,1	97,9	100,4	97,6	94,1	100,1	

Tabelle A-12: Endenergieverbrauch des Sektors Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003

	1970	1973	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003	
	in PJ																	
Steinkohle	569	457	412	487	476	528	457	450	431	501	419	392	396	359	391	366	356	355
Braunkohle	33	26	38	59	69	81	64	63	70	367	131	96	73	62	54	49	49	54
Mineralöle	1003	1060	822	667	482	382	384	328	287	308	347	314	287	261	189	189	194	180
Erdgas	580	713	743	763	652	680	649	724	761	714	723	734	740	752	812	794	782	851
Sonstige Gase	27	25	27	33	30	26	38	38	36	222	183	179	173	171	160	148	131	128
Strom	405	480	514	534	509	551	568	598	624	748	682	666	677	716	748	750	751	789
Fern-/Nahwärme	41	39	40	37	32	36	38	39	39	101	69	70	68	62	43	44	43	43
Erneuerbare EET	1	1	1	1	4	2	2	4	4	15	6	12	10	14	14	15	15	35
Summe	2659	2801	2597	2681	2254	2286	2200	2244	2252	2976	2560	2463	2424	2397	2421	2365	2321	2435
	in %																	
Steinkohle	21,4	16,3	15,9	18,9	21,1	23,1	20,8	20,1	19,1	16,8	16,4	15,9	16,3	15,0	16,2	15,5	15,3	14,6
Braunkohle	1,2	0,9	1,5	2,3	3,1	3,5	2,9	2,8	3,1	12,3	5,1	3,9	3,0	2,6	2,2	2,1	2,1	2,2
Mineralöle	37,7	37,8	31,7	25,8	21,4	16,7	17,5	14,6	12,7	10,3	13,6	12,7	11,8	10,9	8,2	8,4	8,4	7,4
Erdgas	21,8	25,5	28,6	29,6	28,9	29,7	29,5	32,3	33,8	24,0	28,2	29,8	30,5	31,4	33,5	33,6	33,7	34,9
Sonstige Gase	1,0	0,9	1,0	1,3	1,3	1,1	1,7	1,7	1,6	7,5	7,1	7,3	7,1	7,1	6,6	6,3	5,6	5,3
Strom	15,2	17,1	19,8	20,7	22,6	24,1	25,8	26,6	27,7	25,1	26,6	27,0	27,9	29,9	30,9	31,7	32,4	32,4
Fern-/Nahwärme	1,5	1,4	1,5	1,4	1,4	1,6	1,7	1,7	1,7	3,4	2,7	2,8	2,8	2,6	1,8	1,9	1,9	1,8
Erneuerbare EET	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5	0,2	0,5	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	1,4
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Index 1990 = 100																	
Steinkohle	132,0	106,0	95,6	112,9	110,4	122,6	106,1	104,4	100,0	125,9	105,3	98,5	99,5	90,2	98,2	92,0	89,4	89,2
Braunkohle	47,4	37,4	54,2	84,6	99,1	115,3	91,1	90,0	100,0	453,1	161,7	118,5	90,1	76,5	66,7	60,5	60,5	66,7
Mineralöle	349,5	369,3	286,4	232,4	167,9	133,1	133,8	114,3	100,0	103,0	116,1	105,0	96,0	87,3	66,6	66,6	64,9	60,2
Erdgas	76,2	93,7	97,6	100,3	85,7	89,4	85,3	95,1	100,0	95,6	96,8	96,3	99,1	100,7	108,7	106,3	104,7	113,9
Sonstige Gase	75,0	69,4	75,0	91,7	83,3	72,2	105,6	105,6	100,0	122,0	100,5	98,4	95,1	94,0	87,9	81,3	72,0	70,3
Strom	64,9	76,9	82,4	85,6	81,6	88,3	91,0	95,8	100,0	109,0	99,4	97,1	98,7	104,4	109,0	109,3	109,5	115,0
Fern-/Nahwärme	105,1	100,0	102,6	94,9	82,1	92,3	97,4	100,0	100,0	144,3	98,6	100,0	97,1	88,6	61,4	62,9	61,4	61,4
Erneuerbare EET	25,0	25,0	25,0	25,0	100,0	50,0	50,0	100,0	100,0	150,0	60,0	120,0	100,0	140,0	150,0	150,0	150,0	350,0
Summe	118,1	124,4	115,3	114,6	100,1	101,5	97,7	99,6	100,0	120,3	103,5	99,6	98,0	96,9	97,9	95,6	93,9	98,5

Tabelle A-13: Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr nach Energieträgern in Bayern 1970 – 2003

	1970	1973	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003	
	in PJ																	
Kohlen	8,4	4,7	0,6	0,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Benzin	125,8	142,0	184,9	195,9	175,5	188,0	196,9	214,1	221,6	222,2	216,5	220,1	223,1	211,2	204,1	197,2	183,7	
Diesel	82,4	89,0	98,1	94,9	97,4	102,8	119,7	124,5	136,3	152,3	165,1	173,1	183,6	205,4	203,3	204,8	200,0	
Kerosin	8,3	10,9	10,8	10,8	9,9	11,2	14,3	16,2	25,3	20,1	27,9	25,0	29,8	33,8	33,0	33,2	34,8	
Gas	0,0	0,7	1,2	1,8	1,7	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	
Biokraftstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Strom	5,4	6,7	7,4	8,6	7,8	7,7	7,9	7,7	8,3	9,0	9,4	9,5	10,0	10,3	5,9	6,3	5,9	
Gesamt	230,3	254,0	303,0	312,5	292,7	309,9	338,9	362,6	391,6	403,7	418,9	428,7	447,8	463,7	449,9	446,8	430,5	
	in %																	
Kohlen	3,6	1,9	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Benzin	54,6	56,9	61,0	62,7	60,0	60,7	58,1	59,0	56,6	55,0	51,7	51,3	49,8	45,5	45,4	44,1	42,7	
Diesel	35,8	35,0	32,4	30,4	33,3	33,2	35,3	34,3	34,8	37,7	39,4	40,4	41,0	44,3	45,2	45,8	46,5	
Kerosin	3,6	4,3	3,6	3,5	3,4	3,6	4,2	4,5	6,5	5,0	6,7	5,8	6,7	7,3	7,3	7,4	8,1	
Gas	0,0	0,3	0,4	0,6	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Biokraftstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Strom	2,3	2,6	2,4	2,8	2,7	2,5	2,3	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	1,3	1,4	1,4	
Gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
	Index 1995 = 100																	
Kohlen																		
Benzin	57,5	64,9	84,5	89,5	80,2	85,9	90,0	97,8	101,2	101,5	98,9	100,5	101,9	96,5	93,2	90,1	83,9	
Diesel	48,2	52,0	57,3	55,5	56,9	60,1	70,0	72,8	79,7	89,0	96,5	101,2	107,3	120,1	118,8	119,7	116,9	
Kerosin	32,6	42,8	42,4	42,4	38,9	44,0	56,2	63,7	99,5	79,0	109,5	98,3	117,1	133,0	129,8	130,5	136,9	
Gas	0,0	152,7	2608,7	3913,0	3695,7	434,8	217,4	217,4	100,0	100,0	95,7	100,0	100,0	102,2	102,2	202,2	202,2	
Biokraftstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	110,9	156,5	347,9	413,2	613,5	695,7	
Strom	56,6	70,2	77,5	90,1	81,7	80,7	82,8	80,7	87,5	94,4	98,4	99,3	104,6	107,7	62,1	65,8	62,2	
Gesamt	54,1	59,6	71,2	73,4	68,7	72,8	79,6	85,1	92,0	94,8	98,4	100,7	105,2	108,9	105,6	104,9	101,1	

Tabelle A-14: Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1970 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003

	1970	1973	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003
	in PJ																
Kohlen	52	28	5	3	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Benzin	685	798	994	1025	982	1021	1044	1125	1160	1330	1277	1301	1302	1239	1200	1167	1110
Diesel	343	396	449	488	494	529	586	628	703	802	994	1016	1065	1145	1132	1138	1110
Kerosin	67	86	104	109	105	113	134	157	187	196	227	245	261	297	290	287	292
Gase	1	1	1	3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Biokraftstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4	12	17	20	30
Strom	29	32	34	38	37	38	40	39	41	49	55	60	58	57	58	58	58
Gesamt	1157	1341	1588	1666	1618	1702	1805	1949	2091	2379	2553	2625	2691	2751	2698	2672	2601
	in %																
Kohlen	4,5	2,1	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Benzin	57,4	59,5	62,6	61,5	60,7	60,0	57,8	57,7	55,5	55,9	53,3	49,6	48,4	45,0	44,5	43,7	42,7
Diesel	29,7	29,5	28,3	29,3	30,5	31,1	32,5	32,2	33,6	33,7	36,4	38,7	39,6	41,6	42,0	42,6	42,7
Kerosin	5,7	6,4	6,6	6,5	6,5	6,7	7,4	8,0	8,3	8,2	8,9	9,3	9,7	10,8	10,7	10,7	11,2
Gase	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biokraftstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,6	0,7	1,2
Strom	2,5	2,4	2,2	2,3	2,3	2,2	2,2	2,0	1,9	2,1	2,2	2,3	2,2	2,1	2,1	2,2	2,2
Gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Index 1990 = 100																
Kohlen																	
Benzin	57,3	68,8	85,7	88,3	84,6	88,0	90,0	97,0	100,0	102,2	103,3	100,0	100,1	95,2	92,2	89,7	85,3
Diesel	48,8	56,4	63,9	69,4	70,2	75,2	83,4	89,4	100,0	78,7	90,0	97,5	104,5	112,4	111,1	111,7	108,9
Kerosin	35,5	45,8	55,6	58,3	56,0	60,6	71,6	83,6	100,0	84,1	88,4	97,4	105,2	127,5	124,5	123,2	125,3
Gase	650,0	650,0	700,0	1400,0	550,0	400,0	250,0	150,0	100,0								
Biokraftstoff																	
Strom	70,3	78,6	84,3	94,1	91,2	93,6	98,8	96,3	100,0	84,5	93,1	103,4	100,0	98,3	100,0	100,0	100,0
Gesamt	55,3	64,1	75,9	79,7	77,4	81,4	86,3	93,2	100,0	91,0	96,5	97,7	102,9	105,2	103,2	102,2	99,5

Tabelle A-15: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Bayern 1973 – 2003 in TWh

	Wasser	Braunkohle	Steinkohle	Kernenergie	Erdgas	Heizöl	Sonstige	Insgesamt
1973	9,32	4,59	6,40	1,78	2,96	11,20	0,31	36,56
1975	10,37	4,60	5,33	1,97	5,54	9,26	0,31	37,38
1978	10,89	4,59	7,52	2,52	6,91	8,75	0,37	41,55
1980	11,04	4,59	8,07	4,48	6,39	6,58	0,39	41,54
1982	11,41	4,61	7,54	10,40	4,93	5,04	0,64	44,57
1984	10,67	4,54	8,13	24,02	4,73	1,31	0,85	54,25
1986	10,70	3,74	8,04	33,07	3,71	2,02	0,88	62,16
1988	12,21	3,06	6,47	38,70	3,80	1,13	0,86	66,23
1990	10,75	4,07	7,09	41,10	5,24	1,95	0,86	71,05
1992	11,36	3,04	6,99	44,43	3,17	2,62	0,90	72,51
1994	12,25	2,93	7,34	43,96	2,97	1,47	1,34	72,26
1996	12,33	3,01	8,54	46,87	3,22	1,12	1,24	76,33
1998	12,70	3,86	7,73	47,25	3,40	1,27	2,13	78,34
2000	14,64	3,27	6,93	49,57	4,55	0,88	2,31	82,15
2001	14,74	3,52	5,66	50,78	5,83	1,19	2,12	83,85
2002	16,45	2,10	4,63	51,81	5,55	0,92	1,91	83,37
2003	12,56	0,59	5,26	51,19	6,63	1,21	2,71	80,14

Tabelle A-16: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in den alten Bundesländern 1973 – 1990 bzw. in Deutschland 1990 – 2003 in TWh

	Wasser	Braunkohle	Steinkohle	Kernenergie	Erdgas	Mineralöl	Sonstige	Insgesamt
1973	15,5	77,7	101,5	11,8	35,6	42,8	14,1	299,0
1975	17,1	86,4	73,3	21,4	60,3	30,0	13,2	301,8
1978	18,5	90,6	101,1	35,9	64,5	31,1	11,7	353,4
1980	18,7	95,1	110,9	43,7	61,0	25,7	13,6	368,8
1982	19,6	94,0	122,4	63,6	37,1	17,2	12,8	366,9
1984	18,5	94,8	133,4	92,6	33,5	9,0	13,1	394,9
1986	18,5	83,2	135,7	119,6	25,4	12,5	13,4	408,3
1988	20,7	80,1	130,9	145,1	29,3	11,1	13,9	431,2
1990	18,4	82,6	140,5	147,2	35,9	9,8	15,1	449,5
1990	19,7	170,9	140,8	152,5	35,9	10,8	19,3	549,9
1992	21,9	154,5	141,9	158,8	33,0	13,2	14,9	538,2
1994	23,5	146,1	144,6	151,2	36,1	10,1	16,9	528,5
1996	22,7	144,3	152,7	161,6	45,6	8,1	17,6	552,6
1998	22,5	139,4	153,4	161,6	50,8	6,7	22,9	557,3
2000	29,4	148,3	143,1	169,6	49,2	5,9	31,0	576,5
2001	27,8	154,8	138,4	171,3	55,5	6,1	32,6	586,4
2002	28,4	158,0	134,6	164,8	56,3	8,7	35,9	586,7
2003	24,2	158,2	146,5	165,1	61,4	9,9	42,2	607,4

Tabelle A-17: Ergebnisse des Referenzszenarios mit Kernenergie (REFmK) (1/2)

