

**Bereitstellung von nachfrageseitiger Flexibilität bei vermehrter Einspeisung erneuerbarer Energien –
Bedarf, Anreize und Potenziale**

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften
(Dr. rer. pol.)

durch die Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der

Universität Duisburg-Essen

Campus Essen

vorgelegt von

Bastian Baumgart, Rheinberg

Essen, 2017

Tag der mündlichen Prüfung: 31.08.2017

Erstgutachter: Prof. Dr. Christoph Weber

Zweitgutachter: Prof. Dr. Stephan Zelewski

Kurzfassung

In Deutschland wurden mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ambitionierte Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien ausgegeben. So soll der Anteil der Erneuerbaren an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 35 Prozent, in 2030 50 Prozent, in 2040 65 Prozent und in 2050 80 Prozent betragen. Zeitgleich soll die Energieversorgung so günstig, sicher und nachhaltig wie möglich erfolgen.

Um die Versorgungssicherheit auch in den Zeiten zu gewährleisten, in denen die insbesondere dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik nicht produzieren, bedarf es alternativer Flexibilitätsoptionen. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf den möglichen Beitrag von regelbaren Lasten fokussiert.

In dem Zusammenhang findet zunächst eine Diskussion der Auswirkungen von Nachfrageflexibilität auf den Strommarkt in kurzer Frist und auf das langfristige Marktgleichgewicht statt, die die theoretische Basis für die spätere Markteinsatzsimulation darstellt. Die Bestimmung der Flexibilitätspotenziale und der Kosten für einen Einsatz erfolgt über eine empirische Analyse von ausgewählten energieintensiven Industriebranchen. Für das Betrachtungsjahr 2013 lassen sich – je nach Dauer einer Regelung – durchschnittlich Verbrauchsabschaltungen von bis zu 4,2 Gigawatt (GW) geplant durchführen. Demgegenüber stehen Zuschaltungen in Höhe von bis zu 0,8 GW. Ein zukünftiger Ausbau der Flexibilitätspotenziale auf bis zu 5,2 GW sei bei z. T. geringen Kosten möglich.

Im Rahmen der Markteinsatzsimulation wird geprüft, inwieweit die technisch verfügbare Flexibilität im Modell eingesetzt wird. Für das Modelljahr 2023 wird eine Abschaltleistung von bis zu 4,0 GW genutzt. Im Modelljahr 2033 sind es bis zu 4,5 GW. Es kann in dem Kontext nachgewiesen werden, dass durch den Einsatz von regelbaren Lasten konventionelle Erzeugungskapazitäten mit mehreren GW an installierter Leistung eingespart werden können.

Abstract

In Germany, ambitious goals regarding the expansion of renewable energies were given by law. The share of renewables in gross electricity generation was set to be 35 percent in 2020, 50 percent in 2030, 65 percent in 2040 and 80 percent in 2050. At the same time, power supply is meant to be as cheap, secure and sustainable as possible.

There is a need of flexibility options to maintain security of supply in times when especially fluctuating renewables such as wind and photovoltaics are not producing. This thesis focuses on the flexibility option of demand side management.

First, there is a discussion of effects of demand side management on the short-term electricity market and the long-term market equilibrium which is the theoretical basis for the subsequent market simulation. The analysis of flexibility potential and costs of usage is conducted with an empirical analysis of chosen energy-intensive industry branches. For 2013, the year under review, the average load reduction could be up to 4.2 GW. The average load increase could be up to 0.8 GW. A future expansion of flexibility potential up to 5.2 GW with partly low cost is possible.

With the use of the market simulation it can be proved whether technical flexibility is used within the model. For model year 2023 a load reduction of up to 4.0 GW is used. In model year 2033 it is up to 4.5 GW. In this context it is verified that the usage of demand side management leads to reduction of an installed capacity of conventional power plants of several GW.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XV
Symbolverzeichnis	XIX
1 Einleitung	1
2 Deutscher Elektrizitätsmarkt zwischen Wettbewerb und umweltpolitischen Zielsetzungen.....	5
2.1 Elektrizitätshandel und -verteilung in Deutschland unter Berücksichtigung von Versorgungssicherheit	5
2.1.1 Umgang mit den besonderen Eigenschaften von elektrischer Energie von der Elektrifizierung bis zur Liberalisierung	5
2.1.2 Organisation des Elektrizitätsmarkts in Deutschland	8
2.1.2.1 Energiehandel	9
2.1.2.2 Energiekontierung	10
2.1.3 Systemdienstleistungen zum kurzfristigen Systemausgleich	12
2.2 Umweltpolitische Markteingriffe	13
2.2.1 Förderung zum Ausbau von Erneuerbaren Energien.....	14
2.2.2 Förderung des Ausbaus von Kraft-Wärme-Kopplung	15
2.2.3 Energieeffizienzmaßnahmen	16
2.2.3.1 Mineralöl-, Strom- und Energiesteuer	16
2.2.3.2 Richtlinien der Europäischen Union (EU) und nationale Gesetzgebung zur Energieeffizienz.....	16
2.2.4 Einführung des europäischen Emissionshandels.....	17
2.3 Herausforderungen für den Markt und die Netzstabilität aufgrund von umweltpolitischen Markteingriffen	19
2.4 Technologien zum Markt- und Systemausgleich	20
2.4.1 Erzeugungseinheiten	20
2.4.2 Speichereinheiten	22
2.4.3 Regelbare Verbrauchseinheiten	23
2.4.3.1 Programme zur Einbindung nachfrageseitiger Flexibilität	24
2.4.3.2 Potenziale für Lastmanagement in Deutschland	26
2.4.3.3 Umsetzung von Lastmanagement in Deutschland	30
2.5 Entwicklung von Forschungsfragen	33
3 Auswirkungen von EE-Einspeisung und Nachfrageflexibilität auf Preisbildung und Versorgung	35
3.1 Preisbildung im konventionellen Elektrizitätsmarkt.....	35
3.1.1 Modell des Peak Load Pricing	35

3.1.2	Kurzfristige Preisbildung	36
3.1.3	Langfristiges Marktgleichgewicht.....	39
3.2	Auswirkungen der zunehmenden Einspeisung von Erneuerbaren Energien	41
3.2.1	Kurzfristiger Merit-order-Effekt.....	42
3.2.2	Langfristige Anpassung des Kraftwerksparks und Marktgleichgewicht.....	43
3.2.3	Herausforderungen im aktuellen Marktkontext	44
3.2.4	Einspeise- und Residuallastgradienten	48
3.2.5	Fehler bei der Prognose der Einspeisung von Erneuerbaren Energien.....	52
3.2.6	Verfügbarkeit und Beitrag zur sicheren Leistung.....	55
3.3	Einbeziehung von flexiblen Nachfragern in den Elektrizitätsmarkt	56
3.3.1	Kurzfristiger Preiseffekt von Nachfrageflexibilität	56
3.3.1.1	Nachfrageflexibilität in Form von Lastreduktion	56
3.3.1.2	Nachfrageflexibilität in Form von Lastverlagerung.....	57
3.3.2	Auswirkungen auf das langfristige Marktgleichgewicht	58
3.3.2.1	Nachfrageflexibilität in Form von Lastreduktion	58
3.3.2.2	Nachfrageflexibilität in Form von Lastverlagerung.....	60
4	Grundsätzliche methodische Überlegungen	65
4.1	Möglichkeiten des Lastmanagements – Definition und Abgrenzung von Potenzialen	65
4.2	Analyse relevanter Optionen zur Nutzung von Nachfrageflexibilität	67
4.2.1	Spot- und Terminmarkt.....	68
4.2.2	Regelenergiemarkt und Abschaltverordnung	70
4.2.2.1	Vermarktung in der Primärreserve	70
4.2.2.2	Vermarktung in der Sekundär- und Minutenreserve	71
4.2.2.3	Vermarktung gemäß Abschaltverordnung	74
4.2.3	Vermarktung als Kapazitätsreserve über Kapazitätsmechanismen	76
4.2.4	Kostensenkung der Ausgleichsenergie	76
4.2.5	Kostensenkung in der Netznutzung.....	78
4.3	Überblick über die Analysemethodik.....	79
5	Methodik und Ergebnisse der empirischen Analyse	81
5.1	Verfahren zur Identifikation geeigneter Branchen mit stromintensiven Prozessen	81
5.1.1	Auswertung ausgewählter Literatur zu regelbaren Lasten	82
5.1.2	Bestimmung des Stromverbrauchs stromintensiver Branchen	82
5.1.3	Auswertung von Entlastungstatbeständen	82
5.1.3.1	Befreiung bzw. Reduktion der Strom- und Energiesteuer.....	83
5.1.3.2	Befreiung von Netzentgelten für stromintensive Unternehmen	83
5.1.3.3	Verminderte EEG-Umlage.....	83
5.1.3.4	Strompreiskompensation im Rahmen des Emissionshandels	84
5.2	Identifikation geeigneter Branchen mit stromintensiven Prozessen	84
5.2.1	Ergebnisse der Auswertung von Fachliteratur zu regelbaren Lasten.....	84

5.2.2	Quantifizierungen des Stromverbrauchs stromintensiver Branchen	86
5.2.3	Ergebnisse zu Entlastungstatbeständen bei hohem Energieverbrauch.....	88
5.2.3.1	Befreiung bzw. Reduktion der Strom- und Energiesteuer	88
5.2.3.2	Befreiung von Netzentgelten für stromintensive Unternehmen	89
5.2.3.3	Verminderte EEG-Umlage	90
5.2.3.4	Strompreiskompensation im Rahmen des Emissionshandels	91
5.2.4	Ableitung relevanter Branchen und Prozesse	92
5.3	Kategorien und Merkmale der empirischen Analyse zu regelbaren Lasten	93
5.3.1	Methodische Grundüberlegungen zum Erhebungsinstrument	93
5.3.2	Abgrenzung zu Erhebungsinstrumenten bzw. dem Vorgehen anderer wissen- schaftlicher Veröffentlichungen	94
5.3.3	Allgemeine Beschreibung des eigenen Erhebungsinstruments	96
5.3.3.1	Einleitungsteil	97
5.3.3.2	Einführungsteil.....	97
5.3.3.3	Hauptteil	98
5.3.3.4	Abschlusssteil	100
5.4	Erhebungsdurchführung und Methodik der Erhebungsauswertung	101
5.5	Empirische Ermittlung von branchenspezifischen sozialen und technisch-sozialen Po- tenzialen	103
5.5.1	Chemische Industrie	103
5.5.1.1	Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung	103
5.5.1.2	Beschreibung der Stichprobe	104
5.5.1.3	Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozi- aler Potenziale.....	104
5.5.1.4	Kosten des Lastmanagements.....	107
5.5.1.5	Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur	108
5.5.2	Nicht-Eisen-Metallindustrie	110
5.5.2.1	Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung	110
5.5.2.2	Beschreibung der Stichprobe	111
5.5.2.3	Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozi- aler Potenziale.....	111
5.5.2.4	Kosten des Lastmanagements.....	112
5.5.2.5	Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur	112
5.5.3	Stahlindustrie	114
5.5.3.1	Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung	114
5.5.3.2	Beschreibung der Stichprobe	115
5.5.3.3	Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozi- aler Potenziale.....	115
5.5.3.4	Kosten des Lastmanagements.....	117
5.5.3.5	Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur	118
5.5.4	Papierindustrie.....	119
5.5.4.1	Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung	119