	Einheit	Statistik					Modellergebnisse					
		1990	1995	2000	2002	2003	2010	2015	2020	2025	2030	
1 Demographische Rahmenannahmen												
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11.45	11.99	12.23	12.39	12.42	12.47	12.61	12.74	12.84	12.84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4.92	5.31	5.55	5.63	5.68	5.79	5.93	6.07	6.18	6.22
1.3	Wohnflächen	Mio. m ²	412.80	451	498	500	505		538	553	568	583
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	36.06	37.6	40.7	41.2	41.5		42.7	43.4	44.3	45.4
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	174	176	185	191	198	197	195
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14064	14160	14799	15169	15540	15369	15199
2 Ökonomische Rahmenannahmen												
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₂₀₀₀	280.7	305.8	359.4	372.4	373.7	429.5	475.6	527.5	578.8	630.0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR ₂₀₀₀		80.4	106.7	107.3	109.6	133.8	147.5	162.1	174.8	185.2
2.5	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	97	100	123	139	148	156	165
2.6	Güterverkehrs. / Industried. prod.	tkm / TEUR ₂₀₀₀		0.92	0.85	0.90	0.91	0.92	0.94	0.91	0.89	0.89
3 Energiepreise												
3.1	Importpreis Rohöl	EUR ₂₀₀₀ /GJ	4.16	2.42	5.43	4.42	4.35	7.06	6.56	6.88	7.21	7.54
3.2	Importpreis Erdgas	EUR ₂₀₀₀ /GJ	2.94	2.08	3.30	3.48	3.62	3.69	3.56	3.65	3.72	3.80
3.3	Importpreis Steinkohle	EUR ₂₀₀₀ /GJ	1.98	1.42	1.44	1.47	1.30	1.68	1.78	1.88	1.88	1.88
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern												
4.1	Kohlen	PJ	36.8	29.9	24.9	18.7	15.0	15	13	11	10	11
4.2	Mineralölprodukte	PJ	699.6	742.7	732.5	715.7	696.8	614	593	583	578	566
4.3	Gase	PJ	210.1	258.0	279.5	290.0	293.6	291	298	293	286	280
4.5	Strom	PJ	214.1	238.9	260.4	265.8	249.6	289	290	295	296	300
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23.6	31.6	30.0	33.0	43.5	44	46	46	43	42
4.7	Erneuerbare	PJ	11.5	34.9	41.0	41.8	51.2	105	126	141	152	159
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0.0	0.8	2.9	5.2	9.8	0	0	0	0	0
4.9	Summe	PJ	1196	1337	1371	1370	1360	1359	1366	1369	1366	1358
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren												
5.1	Industrie	PJ	295	271	272	254	271	275	279	282	283	280
5.2	GHD	PJ	197	270	281	298	274	275	278	279	282	284
5.3	Haushalte	PJ	308	370	355	371	385	385	388	386	385	380
5.4	Verkehr	PJ	392	426	464	447	430	423	421	422	416	413
5.5	Summe	PJ	1192	1337	1371	1370	1360	1359	1366	1369	1366	1358
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren												
6.1	Industrie	TWh	25.6	27.2	28.6	28.1	29.8	33.4	32.7	34.0	35.0	35.5
6.2	GHD	TWh	16.2	18.8	22.3	23.7	16.5	24.2	24.7	25.2	25.7	26.4
6.3	Haushalte	TWh	15.4	17.7	18.6	20.3	21.4	20.8	21.3	20.8	19.6	19.4
6.4	Verkehr	TWh	2.3	2.7	2.9	1.7	1.6	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
6.5	Endenergie	TWh	59.5	66.4	72.3	73.8	69.3	80.3	80.6	82.0	82.2	83.4
6.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1
6.7	Leistungsverluste	TWh	4.2	1.8	1.8	2.1	1.9	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3
6.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0.4	0.5	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.0	0.4	0.4
6.9	Summe	TWh	64.8	69.6	75.6	77.7	72.7	83.9	84.3	85.3	86.0	87.1
*) Pumpstrom-, Druckluftspeicher												
7 Netto-Strombereitstellung												
7.1	Steinkohle	TWh		6.5	6.7	5.2		4.9	5.0	4.7	2.3	0.7
7.2	Braunkohle	TWh		2.4	2.7	2.1						
7.3	Heizöl	TWh		1.0	0.7	0.8		0.4	0.3	1.0	0.5	0.1
7.4	Erdgas	TWh		2.8	4.2	3.9		11.8	11.7	12.1	15.0	17.7
7.5	Kernenergie	TWh		44.6	46.8	49.3		48.3	48.3	48.3	48.3	48.3
7.6	Wasserkraft	TWh		13.1	14.7	15.3		13.5	13.5	13.3	13.5	13.5
7.7	Wind	TWh			0.0	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
7.8	Photovoltaik	TWh			0.0	0.1		0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh		1.0	2.0	2.5		3.8	4.2	4.4	4.7	5.0
7.11	Summe	TWh		71.3	77.9	79.4		83.9	84.3	85.3	86.0	87.1
7.10	Importsaldo Strom	TWh		-2.2	-2.3	-1.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5.7		12.7	12.2	12.3	12.9	13.6
7.13	Anteil KWK	%						15.1	14.5	14.5	15.0	15.6
8 Netto-Engpaßleistung												
8.1	Steinkohle	GW		1.7	1.7	1.3		1.0	1.0	1.0	0.5	0.1
8.2	Braunkohle	GW		0.7	0.6	0.4		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8.3	Heizöl	GW		2.8	2.8	2.5		1.8	0.8	1.0	0.7	0.1
8.4	Erdgas	GW		1.9	2.6	2.5		4.0	4.8	4.5	5.4	6.7
8.5	Kernenergie	GW		6.1	6.1	6.1		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
8.6	Wasserkraft	GW		2.1	2.6	2.7		2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
8.7	Wind	GW		0.0	0.1	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
8.8	Photovoltaik	GW			0.1	0.1		0.9	1.0	1.2	1.4	1.5
8.9	Andere Brennstoffe	GW		0.1	0.3	0.4		0.7	0.8	0.8	0.8	0.9
8.10	Summe	GW		15.4	16.9	16.2		17.7	17.6	17.8	18.0	18.5
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW						3.3	3.0	2.9	2.5	2.7
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung												
9.1	Steinkohle	PJ						11.7	13.6	11.4	2.6	2.7
9.3	Heizöl	PJ						3.3	3.2	9.9	4.6	0.8
9.4	Erdgas	PJ						70.0	75.5	79.5	93.3	95.8
9.5	Kernenergie	PJ						558.0	558.0	558.0	558.0	558.0
9.6	Wasserkraft	PJ						47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
9.7	Wind	PJ						1.1	1.1	1.2	1.2	1.3
9.8	Photovoltaik	PJ						2.8	3.4	3.9	4.5	5.0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ						19.1	25.4	31.5	37.8	44.0
9.10	Summe	PJ						713.6	727.8	743.1	749.6	755.3
10 KWK-Netto-Stromerzeugung												
10.1	Steinkohle	TWh						1.5	2.2	2.3	0.7	0.7
10.3	Mineralöle	TWh						0.1	0.0			
10.4	Erdgas	TWh						7.5	6.4	6.4	8.4	9.1
10.5	Sonstige Gase	TWh						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10.7	Müll	TWh						1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh						1.4	1.5	1.5	1.5	1.6
10.9	Summe	TWh						12.7	12.2	12.3	12.9	13.6

Tabelle A-18: Ergebnisse des Referenzszenarios mit Kernenergie (REFmK) (2/2)

	Einheit	1990 1995 2000 2002 2003					2010 2015 2020 2025 2030					
		Statistik					Modellergebnisse					
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken												
11.1	Steinkohle	PJ					44.6	46.9	46.9	25.1	6.9	
11.3	Mineralöle	PJ					0.8	0.4				
11.4	Erdgas	PJ					36.9	26.7	26.4	44.7	68.6	
11.5	Sonstige Gase	PJ					0.1	0.1				
11.7	Müll	PJ					17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	
11.8	Anderere Brennstoffe	PJ					26.2	27.0	27.5	28.2	28.0	
11.9	Summe	PJ					126.0	118.3	118.1	115.3	120.8	
12 Fernwärmeerzeugung												
12.1	Heizkraftwerke	PJ					40.9	42.6	42.8	39.9	35.2	
12.2	Heizwerke	PJ					5.4	5.4	5.2	4.9	8.6	
12.3	Abwärme	PJ								0.0	0.0	
12.4	Summe (AGFW)	PJ					46.2	48.0	48.0	44.9	43.8	
13 Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)												
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	111	106	80	61
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
13.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	760	740	735	725	717
13.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	372	384	383	403	421
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	558	558	558	558
13.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38	47	51	58	44	52	52	53	53	54
13.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	158	187	210	229	243
13.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	0	0	0	0	0
13.9	Summe	PJ	1780	1953	2037	2027	2002	2014	2034	2046	2049	2056
13.10	Anteil erneuerbarer Energien	PJ	3.4%	5.5%	6.4%	7.2%	6.8%	9.4%	10.8%	11.8%	12.7%	13.3%
14 Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)												
14.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	111	106	80	61
14.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
14.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	760	740	735	725	717
14.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	372	384	383	403	421
14.5	Kernenergie	PJ	385	443	469	490	484	482	482	482	482	482
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	101	125	135	153	116	135	136	138	140	141
14.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	158	187	210	229	243
14.8	Importsaldo Strom	PJ	-21	-21	-22	-16	-33	0	0	0	0	0
14.9	Summe	PJ	1770	1949	2036	2038	1980	2021	2042	2055	2059	2067
15 Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)												
15.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	111	106	80	61
15.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
15.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	877	863	760	740	735	725	717
15.4	Naturgase	PJ	265	294	325	340	361	371	384	383	403	421
15.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	558	558	558	558
15.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	0	0	0	0	0
15.9	Summe	PJ	1705	1814	1894	1868	1848	1804	1795	1783	1767	1759
15.10	Anteil Importe fossiler ET am PEV		71%	67%	67%	65%	65%	62%	61%	60%	59%	58%
16 Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)												
16.2	Braunkohlen	PJ	0.4	0.3	0.3	0.4	0.2					
16.3	Mineralöle	PJ	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5	0				
16.4	Naturgase	PJ	4.9	2.7	0.1	0.8	1.1	1				
16.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38.1	49.9	57.8	69.7	48.6	52	52	53	53	54
16.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27.2	66.9	83.6	88.6	98.4	158	187	210	229	243
16.8	Summe	PJ	75	139	143	160	150	210	239	263	283	297
17 CO₂-Emissionen												
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17.8	16.4	16.9	14.0	14.3	15.6	16.2	16.6	15.2	14.9
17.2	Industrie	Mio. t	13.4	10.9	10.4	9.2	9.2	8.1	8.3	8.2	7.9	7.6
17.3	GHD	Mio. t	8.9	12.0	11.8	12.0	11.7	9.9	9.5	9.0	8.9	8.7
17.4	Haushalte	Mio. t	16.6	18.7	16.8	17.6	17.5	16.1	15.7	15.3	15.3	14.9
17.5	Verkehr (national)	Mio. t	26.4	28.8	30.9	29.9	28.6	26.6	25.4	24.8	24.4	24.2
17.6	Summe	Mio. t	83.0	86.8	86.8	82.7	81.3	76.1	75.1	74.0	71.8	70.2
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1.5	1.5	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0	3.1	3.1
21 Effizienz- und Umwelt-Indikatoren												
21.1	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	155.46	162.84	166.58	163.66	161.17	161.50	161.36	160.59	159.66	160.09
21.2	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	154.64	162.54	166.45	164.50	159.37	162.05	161.98	161.28	160.42	160.92
21.3	BIP / PEV (WM)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	157.7	156.6	176.4	183.7	186.6	213.3	233.8	257.8	282.4	306.4
21.4	BIP / PEV (SP)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	158.5	156.9	176.5	182.7	188.7	212.6	232.9	256.7	281.1	304.8
21.5	PEV (WM) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.34	6.39	5.67	5.44	5.36	4.69	4.28	3.88	3.54	3.26
21.6	PEV (SP) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.31	6.37	5.66	5.47	5.30	4.70	4.29	3.90	3.56	3.28
21.7	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42.3	41.7	41.3	41.3	41.5
21.8	Industrieprod. / EEV Ind.	EUR ₂₀₀₀ / GJ		297.0	392.6	421.6	404.6	486.0	529.6	575.1	618.4	660.4
21.10	EEV Ind. / Industrie	MJ / EUR ₂₀₀₀	k.A.	3.4	2.5	2.4	2.5	2.1	1.9	1.7	1.6	1.5
21.13	EEV HH / m ²	MJ / m ²	747	821	713	741	761	k.A.	721	698	678	651
21.14	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1721	1584	1468	1391	1331
21.15	EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1364	1245	1216	1180	1144
21.16	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	95.8	92.9	93.0	92.1	92.3	89.6	88.2	87.2	86.2	85.6
21.17	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. EUR ₂₀₀₀	4.7	3.1	6.2	5.2	5.2	6.9	6.4	6.7	6.9	7.1
21.18	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1.66	1.0	1.7	1.4	1.4	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1
21.19	THG / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀						182.3	162.3	144.0	127.3	114.5
21.20	THG / Kopf	t / EW						6.3	6.1	6.0	5.7	5.6
21.21	THG / PEV (WM)	t / GJ						38.9	38.0	37.1	35.9	35.1
21.22	THG / PEV (SP)	t / GJ						38.8	37.8	37.0	35.8	34.9
21.23	CO ₂ / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀	295.7	283.8	241.5	222.1	217.7	177.3	157.9	140.2	124.0	111.5
21.24	CO ₂ / Kopf	t / EW	7.2	7.2	7.1	6.7	6.5	6.1	6.0	5.8	5.6	5.5
21.25	CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	46.6	44.4	42.6	40.8	40.6	37.8	36.9	36.2	35.0	34.2
21.26	CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	46.9	44.5	42.6	40.6	41.1	37.7	36.8	36.0	34.8	34.0

Tabelle A-19: Ergebnisse des Referenzszenarios ohne Kernenergie (REFoK) (1/2)

	Einheit	Statistik					Modellergebnisse					
		1990	1995	2000	2002	2003	2010	2015	2020	2025	2030	
1 Demographische Rahmenannahmen												
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11.45	11.99	12.23	12.39	12.42	12.47	12.61	12.74	12.84	12.84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4.92	5.31	5.55	5.63	5.68	5.79	5.93	6.07	6.18	6.22
1.3	Wohnflächen	Mio. m ²	412.80	451	498	500	505	538	553	568	583	598
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	36.06	37.6	40.7	41.2	41.5	43.2	43.9	44.6	45.4	46.6
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	174	176	185	191	198	197	195
1.6	Personenverkehrs. / pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14064	14160	14799	15169	15540	15369	15199
2 Ökonomische Rahmenannahmen												
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₂₀₀₀	280.7	305.8	359.4	372.4	373.7	429.5	475.6	527.5	578.8	630.0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR ₂₀₀₀		80.4	106.7	107.3	109.6	133.8	147.5	162.1	174.8	185.2
2.5	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	97	100	123	139	148	156	165
2.6	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TEUR ₂₀₀₀		0.92	0.85	0.90	0.91	0.92	0.94	0.91	0.89	0.89
3 Energiepreise												
3.1	Importpreis Rohöl	EUR ₂₀₀₀ /GJ	4.16	2.42	5.43	4.42	4.35	7.06	6.56	6.88	7.21	7.54
3.2	Importpreis Erdgas	EUR ₂₀₀₀ /GJ	2.94	2.08	3.30	3.48	3.62	3.69	3.56	3.65	3.72	3.80
3.3	Importpreis Steinkohle	EUR ₂₀₀₀ /GJ	1.98	1.42	1.44	1.47	1.30	1.68	1.78	1.88	1.88	1.88
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern												
4.1	Kohlen	PJ	36.8	29.9	24.9	18.7	15.0	15	13	11	10	11
4.2	Mineralölprodukte	PJ	699.6	742.7	732.5	715.7	696.8	614	593	584	579	566
4.3	Gase	PJ	210.1	258.0	279.5	290.0	293.6	292	298	292	285	278
4.5	Strom	PJ	214.1	238.9	260.4	265.8	249.6	289	290	295	296	300
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23.6	31.6	30.0	33.0	43.5	44	46	46	43	43
4.7	Erneuerbare	PJ	11.5	34.9	41.0	41.8	51.2	105	125	140	152	159
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0.0	0.8	2.9	5.2	9.8	0	0	0	0	0
4.9	Summe	PJ	1196	1337	1371	1370	1360	1359	1366	1369	1366	1357
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren												
5.1	Industrie	PJ	295	271	272	254	271	275	279	282	283	280
5.2	GHD	PJ	197	270	281	298	274	275	278	279	282	285
5.3	Haushalte	PJ	308	370	355	371	385	385	388	387	384	378
5.4	Verkehr	PJ	392	426	464	447	430	423	421	422	416	413
5.5	Summe	PJ	1192	1337	1371	1370	1360	1359	1366	1369	1366	1357
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren												
6.1	Industrie	TWh	25.6	27.2	28.6	28.1	29.8	33.2	32.7	34.0	35.0	35.5
6.2	GHD	TWh	16.2	18.8	22.3	23.7	16.5	24.2	24.7	25.2	25.7	26.4
6.3	Haushalte	TWh	15.4	17.7	18.6	20.3	21.4	20.8	21.2	20.7	19.5	19.3
6.4	Verkehr	TWh	2.3	2.7	2.9	1.7	1.6	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
6.5	Endenergie	TWh	59.5	66.4	72.3	73.8	69.3	80.2	80.5	81.9	82.2	83.3
6.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1
6.7	Leitungsverluste	TWh	4.2	1.8	1.8	2.1	1.9	2.2	2.2	2.2	2.3	2.2
6.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0.4	0.5	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
6.9	Summe	TWh	64.8	69.6	75.6	77.7	72.7	83.8	84.2	85.6	85.9	86.9
*) Pumpstrom-, Druckluftspeicher												
7 Netto-Strombereitstellung												
7.1	Steinkohle	TWh		6.5	6.7	5.2		4.9	19.0	19.4	16.4	14.8
7.2	Braunkohle	TWh		2.4	2.7	2.1						
7.3	Heizöl	TWh		1.0	0.7	0.8		0.4	0.3	0.4	0.4	0.4
7.4	Erdgas	TWh		2.8	4.2	3.9		11.4	13.0	43.5	47.6	50.7
7.5	Kernenergie	TWh		44.6	46.8	49.3		48.3	31.3	0.6		
7.6	Wasserkraft	TWh		13.1	14.7	15.3		13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
7.7	Wind	TWh			0.0	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
7.8	Photovoltaik	TWh			0.0	0.1		0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh		1.0	2.0	2.5		3.8	4.2	4.4	4.7	5.0
7.11	Summe	TWh		71.3	77.9	79.4		83.5	82.6	83.2	84.2	86.2
7.10	Importsaldo Strom	TWh		-2.2	-2.3	-1.7		0.3	1.6	2.4	1.7	0.7
7.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5.7		12.6	12.4	12.9	13.1	14.7
7.13	Anteil KWK	%						15.1	15.0	15.5	15.5	17.0
8 Netto-Engpaßleistung												
8.1	Steinkohle	GW		1.7	1.7	1.3		1.0	3.0	3.0	2.5	2.1
8.2	Braunkohle	GW		0.7	0.6	0.4			0.0	0.0	0.0	0.0
8.3	Heizöl	GW		2.8	2.8	2.5		1.8	0.8	0.4	0.6	0.4
8.4	Erdgas	GW		1.9	2.6	2.5		4.0	4.9	8.0	9.6	10.5
8.5	Kernenergie	GW		6.1	6.1	6.1		6.1	4.0	1.4		
8.6	Wasserkraft	GW		2.1	2.6	2.7		2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
8.7	Wind	GW		0.0	0.1	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
8.8	Photovoltaik	GW			0.1	0.1		0.9	1.0	1.2	1.4	1.5
8.9	Andere Brennstoffe	GW		0.1	0.3	0.4		0.7	0.8	0.8	0.8	0.9
8.10	Summe	GW		15.4	16.9	16.2		17.7	17.5	17.9	18.0	18.5
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW						3.3	3.0	2.9	2.6	2.9
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung												
9.1	Steinkohle	PJ						11.9	116.4	114.5	107.3	107.3
9.3	Heizöl	PJ						3.3	3.2	3.6	3.9	3.7
9.4	Erdgas	PJ						67.8	82.1	258.5	282.5	285.3
9.5	Kernenergie	PJ						558.0	361.8	6.9		
9.6	Wasserkraft	PJ						47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
9.7	Wind	PJ						1.1	1.1	1.2	1.2	1.3
9.8	Photovoltaik	PJ						2.8	3.4	3.9	4.5	5.0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ						19.1	25.4	31.5	37.8	44.0
9.10	Summe	PJ						711.6	641.1	467.8	484.8	494.3
10 KWK-Netto-Stromerzeugung												
10.1	Steinkohle	TWh						1.5	2.0	1.1	0.7	0.7
10.3	Mineralöle	TWh						0.1	0.0			
10.4	Erdgas	TWh						7.4	6.7	8.1	8.6	10.2
10.5	Sonstige Gase	TWh						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10.7	Müll	TWh						1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh						1.4	1.5	1.5	1.5	1.6
10.9	Summe	TWh						12.6	12.4	12.9	13.1	14.7