5.5.4.2	Beschreibung der Stichprobe	120
5.5.4.3	Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale.....	120
5.5.4.4	Kosten des Lastmanagements.....	123
5.5.4.5	Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur.....	123
5.5.5	Zementindustrie	125
5.5.5.1	Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung	125
5.5.5.2	Beschreibung der Stichprobe	125
5.5.5.3	Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale.....	126
5.5.5.4	Kosten des Lastmanagements.....	127
5.5.5.5	Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur.....	128
5.5.6	Glasindustrie	130
5.5.6.1	Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung	130
5.5.6.2	Beschreibung der Stichprobe.....	130
5.5.6.3	Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale.....	131
5.5.6.4	Kosten des Lastmanagements.....	132
5.5.6.5	Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur.....	133
5.5.7	Braunkohletagebau.....	133
5.5.7.1	Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung	133
5.5.7.2	Beschreibung der Stichprobe	133
5.5.7.3	Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale.....	134
5.5.7.4	Kosten des Lastmanagements.....	135
5.5.7.5	Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur.....	135
5.5.8	Raffinerien.....	136
5.5.8.1	Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung	136
5.5.8.2	Beschreibung der Stichprobe	136
5.5.8.3	Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale.....	136
5.5.8.4	Kosten des Lastmanagements.....	137
5.5.8.5	Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur.....	137
5.6	Zusammenfassende Auswertung der empirischen Analyse	137

6 Methodik und Ergebnisse der energieökonomischen Modellierung. 145

6.1	Modellbeschreibung	146
6.1.1	Kraftwerksklassen zur Strom- und Wärmedeckung sowie wesentliche Entscheidungsvariablen.....	147
6.1.2	Zielfunktion.....	150
6.1.3	Nebenbedingungen	155
6.1.3.1	Gleichung zur Deckung der Stromnachfrage	155

6.1.3.2	Gleichung zur Deckung der Wärmenachfrage.....	156
6.1.3.3	Wärmebereitstellung durch Kraft-Wärme-Kopplung und reine Wärmeerzeuger	157
6.1.3.4	Klassen- bzw. technologieübergreifende Leistungsgrenzen	159
6.1.3.5	Grenzen der Anfahr- und Abfahrvorgänge.....	160
6.1.3.6	Must-run-Anforderung	161
6.1.3.7	Abbildung von Speicheroptionen	162
6.1.4	Lösungsansatz und Grenzen der Modellierung.....	164
6.2	Eingangsdaten zur Modellierung des ökonomischen Potenzials	165
6.2.1	Festlegung der Szenarien	166
6.2.2	Stromlast, Residuallast und Wärmenachfrage	169
6.2.2.1	Strombedarfskennlinie	169
6.2.2.2	Wärmebedarfskennlinie	171
6.2.2.3	Must-run-Kapazitäten	172
6.2.3	Erneuerbare Energien	172
6.2.4	Konventioneller Kraftwerkspark.....	173
6.2.5	Anlagen zur Erbringung und Speicherung von Wärme	174
6.2.5.1	Potenziale des Wärmenetzes	175
6.2.5.2	Besonderheiten der Fahrweise von wärmegeführten KWK-Anlagen und Erdgas-BHKW	175
6.2.5.3	Erläuterungen zu den betrachteten Technologien	175
6.2.6	Stromspeicher.....	177
6.2.7	Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale	178
6.3	Modellgestützte Analyse ökonomischer Potenziale von Lastmanagement.....	181
6.3.1	Ausgangsszenario 2013 _p	181
6.3.1.1	Zusammensetzung des Kraftwerksparks	181
6.3.1.2	Beiträge zur Lastdeckung und Auslastung der Kraftwerkstechnologien.....	182
6.3.1.3	Auswertung der modellierten Preise	183
6.3.2	Szenarien für das Jahr 2023	184
6.3.2.1	Zusammensetzung des Kraftwerksparks	185
6.3.2.2	Beiträge zur Lastdeckung und Auslastung der Kraftwerkstechnologien.....	187
6.3.2.3	Auswertung der modellierten Preise	190
6.3.3	Szenarien für das Jahr 2033	191
6.3.3.1	Zusammensetzung des Kraftwerksparks	192
6.3.3.2	Beiträge zur Lastdeckung und Auslastung der Kraftwerkstechnologien.....	194
6.3.3.3	Auswertung der modellierten Preise	197
6.4	Zusammenfassende Auswertung der Modellergebnisse	199
7	Fazit und Ausblick	201

A	Literaturverzeichnis	203
B	Anhang.....	235
	Anhangsverzeichnis	235
	B.1 Erläuterungen zu Erzeugungstechnologien zum Markt- und Systemausgleich	237
	B.2 Erläuterungen zu Speichertechnologien zum Markt- und Systemausgleich	246
	B.3 Detaillierte Beschreibung von Produktionsprozessen.....	251
	B.4 Herleitung des marginalen Wirkungsgrads	264
	B.5 Eingangsparmeter der Klassen Erneuerbarer Energien	265
	B.6 Eingangsparmeter der Klassen konventioneller Kraftwerke	270
	B.7 Eingangsparmeter der Klassen von KWK-Anlagen, Heizwerken und Power-to-heat	282
	B.8 Eingangsparmeter der Speicherklasse	299
	B.9 Eingangsparmeter der Klassen von Verbrauchern	302
	B.10 Ergänzende Darstellung der Ergebnisse der Modellierung	320

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Stromerzeugung und -nachfrage in einem System mit hohem Anteil von Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung	19
Abbildung 2:	Einsatzoptionen von nachfrageseitiger Flexibilität	24
Abbildung 3:	Kategorien von Programmen zur Einbindung nachfrageseitiger Flexibilität	26
Abbildung 4:	Stromverbrauch nach Sektoren (2013)	27
Abbildung 5:	Darstellung des Einsatzes von drei Technologien auf dem Elektrizitätsmarkt	37
Abbildung 6:	Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen auf dem Elektrizitätsmarkt	38
Abbildung 7:	Angebotsknappheit	39
Abbildung 8:	Langfristiges Marktgleichgewicht nach Peak Load Pricing-Modell	40
Abbildung 9:	Auswirkungen von EE-Einspeisung auf den Marktpreis	43
Abbildung 10:	Langfristiges Marktgleichgewicht nach Peak Load Pricing-Modell im Elektrizitätsmarkt mit vermehrter EE-Einspeisung	44
Abbildung 11:	Erzeugte Windenergie und installierte Windleistung (2010 bis 2012)	45
Abbildung 12:	Exemplarische Auswertung zum Merit-order-Effekt	46
Abbildung 13:	Systematik der Leistungsbilanz	56
Abbildung 14:	Langfristiges Marktgleichgewicht nach Peak Load Pricing-Modell im Elektrizitätsmarkt mit Lastreduktion	59
Abbildung 15:	Langfristiges Marktgleichgewicht nach Peak Load Pricing-Modell im Elektrizitätsmarkt mit Lastverlagerung	61
Abbildung 16:	Potenzialbegriff in der vorliegenden Arbeit	67
Abbildung 17:	Analysemethodik	80
Abbildung 18:	Methodik hinsichtlich der empirischen Analyse	81
Abbildung 19:	Stromverbrauch und Anzahl Unternehmen je Wirtschaftszweig (2010 bzw. 2011)	87
Abbildung 20:	Durchschnittliche Leistungsaufnahme je Unternehmen	88
Abbildung 21:	Abschaltpotenzial der chemischen Industrie in Abhängigkeit von der Abschalt-dauer	106
Abbildung 22:	Zuschaltpotenzial der chemischen Industrie in Abhängigkeit von der Zuschalt-dauer	106
Abbildung 23:	Abschaltpotenzial der NE-Metallindustrie in Abhängigkeit von der Abschalt-dauer	111
Abbildung 24:	Abschaltpotenzial der Stahlindustrie in Abhängigkeit von der Abschalt-dauer	116
Abbildung 25:	Zuschaltpotenzial der Stahlindustrie in Abhängigkeit von der Zuschalt-dauer	117
Abbildung 26:	Abschaltpotenzial der Papierindustrie in Abhängigkeit von der Abschalt-dauer (Lastreduktion)	120
Abbildung 27:	Abschaltpotenzial der Papierindustrie in Abhängigkeit von der Abschalt-dauer (Lastverlagerung)	121
Abbildung 28:	Zuschaltpotenzial der Papierindustrie in Abhängigkeit von der Zuschalt-dauer (Lastverlagerung)	122
Abbildung 29:	Abschaltpotenzial der Zementindustrie in Abhängigkeit von der Abschalt-dauer	126
Abbildung 30:	Zuschaltpotenzial der Zementindustrie in Abhängigkeit von der Zuschalt-dauer	127

Abbildung 31:	Abschaltpotenzial der Glasindustrie in Abhängigkeit von der Abschaltdauer	131
Abbildung 32:	Zuschaltpotenzial der Glasindustrie in Abhängigkeit von der Zuschaltdauer	132
Abbildung 33:	Abschaltpotenzial des Braunkohletagebaus in Abhängigkeit von der Abschalt- dauer	134
Abbildung 34:	Zuschaltpotenzial des Braunkohletagebaus in Abhängigkeit von der Abschalt- dauer	135
Abbildung 35:	Summiertes soziales Abschaltpotenzial in Abhängigkeit von der Abschalt- dauer	137
Abbildung 36:	Summiertes technisch-soziales Abschaltpotenzial in Abhängigkeit von der Ab- schaltdauer	138
Abbildung 37:	Vergleich der Abschaltpotenziale diverser Literaturquellen	138
Abbildung 38:	Summiertes soziales Zuschaltpotenzial in Abhängigkeit von der Zuschalt- dauer	139
Abbildung 39:	Summiertes technisch-soziales Zuschaltpotenzial in Abhängigkeit von der Zu- schaltdauer	139
Abbildung 40:	Vergleich der Zuschaltpotenziale diverser Literaturquellen	140
Abbildung 41:	Methodik hinsichtlich der Modellierung von ökonomischen Potenzialen	145
Abbildung 42:	Zulässiger Arbeitsbereich für Gegendruckanlagen	157
Abbildung 43:	Zulässiger Arbeitsbereich für Entnahme-Kondensationsanlagen	158
Abbildung 44:	Geordnete Residuallasten der diversen Szenarien	170
Abbildung 45:	Vergleich vier exemplarischer Wochen mit der gesamten Residuallast (als ge- ordnete Lastkurve)	171
Abbildung 46:	Wärmelastgang	172
Abbildung 47:	Genutzte Leistung (Szenario 2013 _b)	182
Abbildung 48:	Energiemix (Szenario 2013 _b)	183
Abbildung 49:	Darstellung der geordneten Preiskurve (Szenario 2013 _b)	184
Abbildung 50:	Installierte Leistung (Szenarien 2023).....	185
Abbildung 51:	Ökonomische DSM-Potenziale (Szenarien 2023)	186
Abbildung 52:	Energiemix (Szenarien 2023).....	188
Abbildung 53:	Lastverlagerung versus Lastreduktion (Szenarien 2023)	189
Abbildung 54:	Abschaltung von Erneuerbaren Energien (Szenarien 2023)	190
Abbildung 55:	Darstellung der geordneten Preiskurve (Szenario 2023 _n mit und ohne DSM) ..	191
Abbildung 56:	Installierte Leistung (Szenarien 2023).....	192
Abbildung 57:	Ökonomische DSM-Potenziale (Szenarien 2023)	193
Abbildung 58:	Energiemix (Szenarien 2023).....	195
Abbildung 59:	Lastverlagerung versus Lastreduktion (Szenarien 2023)	196
Abbildung 60:	Abschaltung von Erneuerbaren Energien (Szenarien 2023)	197
Abbildung 61:	Darstellung der geordneten Preiskurve (Szenario 2023 _n mit und ohne DSM) ..	198
Abbildung 62:	Prozess der Chlorherstellung (Diaphragma-Verfahren).....	251
Abbildung 63:	Prozess der Chlorherstellung (Amalgam-Verfahren)	252
Abbildung 64:	Prozess der Chlorherstellung (Membran-Verfahren)	252
Abbildung 65:	Prozess der Luftzerlegung	253

Abbildung 66:	Prozess der Aluminiumherstellung (Schmelzfluss-Elektrolyse).....	254
Abbildung 67:	Prozess der Stahlherstellung (Elektrolichtbogenverfahren).....	255
Abbildung 68:	Herstellung von Holzstoff	256
Abbildung 69:	Herstellung von Zellstoff.....	257
Abbildung 70:	Aufbereitung von Altpapier	258
Abbildung 71:	Funktionsweise der Papiermaschine	259
Abbildung 72:	Prozess der Zementherstellung	260
Abbildung 73:	Prozess der Glasherstellung	261
Abbildung 74:	Prozess des Braunkohleabbaus	262
Abbildung 75:	Prozess der Mineralölherstellung.....	263

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltbare-Lasten-Verordnung
AE	Ausgleichsenergie
AEP	Ausgleichsenergiepreis
AG	Aktiengesellschaft
AKW	Atomkraftwerke
ASM	Ancillary Services Market
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BG	Bilanzierungsgebiet
BGA	Biogasanlage
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BKW	Braunkohlekraftwerk
BMA	Biomasseanlagen
BMKW	Biomassekraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzw.	beziehungsweise
CPP	Critical Peak Pricing
CM	Capacity Market
CS	Curtailable Service
DB	Demand Bidding
Dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DLC	Direct Load Control
DLS	Druckluftspeicher
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
ebd.	ebenda
ECC	European Commodity Clearing AG
EDR	Emergency Demand Response

EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EHS	Emissionshandelssystem
EKA	Entnahme-Kondensationsanlagen
Entso-e	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESK	Einzelstundenkontrakte
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
GAMS	General Algebraic Modeling System
GDA	Gegendruckanlagen
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
HT	Hochtarif
HW	Heizwerke
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
i. d. R.	in der Regel
IS	Interruptable Service
ISI	(Fraunhofer-) Institut für System- und Innovationsforschung
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MCP	Market Clearing Price
MDL	Messdienstleister
MR	Minutenreserve
NAP	Nationaler Allokationsplan

NE	Nicht-Eisen
NG	Netzgebiet
NRMSD	normalized root mean square deviation
NT	Niedertarif
OTC	Over-the-counter
PLP	Peak Load Pricing
PR	Primärreserve
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PTH	Power-to-heat
PV	Photovoltaik
reBAP	Regelzonenübergreifender, einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
RTP	Real Time Pricing
RZ	Regelzone
S.	Seite
SE	Societas Europaea
SKW	Steinkohlekraftwerk
SLV	Stromliefervertrag
SR	Sekundärreserve
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TOU	Time of use
u. a.	unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
Vbh	Vollbenutzungsstunden
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V.
vgl.	vergleiche
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber

VoLL	Value of Lost Load
VSK	Viertelstundenkontrakte
WEA	Windenergieanlage
WKW	Wasserkraftwerk
z. B.	zum Beispiel
ZP	Zählpunkt

Einheiten

a	Jahr
GW	Gigawatt (elektrisch)
GW _{th}	Gigawatt (thermisch)
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
Hz	Hertz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m	Meter
m ³	Kubikmeter
min	Minute
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt (elektrisch)
MW _{th}	Megawatt (thermisch)
MWh	Megawattstunde
s	Sekunde
TWh	Terrawattstunde

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Maximale Einzelgradienten von Wind an Land 2010 bis 2012	48
Tabelle 2:	Maximale Einzelgradienten von PV 2010 bis 2012	49
Tabelle 3:	Summe maximaler Einzelgradienten von Wind und Photovoltaik 2010 bis 2012	49
Tabelle 4:	Maximale Wind- und Photovoltaik-Gradienten 2010 bis 2012.....	50
Tabelle 5:	Maximale Gradienten der Residuallast 2020 und 2030	52
Tabelle 6:	NRMSD Wind (Day-ahead) für verschiedene Betrachtungsjahre.....	54
Tabelle 7:	NRMSD PV (Day-ahead) für verschiedene Betrachtungsjahre	54
Tabelle 8:	Marktdesign Day-ahead- und Intraday-Markt (Stand 2015)	68
Tabelle 9:	Grundlagen der Primärreserve-Vermarktung (Stand 2015).....	70
Tabelle 10:	Grundlagen der Sekundär- und Minutenreserve-Vermarktung (Stand 2015).....	72
Tabelle 11:	Branchen und Prozesse mit regelbaren Lastpotenzialen	85
Tabelle 12:	Auswertung zu Netzentgeltbefreiungen (2010).....	89
Tabelle 13:	Auswertung zu EEG-Anträgen (2012)	90
Tabelle 14:	Vergleich der ermittelten Regelpotenziale in der Chemieindustrie mit ausgewählten Literaturquellen	109
Tabelle 15:	Vergleich der ermittelten Regelpotenziale in der NE-Metallindustrie mit ausgewählten Literaturquellen	113
Tabelle 16:	Vergleich der ermittelten Regelpotenziale der Stahlindustrie mit ausgewählten Literaturquellen	118
Tabelle 17:	Vergleich der ermittelten Regelpotenziale der Papierindustrie mit ausgewählten Literaturquellen	124
Tabelle 18:	Vergleich der ermittelten Regelpotenziale der Zement- und Glasindustrie mit ausgewählten Literaturquellen	129
Tabelle 19:	Einschätzungen der Branchen hinsichtlich ökonomischer Entwicklung ihrer Branche sowie Flexibilitätsausbaupotenzialen	141
Tabelle 20:	Kosten des Lastmanagements	141
Tabelle 21:	Beiträge der Klasse zur Strom- und Wärmelastdeckung	148
Tabelle 22:	Überblick über die Szenarien	168
Tabelle 23:	Eignung der ermittelten Demand Side Management-Potenziale für Lastreduktion bzw. Lastverlagerung	178
Tabelle 24:	Dauer der Modellläufe Szenarien 2023	185
Tabelle 25:	Zusätzliche bzw. verschobene Nachfrage (Szenarien 2023)	187
Tabelle 26:	Durchschnittliche Preise je Szenario	190
Tabelle 27:	Dauer der Modellläufe Szenarien 2033	192
Tabelle 28:	Zusätzliche bzw. verschobene Nachfrage (Szenarien 2033)	194
Tabelle 29:	Durchschnittliche Preise je Szenario	198
Tabelle 30:	Übersicht der Eigenschaften von thermischen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien.....	244
Tabelle 31:	Übersicht der Eigenschaften von Speichertechnologien	250
Tabelle 32:	Übersicht über die erwartete installierte Leistung von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen je Szenario.....	265

Tabelle 33:	Kosten der Abschaltung von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen	266
Tabelle 34:	Übersicht über die installierte Leistung und erzeugte Energie von Wasserkraftwerken und Biomasseanlagen	267
Tabelle 35:	Übersicht über die Zusatz- und Speicherkapazität sowie den Speicherzufluss von Biomasseanlagen	268
Tabelle 36:	Kosten der Abschaltung von Wasserkraftwerken und Biomasseanlagen	268
Tabelle 37:	Technische Eingangsparameter von Atomkraftwerken	270
Tabelle 38:	Ökonomische Eingangsparameter von Atomkraftwerken.....	271
Tabelle 39:	Technische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken (Bestand)	271
Tabelle 40:	Technische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken (Neubau)	272
Tabelle 41:	Ökonomische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken (Bestand).....	273
Tabelle 42:	Ökonomische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken (Neubau)	273
Tabelle 43:	Technische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken (Bestand).....	274
Tabelle 44:	Technische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken (Neubau)	274
Tabelle 45:	Ökonomische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken (Bestand)	275
Tabelle 46:	Ökonomische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken (Neubau).....	276
Tabelle 47:	Technische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Bestand)	276
Tabelle 48:	Technische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Neubau)	277
Tabelle 49:	Ökonomische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Bestand)	278
Tabelle 50:	Ökonomische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Neubau)	279
Tabelle 51:	Technische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken (Bestand)	279
Tabelle 52:	Technische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken (Neubau)	280
Tabelle 53:	Ökonomische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken (Bestand).....	281
Tabelle 54:	Ökonomische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken (Neubau)	281
Tabelle 55:	Anlagen zur Eigenwärmeerzeugung	283
Tabelle 56:	Zugehörige Eigenstromerzeugung der Anlagen	283
Tabelle 57:	Angenommene Leistungen zur Eigenstrom- bzw. Eigenwärmeerzeugung	285
Tabelle 58:	Eigenstrom- bzw. Eigenwärmeerzeugung an Industriestandorten	286
Tabelle 59:	Basisabschätzung Eigenstrom- und Eigenwärmeerzeugung (gesamt)	286
Tabelle 60:	Ergänzende technische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Bestand).....	288
Tabelle 61:	Ergänzende technische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Neubau)	288
Tabelle 62:	Ergänzende technische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Bestand).....	289
Tabelle 63:	Ergänzende technische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Neubau)	290
Tabelle 64:	Ergänzende technische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Bestand)	290