Tabelle A-20: Ergebnisse des Referenzszenarios ohne Kernenergie (REFoK) (2/2)

	Einheit	1990 1995 2000 2002 2003					2010 2015 2020 2025 2030					
		Statistik					Modellergebnisse					
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken												
11.1	Steinkohle	PJ					44.6	46.9	46.9	25.1	6.9	
11.3	Mineralöle	PJ					0.8	0.4				
11.4	Erdgas	PJ					36.3	29.7	39.8	46.2	76.9	
11.5	Sonstige Gase	PJ					0.1	0.1				
11.7	Müll	PJ					17.3	17.3	17.3	17.3		
11.8	Andere Brennstoffe	PJ					26.2	26.9	27.5	28.2	28.0	
11.9	Summe	PJ					125.4	121.3	131.4	116.7	129.1	
12 Fernwärmeerzeugung												
12.1	Heizkraftwerke	PJ					41.0	42.9	43.0	40.5	38.8	
12.2	Heizwerke	PJ					5.4	5.4	5.2	4.7	5.3	
12.3	Abwärme	PJ								0.0	0.0	
12.4	Summe (AGFW)	PJ					46.4	48.3	48.2	45.2	44.0	
13 Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)												
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	215	214	184	166
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
13.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	760	740	734	725	717
13.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	370	393	573	595	616
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	362	7		
13.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38	47	51	58	44	52	52	53	53	54
13.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	158	186	209	229	243
13.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	1	6	9	6	3
13.9	Summe	PJ	1780	1953	2037	2027	2002	2013	1955	1799	1794	1801
13.10	Anteil Erneuerbarer Energien		3.4%	5.5%	6.4%	7.2%	6.8%	9.4%	11.2%	13.4%	14.5%	15.2%
14 Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)												
14.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	215	214	184	166
14.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
14.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	760	740	734	725	717
14.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	370	393	573	595	616
14.5	Kernenergie	PJ	385	443	469	490	484	482	312	6		
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	101	125	135	153	116	135	136	138	140	141
14.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	158	186	209	229	243
14.8	Importsaldo Strom	PJ	-21	-21	-22	-16	-33	3	15	23	16	7
14.9	Summe	PJ	1770	1949	2036	2038	1980	2021	1999	1897	1890	1892
15 Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)												
15.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	215	214	184	166
15.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
15.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	877	863	760	740	734	725	717
15.4	Naturgase	PJ	265	294	325	340	361	370	393	573	595	616
15.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	362	7		
15.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	1	6	9	6	3
15.9	Summe	PJ	1705	1814	1894	1868	1848	1803	1717	1537	1512	1504
15.10	Anteil Importe fossiler ET am PEV		71%	67%	67%	65%	65%	62%	69%	85%	84%	83%
16 Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)												
16.2	Braunkohlen	PJ	0.4	0.3	0.3	0.4	0.2					
16.3	Mineralöle	PJ	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5	0				
16.4	Naturgase	PJ	4.9	2.7	0.1	0.8	1.1	1				
16.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38.1	49.9	57.8	69.7	48.6	52	52	53	53	54
16.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27.2	66.9	83.6	88.6	98.4	158	186	209	229	243
16.8	Summe	PJ	75	139	143	160	150	210	239	262	282	297
17 CO₂-Emissionen												
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17.8	16.4	16.9	14.0	14.3	15.5	26.3	36.5	35.4	35.4
17.2	Industrie	Mio. t	13.4	10.9	10.4	9.2	9.2	8.1	8.3	8.2	7.9	7.5
17.3	GHD	Mio. t	8.9	12.0	11.8	12.0	11.7	9.9	9.5	9.0	8.9	8.7
17.4	Haushalte	Mio. t	16.6	18.7	16.8	17.6	17.5	16.1	15.7	15.4	15.3	14.8
17.5	Verkehr (national)	Mio. t	26.4	28.8	30.9	29.9	28.6	26.6	25.4	24.8	24.4	24.2
17.6	Summe	Mio. t	83.0	86.8	86.8	82.7	81.3	76.1	85.1	93.9	92.0	90.6
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1.5	1.5	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0	3.1	3.1
21 Effizienz- und Umwelt-Indikatoren												
21.1	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	155.46	162.84	166.58	163.66	161.17	161.42	155.12	141.18	139.76	140.21
21.2	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	154.64	162.54	166.45	164.50	159.37	162.09	158.61	148.89	147.23	147.34
21.3	BIP / PEV (WM)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	157.7	156.6	176.4	183.7	186.6	213.4	243.2	293.3	322.6	349.8
21.4	BIP / PEV (SP)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	158.5	156.9	176.5	182.7	188.7	212.5	237.9	278.1	306.2	332.9
21.5	PEV (WM) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.34	6.39	5.67	5.44	5.36	4.69	4.11	3.41	3.10	2.86
21.6	PEV (SP) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.31	6.37	5.66	5.47	5.30	4.71	4.20	3.60	3.27	3.00
21.7	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42.3	46.4	64.0	62.6	62.8
21.8	Industrieprod. / EEV Ind.	EUR ₂₀₀₀ / GJ		297.0	392.6	421.6	404.6	485.9	529.5	575.0	618.5	660.5
21.10	EEV Ind. / Industrieproduktion	MJ / EUR ₂₀₀₀	k.A.	3.4	2.5	2.4	2.5	2.1	1.9	1.7	1.6	1.5
21.13	EEV HH / m ²	MJ / m ²	747	821	713	741	761	716	701	680	659	633
21.14	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1721	1584	1468	1391	1331
21.15	EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1364	1245	1216	1180	1144
21.16	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	95.8	92.9	93.0	92.1	92.3	89.6	87.8	85.4	84.3	83.5
21.17	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. EUR ₂₀₀₀	4.7	31.9	6.2	5.2	5.2	6.9	6.6	7.2	7.5	7.7
21.18	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1.66	1.0	1.7	1.4	1.4	1.6	1.4	1.4	1.3	1.2
21.19	THG / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀						182.1	183.6	182.4	162.7	147.3
21.20	THG / Kopf	t / EW						6.3	6.9	7.6	7.3	7.2
21.21	THG / PEV (WM)	t / GJ						38.9	44.7	53.5	52.5	51.5
21.22	THG / PEV (SP)	t / GJ						38.7	43.7	50.7	49.8	49.0
21.23	CO ₂ / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀	295.7	283.8	241.5	222.1	217.7	177.1	179.0	178.0	158.9	143.8
21.24	CO ₂ / Kopf	t / EW	7.2	7.2	7.1	6.7	6.5	6.1	6.8	7.4	7.2	7.1
21.25	CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	46.6	44.4	42.6	40.8	40.6	37.8	43.5	52.2	51.3	50.3
21.26	CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	46.9	44.5	42.6	40.6	41.1	37.6	42.6	49.5	48.7	47.9

Tabelle A-21: Ergebnisse Basisszenario Niedrige Energiepreise mit Kernenergie BANmK (1/2)

Einheit	1990	1995	2000	2002	2003	2010 2015 2020 2025 2030						
						Modellergebnisse						
1 Demographische Rahmenannahmen						1 Demographische Rahmenannahmen						
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11.45	11.99	12.23	12.39	12.42	12.47	12.61	12.74	12.84	12.84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4.92	5.31	5.55	5.63	5.68	5.79	5.93	6.07	6.18	6.22
1.3	Wohnflächen	Mio. m ²	412.80	451	498	500	505	538	538	553	568	583
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	36.06	37.6	40.7	41.2	41.5	43.2	42.7	43.4	44.3	45.4
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.	165	170	174	174	176	185	191	198	197	195
1.6	Personenverkehrs. / pro Kopf	Pkm / EW	13794	13925	14064	14160		14799	15169	15540	15369	15199
2 Ökonomische Rahmenannahmen						2 Ökonomische Rahmenannahmen						
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₂₀₀₀	280.7	305.8	359.4	372.4	373.7	429.5	475.6	527.5	578.8	630.0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR ₂₀₀₀		80.4	106.7	107.3	109.6	133.8	147.5	162.1	174.8	185.2
2.5	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	97	100	123	139	148	156	165
2.6	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TEUR ₂₀₀₀		0.92	0.85	0.90	0.91	0.92	0.94	0.91	0.89	0.89
3 Energiepreise						3 Energiepreise						
3.1	Importpreis Rohöl	EUR ₂₀₀₀ /GJ	4.16	2.42	5.43	4.42	4.35	4.85	4.99	5.13	5.27	5.41
3.2	Importpreis Erdgas	EUR ₂₀₀₀ /GJ	2.94	2.08	3.30	3.48	3.62	4.09	4.18	4.26	4.42	4.59
3.3	Importpreis Steinkohle	EUR ₂₀₀₀ /GJ	1.98	1.42	1.44	1.47	1.30	1.76	1.78	1.80	1.81	1.83
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern						4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern						
4.1	Kohlen	PJ	36.8	29.9	24.9	18.7	15.0	15	13	11	10	11
4.2	Mineralölprodukte	PJ	699.6	742.7	732.5	715.7	696.8	615	594	585	580	567
4.3	Gase	PJ	210.1	258.0	279.5	290.0	293.6	291	298	291	285	279
4.5	Strom	PJ	214.1	238.9	260.4	265.8	249.6	289	291	296	296	300
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23.6	31.6	30.0	33.0	43.5	44	45	45	43	42
4.7	Erneuerbare	PJ	11.5	34.9	41.0	41.8	51.2	105	125	141	152	159
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0.0	0.8	2.9	5.2	9.8					0
4.9	Summe	PJ	1196	1337	1371	1370	1360	1360	1366	1369	1366	1358
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren						5 Endenergieverbrauch nach Sektoren						
5.1	Industrie	PJ	295	271	272	254	271	275	279	282	283	281
5.2	GHD	PJ	197	270	281	298	274	276	278	279	282	284
5.3	Haushalte	PJ	308	370	355	371	385	385	388	387	385	380
5.4	Verkehr	PJ	392	426	464	447	430	423	421	422	416	413
5.5	Summe	PJ	1192	1337	1371	1370	1360	1360	1366	1369	1366	1358
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren						6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren						
6.1	Industrie	TWh	25.6	27.2	28.6	28.1	29.8	33.5	32.8	34.0	35.0	35.5
6.2	GHD	TWh	16.2	18.8	22.3	23.7	16.5	24.2	24.7	25.2	25.7	26.4
6.3	Haushalte	TWh	15.4	17.7	18.6	20.3	21.4	20.8	21.2	20.9	19.6	19.5
6.4	Verkehr	TWh	2.3	2.7	2.9	1.7	1.6	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
6.5	Endenergie	TWh	59.5	66.4	72.3	73.8	69.3	80.4	80.8	82.1	82.2	83.4
6.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1
6.7	Leitungsverluste	TWh	4.2	1.8	1.8	2.1	1.9	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3
6.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0.4	0.5	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.2	0.4	0.4
6.9	Summe	TWh	64.8	69.6	75.6	77.7	72.7	84.0	84.5	85.7	86.0	87.2
*) Pumpstrom-, Druckluftspeicher												
7 Netto-Strombereitstellung						7 Netto-Strombereitstellung						
7.1	Steinkohle	TWh		6.5	6.7	5.2		5.0	4.8	4.5	2.3	0.7
7.2	Braunkohle	TWh		2.4	2.7	2.1						
7.3	Heizöl	TWh		1.0	0.7	0.8		0.5	0.4	0.4	0.4	0.4
7.4	Erdgas	TWh		2.8	4.2	3.9		11.8	12.0	13.2	15.1	17.5
7.5	Kernenergie	TWh		44.6	46.8	49.3		48.3	48.3	48.3	48.3	48.3
7.6	Wasserkraft	TWh		13.1	14.7	15.3		13.5	13.5	13.4	13.5	13.5
7.7	Wind	TWh			0.0	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
7.8	Photovoltaik	TWh			0.0	0.1		0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh		1.0	2.0	2.5		3.8	4.2	4.4	4.7	5.0
7.11	Summe	TWh		71.3	77.9	79.4		84.0	84.5	85.7	86.0	87.2
7.10	Importsaldo Strom	TWh		-2.2	-2.3	-1.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5.7		12.4	12.1	12.0	12.9	13.6
7.13	Anteil KWK	%						14.7	14.3	14.0	15.0	15.5
8 Netto-Engpaßleistung						8 Netto-Engpaßleistung						
8.1	Steinkohle	GW		1.7	1.7	1.3		1.0	1.0	1.0	0.5	0.1
8.2	Braunkohle	GW		0.7	0.6	0.4			0.0	0.0	0.0	0.0
8.3	Heizöl	GW		2.8	2.8	2.5		1.8	0.8	0.4	0.4	0.4
8.4	Erdgas	GW		1.9	2.6	2.5		4.0	4.7	5.1	5.6	6.3
8.5	Kernenergie	GW		6.1	6.1	6.1		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
8.6	Wasserkraft	GW		2.1	2.6	2.7		2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
8.7	Wind	GW		0.0	0.1	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
8.8	Photovoltaik	GW			0.1	0.1		0.9	1.0	1.2	1.4	1.5
8.9	Andere Brennstoffe	GW		0.1	0.3	0.4		0.7	0.8	0.8	0.8	0.9
8.10	Summe	GW		15.4	16.9	16.2		17.7	17.6	17.8	18.0	18.5
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW						3.3	3.0	2.9	2.5	2.7
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung						9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung						
9.1	Steinkohle	PJ						11.4	11.4	8.3	2.6	2.7
9.3	Heizöl	PJ						4.3	3.9	3.5	3.3	3.7
9.4	Erdgas	PJ						70.4	76.7	88.9	95.0	93.4
9.5	Kernenergie	PJ						558.0	558.0	558.0	558.0	558.0
9.6	Wasserkraft	PJ						47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
9.7	Wind	PJ						1.1	1.1	1.2	1.2	1.3
9.8	Photovoltaik	PJ						2.8	3.4	3.9	4.5	5.0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ						19.1	25.4	31.5	37.8	44.0
9.10	Summe	PJ						714.8	727.5	743.0	750.1	755.7
10 KWK-Netto-Stromerzeugung						10 KWK-Netto-Stromerzeugung						
10.1	Steinkohle	TWh						1.4	2.1	2.1	0.7	0.7
10.3	Mineralöle	TWh						0.1	0.0			
10.4	Erdgas	TWh						7.3	6.3	6.2	8.4	9.1
10.5	Sonstige Gase	TWh						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10.7	Müll	TWh						1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh						1.4	1.5	1.5	1.5	1.6
10.9	Summe	TWh						12.4	12.1	12.0	12.9	13.6