Tabelle 65:	Ergänzende technische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Neubau).....	291
Tabelle 66:	Ergänzende technische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Bestand).....	292
Tabelle 67:	Ergänzende technische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Neubau)	292
Tabelle 68:	Technische Eingangsparameter von Erdgas-Heizwerken (Bestand)	293
Tabelle 69:	Technische Eingangsparameter von Erdgas-Heizwerken (Neubau).....	294
Tabelle 70:	Ökonomische Eingangsparameter von Erdgas-Heizwerken (Bestand)	295
Tabelle 71:	Ökonomische Eingangsparameter von Erdgas-Heizwerken (Neubau)	295
Tabelle 72:	Technische Eingangsparameter von Power-to-heat-Anlagen (Bestand)	296
Tabelle 73:	Technische Eingangsparameter von Power-to-heat-Anlagen (Neubau)	296
Tabelle 74:	Ökonomische Eingangsparameter von Power-to-heat-Anlagen (Bestand)	297
Tabelle 75:	Ökonomische Eingangsparameter von Power-to-heat-Anlagen (Neubau)	298
Tabelle 76:	Technische Eingangsparameter von Pumpspeicherkraftwerken (Bestand)	299
Tabelle 77:	Technische Eingangsparameter von Pumpspeicherkraftwerken (Neubau)	300
Tabelle 78:	Ökonomische Eingangsparameter von Pumpspeicherkraftwerken (Bestand) ...	300
Tabelle 79:	Ökonomische Eingangsparameter von Pumpspeicherkraftwerken (Neubau)	301
Tabelle 80:	Technische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastreduktion (Bestand).....	302
Tabelle 81:	Ökonomische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastreduktion (Bestand).....	303
Tabelle 82:	Technische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastverlagerung (Bestand).....	303
Tabelle 83:	Technische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastverlagerung (Neubau)	304
Tabelle 84:	Ökonomische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastverlagerung (Bestand).....	304
Tabelle 85:	Ökonomische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastverlagerung (Neubau)	305
Tabelle 86:	Technische Eingangsparameter der Nicht-Eisen-Metallindustrie als Lastreduktion (Bestand).....	306
Tabelle 87:	Ökonomische Eingangsparameter der Nicht-Eisen-Metallindustrie als Lastreduktion (Bestand)	306
Tabelle 88:	Technische Eingangsparameter der Nicht-Eisen-Metallindustrie als Lastverlagerung (Neubau)	307
Tabelle 89:	Ökonomische Eingangsparameter der Nicht-Eisen-Metallindustrie als Lastverlagerung (Neubau)	307
Tabelle 90:	Technische Eingangsparameter der Stahlindustrie als Lastreduktion (Bestand).....	308
Tabelle 91:	Ökonomische Eingangsparameter der Stahlindustrie als Lastreduktion (Bestand).....	309
Tabelle 92:	Technische Eingangsparameter der Stahlindustrie als Lastverlagerung (Bestand).....	309
Tabelle 93:	Ökonomische Eingangsparameter der Stahlindustrie als Lastverlagerung (Bestand).....	310

Tabelle 94:	Technische Eingangsparameter der Papierindustrie als Lastreduktion (Bestand)	310
Tabelle 95:	Ökonomische Eingangsparameter der Papierindustrie als Lastreduktion (Bestand)	311
Tabelle 96:	Technische Eingangsparameter der Papierindustrie als Lastverlagerung (Bestand)	312
Tabelle 97:	Ökonomische Eingangsparameter der Papierindustrie als Lastverlagerung (Bestand)	312
Tabelle 98:	Technische Eingangsparameter der Zementindustrie als Lastreduktion (Bestand)	313
Tabelle 99:	Ökonomische Eingangsparameter der Zementindustrie als Lastreduktion (Bestand)	313
Tabelle 100:	Technische Eingangsparameter der Zementindustrie als Lastverlagerung (Bestand)	314
Tabelle 101:	Ökonomische Eingangsparameter der Zementindustrie als Lastverlagerung (Bestand)	314
Tabelle 102:	Technische Eingangsparameter der Glasindustrie als Lastreduktion (Bestand)	315
Tabelle 103:	Ökonomische Eingangsparameter der Glasindustrie als Lastreduktion (Bestand)	316
Tabelle 104:	Technische Eingangsparameter der Glasindustrie als Lastzuschaltung (Bestand)	316
Tabelle 105:	Ökonomische Eingangsparameter der Glasindustrie als Lastzuschaltung (Bestand)	317
Tabelle 106:	Technische Eingangsparameter des Braunkohletagebaus als Lastreduktion (Bestand)	317
Tabelle 107:	Ökonomische Eingangsparameter des Braunkohletagebaus als Lastreduktion (Bestand)	318
Tabelle 108:	Technische Eingangsparameter des Braunkohletagebaus als Lastverlagerung (Bestand)	319
Tabelle 109:	Ökonomische Eingangsparameter des Braunkohletagebaus als Lastverlagerung (Bestand)	319
Tabelle 110:	Vollbenutzungsstunden Szenario 2013 _p	320
Tabelle 111:	Detaillierte Darstellung der eingesetzten installierten Leistung (Szenarien 2023)	321
Tabelle 112:	Vollbenutzungsstunden und Auslastung (Szenarien 2023 ohne DSM)	323
Tabelle 113:	Vollbenutzungsstunden und Auslastung (Szenarien 2023 mit DSM)	324
Tabelle 114:	Detaillierte Darstellung der eingesetzten installierten Leistung (Szenarien 2033)	326
Tabelle 115:	Vollbenutzungsstunden und Auslastung (Szenarien 2033 ohne DSM)	328
Tabelle 116:	Vollbenutzungsstunden und Auslastung (Szenarien 2033 mit DSM)	329

Symbolverzeichnis

Mengen

$[0, T]$	Zeitintervall (in Kapitel 3)
$\{1, \dots, T\}$	Menge der Zeitschritte in der Planungsperiode (in Kapitel 6)
B	Menge der Anlagen einer Branche mit $k \in B$
U_{BKW}	Menge von Braunkohlekraftwerken mit $u_{BKW} \in U_{BKW}$
U_{DSM}	Menge von Verbraucherklassen mit Lastreduktion und Lastverlagerung mit $u_{DSM} \in U_{DSM}$
U_{EKA}	Menge von Entnahmekondensationsanlagen mit $u_{EKA} \in U_{EKA}$
U_{Erz}	Menge von Erzeugungseinheiten mit $u_i \in U_{Erz}$
U_{GDA}	Menge von Gegendruckanlagen mit $u_{GDA} \in U_{GDA}$
U_l	Menge der Technologien l gemäß nachfolgend definierten Klassen (s. u., Indizes der Technologieklassen) mit $u_l \in U_l$
U_{Ges}	Menge als vereinigte Menge aller Mengen U_l mit $u \in U_{Ges}$
U_{LR}	Menge von Optionen für Lastreduktion mit $u_r \in U_{LR}$
U_{LV}	Menge von Optionen für Lastverlagerung mit $u_v \in U_{LV}$

Indizes der Technologieklassen

$DSMM$	Anlagen zum Demand Side Management mit Speicher
$DSMO$	Anlagen zum Demand Side Management ohne Speicher
EE	Erneuerbare Energien
KWK	Anlagen für die Kraft-Wärme-Kopplung
$PSKW$	Pumpspeicherkraftwerke
TKW	Konventionelle Kraftwerke
WE	Reine Wärmeerzeugungseinheiten

Indizes für Elemente aus Mengen

i	Unterschiedliche Erzeugungsanlagen
j	Unterschiedliche Erneuerbare-Energien-Anlagen

k	Kunden einer Branche
r	Unterschiedliche Optionen für Lastreduktion
t	Zeitpunkt im Zeitintervall $[0, T]$ (in Kapitel 3) bzw. Zeitschritt aus der Menge $\{1, \dots, T\}$ (in Kapitel 6)
u_i	Erzeugungseinheit als Element von U_{Erz}
u_j	Erzeugungseinheit als Element von U_{EE}
u_l	Technologische Einheit als Element von U_l gemäß „Indizes der Technologieklassen“
u_{VoLL}	Technologische Einheit als Repräsentant eines abschaltbaren Verbrauchers mit Kosten in Höhe des Value of Lost Load (VoLL)
v	Unterschiedliche Optionen für Lastverlagerung

Sonstige Symbole und Indizes

b	(Szenario) basis
h	(Szenario) hoch
m	(Szenario) mittel
n	(Szenario) niedrig

Parameter

$a(u)$	Abschreibungsdauer für Investitionskosten für $u \in (U_{Ges}/U_{EE})$
$d(t)$	Stromnachfrage bzw. –last
d_{max}	Maximaler Wert der (residualen) Last
$d_{Res}(t)$	Residuallast
$e(k)$	Gesamtverbrauch der Kunden einer Branche k
$f_{Min}(u)$	Faktor für die prozentuale Mindestleistung für $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE})$
$f_{Must}(u)$	Faktor zur Abbildung des prozentualen Anteils an der Must-run-Leistung für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$f_{Verf}(u)$	Faktor zur Abbildung der Verfügbarkeit für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$f_{V,el}(u)$	Faktor zur Abbildung des Verlusts von elektrischer Energie in Speichern $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup \{“Biogas”\})$
$f_{V,th}$	Faktor zur Abbildung des Verlusts von thermischer Energie im Wärmespeicher

$g(u_{EE}, t)$	Einspeisung der Erneuerbaren Energien $u_{EE} \in U_{EE}$
$k_{Abs,EE}(u_{EE}, t)$	Abschaltkosten der Erneuerbaren Energien $u_{EE} \in U_{EE}$
$k_{Anf}(u)$	Spezifische Anfahrkosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE})$
$k_{Brenn}(u)$	Brennstoffkosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung oder Opportunitätskosten der Lastreduktion bzw. -zuschaltung $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$k_{CO_2}(u)$	CO ₂ -Kosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE})$
$k_{Fix}(u)$	Annuitätische Fixkosten für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$k_{Fix,LVS}(u_v)$	Annuitätische Fixkosten für $u_v \in U_{LV}$
$k_{Ins}(u)$	Instandhaltungskosten für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$k_{Inv}(u)$	Investitionskosten für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$k_{Pers}(u)$	Personalkosten für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$k_{Sonst}(u)$	Sonstige variable Kosten für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$k_{Sonst,fix}(u)$	Sonstige fixe Kosten für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$k_{Var}(u)$	Variable Kosten für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$k_{Var,LVR}(u_v)$	Variable Kosten für Lastreduktion $u_v \in U_{LV}$
$k_{Var,LVS}(u_v)$	Variable Kosten für Laststeigerung $u_v \in U_{LV}$
$k_{Var}(u)$	Variable Kosten für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$p_{Ist,Last}(u)$	Konstante (künstliche) Einspeicherung in einen Speicher für $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup \{ "Biogas" \})$
$p_{Mustrun}$	Must-run-Leistung der Klassen $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$p_{OG}(u)$	Obergrenze der installierten elektrischen Nennleistung von Kraftwerken $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})$
$p_{OG,Erz}(u)$	Obergrenze der installierten elektrischen Nennleistung von Anlagen zur Lastreduktion oder von Speicherturbinen $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup U_{DSMO})$
$p_{OG,Last}(u)$	Obergrenze der installierten elektrischen Nennleistung von Anlagen zur Lastzuschaltung oder von Speicherpumpen $u \in (U_{WE} \cup U_{PSKW} \cup U_{DSMM})$
$r_{SK,BGA}$	Stromkennzahl der Biogasanlagen $u_{EE} \in \{ "Biogas" \}$
$r_{SK}(u_{KWK})$	Stromkennzahl der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen $u_{KWK} \in U_{KWK}$
$r_{SVK}(u_{KWK})$	Stromverlustkennziffer der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen $u_{KWK} \in U_{KWK}$