Tabelle A-22: Ergebnisse Basisszenario Niedrige Energiepreise mit Kernenergie BANmK (2/2)

	Einheit	1990 1995 2000 2002 2003					2010 2015 2020 2025 2030					
		Statistik					Modellergebnisse					
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken												
11.1	Steinkohle	PJ					44.6	46.9	46.9	25.1	6.9	
11.3	Mineralöle	PJ					1.0	0.4				
11.4	Erdgas	PJ					35.1	26.6	25.0	44.8	68.4	
11.5	Sonstige Gase	PJ					0.1	0.1				
11.7	Müll	PJ					17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	
11.8	Andere Brennstoffe	PJ					26.2	27.0	27.5	28.2	28.0	
11.9	Summe	PJ					124.3	118.2	116.7	115.3	120.6	
12 Fernwärmeerzeugung												
12.1	Heizkraftwerke	PJ					40.2	41.9	42.1	39.9	35.2	
12.2	Heizwerke	PJ					5.3	5.3	5.1	4.9	8.6	
12.3	Abwärme	PJ									0.0	
12.4	Summe (AGFW)	PJ					45.4	47.2	47.2	44.9	43.8	
13 Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)												
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	110	103	79	61
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
13.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	762	741	731	726	721
13.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	372	385	392	403	418
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	558	558	558	558
13.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38	47	51	58	44	52	52	53	53	54
13.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	157	186	210	229	243
13.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	0	0	0	0	0
13.9	Summe	PJ	1780	1953	2037	2027	2002	2016	2035	2047	2050	2057
13.10	Anteil erneuerbarer Energien		3.4%	5.5%	6.4%	7.2%	6.8%	9.4%	10.7%	11.8%	12.7%	13.3%
14 Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)												
14.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	110	103	79	61
14.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
14.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	762	741	731	726	721
14.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	372	385	392	403	418
14.5	Kernenergie	PJ	385	443	469	490	484	482	482	482	482	482
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	101	125	135	153	116	135	136	138	140	141
14.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	157	186	210	229	243
14.8	Importsaldo Strom	PJ	-21	-21	-22	-16	-33	0	0	0	0	0
14.9	Summe	PJ	1770	1949	2036	2038	1980	2022	2042	2056	2060	2067
15 Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)												
15.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	110	103	79	61
15.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
15.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	877	863	762	741	731	726	721
15.4	Naturgase	PJ	265	294	325	340	361	371	385	392	403	418
15.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	558	558	558	558
15.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	0	0	0	0	0
15.9	Summe	PJ	1705	1814	1894	1868	1848	1806	1797	1784	1768	1760
15.10	Anteil Importe fossiler ET am PEV		71%	67%	67%	65%	65%	62%	61%	60%	59%	58%
16 Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)												
16.2	Braunkohlen	PJ	0.4	0.3	0.3	0.4	0.2					
16.3	Mineralöle	PJ	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5					
16.4	Naturgase	PJ	4.9	2.7	0.1	0.8	1.1	1				
16.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38.1	49.9	57.8	69.7	48.6	52	52	53	53	54
16.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27.2	66.9	83.6	88.6	98.4	157	186	210	229	243
16.8	Summe	PJ	75	139	143	160	150	210	238	263	283	297
17 CO₂-Emissionen												
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17.8	16.4	16.9	14.0	14.3	15.7	16.2	16.5	15.3	15.0
17.2	Industrie	Mio. t	13.4	10.9	10.4	9.2	9.2	8.1	8.3	8.3	8.0	7.6
17.3	GHD	Mio. t	8.9	12.0	11.8	12.0	11.7	9.9	9.5	9.0	8.9	8.7
17.4	Haushalte	Mio. t	16.6	18.7	16.8	17.6	17.5	16.1	15.7	15.3	15.3	14.9
17.5	Verkehr (national)	Mio. t	26.4	28.8	30.9	29.9	28.6	26.6	25.4	24.8	24.4	24.2
17.6	Summe	Mio. t	83.0	86.8	86.8	82.7	81.3	76.3	75.2	74	71.8	70.4
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1.5	1.5	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0	3.1	3.1
21 Effizienz- und Umwelt-Indikatoren												
21.1	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	155.46	162.84	166.58	163.66	161.17	161.64	161.42	160.66	159.72	160.13
21.2	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	154.64	162.54	166.45	164.50	159.37	162.19	162.04	161.35	160.48	160.97
21.3	BIP / PEV (WM)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	157.7	156.6	176.4	183.7	186.6	213.1	233.8	257.7	282.3	306.3
21.4	BIP / PEV (SP)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	158.5	156.9	176.5	182.7	188.7	212.4	232.9	256.6	281.0	304.7
21.5	PEV (WM) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.34	6.39	5.67	5.44	5.36	4.69	4.28	3.88	3.54	3.26
21.6	PEV (SP) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.31	6.37	5.66	5.47	5.30	4.71	4.29	3.90	3.56	3.28
21.7	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42.3	41.8	41.5	41.3	41.5
21.8	Industrieprod. / EEV Ind.	EUR ₂₀₀₀ / GJ	297.0	392.6	421.6	404.6	404.6	485.8	529.4	574.9	618.2	660.2
21.10	EEV Ind. / Industrieproduktion	MJ / EUR ₂₀₀₀	k.A.	3.4	2.5	2.4	2.5	2.1	1.9	1.7	1.6	1.5
21.13	EEV HH / m ²	MJ / m ²	747	821	713	741	761	716	721	699	678	651
21.14	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1721	1584	1468	1391	1331
21.15	EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1364	1245	1216	1180	1144
21.16	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	95.8	92.9	93.0	92.1	92.3	89.6	88.3	87.2	86.2	85.6
21.17	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. EUR ₂₀₀₀	4.7	3.1	6.2	5.2	5.2	5.5	5.6	5.7	5.8	6.0
21.18	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1.66	1.0	1.7	1.4	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0	0.9
21.19	THG / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀						182.7	162.4	143.9	127.4	114.7
21.20	THG / Kopf	t / EW						6.3	6.1	6.0	5.7	5.6
21.21	THG / PEV (WM)	t / GJ						38.9	38.0	37.1	36.0	35.1
21.22	THG / PEV (SP)	t / GJ						38.8	37.8	36.9	35.8	34.9
21.23	CO ₂ / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀	295.7	283.8	241.5	222.1	217.7	177.6	158.0	140.1	124.1	111.7
21.24	CO ₂ / Kopf	t / EW	7.2	7.2	7.1	6.7	6.5	6.1	6.0	5.8	5.6	5.5
21.25	CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	46.6	44.4	42.6	40.8	40.6	37.9	36.9	36.1	35.0	34.2
21.26	CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	46.9	44.5	42.6	40.6	41.1	37.7	36.8	35.9	34.9	34.0

Tabelle A-23: Ergebnisse Basisszenario Niedrige Energiepreise ohne Kernenergie BANoK (1/2)

	Einheit	Statistik					Modellergebnisse					
		1990	1995	2000	2002	2003	2010	2015	2020	2025	2030	
1 Demographische Rahmenannahmen												
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11.45	11.99	12.23	12.39	12.42	12.47	12.61	12.74	12.84	12.84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4.92	5.31	5.55	5.63	5.68	5.79	5.93	6.07	6.18	6.22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412.80	451	498	500	505		538	553	568	583
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36.06	37.6	40.7	41.2	41.5		42.7	43.4	44.3	45.4
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	174	176	185	191	198	197	195
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14064	14160	14799	15169	15540	15369	15199
2 Ökonomische Rahmenannahmen												
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₂₀₀₀	280.7	305.8	359.4	372.4	373.7	429.5	475.6	527.5	578.8	630.0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR ₂₀₀₀		80.4	106.7	107.3	109.6	133.8	147.5	162.1	174.8	185.2
2.5	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	97	100	123	139	148	156	165
2.6	Güterverkehrs. / Industriebrod.	tkm / TEUR ₂₀₀₀		0.92	0.85	0.90	0.91	0.92	0.94	0.91	0.89	0.89
3 Energiepreise												
3.1	Importpreis Rohöl	EUR ₂₀₀₀ /GJ	4.16	2.42	5.43	4.42	4.35	4.85	4.99	5.13	5.27	5.41
3.2	Importpreis Erdgas	EUR ₂₀₀₀ /GJ	2.94	2.08	3.30	3.48	3.62	4.09	4.18	4.26	4.42	4.59
3.3	Importpreis Steinkohle	EUR ₂₀₀₀ /GJ	1.98	1.42	1.44	1.47	1.30	1.76	1.78	1.80	1.81	1.83
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern												
4.1	Kohlen	PJ	36.8	29.9	24.9	18.7	15.0	16	13	12	11	12
4.2	Mineralölprodukte	PJ	699.6	742.7	732.5	715.7	696.8	617	595	585	575	562
4.3	Gase	PJ	210.1	258.0	279.5	290.0	293.6	288	297	291	289	282
4.4	Strom	PJ	214.1	238.9	260.4	265.8	249.6	289	290	295	296	300
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23.6	31.6	30.0	33.0	43.5	44	46	46	43	43
4.7	Erneuerbare	PJ	11.5	34.9	41.0	41.8	51.2	105	125	141	152	159
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0.0	0.8	2.9	5.2	9.8					
4.9	Summe	PJ	1196	1337	1371	1370	1360	1359	1366	1369	1365	1357
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren												
5.1	Industrie	PJ	295	271	272	254	271	275	279	282	283	281
5.2	GHD	PJ	197	270	281	298	274	275	278	279	281	284
5.3	Haushalte	PJ	308	370	355	371	385	385	388	386	385	380
5.4	Verkehr	PJ	392	426	464	447	430	423	421	422	416	413
5.5	Summe	PJ	1192	1337	1371	1370	1360	1359	1366	1369	1365	1357
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren												
6.1	Industrie	TWh	25.6	27.2	28.6	28.1	29.8	33.3	32.7	34.0	35.0	35.5
6.2	GHD	TWh	16.2	18.8	22.3	23.7	16.5	24.2	24.7	25.2	25.7	26.4
6.3	Haushalte	TWh	15.4	17.7	18.6	20.3	21.4	20.8	21.1	20.8	19.5	19.4
6.4	Verkehr	TWh	2.3	2.7	2.9	1.7	1.6	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
6.5	Endenergie	TWh	59.5	66.4	72.3	73.8	69.3	80.2	80.5	82.0	82.2	83.4
6.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1
6.7	Leistungsverluste	TWh	4.2	1.8	1.8	2.1	1.9	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3
6.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0.4	0.5	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
6.9	Summe	TWh	64.8	69.6	75.6	77.7	72.7	83.8	84.2	85.7	86.0	87.1
*) Pumpstrom-, Druckluftspeicher												
7 Netto-Strombereitstellung												
7.1	Steinkohle	TWh		6.5	6.7	5.2		4.9	5.0	5.0	2.3	0.7
7.2	Braunkohle	TWh		2.4	2.7	2.1						
7.3	Heizöl	TWh		1.0	0.7	0.8		0.5	0.4	0.4	0.4	0.4
7.4	Erdgas	TWh		2.8	4.2	3.9		11.4	26.9	57.9	61.7	65.0
7.5	Kernenergie	TWh		44.6	46.8	49.3		48.3	31.3	0.6		
7.6	Wasserkraft	TWh		13.1	14.7	15.3		13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
7.7	Wind	TWh			0.0	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
7.8	Photovoltaik	TWh			0.0	0.1		0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh		1.0	2.0	2.5		3.8	4.2	4.4	4.7	5.0
7.11	Summe	TWh		71.3	77.9	79.4		83.6	82.6	83.3	84.3	86.4
7.10	Importsaldo Strom	TWh		-2.2	-2.3	-1.7		0.3	1.6	2.4	1.7	0.7
7.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5.7		12.5	12.4	12.9	12.9	14.3
7.13	Anteil KWK	%						15.0	15.0	15.5	15.3	16.6
8 Netto-Engpaßleistung												
8.1	Steinkohle	GW		1.7	1.7	1.3		1.0	1.0	1.0	0.5	0.1
8.2	Braunkohle	GW		0.7	0.6	0.4						
8.3	Heizöl	GW		2.8	2.8	2.5		1.8	0.9	0.4	0.5	0.4
8.4	Erdgas	GW		1.9	2.6	2.5		4.1	6.8	10.2	11.7	12.4
8.5	Kernenergie	GW		6.1	6.1	6.1		6.1	4.0	1.4		
8.6	Wasserkraft	GW		2.1	2.6	2.7		2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
8.7	Wind	GW		0.0	0.1	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
8.8	Photovoltaik	GW			0.1	0.1		0.9	1.0	1.2	1.4	1.5
8.9	Andere Brennstoffe	GW		0.1	0.3	0.4		0.7	0.8	0.8	0.8	0.9
8.10	Summe	GW		15.4	16.9	16.2		17.7	17.5	18.1	18.0	18.5
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW						3.3	3.0	2.9	2.5	2.8
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung												
9.1	Steinkohle	PJ						11.8	12.8	7.3	2.6	2.7
9.3	Heizöl	PJ						4.1	3.5	3.7	4.1	3.8
9.4	Erdgas	PJ						68.2	164.5	344.6	369.2	370.3
9.5	Kernenergie	PJ						558.0	361.8	6.9		
9.6	Wasserkraft	PJ						47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
9.7	Wind	PJ						1.1	1.1	1.2	1.2	1.3
9.8	Photovoltaik	PJ						2.8	3.4	3.9	4.5	5.0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ						19.1	25.4	31.5	37.8	44.0
9.10	Summe	PJ						712.7	620.1	446.9	467.0	474.7
10 KWK-Netto-Stromerzeugung												
10.1	Steinkohle	TWh						1.5	2.0	1.1	0.7	0.7
10.3	Mineralöle	TWh						0.1	0.0			
10.4	Erdgas	TWh						7.3	6.7	8.1	8.4	9.8
10.5	Sonstige Gase	TWh						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10.7	Müll	TWh						1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh						1.4	1.5	1.5	1.5	1.6
10.9	Summe	TWh						12.5	12.4	12.9	12.9	14.3

Tabelle A-24: Ergebnisse Basisszenario Niedrige Energiepreise ohne Kernenergie BANoK (2/2)