$s_{Ist,OG}(u)$	Obergrenze der installierten Speicherkapazität $S_{Ist}(u, t)$
$sw_{Ein/Aus,OG}$	Obergrenze der installierten Einspeicherungsleistung in einen bzw. Ausspeicherungsleistung aus einem Wärmespeicher $SW_{Ein/Aus}(t)$
$sw_{Ein/Aus,UG}$	Untergrenze der installierten Einspeicherungsleistung in einen bzw. Ausspeicherungsleistung aus einem Wärmespeicher $SW_{Ein/Aus}(t)$
T	Endzeitpunkt bzw. letzter Zeitschritt des betrachteten Planungszeitraums
t_a	Zeitpunkt, an dem sich zwei Kostengeraden schneiden, in $[0, T]$
t_b	Zeitpunkt, an dem sich zwei Kostengeraden schneiden, in $[0, T]$
t_c	Zeitpunkt, an dem sich zwei Kostengeraden schneiden, in $[0, T]$
$t_{Betr,min}(u)$	Mindestbetriebsdauer für $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE})$
$t_{Still,min}(u)$	Mindeststillstanddauer für $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE})$
$t_{voll}(k)$	Vollbenutzungsstunden je Kundengruppe k
$w(t)$	Wärmenachfrage bzw. -last
$w_{OG}(u)$	Obergrenze der installierten thermischen Leistung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und reinen Wärmeerzeugungseinheiten $u \in (U_{KWK} \cup U_{WE})$
z	Zinssatz für Investitionskosten
α	Verlustfaktor Lastverlagerung
$\eta_{Erz}(u)$	Wirkungsgrad bei Ausspeicherung aus einem Speicher $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup \{ "Biogas" \})$
$\eta_{Konv}("PTH")$	Wirkungsgradverlust der Umwandlung von Strom in Wärme für $u_{WE} \in \{ "PTH" \}$
$\eta_{Last}(u)$	Wirkungsgrad bei Einspeicherung in einen Speicher $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup \{ "Biogas" \})$
$\eta_{Teil}(u)$	Wirkungsgrad in Teillast für $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})$
$\eta_{V,Teil}(u)$	Wirkungsgradverlust in Teillast für $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})$
$\eta_{Voll}(u)$	Wirkungsgrad bei Vollast für $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE})$

Variablen

$K_{Anf}(u, t)$	Anfahrkosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE})$
$K_{Erz}(u, t)$	Kosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$K_{Fix}(u)$	Fixkosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$

K_{Ges}	Gesamtkosten der Strom- und Wärmeerzeugung
$K_{Var}(u, t)$	Variable Kosten von Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung $u \in U_{Ges}$
$P_{Abs,EE}(u_{EE}, t)$	Abschaltleistung Erneuerbarer Energien $u_{EE} \in U_{EE}$
$P_{Anf}(u, t)$	Elektrische Anfahrlleistung von Anlagen zur Stromerzeugung $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})$
$P_{Inst}(u)$	Installierte elektrische Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})$
$P_{Inst}(u_v)$	Installierte elektrische Leistung von Anlagen zur Lastreduktion (bei Lastverlagerung) mit $u_v \in U_{LV}$
$P_{Inst,Erz}(u)$	Installierte elektrische Leistung von Anlagen zur Lastreduktion oder Speicherturbinen mit $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup U_{DSMO})$
$P_{Inst,Last}(u)$	Installierte elektrische Leistung von Anlagen zur Lastzuschaltung oder Speicherpumpen mit $u \in (U_{WE} \cup U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup U_{DSMO})$
$P_{Inst,LVS}(u_v)$	Installierte elektrische Leistung von Anlagen zur Lastzuschaltung (bei Lastverlagerung) mit $u_v \in U_{LV}$
$P_{Ist}(u, t)$	Erzeugung von Strom von Anlagen zur Stromerzeugung $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})$
$P_{Ist}(u_v, t)$	Erzeugung von Strom durch Anlagen zur Lastreduktion (bei Lastverlagerung) $u_v \in U_{LV}$
$P_{Ist,Erz}(u, t)$	Erzeugung von Strom durch Anlagen zur Lastreduktion oder Speicherturbinen mit $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup U_{DSMO})$
$P_{Ist,Last}(u, t)$	Verbrauch von Strom durch Anlagen zur Lastzuschaltung oder Speicherpumpen mit $u \in (U_{WE} \cup U_{PSKW} \cup U_{DSMM})$
$P_{Last}(u_v, t)$	Erhöhung von Stromverbrauch durch Anlagen zur Lastzuschaltung (bei Lastverlagerung) $u_v \in U_{LV}$
$P_{Min}(u)$	Mindestleistung für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$P_{On}(u, t)$	Verfügbare elektrische Leistung für $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})$
$P_{Vd}(k)$	Durchschnittlicher Stromverbrauch je Kundengruppe k
$Q(u)$	Energiemenge für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$
$S_{Ist}(u, t)$	Füllstand eines (virtuellen) Speichers für $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup \{ "Biogas" \})$
$SW_{Ist}(t)$	Kapazität des Wärmespeichers
$SW_{Ein/Aus}(t)$	Einspeicherungsleistung in einen bzw. Ausspeicherungsleistung aus einem Wärmespeicher
$W_{Abf}("HW", t)$	Abfahrlleistung von Heizwerken $u_{WE} \in "HW"$

$W_{Anf}("HW", t)$ Anfahrlistung von Heizwerken $u_{WE} \in "HW"$

$W_{Inst}(u)$ Installierte thermische Leistung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und reinen Wärmezeugungseinheiten $u \in (U_{KWK} \cup U_{WE})$

$W_{Ist}(u, t)$ Erzeugung von Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und reinen Wärmezeugungseinheiten $u \in (U_{KWK} \cup U_{WE})$

$W_{On}("HW", t)$ Verfügbare Leistung von Heizwerken $u_{WE} \in "HW"$

1 Einleitung

Mit dem „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ veröffentlichte die Bundesregierung am 28. September 2010 einen ehrgeizigen Fahrplan zur Reduktion von Treibhausgasemissionen.¹ Um die Vorgaben einer Einsparung in Höhe von 40 Prozent gegenüber 1990 im Jahr 2020 bzw. 80 Prozent im Jahr 2050 umsetzen zu können, strebt die Bundesregierung den massiven Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) sowie eine deutliche Zunahme der Energieeffizienz an. Als Brückentechnologie zum Erreichen dieser Ziele wurde insbesondere die Kernenergie hervorgehoben.

Nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima im März 2011 fand jedoch ein atompolitisches Umdenken statt.² Nach Überprüfungen im Rahmen des sogenannten Moratoriums wurden acht Atomkraftwerke (AKW) dauerhaft abgeschaltet. Durch das 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes erfolgt bis zum Jahr 2022 zudem der vollständige Atomausstieg.

Unabhängig davon hält die Bundesregierung an ihren Zielen fest, Deutschland „bei wettbewerbsfähigen Preisen und hohem Wohlstandsniveau [zu einer] [...] der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt“³ zu machen. Dabei seien „ein hohes Maß an Versorgungssicherheit, ein wirksamer Klima- und Umweltschutz sowie eine wirtschaftlich tragfähige Energieversorgung [...] zentrale Voraussetzungen dafür, dass Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt“⁴.

Eine Herausforderung auf diesem Weg stellen die Auswirkungen des EE-Zubaus auf die Stromnetze und die Versorgungssicherheit dar.⁵ Für ein Gelingen der Energiewende werden mit dem Netzausbau und der Flexibilisierung der Energieversorgung zwei zentrale Aspekte hervorgehoben. Thematisiert wird hierbei der Ausbau überregionaler Übertragungsnetze, insbesondere um zunehmenden Windstrom aus dem Norden Deutschlands in die Verbrauchszentren im Süden zu transportieren. Weiterhin wird ein Bedarf an Modifikation regionaler Verteilnetzstrukturen identifiziert. Dieser entsteht insbesondere durch die zunehmende dezentrale Erzeugung mit Einspeisung auf unterlagerten Netzebenen.⁶

Allerdings stellt die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihrem jährlichen Bericht zur leitungsgebundenen Energieversorgung im Jahr 2012 fest, dass „es [...] keine technisch validen Maßnahmen [gibt], die den Netzausbau substituieren können.“⁷ Dennoch hinkt dieser trotz regulatorischer Maßnahmen wie dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen aus dem Jahr 2009 hinterher. So ist zu erwarten, dass ein Großteil der geplanten Leitungen später in Betrieb gehen wird als erwartet.

¹ Vgl. hierzu und zum folgenden BMWI und BMU (2010), S. 5 ff.

² Vgl. hierzu und zum folgenden AtG (2012), § 7, Abs. 1a.

³ BMWI und BMU (2012), S. 4.

⁴ Ebd.

⁵ Vgl. ebd., S. 7.

⁶ Vgl. ebd., S. 5 f.

⁷ BNetzA (2012b), S. 11. Die Notwendigkeit des Netzausbaus – insbesondere bei einer weiteren Flexibilisierung der Energieversorgung – wird z. B. in Fraunhofer IWES und IAEW (2014), S. 73 ff. diskutiert. Gleichwohl kann nachgewiesen werden, dass sich Netzausbau durch Speicher reduzieren lässt, wobei die Kosten für Speicher z. T. deutlich höher sind als die des notwendigen Netzausbaus. Vgl. z. B. Gunkel und Möst (2015), S. 9 ff.

Nach Angaben der BNetzA aus dem Jahr 2012 sind 15 von 24 Vorhaben mit einem Zeitverzug von bis zu fünf Jahren behaftet.⁸ Bis 2016 sind 800 km der insgesamt 1.800 km genehmigt und rund 600 km realisiert worden.⁹

Die Länge der Leitungen nach Bundesbedarfsplangesetz beträgt 6.100 km, wovon nach Netzentwicklungsplan 3.050 km als Netzverstärkung dienen sollen. Genehmigt sind bis Mitte 2016 350 km, realisiert wurden 65 km.¹⁰

Im Kontext der Flexibilisierung der Erzeugung sollen Investitionen in hochflexible Kraftwerkskapazitäten erfolgen, um die künftig weiter steigende Volatilität der EE in der Stromerzeugung auszugleichen.¹¹ Aus gleichem Grund sollen Innovationen im Bereich der Speichertechnologien angereizt werden.