	Einheit	Statistik					Modellergebnisse					
		1990	1995	2000	2002	2003	2010	2015	2020	2025	2030	
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken												
11.1	Steinkohle	PJ					44.6	46.9	46.9	25.1	6.9	
11.3	Mineralöle	PJ					0.8	0.4				
11.4	Erdgas	PJ					35.2	30.3	40.2	44.8	74.1	
11.5	Sonstige Gase	PJ					0.1	0.1				
11.7	Müll	PJ					17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	
11.8	Andere Brennstoffe	PJ					26.2	27.0	27.5	28.2	28.0	
11.9	Summe	PJ					124.3	121.8	131.8	115.3	126.3	
12 Fernwärmeerzeugung												
12.1	Heizkraftwerke	PJ					40.9	42.8	42.9	39.9	38.6	
12.2	Heizwerke	PJ					5.4	5.4	5.2	4.7	5.3	
12.3	Abwärme	PJ										
12.4	Summe (AGFW)	PJ					46.3	48.2	48.1	44.6	43.9	
13 Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)												
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	112	107	80	61
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
13.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	761	740	733	721	719
13.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	370	477	660	687	707
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	362	7		
13.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38	47	51	58	44	52	52	53	53	54
13.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	158	186	210	229	243
13.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	1	6	9	6	3
13.9	Summe	PJ	1780	1953	2037	2027	2002	2013	1937	1778	1777	1788
13.10	Anteil erneuerbarer Energien		3.4%	5.5%	6.4%	7.2%	6.8%	9.4%	11.3%	13.6%	14.6%	15.3%
14 Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)												
14.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	112	107	80	61
14.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
14.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	761	740	733	721	719
14.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	370	477	660	687	707
14.5	Kernenergie	PJ	385	443	469	490	484	482	312	6		
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	101	125	135	153	116	135	136	138	140	141
14.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	158	186	210	229	243
14.8	Importsaldo Strom	PJ	-21	-21	-22	-16	-33	3	15	23	16	7
14.9	Summe	PJ	1770	1949	2036	2038	1980	2022	1981	1876	1873	1879
15 Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)												
15.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	113	112	107	80	61
15.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
15.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	877	863	761	740	733	721	719
15.4	Naturgase	PJ	265	294	325	340	361	369	477	660	687	707
15.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	362	7		
15.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	1	6	9	6	3
15.9	Summe	PJ	1705	1814	1894	1868	1848	1804	1699	1515	1494	1491
	Anteil Importe fossiler ET am PEV		71%	67%	67%	65%	65%	62%	69%	84%	84%	83%
16 Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)												
16.2	Braunkohlen	PJ	0.4	0.3	0.3	0.4	0.2					
16.3	Mineralöle	PJ	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5					
16.4	Naturgase	PJ	4.9	2.7	0.1	0.8	1.1	1				
16.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38.1	49.9	57.8	69.7	48.6	52	52	53	53	54
16.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27.2	66.9	83.6	88.6	98.4	158	186	210	229	243
16.8	Summe	PJ	75	139	143	160	150	210	238	262	282	297
17 CO₂-Emissionen												
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17.8	16.4	16.9	14.0	14.3	15.5	21.4	31.5	30.7	30.5
17.2	Industrie	Mio. t	13.4	10.9	10.4	9.2	9.2	8.2	8.3	8.2	7.9	7.5
17.3	GHD	Mio. t	8.9	12.0	11.8	12.0	11.7	9.9	9.5	9.0	8.8	8.6
17.4	Haushalte	Mio. t	16.6	18.7	16.8	17.6	17.5	16.1	15.7	15.3	15.3	14.9
17.5	Verkehr (national)	Mio. t	26.4	28.8	30.9	29.9	28.6	26.6	25.4	24.8	24.4	24.2
17.6	Summe	Mio. t	83.0	86.8	86.8	82.7	81.3	76.1	80.3	89	87.1	85.6
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1.5	1.5	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0	3.1	3.1
21 Effizienz- und Umwelt-Indikatoren												
21.1	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	155.46	162.84	166.58	163.66	161.17	161.48	153.64	139.52	138.40	139.21
21.2	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	154.64	162.54	166.45	164.50	159.37	162.15	157.13	147.23	145.88	146.33
21.3	BIP / PEV (WM)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	157.7	156.6	176.4	183.7	186.6	213.3	245.6	296.8	325.8	352.3
21.4	BIP / PEV (SP)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	158.5	156.9	176.5	182.7	188.7	212.5	240.1	281.2	309.1	335.2
21.5	PEV (WM) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.34	6.39	5.67	5.44	5.36	4.69	4.07	3.37	3.07	2.84
21.6	PEV (SP) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.31	6.37	5.66	5.47	5.30	4.71	4.16	3.56	3.24	2.98
21.7	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42.2	47.9	67.1	65.0	65.5
21.8	Industrieprod. / EEV Ind.	EUR ₂₀₀₀ / GJ	297.0	392.6	421.6	404.6	485.8	485.8	529.4	574.9	618.2	660.2
21.10	EEV Ind. / Industrieproduktion	MJ / EUR ₂₀₀₀	k.A.	3.4	2.5	2.4	2.5	2.1	1.9	1.7	1.6	1.5
21.13	EEV HH / m ²	MJ / m ²	747	821	713	741	761	k.A.	720	699	677	651
21.14	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1721	1584	1468	1391	1331
21.15	EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1364	1245	1216	1180	1144
21.16	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	95.8	92.9	93.0	92.1	92.3	89.6	87.7	85.2	84.1	83.4
21.17	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. EUR ₂₀₀₀	4.7	3.1	6.2	5.2	5.2	5.5	5.8	6.5	6.7	7.0
21.18	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1.66	1.0	1.7	1.4	1.4	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1
21.19	THG / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀						182.2	173.4	172.7	154.2	139.2
21.20	THG / Kopf	t / EW						6.3	6.5	7.2	7.0	6.8
21.21	THG / PEV (WM)	t / GJ						38.9	42.6	51.3	50.3	49.1
21.22	THG / PEV (SP)	t / GJ						38.7	41.6	48.6	47.7	46.7
21.23	CO ₂ / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀	295.7	283.8	241.5	222.1	217.7	177.2	168.9	168.5	150.5	135.8
21.24	CO ₂ / Kopf	t / EW	7.2	7.2	7.1	6.7	6.5	6.1	6.4	7.0	6.8	6.7
21.25	CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	46.6	44.4	42.6	40.8	40.6	37.8	41.5	50.0	49.0	47.9
21.26	CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	46.9	44.5	42.6	40.6	41.1	37.6	40.6	47.4	46.5	45.5

Tabelle A-25: Ergebnisse Basisszenario Hohe Energiepreise mit Kernenergie BAHmK (1/2)

	Einheit	1990	1995	2000	2002	2003	2010	2015	2020	2025	2030
1 Demographische Rahmenannahmen							Modellergebnisse				
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11.45	11.99	12.23	12.39	12.47	12.61	12.74	12.84	12.84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4.92	5.31	5.55	5.63	5.79	5.93	6.07	6.18	6.22
1.3	Wohnflächen	Mio. m ²	412.80	451	498	500	505	538	553	568	583
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	36.06	37.6	40.7	41.2	41.5	42.7	43.4	44.3	45.4
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.	165	170	174	176	185	191	198	197	195
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW	13794	13925	14064	14160	14799	15169	15540	15369	15199
2 Ökonomische Rahmenannahmen											
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₂₀₀₀	280.7	305.8	359.4	372.4	429.5	475.6	527.5	578.8	630.0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR ₂₀₀₀		80.4	106.7	107.3	133.8	147.5	162.1	174.8	185.2
2.5	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	97	123	139	148	156	165
2.6	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TEUR ₂₀₀₀		0.92	0.85	0.90	0.92	0.94	0.91	0.89	0.89
3 Energiepreise							ewi/PROGNOS Ölpreisszenario				
3.1	Importpreis Rohöl	EUR ₂₀₀₀ /GJ	4.16	2.42	5.43	4.42	8.62	8.92	9.31	10.68	11.99
3.2	Importpreis Erdgas	EUR ₂₀₀₀ /GJ	2.94	2.08	3.30	3.48	5.08	5.24	5.47	6.14	6.76
3.3	Importpreis Steinkohle	EUR ₂₀₀₀ /GJ	1.98	1.42	1.44	1.47	1.78	1.76	1.74	1.80	1.85
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern											
4.1	Kohlen	PJ	36.8	29.9	24.9	18.7	15	13	11	10	11
4.2	Mineralölprodukte	PJ	699.6	742.7	732.5	715.7	614	593	586	582	568
4.3	Gase	PJ	210.1	258.0	279.5	290.0	290	298	292	282	275
4.5	Strom	PJ	214.1	238.9	260.4	265.8	289	290	295	296	301
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23.6	31.6	30.0	33.0	45	46	46	43	41
4.7	Erneuerbare	PJ	11.5	34.9	41.0	41.8	105	125	140	151	159
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0.0	0.8	2.9	5.2	0	0	0	0	0
4.9	Summe	PJ	1196	1337	1371	1370	1359	1366	1369	1366	1356
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren											
5.1	Industrie	PJ	295	271	272	254	275	278	282	282	280
5.2	GHD	PJ	197	270	281	298	275	278	279	282	284
5.3	Haushalte	PJ	308	370	355	371	385	388	387	385	378
5.4	Verkehr	PJ	392	426	464	447	423	421	422	416	413
5.5	Summe	PJ	1192	1337	1371	1370	1359	1366	1369	1366	1356
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren											
6.1	Industrie	TWh	25.6	27.2	28.6	28.1	33.4	32.7	34.0	35.0	35.5
6.2	GHD	TWh	16.2	18.8	22.3	23.7	24.2	24.7	25.2	25.8	26.6
6.3	Haushalte	TWh	15.4	17.7	18.6	20.3	20.8	21.2	20.7	19.5	19.4
6.4	Verkehr	TWh	2.3	2.7	2.9	1.7	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
6.5	Endenergie	TWh	59.5	66.4	72.3	73.8	80.3	80.6	81.9	82.3	83.6
6.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.9	0.8	0.9	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1
6.7	Leitungsverluste	TWh	4.2	1.8	1.8	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	-0.1
6.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0.4	0.5	0.7	0.8	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
6.9	Summe	TWh	64.8	69.6	75.6	77.7	84.0	84.3	85.5	86.0	85.0
*) Pumpstrom-, Druckluftspeicher											
7 Netto-Strombereitstellung											
7.1	Steinkohle	TWh		6.5	6.7	5.2	2.8	4.8	5.6	10.9	11.8
7.2	Braunkohle	TWh		2.4	2.7	2.1	0.4	0.7	0.7	0.7	0.7
7.3	Heizöl	TWh		1.0	0.7	0.8	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
7.4	Erdgas	TWh		2.8	4.2	3.9	14.3	11.8	11.9	6.7	4.3
7.5	Kernenergie	TWh		44.6	46.8	49.3	48.3	48.3	48.3	48.3	48.3
7.6	Wasserkraft	TWh		13.1	14.7	15.3	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
7.7	Wind	TWh			0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
7.8	Photovoltaik	TWh			0.0	0.1	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh		1.0	2.0	2.5	3.1	3.4	3.7	3.9	4.2
7.11	Summe	TWh		71.3	77.9	79.4	84.0	84.3	85.5	86.0	85.0
7.10	Importsaldo Strom	TWh		-2.2	-2.3	-1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5.7	12.6	12.2	12.0	11.8	10.0
7.13	Anteil KWK	%					15.0	14.4	14.0	13.7	11.7
8 Netto-Engpaßleistung											
8.1	Steinkohle	GW		1.7	1.7	1.3	1.0	1.5	1.7	1.9	1.5
8.2	Braunkohle	GW		0.7	0.6	0.4		0.0	0.0	0.0	0.0
8.3	Heizöl	GW		2.8	2.8	2.5	1.8	0.7	0.3	0.3	0.4
8.4	Erdgas	GW		1.9	2.6	2.5	4.1	4.3	4.6	4.4	4.7
8.5	Kernenergie	GW		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
8.6	Wasserkraft	GW		2.1	2.6	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
8.7	Wind	GW		0.0	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
8.8	Photovoltaik	GW			0.1	0.1	0.9	1.0	1.2	1.4	1.5
8.9	Andere Brennstoffe	GW		0.1	0.3	0.4	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9
8.10	Summe	GW		15.4	16.9	16.2	17.7	17.6	17.7	17.9	18.3
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					3.3	3.0	2.8	2.3	2.0
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung											
9.1	Steinkohle	PJ					11.6	36.6	46.9	65.6	72.5
9.3	Heizöl	PJ					1.2	2.6	2.2	2.3	3.7
9.4	Erdgas	PJ					73.0	56.6	56.7	43.7	42.7
9.5	Kernenergie	PJ					558.0	558.0	558.0	558.0	558.0
9.6	Wasserkraft	PJ					47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
9.7	Wind	PJ					1.1	1.1	1.2	1.2	1.3
9.8	Photovoltaik	PJ					2.8	3.4	3.9	4.5	5.0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ					19.0	25.3	31.5	37.8	44.0
9.10	Summe	PJ					714.4	731.3	748.1	760.7	774.8
10 KWK-Netto-Stromerzeugung											
10.1	Steinkohle	TWh					1.5	2.2	2.3	0.7	0.7
10.3	Mineralöle	TWh					0.1	0.0			
10.4	Erdgas	TWh					7.4	6.3	6.0	7.4	5.5
10.5	Sonstige Gase	TWh					1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10.7	Müll	TWh					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh					1.4	1.5	1.5	1.5	1.6
10.9	Summe	TWh					12.6	12.2	12.0	11.8	10.0

Tabelle A-26: Ergebnisse Basisszenario Hohe Energiepreise mit Kernenergie BAHmK (2/2)

	Einheit	1990 1995 2000 2002 2003					2010 2015 2020 2025 2030					
		Statistik					Modellergebnisse					
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken												
11.1	Steinkohle	PJ					44.6	46.9	46.9	25.1	6.9	
11.3	Mineralöle	PJ					0.8	0.4				
11.4	Erdgas	PJ					35.8	26.0	23.7	36.7	41.7	
11.5	Sonstige Gase	PJ					0.1	0.1				
11.7	Müll	PJ					17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	
11.8	Andere Brennstoffe	PJ					26.2	26.9	27.5	28.2	28.1	
11.9	Summe	PJ					124.8	117.5	115.3	107.3	94.0	
12 Fernwärmeerzeugung												
12.1	Heizkraftwerke	PJ					41.1	42.7	42.9	39.9	34.5	
12.2	Heizwerke	PJ					5.4	5.4	5.2	5.2	8.0	
12.3	Abwärme	PJ								0.0	0.0	
12.4	Summe (AGFW)	PJ					46.5	48.1	48.1	45.1	42.5	
13 Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)												
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	134	142	143	131
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
13.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	758	739	732	729	726
13.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	374	365	359	347	357
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	558	558	558	558
13.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38	47	51	58	44	52	52	53	53	54
13.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	159	186	208	228	243
13.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	0	0	0	0	0
13.9	Summe	PJ	1780	1953	2037	2027	2002	2015	2037	2053	2059	2071
13.10	Anteil erneuerbarer Energien		3.4%	5.5%	6.4%	7.2%	6.8%	9.5%	10.7%	11.7%	12.6%	13.3%
14 Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)												
14.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	134	142	143	131
14.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
14.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	758	739	732	729	726
14.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	374	365	359	347	357
14.5	Kernenergie	PJ	385	443	469	490	484	482	482	482	482	482
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	101	125	135	153	116	135	136	138	140	141
14.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	159	186	208	228	243
14.8	Importsaldo Strom	PJ	-21	-21	-22	-16	-33	0	0	0	0	0
14.9	Summe	PJ	1770	1949	2036	2038	1980	2022	2045	2061	2069	2082
15 Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)												
15.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	134	142	143	131
15.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
15.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	877	863	757	739	732	729	726
15.4	Naturgase	PJ	265	294	325	340	361	374	365	359	347	357
15.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	558	558	558	558
15.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	0	0	0	0	0
15.9	Summe	PJ	1705	1814	1894	1868	1848	1803	1799	1792	1777	1774
15.10	Anteil Importe fossiler ET am PEV		71%	67%	67%	65%	65%	62%	61%	60%	59%	59%
16 Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)												
16.2	Braunkohlen	PJ	0.4	0.3	0.3	0.4	0.2					
16.3	Mineralöle	PJ	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5	1				
16.4	Naturgase	PJ	4.9	2.7	0.1	0.8	1.1	1				
16.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38.1	49.9	57.8	69.7	48.6	52	52	53	53	54
16.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27.2	66.9	83.6	88.6	98.4	159	186	208	228	243
16.8	Summe	PJ	75	139	143	160	150	212	239	261	282	297
17 CO₂-Emissionen												
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17.8	16.4	16.9	14.0	14.3	15.5	17.2	18.1	18.1	18.5
17.2	Industrie	Mio. t	13.4	10.9	10.4	9.2	9.2	8.1	8.3	8.2	7.9	7.5
17.3	GHD	Mio. t	8.9	12.0	11.8	12.0	11.7	9.8	9.5	9.0	8.9	8.7
17.4	Haushalte	Mio. t	16.6	18.7	16.8	17.6	17.5	16.1	15.8	15.4	15.4	14.8
17.5	Verkehr (national)	Mio. t	26.4	28.8	30.9	29.9	28.6	26.6	25.4	24.8	24.4	24.2
17.6	Summe	Mio. t	83.0	86.8	86.8	82.7	81.3	76.1	76.1	76	74.7	73.7
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1.5	1.5	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0	3.1	3.1
21 Effizienz- und Umwelt-Indikatoren												
21.1	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	155.46	162.84	166.58	163.66	161.17	161.60	161.62	161.10	160.42	161.24
21.2	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	154.64	162.54	166.45	164.50	159.37	162.15	162.23	161.78	161.18	162.08
21.3	BIP / PEV (WM)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	157.7	156.6	176.4	183.7	186.6	213.2	233.5	257.0	281.1	304.2
21.4	BIP / PEV (SP)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	158.5	156.9	176.5	182.7	188.7	212.5	232.6	255.9	279.7	302.6
21.5	PEV (WM) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.34	6.39	5.67	5.44	5.36	4.69	4.28	3.89	3.56	3.29
21.6	PEV (SP) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.31	6.37	5.66	5.47	5.30	4.71	4.30	3.91	3.57	3.30
21.7	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42.3	41.5	41.1	40.7	39.5
21.8	Industrieprod. / EEV Ind.	EUR ₂₀₀₀ / GJ		297.0	392.6	421.6	404.6	486.2	529.8	575.4	619.0	661.0
21.10	EEV Ind. / Industrieproduktion	MJ / EUR ₂₀₀₀	k.A.	3.4	2.5	2.4	2.5	2.1	1.9	1.7	1.6	1.5
21.13	EEV HH / m ²	MJ / m ²	747	821	713	741	761	k.A.	721	699	678	649
21.14	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1720	1584	1468	1391	1331
21.15	EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1364	1245	1216	1180	1144
21.16	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	95.8	92.9	93.0	92.1	92.3	89.5	88.3	87.3	86.3	85.6
21.17	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. EUR ₂₀₀₀	4.7	3.1	6.2	5.2	5.2	8.6	8.7	9.0	10.0	11.2
21.18	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1.66	1.0	1.7	1.4	1.4	2.0	1.8	1.7	1.7	1.8
21.19	THG / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀						182.1	164.4	147.1	132.4	120.1
21.20	THG / Kopf	t / EW						6.3	6.2	6.1	6.0	5.9
21.21	THG / PEV (WM)	t / GJ						38.8	38.4	37.8	37.2	36.5
21.22	THG / PEV (SP)	t / GJ						38.7	38.2	37.6	37.0	36.4
21.23	CO ₂ / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀	295.7	283.8	241.5	222.1	217.7	177.1	160.0	143.2	129.1	117.1
21.24	CO ₂ / Kopf	t / EW	7.2	7.2	7.1	6.7	6.5	6.1	6.0	5.9	5.8	5.7
21.25	CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	46.6	44.4	42.6	40.8	40.6	37.8	37.4	36.8	36.3	35.6
21.26	CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	46.9	44.5	42.6	40.6	41.1	37.6	37.2	36.7	36.1	35.4

Tabelle A-27: Ergebnisse Basisszenario Hohe Energiepreise ohne Kernenergie BAHoK (1/2)

	Einheit	1990	1995	2000	2002	2003	2010	2015	2020	2025	2030
1 Demographische Rahmenannahmen							Modellergebnisse				
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11.45	11.99	12.23	12.39	12.47	12.61	12.74	12.84	12.84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4.92	5.31	5.55	5.63	5.79	5.93	6.07	6.18	6.22
1.3	Wohnflächen	Mio. m ²	412.80	451	498	500		538	553	568	583
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	36.06	37.6	40.7	41.2		42.7	43.4	44.3	45.4
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	174	185	191	198	197	195
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14064	14799	15169	15540	15369	15199
2 Ökonomische Rahmenannahmen											
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₂₀₀₀	280.7	305.8	359.4	372.4	429.5	475.6	527.5	578.8	630.0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR ₂₀₀₀		80.4	106.7	107.3	133.8	147.5	162.1	174.8	185.2
2.5	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	97	123	139	148	156	165
2.6	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TEUR ₂₀₀₀		0.92	0.85	0.90	0.92	0.94	0.91	0.89	0.89
3 Energiepreise							ewi/PROGNOS Ölpreisszenario				
3.1	Importpreis Rohöl	EUR ₂₀₀₀ /GJ	4.16	2.42	5.43	4.42	8.62	8.92	9.31	10.68	11.99
3.2	Importpreis Erdgas	EUR ₂₀₀₀ /GJ	2.94	2.08	3.30	3.48	5.08	5.24	5.47	6.14	6.76
3.3	Importpreis Steinkohle	EUR ₂₀₀₀ /GJ	1.98	1.42	1.44	1.47	1.78	1.76	1.74	1.80	1.85
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern											
4.1	Kohlen	PJ	36.8	29.9	24.9	18.7	15	13	11	11	11
4.2	Mineralölprodukte	PJ	699.6	742.7	732.5	715.7	614	592	583	582	568
4.3	Gase	PJ	210.1	258.0	279.5	290.0	291	298	292	282	275
4.5	Strom	PJ	214.1	238.9	260.4	265.8	289	290	295	296	300
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23.6	31.6	30.0	33.0	45	46	46	43	42
4.7	Erneuerbare	PJ	11.5	34.9	41.0	41.8	105	126	141	151	160
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0.0	0.8	2.9	5.2					
4.9	Summe	PJ	1196	1337	1371	1370	1359	1365	1368	1366	1356
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren											
5.1	Industrie	PJ	295	271	272	254	275	278	282	282	280
5.2	GHD	PJ	197	270	281	298	276	278	279	282	284
5.3	Haushalte	PJ	308	370	355	371	385	388	386	385	378
5.4	Verkehr	PJ	392	426	464	447	423	421	422	416	413
5.5	Summe	PJ	1192	1337	1371	1370	1359	1365	1368	1366	1356
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren											
6.1	Industrie	TWh	25.6	27.2	28.6	28.1	33.3	32.7	34.0	35.0	35.5
6.2	GHD	TWh	16.2	18.8	22.3	23.7	24.2	24.7	25.2	25.8	26.6
6.3	Haushalte	TWh	15.4	17.7	18.6	20.3	20.8	21.2	20.7	19.4	19.2
6.4	Verkehr	TWh	2.3	2.7	2.9	1.7	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
6.5	Endenergie	TWh	59.5	66.4	72.3	73.8	80.2	80.5	81.9	82.3	83.4
6.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.9	0.8	0.9	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1
6.7	Leitungsverluste	TWh	4.2	1.8	1.8	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
6.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0.4	0.5	0.7	0.8	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
6.9	Summe	TWh	64.8	69.6	75.6	77.7	83.9	84.2	85.5	85.9	87.2
*) Pumpstrom-, Druckluftspeicher											
7 Netto-Strombereitstellung											
7.1	Steinkohle	TWh		6.5	6.7	5.2	4.9	15.7	38.5	34.8	34.0
7.2	Braunkohle	TWh		2.4	2.7	2.1	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4
7.3	Heizöl	TWh		1.0	0.7	0.8	11.6	8.7	9.3	6.8	9.2
7.4	Erdgas	TWh		2.8	4.2	3.9	48.3	31.3	0.6		
7.5	Kernenergie	TWh		44.6	46.8	49.3	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
7.6	Wasserkraft	TWh		13.1	14.7	15.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
7.7	Wind	TWh			0.0	0.1	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
7.8	Photovoltaik	TWh			0.0	0.1	3.8	4.2	4.4	4.7	5.0
7.9	Andere Brennstoffe	TWh		1.0	2.0	2.5	83.7	75.1	68.1	61.7	64.0
7.11	Summe	TWh		71.3	77.9	79.4	0.3	9.1	17.4	24.2	23.2
7.10	Importsaldo Strom	TWh		-2.2	-2.3	-1.7	12.7	12.2	12.4	12.1	11.0
7.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5.7	15.2	16.3	18.1	19.7	17.3
7.13	Anteil KWK	%									
8 Netto-Engpaßleistung											
8.1	Steinkohle	GW		1.7	1.7	1.3	1.0	2.6	5.8	5.2	4.8
8.2	Braunkohle	GW		0.7	0.6	0.4		0.0	0.0	0.0	0.0
8.3	Heizöl	GW		2.8	2.8	2.5	1.8	1.1	0.4	0.4	0.4
8.4	Erdgas	GW		1.9	2.6	2.5	4.0	5.0	5.1	7.0	7.6
8.5	Kernenergie	GW		6.1	6.1	6.1	6.1	4.0	1.4		
8.6	Wasserkraft	GW		2.1	2.6	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
8.7	Wind	GW		0.0	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
8.8	Photovoltaik	GW			0.1	0.1	0.9	1.0	1.2	1.4	1.5
8.9	Andere Brennstoffe	GW		0.1	0.3	0.4	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9
8.10	Summe	GW		15.4	16.9	16.2	17.7	17.5	17.8	17.9	18.3
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					3.3	3.0	2.9	2.4	2.2
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung											
9.1	Steinkohle	PJ					11.8	93.2	257.7	238.8	245.3
9.3	Heizöl	PJ					3.2	4.3	3.7	3.4	3.5
9.4	Erdgas	PJ					68.9	56.7	64.5	44.2	48.4
9.5	Kernenergie	PJ					558.0	361.8	6.9		
9.6	Wasserkraft	PJ					47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
9.7	Wind	PJ					1.1	1.1	1.2	1.2	1.3
9.8	Photovoltaik	PJ					2.8	3.4	3.9	4.5	5.0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ					19.0	25.4	31.5	37.8	44.0
9.10	Summe	PJ					712.5	593.6	417.1	377.5	395.1
10 KWK-Netto-Stromerzeugung											
10.1	Steinkohle	TWh					1.5	2.3	2.3	0.7	0.7
10.3	Mineralöle	TWh					0.1	0.0			
10.4	Erdgas	TWh					7.5	6.3	6.4	7.7	6.6
10.5	Sonstige Gase	TWh					1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10.7	Müll	TWh					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh					1.4	1.5	1.5	1.5	1.6
10.9	Summe	TWh					12.7	12.2	12.4	12.1	11.0

Tabelle A-28: Ergebnisse Basisszenario Hohe Energiepreise ohne Kernenergie BAHoK (2/2)

	Einheit	1990 1995 2000 2002 2003					2010 2015 2020 2025 2030					
		Statistik					Modellergebnisse					
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken												
11.1	Steinkohle	PJ					44.6	46.9	46.9	25.1	6.9	
11.3	Mineralöle	PJ					0.7	0.4				
11.4	Erdgas	PJ					36.5	26.0	26.2	39.3	49.6	
11.5	Sonstige Gase	PJ					0.1	0.1				
11.7	Müll	PJ					17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	
11.8	Andere Brennstoffe	PJ					26.2	26.9	27.5	28.2	28.1	
11.9	Summe	PJ					125.4	117.5	117.9	109.9	101.9	
12 Fernwärmeerzeugung												
12.1	Heizkraftwerke	PJ					41.1	42.9	43.1	39.9	34.8	
12.2	Heizwerke	PJ					5.4	5.4	5.2	5.2	8.4	
12.3	Abwärme	PJ										
12.4	Summe (AGFW)	PJ					46.5	48.3	48.3	45.2	43.2	
13 Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)												
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	191	351	316	304
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
13.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	760	740	730	729	724
13.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	370	365	367	349	364
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	362	7		
13.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38	47	51	58	44	52	52	53	53	54
13.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	159	186	211	229	244
13.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	1	33	63	87	84
13.9	Summe	PJ	1780	1953	2037	2027	2002	2014	1932	1783	1763	1775
13.10	Anteil erneuerbarer Energien		3.4%	5.5%	6.4%	7.2%	6.8%	9.5%	11.3%	13.6%	14.7%	15.5%
14 Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)												
14.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	191	351	316	304
14.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
14.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	760	740	730	729	724
14.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	370	365	367	349	364
14.5	Kernenergie	PJ	385	443	469	490	484	482	312	6		
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	101	125	135	153	116	135	136	138	140	141
14.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	159	186	211	229	244
14.8	Importsaldo Strom	PJ	-21	-21	-22	-16	-33	3	86	164	228	218
14.9	Summe	PJ	1770	1949	2036	2038	1980	2022	2019	1968	1990	1998
15 Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)												
15.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	191	351	316	304
15.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	1	1	2
15.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	877	863	759	740	730	729	724
15.4	Naturgase	PJ	265	294	325	340	361	370	365	367	349	364
15.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	362	7		
15.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	1	33	63	87	84
15.9	Summe	PJ	1705	1814	1894	1868	1848	1802	1693	1519	1481	1478
15.10	Anteil Importe fossiler ET am PEV		71%	67%	67%	65%	65%	62%	67%	81%	79%	79%
16 Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)												
16.2	Braunkohlen	PJ	0.4	0.3	0.3	0.4	0.2					
16.3	Mineralöle	PJ	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5	1				
16.4	Naturgase	PJ	4.9	2.7	0.1	0.8	1.1	1				
16.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38.1	49.9	57.8	69.7	48.6	52	52	53	53	54
16.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27.2	66.9	83.6	88.6	98.4	159	186	211	229	244
16.8	Summe	PJ	75	139	143	160	150	212	238	264	282	297
17 CO₂-Emissionen												
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17.8	16.4	16.9	14.0	14.3	15.5	22.6	37.9	34.1	34.7
17.2	Industrie	Mio. t	13.4	10.9	10.4	9.2	9.2	8.1	8.2	8.2	7.9	7.5
17.3	GHD	Mio. t	8.9	12.0	11.8	12.0	11.7	9.8	9.5	9.0	8.9	8.7
17.4	Haushalte	Mio. t	16.6	18.7	16.8	17.6	17.5	16.1	15.7	15.3	15.4	14.8
17.5	Verkehr (national)	Mio. t	26.4	28.8	30.9	29.9	28.6	26.6	25.4	24.8	24.4	24.2
17.6	Summe	Mio. t	83.0	86.8	86.8	82.7	81.3	76.0	81.4	95	90.7	89.9
17.7	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1.5	1.5	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0	3.1	3.1
21 Effizienz- und Umwelt-Indikatoren												
21.1	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	155.46	162.84	166.58	163.66	161.17	161.50	153.24	139.93	137.37	138.24
21.2	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	154.64	162.54	166.45	164.50	159.37	162.18	160.19	154.48	155.04	155.53
21.3	BIP / PEV (WM)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	157.7	156.6	176.4	183.7	186.6	213.3	246.2	295.9	328.2	354.8
21.4	BIP / PEV (SP)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	158.5	156.9	176.5	182.7	188.7	212.4	235.6	268.0	290.8	315.4
21.5	PEV (WM) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.34	6.39	5.67	5.44	5.36	4.69	4.06	3.38	3.05	2.82
21.6	PEV (SP) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.31	6.37	5.66	5.47	5.30	4.71	4.25	3.73	3.44	3.17
21.7	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42.3	45.6	58.8	58.9	58.3
21.8	Industrieprod. / EEV Ind.	EUR ₂₀₀₀ / GJ	297.0	392.6	421.6	404.6	486.2	529.8	575.4	619.0	662.4	
21.10	EEV Ind. / Industrieproduktion	MJ / EUR ₂₀₀₀	k.A.	3.4	2.5	2.4	2.5	2.1	1.9	1.7	1.6	1.5
21.13	EEV HH / m ²	MJ / m ²	747	821	713	741	761	k.A.	720	698	678	649
21.14	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1720	1584	1468	1391	1331
21.15	EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1364	1245	1216	1180	1144
21.16	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	95.8	92.9	93.0	92.1	92.3	89.5	87.7	85.2	84.0	83.2
21.17	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. EUR ₂₀₀₀	4.7	3.1	6.2	5.2	5.2	8.6	8.7	9.0	10.1	11.2
21.18	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1.66	1.0	1.7	1.4	1.4	2.0	1.8	1.7	1.7	1.8
21.19	THG / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀						182.1	175.7	184.9	160.5	146.2
21.20	THG / Kopf	t / EW						6.3	6.6	7.7	7.2	7.2
21.21	THG / PEV (WM)	t / GJ						38.8	43.3	54.7	52.7	51.9
21.22	THG / PEV (SP)	t / GJ						38.7	41.4	49.6	46.7	46.1
21.23	CO ₂ / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀	295.7	283.8	241.5	222.1	217.7	177.0	171.1	180.5	156.8	142.8
21.24	CO ₂ / Kopf	t / EW	7.2	7.2	7.1	6.7	6.5	6.1	6.5	7.5	7.1	7.0
21.25	CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	46.6	44.4	42.6	40.8	40.6	37.8	42.1	53.4	51.5	50.7
21.26	CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	46.9	44.5	42.6	40.6	41.1	37.6	40.3	48.4	45.6	45.0

Tabelle A-29: Ergebnisse des Klimaschutzszenarios mit Kernenergie (KLImK) (1/2)