Der Beitrag einer Flexibilisierung der Stromnachfrageseite wiederum wird erst im „Grünbuch“-Diskussionspapier aus dem Jahr 2015 qualitativ beschrieben.¹² In dem Kontext wird darauf hingewiesen, dass „der Markt [...] dabei – sowohl in statischer als auch in dynamischer Sicht – die richtigen Anreize zur Entwicklung und Nutzung der Flexibilitätsoptionen setzen“¹³ muss. Ferner bewege man sich „von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Stromangebot aus Wind und Sonne reagieren.“¹⁴

Trotz bereits vorhandener Untersuchungen zum Potenzial von Demand Side Management in Deutschland wird in aktuellen Veröffentlichungen darauf hingewiesen, dass „vergleichsweise wenig Literatur zum Thema existiert und einzelne Schätzungen teilweise weit auseinander liegen“¹⁵. Dabei sind insbesondere die „Kosten des Lastabwurfs einzelner Prozesse [...] sehr unterschiedlich und schwer zu bestimmen. Eine Abschätzung des hieraus zur Verfügung stehenden [wirtschaftlich nutzbaren] Potenzials ist damit sehr schwierig.“¹⁶

Ausgehend von dieser Basis wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit auf die Flexibilisierung der Energieversorgung mit besonderem Augenmerk auf die nachfrageseitige Lastregelung fokussiert. Ziel der Arbeit ist eine Analyse, ob Lastreduktions- und Lastverlagerungspotenziale aus technischer Sicht eine Alternative zur Flexibilität aus Erzeugungsanlagen darstellen können und inwieweit sie diesen wirtschaftlich überlegen sein können.

In diesem Zusammenhang soll zunächst untersucht werden, welche Faktoren den Bedarf an Flexibilität bestimmen. Hierzu sind kurz- und langfristige Auswirkungen auf den Kraftwerkspark durch umweltpolitische Markteingriffe qualitativ zu diskutieren.

⁸ Vgl. BNetzA (2012a); Vahlenkamp und Gohl (2013), S. 26 f.

⁹ Vgl. BNetzA (2016).

¹⁰ Vgl. ebd.

¹¹ Vgl. BNetzA (2012b), S. 11 f.

¹² Vgl. BMW (2014a), S. 18.

¹³ Ebd., S. 18.

¹⁴ Ebd., S. 39.

¹⁵ EW (2012), S. 31.

¹⁶ Ebd., S. 41.

Darauf aufbauend ist zu prüfen, welche nachfrageseitigen Technologien nennenswerte Flexibilitätsbeiträge liefern können. Dabei liegt der Fokus auf der Beantwortung der Fragen, welches erschließbare, technische Flexibilitätspotenzial regelbarer Lasten es in Deutschland heute gibt und wie sich dieses in Zukunft verändern wird. Hierzu sind Literaturrecherchen für die in der Wissenschaft häufig diskutierten Flexibilitätsquellen sowie empirische Verfahren zur Identifikation nachfrageseitiger Lastregelungspotenziale anzuwenden.

Letztlich ist zu ermitteln, ob eine Markt- und Systemintegration von nachfrageseitiger Flexibilität gegenüber anderen Flexibilitätsquellen vorrangig durchgeführt wird. Zur Beantwortung dieser Frage sind energieökonomische Modelle heranzuziehen und die Ergebnisse der Modellierung zu interpretieren und diskutieren. Prämissen und Eingangsdaten für Verbraucherflexibilität sollten dabei den Ergebnissen der empirischen Untersuchung entstammen.

2 Deutscher Elektrizitätsmarkt zwischen Wettbewerb und umweltpolitischen Zielsetzungen

Das vorliegende Kapitel erläutert zunächst die Organisation des Elektrizitätsmarkts in Deutschland mitsamt der für eine sichere Energieversorgung notwendigen Systemdienstleistungen. Anschließend werden umweltpolitische Markteingriffe dargelegt. Die daraus resultierenden insbesondere technischen Herausforderungen werden skizziert und Lösungsansätze diskutiert. Zum Abschluss des vorliegenden Kapitels werden konkrete Forschungsfragen definiert, auf deren Basis in den nachfolgenden Kapiteln ökonomische Fragestellungen diskutiert werden.

2.1 Elektrizitätshandel und -verteilung in Deutschland unter Berücksichtigung von Versorgungssicherheit

Elektrische Energie stellt ein nur bedingt speicherbares Gut dar, das sich z. B. verlustbehaftet in chemischen oder elektrischen Speichern zwischenspeichern lässt. Das bedeutet, dass die Energie nach Erzeugung verbraucht oder in einem anderen Energieträger gespeichert werden muss.¹⁷ Diese Eigenschaft macht Elektrizität zu einem Gut, dessen Marktumfeld erklärungsbedürftig ist.

Um ein Grundverständnis zu geben, werden in den folgenden Unterkapiteln daher die besonderen Eigenschaften von elektrischer Energie, der Markt für Elektrizität in Deutschland sowie Systemdienstleistungen zum kurzfristigen Systemausgleich beschrieben.

2.1.1 Umgang mit den besonderen Eigenschaften von elektrischer Energie von der Elektrifizierung bis zur Liberalisierung

Zum Ende des 19. Jahrhunderts gab es in Deutschland zunächst nur eine dezentrale Versorgung einzelner Häuser, Fabriken und Zechenanlagen, bevor in den 20er Jahren des 20. Jahrhundert eine flächendeckende Elektrifizierung stattfand.¹⁸ Um die steigende Nachfrage zu decken, wurden zusätzliche Erzeugungskapazitäten gebaut. Aufgrund der Kostendegressionseffekte kam es zu einem Zubau von Großkraftwerken. Der Transport zwischen den Stromerzeugungsanlagen und den Verbrauchszentren erfolgte über kleinere Elektrizitätsnetze.¹⁹ Das bedeutet, dass die Ware Strom netzgebunden ist und dementsprechend die Verfügbarkeit von dem Vorhandensein und dem Funktionieren eines spezifischen Transport- und Verteilungsnetzes abhängt.²⁰

Für Energiemärkte gilt dabei u. a., dass die Menge an Primärenergieträgern und die zeitliche Reichweite von abschließbaren Verträgen nicht deckungsgleich sind bei zeitgleich hohen Kapitalbindungen für Kraftwerksinvestitionen mit langen Planungs- und Lebensdauern.²¹ Weiterhin wird die funktionierende Energieversorgung als unverzichtbare Vorleistung für die gesamte Volkswirtschaft verstanden. Aus dem Grund wurde zunächst kein Markt für Energie geschaffen.

¹⁷ Vgl. Heuterkes und Janssen (2008), S. 50 f.

¹⁸ Vgl. Krisp (2007), S. 15 ff.

¹⁹ Vgl. Leprich (2011), S. 12.

²⁰ Vgl. Hensing, Pfaffenberger und Ströbele (1998), S. 111.

²¹ Vgl. hierzu und zum folgenden ebd., S. 16.

Bis zu den 1930er Jahren entwickelten sich vor dem Hintergrund zunächst durch Demarkationslinien abgegrenzte, regionale Versorgungsgebiete, in denen Energieversorgungsunternehmen (EVU) elektrische Energie produzierten und lieferten. Die EVU schlossen Demarkationsverträge miteinander bzw. Konzessionsverträge mit Gebietskörperschaften, um sich exklusive Belieferungsrechte für Kunden in bestimmten Netzgebieten zu sichern.²²

Infolge der Implementierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) kam es zu einer vollständigen Monopolisierung der Energiewirtschaft, was von allen Beteiligten akzeptiert wurde, da die (sichere) Energieversorgung als natürliches Monopol interpretiert wurde.²³ Wettbewerb wurde im gesamten Energiesektor als volkswirtschaftlich schädlich und als nicht im Interesse des Gemeinwohls empfunden.²⁴ Als Begründungen wurden über den hohen Kapitalaufwand für langlebige Investitionen hinaus die Verhinderung von Fehlinvestitionen und die notwendige, nicht wirtschaftliche Vorrhaltung von Reserven zum Ausgleich von Lastspitzen herangezogen.²⁵ Ferner war eine optimale Auslastung der Großkraftwerke bezweckt, die aufgrund der Kostendegressionsvorteile lange Zeit als wirtschaftlich effizientester Weg der Energieversorgung galten.²⁶

In den Folgejahrzehnten schlossen sich EVU vermehrt zu strategischen Allianzen zusammen oder gingen in vertikal integrierten Unternehmen auf.²⁷ Ein solches vertikal integriertes EVU ist nach Definition in den Stufen Erzeugung und Übertragung oder Verteilung oder alternativ in der Versorgung und Übertragung oder Verteilung tätig²⁸ und kann das Netz somit als strategisches Gut nutzen, um z. B. durch hohe Netzentgelte Markteintrittsbarrieren für Dritte zu schaffen.²⁹ Sie traten in den jeweiligen, regionalen Versorgungsgebieten als Monopolisten auf.

Bis zum Ende der 1980er Jahre gab es in Europa keine Diskussion über mögliche Ineffizienzen von Monopolen auf dem Energiemarkt. Vielmehr wurden sogar Förderungen für den politisch motivierten Einsatz von Primärenergieträgern bei der Stromerzeugung, z. B. Steinkohle, gezahlt.³⁰ Erst mit der Schaffung des europäischen Binnenmarktes im Jahr 1987 sowie einem ersten ausformulierten Arbeitsdokument zum Binnenmarkt für Energie aus dem Jahr 1988 nahm sich die europäische Politik dieses Themas an. Ziel war die Durchsetzung von Wettbewerb auf dem Erzeugungs- und Versorgungsmarkt bei gleichzeitigem freien Warenverkehr und der Abschaffung staatlicher Beihilfen.³¹

Darüber hinaus sollte eine Regulierung der Übertragung und Verteilung stattfinden, da hier eine netzspezifische Marktmacht nachgewiesen wurde. Diese Marktmacht wurde damit begründet, dass „Netze den Charakter monopolistischer Engpasseinrichtungen aufweisen“³². Das bedeutet, dass

²² Vgl. Krisp (2007), S. 16-21.

²³ Ein natürliches Monopol liegt dann vor, „wenn ein Angebot durch mehrere konkurrierende Produzenten ökonomisch nicht sinnvoll ist.“ Bundesministerium der Finanzen (2012).

²⁴ Vgl. EnWG (1935), Präambel.

²⁵ Vgl. Krisp (2007), S. 16-30.

²⁶ Vgl. Leprich (2011), S. 12-14.

²⁷ Vgl. Krisp (2007), S. 23.

²⁸ Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2003b), Art. 2, Nr. 21.

²⁹ Vgl. Heuterkes und Janssen (2008), S. 52.

³⁰ Vgl. Verstromungsgesetz (1980), § 1.

³¹ Vgl. Krisp (2007), S. 36.

³² Heuterkes und Janssen (2008), S. 52.

Elektrizitätsnetze für das Erreichen der zu versorgenden Kunden als nicht substituierbar gelten und aufgrund der hohen Investitionen, der Ortsgebundenheit und Irreversibilität nicht mit angemessenen Mitteln zu kopieren sind.³³ Dabei führt die Monopolstellung der Netzbetreiber dazu, dass die auf anderen Märkten mögliche Preisangleichung (Arbitrage) erschwert oder unmöglich gemacht wird.³⁴

Mit Inkrafttreten der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und Rates zur Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes kam es zu dem angestrebten Paradigmenwechsel auf den zuvor monopolistisch geprägten Märkten. Die Richtlinie forciert die schrittweise Öffnung der Elektrizitätsmärkte zur Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten, gesamteuropäischen Energiemarktes „unter gleichzeitiger Stärkung der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft sowie unter Wahrung des Umweltschutzes.“³⁵

Im Erzeugungsmarkt wird seitdem zwischen zwei Gestaltungsformen unterschieden: dem Genehmigungs- und dem Ausschreibungsverfahren. Beim Genehmigungsverfahren erteilt eine unabhängige Instanz auf Basis festgelegter, transparenter Kriterien Genehmigungen für den Bau von Erzeugungskapazitäten.³⁶ Zu diesen Kriterien können beispielsweise die Sicherheit und Sicherung der elektrischen Systeme, der Umweltschutz oder die Wahl des Primärenergieträgers gehören. Bei der Verweigerung von Genehmigungen sind Objektivität und Diskriminierungsfreiheit zu beachten.

Beim Ausschreibungsverfahren legt zunächst eine unabhängige Instanz den Bedarf an Erzeugungskapazität sowie ggf. einer Reserve fest.³⁷ Im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung können sich daraufhin Unternehmen mit Sitz in einem Mitgliedsstaat der EU um den Bau der Erzeugungskapazität bewerben. Auf Basis objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien entscheidet die unabhängige Instanz dann über den Zuschlag für den Neubau. Analog kann auch der Ausbau von Übertragungskapazitäten ausgeschrieben werden. Das Privileg des Einspeisevorrangs für Strom aus EE oder KWK ist gesetzlich verankerbar.³⁸

Über die Festlegungen zum Bau neuer Kapazitäten hinaus werden Anforderungen an den Betrieb und die Wartung des deutschen Übertragungs- und der Verteilnetze formuliert. So obliegt es den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Verteilnetzbetreibern (VNB), Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit ihrer Netze zu gewährleisten. Ergänzend werden sie verpflichtet, beim Netzan-schluss objektiv, transparent und diskriminierungsfrei vorzugehen.³⁹ Um letzteres sicherzustellen, sind im Rahmen der Richtlinie Vorschriften zur buchhalterischen Entflechtung vertikal integrierter EVU veröffentlicht worden.⁴⁰

³³ Vgl. Heuterkes und Janssen (2008), S. 52.

³⁴ Vgl. Hensing, Pfaffenberger und Ströbele (1998), S. 112.

³⁵ Europäisches Parlament und Rat (1996), Präambel, Nr. 4.

³⁶ Vgl. ebd., Art. 5.

³⁷ Vgl. ebd., Art. 6.

³⁸ Vgl. ebd., Art. 8 und Art. 11.

³⁹ Vgl. ebd., Art. 7 und Art. 10.

⁴⁰ Vgl. ebd., Art. 13-15.

Eine Teilumsetzung der EU-Richtlinie in nationales Recht erfolgte in Deutschland zunächst durch die Neufassung des EnWG vom 24. April 1998⁴¹ sowie Verbändevereinbarungen⁴².

Obwohl es durch die Durchführung der Richtlinie 96/92/EG gesamteuropäisch betrachtet zu „Effizienzsteigerungen, Preissenkungen, einer höheren Dienstleistungsqualität und einer größeren Wettbewerbsfähigkeit“ gekommen war, bestanden länderspezifisch z. T. weiterhin Wettbewerbshindernisse. Diese beschrieb die EU-Kommission in ihrem Bericht vom 03.12.2001 wie folgt:⁴³

- unzureichende Entflechtung der EVU,
- Gefahr der Erwirtschaftung von Monopolgewinnen durch übermäßig hohe Netzentgelte – 2001 waren die Netzentgelte in Deutschland etwa doppelt so hoch wie in Schweden oder Finnland – sowie
- hohe Marktmacht von EVU und mangelnde Liquidität an den Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten.

Kritisiert wurde im Hinblick auf Deutschland zudem, dass es bis dato als einziges Land auf die Implementierung einer nationalen Regulierungsbehörde verzichtet hatte.⁴⁴

Um diese Missstände zu beheben und den Binnenmarkt durch den Ausbau von grenzüberschreitendem Handel zu vervollständigen, trat am 26.06.2003 die Richtlinie 2003/54/EG in Kraft. Diese sogenannte „Beschleunigungsrichtlinie“⁴⁵ umfasste erweiterte Vorschriften für die Implementierung des Elektrizitätsbinnenmarktes und ersetzte die Richtlinie 96/92/EG zum 01.07.2004.⁴⁶

In Deutschland gab es in der Folge eine Novelle des EnWG⁴⁷ sowie unterstützende Vereinbarungen und Verordnungen wie z. B. die Stromnetzentgelt- und Stromnetzzugangsverordnung. Bei Gestaltung der Verordnungen griff der Gesetzgeber die Vorschriften der Verbändevereinbarungen auf. Die BNetzA wurde als Regulierungsbehörde eingesetzt.

Somit stellen die Verordnungen gemeinsam mit der Novellierung des EnWG die Basis für den heutigen freien Markt- und Netzzugang sowie die angestrebte hohe Versorgungssicherheit dar.

2.1.2 Organisation des Elektrizitätsmarkts in Deutschland

Nachfolgend wird die Organisation des Energiemarkts mit Fokus auf den Handel und die Abrechnung (Energiekontierung) vorgestellt.

⁴¹ Vgl. EnWG (1998).

⁴² Zu nennen sind hier insbesondere die Verbändevereinbarungen als Basis für die Ausgestaltung der Netznutzungstarifizierung. Vgl. VDE et al. (1998); DVG (1998); VDE et al. (1999); DVG (2000); VDE (2001).

⁴³ Vgl. Europäische Kommission (2001), S. 2 f.

⁴⁴ Vgl. ebd., S. 3.

⁴⁵ Im Zuge einer Tagung vom 23.03. bis 24.03.2000 in Lissabon hatte der Europäische Rat gefordert, die Liberalisierung im Strom- und Gassektor zu beschleunigen. Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2003b), Präambel, Nr. 3.

⁴⁶ Vgl. ebd., Art. 23.

⁴⁷ Vgl. EnWG (2005).

2.1.2.1 Energiehandel

Beim Stromhandel wird zwischen der kurzfristigen und der langfristigen Perspektive unterschieden. Am Spotmarkt (Kurzfristhandel) können in einer Auktion am Tag vor Lieferung (Day-ahead) oder am Liefertag (Intraday) eine Viertelstunde und Stunde (h) sowie Blöcke aus mehreren Viertelstunden und Stunden gehandelt werden. Am Terminmarkt (Langfristhandel) können z. B. Kontrakte über Wochen, Quartale oder Jahre mit größerem Vorlauf ge- und verkauft werden.⁴⁸ Als Handelsplattformen stehen Börsen zur Verfügung. Darüber hinaus sind bilaterale Geschäfte, auch Over-the-counter-Handel (OTC) genannt, möglich.

Kurzfristige Kontrakte werden an der European Power Exchange Spot SE gehandelt. Die Day-ahead-Auktion findet täglich um 12 Uhr statt. Bis dahin können Angebot und Nachfrage mit einem Mindestvolumen von 0,1 Megawatt (MW) und mit einem Arbeitspreis in € pro Megawattstunde (MWh) versehen eingestellt werden.⁴⁹ Nach der Sammlung der Gebote und dem Schluss des Orderbuchs ergibt sich der Marktpreis aus dem Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve.⁵⁰ Diesen Market Clearing Price (MCP) zahlen bzw. erhalten die Marktteilnehmer unabhängig davon, ob sie bereit gewesen wären, einen höheren Preis zu zahlen bzw. einen niedrigeren für ihre Energie zu bekommen. Künstliche Preisunter- und -obergrenzen sind vorgegeben, die bei -500,00 €/MWh bzw. 3000,00 €/MWh liegen.⁵¹ Über den Handel einzelner Stunden hinaus können Gebote für vor- und selbstdefinierte Blöcke, z. B. Baseload (24 h, 0 bis 24 Uhr), Peakload (12 h, 8 bis 20 Uhr) oder Night (6 h, 0 bis 6 Uhr), abgegeben werden.⁵²

Anschließend gibt es um 15 Uhr eine 15-Minuten-Eröffnungsauktion, bevor der kontinuierliche Intraday-Handel beginnt. In der Auktion kann analog zur Day-ahead-Auktion auf die 96 Viertelstunden des folgenden Kalendertages von Mitternacht an geboten werden. Die Preise liegen zwischen -3.000,00 €/MWh und 3000,00 €/MWh⁵³

Im kontinuierlichen Intraday-Handel können ebenfalls ab 15 Uhr Einzelstunden- bzw. ab 16 Uhr Viertelstundenkontrakte gehandelt werden, wobei ein Geschäft immer dann zustande kommt, wenn sich Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung von Beschränkungen durch ggf. genutzte Gebotstypen entsprechen.⁵⁴ Der Handel schließt 45 Minuten (min) vor Lieferbeginn. Mindest- bzw. Maximalpreise liegen bei -9999 € bzw. 9999 € pro Zeiteinheit und sind mit zwei Nachkommastellen

⁴⁸ Bei Terminkontrakten handelt es sich um Derivate. Da ein Derivatemarkt ein abgeleiteter Markt ist (vgl. z. B. Hull (2009), S. 25 ff.), wird der Terminmarkt in der Folge nicht weiter berücksichtigt.

⁴⁹ Vgl. EPEX SPOT SE (2015b).

⁵⁰ Seit 2009 findet zudem eine Preiskopplung zwischen Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien, den Niederlanden und Skandinavien statt. Ziel ist die Preiskonvergenz in den gekoppelten Märkten. Eine Erläuterung der Marktkopplung gibt z. B. EPEX SPOT SE (2011), S. 52-65.

⁵¹ Vgl. EPEX SPOT SE (2015b). Negative Preise bedeuten in diesem Kontext, dass ein Verkäufer bereit ist, eine Energieeinheit zu produzieren und dafür zu zahlen. Dies kann gegenüber einem Herunterfahren der Erzeugung vorteilhaft sein, wenn z. B. hohe Wiederanfahrkosten oder Anforderungen hinsichtlich einer Wärmelieferung bestehen.

⁵² Vgl. ebd.

⁵³ Vgl. EPEX SPOT SE (2015a).