	Einheit	1990 1995 2000 2002 2003					2010 2015 2020 2025 2030					
		Statistik					Modellergebnisse					
1 Demographische Rahmenannahmen												
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11.45	11.99	12.23	12.39	12.42	12.47	12.61	12.74	12.84	12.84
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4.92	5.31	5.55	5.63	5.68	5.79	5.93	6.07	6.18	6.22
1.3	Wohnflächen	Mio. m²	412.80	451	498	500	505		538	553	568	583
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m² / EW	36.06	37.6	40.7	41.2	41.5		42.7	43.4	44.3	45.4
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	174	176	185	191	198	197	195
1.6	Personenverkehrsleistung pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14064	14160	14799	15169	15540	15369	15199
2 Ökonomische Rahmenannahmen												
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₂₀₀₀	280.7	305.8	359.4	372.4	373.7	429.5	475.6	527.5	578.8	630.0
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR ₂₀₀₀		80.4	106.7	107.3	109.6	133.8	147.5	162.1	174.8	185.2
2.5	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	97	100	123	139	148	156	165
2.6	Güterverkehrsleistung / Industrieproduktion	tkm / TEUR ₂₀₀₀		0.92	0.85	0.90	0.91	0.92	0.94	0.91	0.89	0.89
3 Energiepreise												
3.1	Importpreis Rohöl	EUR ₂₀₀₀ /GJ	4.16	2.42	5.43	4.42	4.35	7.06	6.56	6.88	7.21	7.54
3.2	Importpreis Erdgas	EUR ₂₀₀₀ /GJ	2.94	2.08	3.30	3.48	3.62	3.69	3.56	3.65	3.72	3.80
3.3	Importpreis Steinkohle	EUR ₂₀₀₀ /GJ	1.98	1.42	1.44	1.47	1.30	1.68	1.78	1.88	1.88	1.88
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern												
4.1	Kohlen	PJ	36.8	29.9	24.9	18.7	15.0	15	12	8	9	11
4.2	Mineralölprodukte	PJ	699.6	742.7	732.5	715.7	696.8	612	590	576	577	563
4.3	Gase	PJ	210.1	258.0	279.5	290.0	293.6	295	301	294	283	277
4.5	Strom	PJ	214.1	238.9	260.4	265.8	249.6	288	289	289	294	299
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23.6	31.6	30.0	33.0	43.5	44	45	45	44	42
4.7	Erneuerbare	PJ	11.5	34.9	41.0	41.8	51.2	105	126	145	152	159
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0.0	0.8	2.9	5.2	9.8					
4.9	Summe	PJ	1196	1337	1371	1370	1360	1358	1362	1358	1359	1352
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren												
5.1	Industrie	PJ	295	271	272	254	271	275	278	279	279	277
5.2	GHD	PJ	197	270	281	298	274	275	278	277	282	284
5.3	Haushalte	PJ	308	370	355	371	385	385	386	380	382	377
5.4	Verkehr	PJ	392	426	464	447	430	423	421	422	416	413
5.5	Summe	PJ	1192	1337	1371	1370	1360	1358	1362	1358	1359	1352
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren												
6.1	Industrie	TWh	25.6	27.2	28.6	28.1	29.8	33.1	32.7	34.0	35.0	35.5
6.2	GHD	TWh	16.2	18.8	22.3	23.7	16.5	24.2	24.7	25.1	25.7	26.4
6.3	Haushalte	TWh	15.4	17.7	18.6	20.3	21.4	20.8	21.0	19.2	19.0	19.1
6.4	Verkehr	TWh	2.3	2.7	2.9	1.7	1.6	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
6.5	Endenergie	TWh	59.5	66.4	72.3	73.8	69.3	80.1	80.4	80.4	81.7	83.1
6.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
6.7	Leitungsverluste	TWh	4.2	1.8	1.8	2.1	1.9	2.2	2.2	2.2	2.3	2.2
6.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0.4	0.5	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
6.9	Summe	TWh	64.8	69.6	75.6	77.7	72.7	83.7	84.0	84.0	85.4	86.7
*) Pumpstrom-, Druckluftspeicher												
7 Netto-Strombereitstellung												
7.1	Steinkohle	TWh		6.5	6.7	5.2		5.0	4.4	2.1	2.0	0.7
7.2	Braunkohle	TWh		2.4	2.7	2.1		0.4	0.4	0.3	0.4	0.3
7.3	Heizöl	TWh		1.0	0.7	0.8						
7.4	Erdgas	TWh		2.8	4.2	3.9		11.5	11.9	13.3	14.5	17.0
7.5	Kernenergie	TWh		44.6	46.8	49.3		48.3	48.3	48.3	48.3	48.3
7.6	Wasserkraft	TWh		13.1	14.7	15.3		13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
7.7	Wind	TWh			0.0	0.1		0.3	0.3	0.4	0.4	0.4
7.8	Photovoltaik	TWh			0.0	0.1		0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
7.9	Andere Brennstoffe	TWh		1.0	2.0	2.5		3.8	4.2	4.9	5.0	5.0
7.11	Summe	TWh		71.3	77.9	79.4		83.7	84.0	84.0	85.4	86.7
7.10	Importsaldo Strom	TWh		-2.2	-2.3	-1.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5.7		12.6	12.2	12.1	12.4	13.6
7.13	Anteil KWK	%						15.1	14.5	14.5	14.5	15.7
8 Netto-Engpaßleistung												
8.1	Steinkohle	GW		1.7	1.7	1.3		1.0	1.0	1.0	0.5	0.1
8.2	Braunkohle	GW		0.7	0.6	0.4						
8.3	Heizöl	GW		2.8	2.8	2.5		1.8	0.8	0.3	0.3	0.3
8.4	Erdgas	GW		1.9	2.6	2.5		4.1	4.7	4.7	5.6	6.3
8.5	Kernenergie	GW		6.1	6.1	6.1		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
8.6	Wasserkraft	GW		2.1	2.6	2.7		2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
8.7	Wind	GW		0.0	0.1	0.1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
8.8	Photovoltaik	GW			0.1	0.1		0.9	1.0	1.2	1.4	1.5
8.9	Andere Brennstoffe	GW		0.1	0.3	0.4		0.7	0.8	0.9	0.9	0.9
8.10	Summe	GW		15.4	16.9	16.2		17.7	17.5	17.4	17.9	18.4
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW						3.3	3.0	2.8	2.4	2.7
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung												
9.1	Steinkohle	PJ						11.5	9.9	1.7	1.4	2.6
9.3	Heizöl	PJ						3.3	4.3	2.6	3.3	2.9
9.4	Erdgas	PJ						68.4	76.0	78.4	87.8	88.0
9.5	Kernenergie	PJ						558.0	558.0	558.0	558.0	558.0
9.6	Wasserkraft	PJ						47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
9.7	Wind	PJ						1.1	1.1	1.5	1.5	1.5
9.8	Photovoltaik	PJ						2.8	3.4	3.9	4.5	5.0
9.9	Andere Brennstoffe	PJ						19.1	25.4	43.7	43.9	44.0
9.10	Summe	PJ						711.8	725.6	737.5	747.9	749.6
10 KWK-Netto-Stromerzeugung												
10.1	Steinkohle	TWh						1.4	1.9	0.5	0.4	0.7
10.3	Mineralöle	TWh						0.1	0.0			
10.4	Erdgas	TWh						7.5	6.6	8.0	8.3	9.2
10.5	Sonstige Gase	TWh						1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10.7	Müll	TWh						1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
10.8	Andere Brennstoffe	TWh						1.4	1.5	1.5	1.5	1.6
10.9	Summe	TWh						12.6	12.2	12.1	12.4	13.6

Tabelle A-30: Ergebnisse des Klimaschutzenszenarios mit Kernenergie (KLIImK) (2/2)

	Einheit	1990 1995 2000 2002 2003					2010 2015 2020 2025 2030					
		Statistik					Modellergebnisse					
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken												
11.1	Steinkohle	PJ					44.6	43.6	22.9	21.8	6.9	
11.3	Mineralöle	PJ					0.8	0.4				
11.4	Erdgas	PJ					37.0	29.7	42.4	43.8	69.3	
11.5	Sonstige Gase	PJ					0.1	0.1				
11.7	Müll	PJ					17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	
11.8	Andere Brennstoffe	PJ					26.2	27.0	27.6	28.3	28.1	
11.9	Summe	PJ					126.1	118.0	110.2	111.2	121.6	
12 Fernwärmeerzeugung												
12.1	Heizkraftwerke	PJ					40.3	42.0	41.6	40.4	37.9	
12.2	Heizwerke	PJ					5.3	5.3	5.0	5.2	5.7	
12.3	Abwärme	PJ										
12.4	Summe (AGFW)	PJ					45.6	47.4	46.6	45.6	43.6	
13 Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)												
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	105	77	76	61
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	0	0	2
13.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	757	737	747	739	728
13.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	374	389	394	394	411
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	558	558	558	558
13.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38	47	51	58	44	52	52	53	54	54
13.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	158	186	228	236	243
13.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	0	0	0	0	0
13.9	Summe	PJ	1780	1953	2037	2027	2002	2012	2030	2057	2056	2057
13.10	Anteil erneuerbarer Energien		3.4%	5.5%	6.4%	7.2%	6.8%	9.4%	10.8%	12.6%	13.0%	13.4%
14 Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)												
14.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	105	77	76	61
14.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	0	0	2
14.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	757	737	747	739	728
14.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	374	389	394	394	411
14.5	Kernenergie	PJ	385	443	469	490	484	482	482	482	482	482
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	101	125	135	153	116	135	136	139	140	142
14.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	158	186	228	236	243
14.8	Importsaldo Strom	PJ	-21	-21	-22	-16	-33	0	0	0	0	0
14.9	Summe	PJ	1770	1949	2036	2038	1980	2019	2038	2066	2066	2068
15 Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)												
15.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	112	105	77	76	61
15.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	0	0	2
15.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	877	863	757	737	747	739	728
15.4	Naturgase	PJ	265	294	325	340	361	373	389	394	394	411
15.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	558	558	558	558
15.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	0	0	0	0	0
15.9	Summe	PJ	1705	1814	1894	1868	1848	1802	1792	1776	1767	1760
15.10	Anteil Importe fossiler ET am PEV		71%	67%	67%	65%	65%	62%	61%	59%	59%	58%
16 Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)												
16.2	Braunkohlen	PJ	0.4	0.3	0.3	0.4	0.2					
16.3	Mineralöle	PJ	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5					
16.4	Naturgase	PJ	4.9	2.7	0.1	0.8	1.1	1				
16.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38.1	49.9	57.8	69.7	48.6	52	52	53	54	54
16.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27.2	66.9	83.6	88.6	98.4	158	186	228	236	243
16.8	Summe	PJ	75	139	143	160	150	210	238	281	289	297
17 CO₂-Emissionen												
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17.8	16.4	16.9	14.0	14.3	15.5	16.1	12.9	13.4	14.4
17.2	Industrie	Mio. t	13.4	10.9	10.4	9.2	9.2	8.1	8.2	7.8	7.7	7.4
17.3	GHD	Mio. t	8.9	12.0	11.8	12.0	11.7	9.8	9.4	9.0	8.9	8.8
17.4	Haushalte	Mio. t	16.6	18.7	16.8	17.6	17.5	16.1	15.7	15.4	15.3	15.0
17.5	Verkehr (national)	Mio. t	26.4	28.8	30.9	29.9	28.6	26.6	25.5	25.0	24.6	24.4
17.6	Summe	Mio. t	83.0	86.8	86.8	82.7	81.3	76.0	75.0	70	70.0	70.0
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1.5	1.5	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0	3.1	3.1
21 Effizienz- und Umwelt-Indikatoren												
21.1	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	155.46	162.84	166.58	163.66	161.17	161.37	161.06	161.42	160.19	160.15
21.2	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	154.64	162.54	166.45	164.50	159.37	161.92	161.68	162.14	160.98	161.01
21.3	BIP / PEV (WM)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	157.7	156.6	176.4	183.7	186.6	213.5	234.3	256.5	281.5	306.3
21.4	BIP / PEV (SP)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	158.5	156.9	176.5	182.7	188.7	212.8	233.4	255.4	280.1	304.6
21.5	PEV (WM) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.34	6.39	5.67	5.44	5.36	4.68	4.27	3.90	3.55	3.27
21.6	PEV (SP) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.31	6.37	5.66	5.47	5.30	4.70	4.28	3.92	3.57	3.28
21.7	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42.3	41.7	41.0	41.1	41.6
21.8	Industrieprod. / EEV Ind.	EUR ₂₀₀₀ / GJ		297.0	392.6	421.6	404.6	486.5	531.5	580.5	625.9	668.4
21.10	EEV Ind. / Industrieproduktion	MJ / EUR ₂₀₀₀	k.A.	3.4	2.5	2.4	2.5	2.1	1.9	1.7	1.6	1.5
21.13	EEV HH / m ²	MJ / m ²	747	821	713	741	761	k.A.	718	686	672	646
21.14	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1721	1584	1468	1391	1331
21.15	EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1364	1245	1216	1180	1144
21.16	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	95.8	92.9	93.0	92.1	92.3	89.6	88.3	86.3	85.9	85.6
21.17	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. EUR ₂₀₀₀	4.7	31.9	6.2	5.2	5.2	6.9	6.4	6.7	6.9	7.2
21.18	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1.66	1.0	1.7	1.4	1.4	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1
21.19	THG / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀						182.1	162.0	136.4	124.2	114.1
21.20	THG / Kopf	t / EW						6.3	6.1	5.6	5.6	5.6
21.21	THG / PEV (WM)	t / GJ						38.9	38.0	35.0	35.0	34.9
21.22	THG / PEV (SP)	t / GJ						38.7	37.8	34.8	34.8	34.8
21.23	CO ₂ / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀	295.7	283.8	241.5	222.1	217.7	177.0	157.7	132.7	121.0	111.1
21.24	CO ₂ / Kopf	t / EW	7.2	7.2	7.1	6.7	6.5	6.1	6.0	5.5	5.5	5.4
21.25	CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	46.6	44.4	42.6	40.8	40.6	37.8	36.9	34.0	34.0	34.0
21.26	CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	46.9	44.5	42.6	40.6	41.1	37.7	36.8	33.9	33.9	33.8

Tabelle A-31: Ergebnisse des Klimaschutzszenarios ohne Kernenergie (KLIoK) (1/2)

	Einheit	1990	1995	2000	2002	2003	2010	2015	2020	2025	2030	
1 Demographische Rahmenannahmen							Modellergebnisse					
1.1	Bevölkerung (Jahresmitte)	Mio. EW	11.45	11.99	12.23	12.39	12.47	12.61	12.74	12.84	12.84	
1.2	Anzahl der Haushalte	Mio.	4.92	5.31	5.55	5.63	5.79	5.93	6.07	6.18	6.22	
1.3	Wohnflächen	Mio. m ²	412.80	451	498	500	538	538	553	568	583	
1.4	Wohnfläche pro Kopf	m ² / EW	36.06	37.6	40.7	41.2	43.2	42.7	43.4	44.3	45.4	
1.5	Personenkilometer (Pkm)	Mrd.		165	170	174	185	191	198	197	195	
1.6	Personenverkehrs. pro Kopf	Pkm / EW		13794	13925	14064	14799	15169	15540	15369	15199	
2 Ökonomische Rahmenannahmen												
2.1	Entwicklung des BIP	Mrd. EUR ₂₀₀₀	280.7	305.8	359.4	372.4	429.5	475.6	527.5	578.8	630.0	
2.2	Industrieproduktion real	Mrd. EUR ₂₀₀₀		80.4	106.7	107.3	133.8	147.5	162.1	174.8	185.2	
2.5	Tonnenkilometer (tkm)	Mrd.		74	90	97	123	139	148	156	165	
2.6	Güterverkehrs. / Industrieprod.	tkm / TEUR ₂₀₀₀		0.92	0.85	0.90	0.92	0.94	0.91	0.89	0.89	
3 Energiepreise							WEO 2006					
3.1	Importpreis Rohöl	EUR ₂₀₀₀ /GJ	4.16	2.42	5.43	4.42	4.35	7.06	6.56	6.88	7.21	7.54
3.2	Importpreis Erdgas	EUR ₂₀₀₀ /GJ	2.94	2.08	3.30	3.48	3.62	3.69	3.56	3.65	3.72	3.80
3.3	Importpreis Steinkohle	EUR ₂₀₀₀ /GJ	1.98	1.42	1.44	1.47	1.30	1.68	1.78	1.88	1.88	1.88
4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern												
4.1	Kohlen	PJ	36.8	29.9	24.9	18.7	15.0	14	10	2	4	7
4.2	Mineralölprodukte	PJ	699.6	742.7	732.5	715.7	696.8	614	544	475	501	520
4.3	Gase	PJ	210.1	258.0	279.5	290.0	293.6	287	296	294	272	262
4.5	Strom	PJ	214.1	238.9	260.4	265.8	249.6	286	292	288	292	297
4.6	Fern-/Nahwärme	PJ	23.6	31.6	30.0	33.0	43.5	46	48	53	53	51
4.7	Erneuerbare	PJ	11.5	34.9	41.0	41.8	51.2	109	169	223	204	182
4.8	Sonstige (Methanol, Wasserstoff)	PJ	0.0	0.8	2.9	5.2	9.8	0	0	0	0	0
4.9	Summe	PJ	1196	1337	1371	1370	1360	1357	1358	1336	1326	1318
5 Endenergieverbrauch nach Sektoren												
5.1	Industrie	PJ	295	271	272	254	271	274	275	275	272	269
5.2	GHD	PJ	197	270	281	298	274	276	278	264	265	268
5.3	Haushalte	PJ	308	370	355	371	385	384	385	376	373	368
5.4	Verkehr	PJ	392	426	464	447	430	423	421	421	416	413
5.5	Summe	PJ	1192	1337	1371	1370	1360	1357	1358	1336	1326	1318
6 Netto-Stromverbrauch nach Sektoren												
6.1	Industrie	TWh	25.6	27.2	28.6	28.1	29.8	32.2	32.7	33.9	34.9	35.4
6.2	GHD	TWh	16.2	18.8	22.3	23.7	16.5	24.2	25.0	24.5	24.8	25.7
6.3	Haushalte	TWh	15.4	17.7	18.6	20.3	21.4	21.1	21.5	19.7	19.5	19.2
6.4	Verkehr	TWh	2.3	2.7	2.9	1.7	1.6	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
6.5	Endenergie	TWh	59.5	66.4	72.3	73.8	69.3	79.5	81.1	80.1	81.2	82.4
6.6	Umwandlung	TWh	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	1.1
6.7	Leitungsverluste	TWh	4.2	1.8	1.8	2.1	1.9	2.2	2.3	2.1	2.2	2.2
6.8	Stromverbrauch Speicher *)	TWh	0.4	0.5	0.7	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
6.9	Summe	TWh	64.8	69.6	75.6	77.7	72.7	83.1	84.6	83.6	84.9	86.1
*) Pumpstrom-, Druckluftspeicher												
7 Netto-Strombereitstellung												
7.1	Steinkohle	TWh		6.5	6.7	5.2	4.5	3.1	4.6	4.8	4.4	
7.2	Braunkohle	TWh		2.4	2.7	2.1			0.0			
7.3	Heizöl	TWh		1.0	0.7	0.8	0.4	0.2		0.3	0.3	
7.4	Erdgas	TWh		2.8	4.2	3.9	11.1	29.5	52.6	54.5	57.1	
7.5	Kernenergie	TWh		44.6	46.8	49.3	48.3	31.3	0.6			
7.6	Wasserkraft	TWh		13.1	14.7	15.3	13.5	13.5	14.4	14.4	14.4	
7.7	Wind	TWh			0.0	0.1	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	
7.8	Photovoltaik	TWh			0.0	0.1	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4	
7.9	Andere Brennstoffe	TWh		1.0	2.0	2.5	3.8	4.2	7.5	7.5	7.4	
7.11	Summe	TWh		71.3	77.9	79.4	82.8	83.0	81.2	83.2	85.3	
7.10	Importsaldo Strom	TWh		-2.2	-2.3	-1.7	0.3	1.6	2.4	1.7	0.7	
7.12	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	TWh				5.7	12.3	11.9	13.1	10.3	10.0	
7.13	Anteil KWK	%					14.9	14.3	16.2	12.4	11.7	
8 Netto-Engpaßleistung												
8.1	Steinkohle	GW		1.7	1.7	1.3	1.0	0.9	1.5	1.0	0.6	
8.2	Braunkohle	GW		0.7	0.6	0.4		0.0	0.0	0.0	0.0	
8.3	Heizöl	GW		2.8	2.8	2.5	1.8	0.7	0.2	0.2	0.3	
8.4	Erdgas	GW		1.9	2.6	2.5	4.0	7.3	10.0	11.1	11.5	
8.5	Kernenergie	GW		6.1	6.1	6.1	6.1	4.2	1.5			
8.6	Wasserkraft	GW		2.1	2.6	2.7	2.8	2.8	3.0	3.0	3.0	
8.7	Wind	GW		0.0	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
8.8	Photovoltaik	GW			0.1	0.1	0.9	1.0	1.2	1.4	1.5	
8.9	Andere Brennstoffe	GW		0.1	0.3	0.4	0.7	0.8	1.4	1.5	1.4	
8.10	Summe	GW		15.4	16.9	16.2	17.6	18.0	19.1	18.4	18.6	
8.11	dav. in Kraft-Wärme-Kopplung	GW					3.3	2.9	3.6	3.1	2.1	
9 Energieeinsatz zur Stromerzeugung												
9.1	Steinkohle	PJ					10.8	5.0	37.0	37.0	37.0	
9.3	Heizöl	PJ					3.3	2.0		2.6	2.8	
9.4	Erdgas	PJ					67.1	178.1	298.4	323.3	342.2	
9.5	Kernenergie	PJ					558.0	361.8	6.9			
9.6	Wasserkraft	PJ					47.7	47.7	50.7	50.7	50.7	
9.7	Wind	PJ					1.1	1.1	1.5	1.5	1.6	
9.8	Photovoltaik	PJ					2.8	3.4	3.9	4.5	5.0	
9.9	Andere Brennstoffe	PJ					19.1	25.4	54.2	66.3	65.2	
9.10	Summe	PJ					709.8	624.4	452.5	485.9	504.5	
10 KWK-Netto-Stromerzeugung												
10.1	Steinkohle	TWh					1.3	1.2		0.0	0.0	
10.3	Mineralöle	TWh					0.1	0.0				
10.4	Erdgas	TWh					7.4	7.0	7.0	4.7	4.7	
10.5	Sonstige Gase	TWh					1.0	1.0	1.7	1.2	1.0	
10.7	Müll	TWh					1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	
10.8	Andere Brennstoffe	TWh					1.4	1.5	3.3	3.2	3.2	
10.9	Summe	TWh					12.3	11.9	13.1	10.3	10.0	

Tabelle A-32: Ergebnisse des Klimaschutzenszenarios ohne Kernenergie (KLIoK) (2/2)

	Einheit	1990 1995 2000 2002 2003					2010 2015 2020 2025 2030					
		Statistik					Modellergebnisse					
11 Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken												
11.1	Steinkohle	PJ					40.9	33.4	2.5	5.0	0.0	
11.3	Mineralöle	PJ					0.8	0.4				
11.4	Erdgas	PJ					34.6	32.2	51.2	29.4	34.6	
11.5	Sonstige Gase	PJ					0.1	0.1				
11.7	Müll	PJ					17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	
11.8	Andere Brennstoffe	PJ					26.2	27.0	71.0	63.9	61.3	
11.9	Summe	PJ					120.0	110.2	142.0	115.5	113.2	
12 Fernwärmeerzeugung												
12.1	Heizkraftwerke	PJ					42.7	44.2	49.7	49.9	46.9	
12.2	Heizwerke	PJ					5.6	5.6	6.0	5.8	5.8	
12.3	Abwärme	PJ							0.0	0.0	0.0	
12.4	Summe (AGFW)	PJ					48.3	49.7	55.8	55.7	52.8	
13 Primärenergieverbrauch (Wirkungsgradmethode - WM)												
13.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	107	90	91	92	90
13.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	0	0	0
13.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	759	743	767	757	739
13.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	366	488	615	618	637
13.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	362	7		
13.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38	47	51	58	44	52	52	56	57	57
13.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	165	233	350	341	316
13.8	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	1	6	9	6	3
13.9	Summe	PJ	1780	1953	2037	2027	2002	2010	1975	1894	1872	1843
13.10	Anteil erneuerbarer Energien	PJ	3.4%	5.5%	6.4%	7.2%	6.8%	9.7%	13.3%	20.2%	20.1%	19.1%
14 Primärenergieverbrauch (Substitutionsprinzip - SP)												
14.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	107	90	91	92	90
14.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	0	0	0
14.3	Mineralöle	PJ	864	903	907	877	865	759	743	767	757	739
14.4	Naturgase	PJ	270	297	325	341	362	366	488	615	618	637
14.5	Kernenergie	PJ	385	443	469	490	484	482	312	6		
14.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	101	125	135	153	116	135	136	147	148	150
14.7	sonst. Erneuerbare, H2	PJ	27	70	90	100	108	165	233	350	341	316
14.8	Importsaldo Strom	PJ	-21	-21	-22	-16	-33	3	15	23	16	7
14.9	Summe	PJ	1770	1949	2036	2038	1980	2018	2019	1998	1974	1939
15 Nettoimporte (Wirkungsgradmethode - WM)												
15.1	Steinkohlen	PJ	96	99	96	67	68	107	90	91	92	90
15.2	Braunkohlen	PJ	48	34	35	25	9	2	2	0	0	0
15.3	Mineralöle	PJ	859	884	906	877	863	759	743	767	757	739
15.4	Naturgase	PJ	265	294	325	340	361	366	488	615	618	637
15.5	Kernenergie	PJ	445	511	541	565	558	558	362	7		
15.6	Importsaldo Strom	PJ	-8	-8	-8	-6	-12	1	6	9	6	3
15.9	Summe	PJ	1705	1814	1894	1868	1848	1793	1691	1551	1474	1469
15.10	Anteil Importe fossiler ET am PEV		71%	67%	67%	65%	65%	61%	67%	78%	78%	80%
16 Gewinnung im Inland (Wirkungsgradmethode - WM)												
16.2	Braunkohlen	PJ	0.4	0.3	0.3	0.4	0.2					
16.3	Mineralöle	PJ	4.6	18.9	1.6	0.3	1.5	0				
16.4	Naturgase	PJ	4.9	2.7	0.1	0.8	1.1	1				
16.6	Wasser-/Windkraft, Photovoltaik	PJ	38.1	49.9	57.8	69.7	48.6	52	52	56	57	57
16.7	sonst. Erneuerbare	PJ	27.2	66.9	83.6	88.6	98.4	165	233	287	341	316
16.8	Summe	PJ	75	139	143	160	150	217	285	343	398	374
17 CO₂-Emissionen												
17.1	Energiegewinnung, -umwandl.	Mio. t	17.8	16.4	16.9	14.0	14.3	15.1	20.0	21.5	20.5	19.1
17.2	Industrie	Mio. t	13.4	10.9	10.4	9.2	9.2	8.1	7.9	6.3	6.5	6.4
17.3	GHD	Mio. t	8.9	12.0	11.8	12.0	11.7	9.8	9.4	7.4	8.0	7.8
17.4	Haushalte	Mio. t	16.6	18.7	16.8	17.6	17.5	15.7	12.2	11.4	11.8	13.7
17.5	Verkehr (national)	Mio. t	26.4	28.8	30.9	29.9	28.6	26.6	25.5	23.4	23.2	23.1
17.6	Summe	Mio. t	83.0	86.8	86.8	82.7	81.3	75.3	75.0	70	70.0	70.0
	Internationaler Luftverkehr (nachrichtlich)	Mio. t	1.5	1.5	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0	3.1	3.1
21 Effizienz- und Umwelt-Indikatoren												
21.1	PEV (WM) pro Kopf	GJ / EW	155.46	162.84	166.58	163.66	161.17	161.17	156.72	148.68	145.86	143.46
21.2	PEV (SP) pro Kopf	GJ / EW	154.64	162.54	166.45	164.50	159.37	161.84	160.21	156.81	153.75	150.99
21.3	BIP / PEV (WM)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	157.7	156.6	176.4	183.7	186.6	213.7	240.8	278.5	309.1	341.9
21.4	BIP / PEV (SP)	EUR ₂₀₀₀ / GJ	158.5	156.9	176.5	182.7	188.7	212.9	235.5	264.0	293.3	324.8
21.5	PEV (WM) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.34	6.39	5.67	5.44	5.36	4.68	4.15	3.59	3.23	2.92
21.6	PEV (SP) / BIP	MJ / EUR ₂₀₀₀	6.31	6.37	5.66	5.47	5.30	4.70	4.25	3.79	3.41	3.08
21.7	Nutzungsgrad Stromerzeugung	% _{netto}	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	42.0	47.9	64.6	61.7	60.9
21.8	Industrieprod. / EEV Ind.	EUR ₂₀₀₀ / GJ	297.0	392.6	421.6	404.6	489.0	489.0	536.7	589.7	641.4	687.9
21.10	EEV Ind. / Industrieproduktion	MJ / EUR ₂₀₀₀	k.A.	3.4	2.5	2.4	2.5	2.0	1.9	1.7	1.6	1.5
21.13	EEV HH / m ²	MJ / m ²	747	821	713	741	761	714	715	679	656	632
21.14	EEV PV / Pkm	kJ / Pkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1721	1584	1468	1391	1331
21.15	EEV GV / tkm	kJ / tkm	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1364	1245	1205	1173	1137
21.16	Energieimportabhängigkeit (WM)	%	95.8	92.9	93.0	92.1	92.3	89.2	85.6	81.9	78.7	79.7
21.17	Wert der Netto-Energieimporte	Mrd. EUR ₂₀₀₀	4.7	3.1	6.2	5.2	5.2	6.9	6.7	11.1	7.6	7.8
21.18	Netto-Energieimporte (WM) / BIP	%	1.66	1.0	1.7	1.4	1.4	1.6	1.4	2.1	1.3	1.2
21.19	THG / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀						180.3	162.4	137.2	124.8	114.5
21.20	THG / Kopf	t / EW						6.2	6.1	5.7	5.6	5.6
21.21	THG / PEV (WM)	t / GJ						38.5	39.1	38.2	38.6	39.2
21.22	THG / PEV (SP)	t / GJ						38.4	38.3	36.2	36.6	37.2
21.23	CO ₂ / BIP	g / TEUR ₂₀₀₀	295.7	283.8	241.5	222.1	217.7	175.3	157.7	132.7	121.0	111.0
21.24	CO ₂ / Kopf	t / EW	7.2	7.2	7.1	6.7	6.5	6.0	6.0	5.5	5.5	5.4
21.25	CO ₂ / PEV (WM)	t / GJ	46.6	44.4	42.6	40.8	40.6	37.5	38.0	36.9	37.4	38.0
21.26	CO ₂ / PEV (SP)	t / GJ	46.9	44.5	42.6	40.6	41.1	37.3	37.1	35.0	35.5	36.1

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft
 und Rationelle Energieanwendung
 - Bibliothek -
 D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten, 18 €
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten, 10 €
- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
Mai 2007, 152 Seiten, 13 €
- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten, 20 €
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten, 10 €
- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten, 13 €

- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten, 18 €
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten, 15 €
- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten, 10 €
- Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten, 13 €
- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 €
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €

- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €
- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem-analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten, 15 €
- Band 77 W. Rüdfler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten, 18 €(z. Zt. vergriffen)

- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
Januar 2001, 200 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×Triticosecale Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
September 2000, 168 Seiten, 13 €
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
August 2000, 118 Seiten, 10 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
Juli 2000, 242 Seiten, 15 €
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
Juli 2000, 188 Seiten, 15 €
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
Juni 2000, 146 Seiten, 13 €
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
Mai 2000, 154 Seiten, 13 €
- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
April 2000, 212 Seiten, 15 €

- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
 April 2000, 282 Seiten, 18 €
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
 März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
 März 2000, 290 Seiten, 18 €
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
 März 2000, 148 Seiten, 13 €
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
 Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
 November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
 September 1999, 138 Seiten, 10 €
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
 September 1999, 162 Seiten, 13 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
 Juli 1999, 184 Seiten, 15 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs
 Juni 1999, 214 Seiten, 15 €

- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen
 Mai 1999, 212 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
 Mai 1999, 322 Seiten, 20 €(z. Zt. vergriffen)
 Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
 Mai 1999, 236 Seiten, 15 €
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbrauchersektor
 Januar 1999, 306 Seiten, 20 €
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
 Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
 Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
 September 1998, 112 Seiten, 10 €
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
 Juli 1998, 200 Seiten, 15 €
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuble, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
 Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
 März 1998, 184 Seiten, 15 €

- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten, 15 €
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten, 13 €
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten, 15 €
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölflé
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
August 1997, 122 Seiten, 10 €
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
August 1997, 156 Seiten, 13 €
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
Juli 1997, 172 Seiten, 13 €

- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
April 1997, 108 Seiten, 10 €
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
März 1997, 82 Seiten, 8 €
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
Januar 1997, 282 Seiten, 18 €
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten, 15 €
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Rüffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €

- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten, 13 €
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten, 10 €
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten, 3 €
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €
- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten, 15 €

- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €
- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 €
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 €
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €

- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €
- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 €
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 €
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wyrstcil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €
- Band 1 U. Fahl
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik
März 1990, 265 Seiten, 18 €