⁵⁴ Gebotstypen sind z. B. „Immediate or cancel“, bei dem eine Sofortausführung oder Löschung des Gebots erfolgt. Dabei ist eine Teilausführung möglich; nicht ausgeführte Teile werden gelöscht. Weitere Gebotstypen sind „Fill-or-kill“, bei dem eine sofortige, vollständige Ausführung oder Löschung des Gebots erfolgt. Bei „All-or-none“ muss eine vollständige Ausführung zum Gebotspreis erfolgen. Die Order verbleibt allerdings im Orderbuch, bis sie ausgeführt oder gelöscht wird. Sofern eine Order ausgeführt wird, wird nach eingestelltem Preis gezahlt (Pay-as-bid). Vgl. EPEX SPOT SE (2011), S. 73.

zu versehen. Bei Stundenkontrakten sind Volumenveränderungen von 1 MW und 0,1 MW ausführbar, wobei bei grenzüberschreitendem Handel nur Orders mit ganzen MW ausgeführt werden. Vordefiniert sind die Blöcke Baseload und Peakload. Viertelstunden können nur MW-scharf und nicht grenzüberschreitend gehandelt werden. Es existieren keine Blöcke für den 15-min-Handel.⁵⁵

Nach dem Geschäftsabschluss erfolgt die Geschäftserfüllung über eine Mitteilung an die Clearingstelle der European Commodity Clearing (ECC) AG. Diese tritt als zentraler Vertragspartner auf und übernimmt das Kontrahentenausfallrisiko.⁵⁶ Weiterhin garantiert die ECC das physikalische und finanzielle Settlement.⁵⁷ Die finanzielle Erfüllung läuft über ein Clearing-Mitglied, i. d. R. eine zugelassene Bank. Die physikalische Erfüllung erfolgt durch Versenden eines verbindlichen, viertelstundenscharfen Fahrplans an den ÜNB. Das Börsenmitglied bucht über einen Fahrplanaustausch mit dem ÜNB Mengen in seinen BK ein bzw. aus seinem BK aus, womit das Geschäft erfüllt ist.⁵⁸ Bilaterale OTC-Geschäfte können ebenfalls über die ECC gecleart werden, sofern die Kontraktspezifikationen denen von Börsengeschäften entsprechen.

2.1.2.2 Energiekontierung

Mit der Möglichkeit zum Handel von Energie kommt es zu einem Bedarf für die Abrechnung von Energiehandelsgeschäften, die unabhängig von physikalischen Energieflüssen sind. Zu diesem Zweck sind Gebietsstrukturen entwickelt worden, in denen die Marktteilnehmer aktiv sein können.⁵⁹

Unterschieden werden die Regelzone (RZ), das Netzgebiet (NG), das Bilanzierungsgebiet (BG), der Bilanzkreis (BK) sowie der Zählpunkt (ZP). Die RZ umfasst dabei den Netzbereich, für den ein ÜNB im Hinblick auf die Versorgungssicherheit verantwortlich ist. Ein NG wird von einem VNB betrieben. Es ist über Messeinrichtungen zähltechnisch abgrenzbar, kann jedoch mehrere Spannungsebenen einschließen.⁶⁰ Das BG kann eines oder mehrere NG, auch verschiedener VNB, umfassen. I. d. R. stellt das NG eines VNB jedoch sein BG dar. Das BG dient der Plausibilisierung der Netzbilanzen.⁶¹

BK sind virtuelle Konstrukte in einer RZ, durch die die Abbildung der Handelsgeschäfte zwischen Marktakteuren ermöglicht werden. In BK werden Einspeise- und Entnahmezählpunkte zusammengefasst, um durch Durchmischung Abweichungen in Erzeugung und Verbrauch zu minimieren.

⁵⁵ Vgl. EPEX SPOT SE (2013), S. 10.

⁵⁶ Vgl. ebd., S. 22.

⁵⁷ Vgl. ECC (2012), S. 6.

⁵⁸ Das Fahrplanmanagement wird im folgenden Kapitel 2.1.2.2 erläutert.

⁵⁹ Vgl. BDEW (2008a), S. 4-7.

⁶⁰ Anmerkung: Das Übertragungsnetz, auch Höchstspannungsnetz genannt, ist historisch auf 220 Kilovolt (kV) ausgelegt gewesen, dann aber nach dem 2. Weltkrieg auf 380-kV-Netze ausgebaut worden. Im regionalen Verteilnetz herrscht eine Spannung von 110 kV. Weitere Netzebenen sind die Mittelspannungsnetze mit 10 kV, 20 kV oder 30 kV sowie die Niederspannungsnetze mit 0,4 kV. Vgl. VDE (2010), S. 16. Um Übertragungsverluste zu minimieren und eine weiträumig sichere Verteilung zu gewährleisten, wird die elektrische Energie über ein überregionales Hochspannungsnetz bei einer Frequenz von 50 Hertz (Hz) verteilt. Über Umspannungstransformatoren kann der Strom schließlich auf eine für Letztverbraucher relativ ungefährliche Spannung transformiert werden. Vgl. Heuterkes und Janssen (2008), S. 50 f.

⁶¹ Vgl. BDEW (2008a), S. 11.

Ferner gibt es gesonderte BK, die ausschließlich für Handelsgeschäfte genutzt werden. Ihnen liegt keine reale Einspeisung bzw. Entnahme zugrunde.⁶²

Möglich sind regelzonenüberschreitende und -interne Geschäfte. Erstere dürfen nur zwischen BK mit gleichem Bilanzkreisverantwortlichem (BKV) abgeschlossen werden.⁶³ Zu den internen Geschäften gehören solche zwischen BK, die Erzeugungs- sowie die Verbrauchsprognose. Bei bilateralen Abwicklungen wird dem ÜNB von beiden Geschäftspartnern der Saldo aller Geschäfte in Form einer Fahrplandatei (als Fahrplan und Gegenfahrplan) gemeldet. Darüber hinaus werden jeweils die Erzeugungs- und die Verbrauchsprognose als Summenzeitreihe aller dem BK zugeordneten ZP an den ÜNB gesendet.⁶⁴

Zur Vereinfachung erfolgt für Letztverbraucher im Niederspannungsnetz mit einer Entnahme von weniger als 100 MWh pro Jahr (a) eine Abrechnung über Standardlastprofile. In diesem Zusammenhang gibt die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) die Nutzung von typischen Abnahmeprofilen für Gewerbe, Haushalte, Landwirtschaft, Bandlastkunden, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen sowie Heizwärmespeicher vor. Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Verbrauch werden in einem Differenzbilanzkreis festgehalten. Sie gelten als vom Netzbetreiber abgenommen bzw. geliefert.⁶⁵

Die Day-ahead-Fahrpläne sind dem ÜNB bis 14:30 Uhr mitzuteilen, sofern dieser keinen späteren Termin zulässt oder die BNetzA eine abweichende Regelung trifft. Eine Vollständigkeit der Fahrpläne wird ebenso wie eine ausgeglichene Bilanz des BK vorausgesetzt, was zu einer ausgeglichenen RZ führt. Erzeugung und Verbrauch sind demnach theoretisch im Gleichgewicht, so dass die Sollfrequenz des Netzes⁶⁶ erhalten bleibt.⁶⁷

Doch obwohl der BKV zu jeder Zeit verpflichtet ist, „durch zumutbare Maßnahmen, insbesondere durch entsprechende Sorgfalt bei der Erstellung der Prognosen, die Bilanzabweichungen möglichst gering zu halten“⁶⁸, kommt es i. d. R. zu Differenzen zwischen Prognose und Ist-Erzeugung bzw. -Verbrauch. Dabei kann der BKV dem ÜNB Fahrplanänderungen mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens 15 min zu jeder Viertelstunde des Tages mitteilen. Der ÜNB wiederum kann diese Anpassung jedoch ablehnen, sofern er einen dadurch auftretenden Engpass begründet. Nachträgliche Fahrplanänderungen (Afterday-Handel) sind bis 16 Uhr des Erfüllungstages möglich.⁶⁹

Ungeplante Kraftwerksausfälle und Nachfrageschwankungen gleicht der ÜNB für bis zu 1 h durch den Einsatz von Regelenergie⁷⁰ aus. Der BKV erhält sogenannte Ausgleichsenergie (AE) in den BK gebucht, durch die dieser glattgestellt wird. Nach maximal 1 h ist der BKV verpflichtet, die im

⁶² Vgl. BDEW (2008a), S. 11.

⁶³ Vgl. PG Fahrplanmanagement (2010), S. 7.

⁶⁴ Vgl. ebd., S. 8 f.

⁶⁵ Vgl. StromNZV (2012), § 12 sowie § 13.

⁶⁶ Vgl. Kapitel 2.1.3.

⁶⁷ Vgl. StromNZV (2012), § 5, Abs. 1.

⁶⁸ Amprion (2011), S. 3.

⁶⁹ Vgl. StromNZV (2012), § 5.

⁷⁰ Vgl. Kapitel 2.1.3.

Vergleich zur Prognose fehlende Menge OTC oder am Elektrizitätsmarkt zu beschaffen und seinen BK für die Folgezeit auszugleichen.⁷¹

Für die bezogene AE wird ein Arbeitspreis fällig, der viertelstündlich variieren und sowohl positiv als auch negativ sein kann. Die Zahlungsrichtung bei der Bilanzkreisabweichung ist Stand 2016 derart definiert, dass bei positivem AE-Preis ein unterdeckter BK Geld zahlt und ein überdeckter BK Geld erhält. Bei negativem AE-Preis zahlt ein überdeckter BK Geld und ein unterdeckter BK erhält Geld.⁷²

2.1.3 Systemdienstleistungen zum kurzfristigen Systemausgleich

Wie im vorherigen Kapitel erwähnt, kann es zu Differenzen zwischen Prognose- und Ist-Werten von Erzeugern oder Verbrauchern kommen. Um auf solche Ereignisse vorbereitet zu sein und einen stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, beschaffen Netzbetreiber Systemdienstleistungen. Hierzu gehört insbesondere die überregionale Frequenzhaltung.⁷³

Um die Netzfrequenz auf dem Sollwert von 50 Hz zu halten, muss in Stromversorgungsnetzen zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen. In der Realität kommt es jedoch sowohl auf der Verbrauchs- als auch der Erzeugungsseite zu Abweichungen vom ursprünglichen Fahrplan. Gründe hierfür können beispielsweise Kraftwerksausfälle oder Prognoseungenauigkeiten von Lieferanten oder Händlern sein.⁷⁴ Kommt es zu Frequenzabweichungen, setzen die ÜNB sogenannte Regelenergie ein, um die Frequenz auf den Sollwert zurückzuführen.

Unterschieden werden die Über- und die Unterspeisung in einer RZ. Bei einem Leistungsüberschuss (durch Mehreinspeisung oder Minderverbrauch) kommt es zu einer Erhöhung der Netzfrequenz. Um eine Rückführung auf den Sollwert zu ermöglichen, wird negative Regelleistung eingesetzt. Hierbei wird entweder die Einspeisung von Kraftwerken gemindert oder der Verbrauch durch regelbare Lasten erhöht. Bei einer Unterspeisung des Netzes wird positive Regelleistung zugeführt. Diese kann entweder durch eine Erhöhung von Kraftwerksleistung oder ein Senken des Verbrauchs erbracht werden.⁷⁵

Seit 2001 sind die ÜNB in Deutschland verpflichtet, Regelleistung nach einem marktbasiereten, offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen.⁷⁶ Es werden drei Qualitäten unterschieden: die Primärregelleistung, die Sekundärregelleistung sowie die Minutenreserve.

Die Primärregelleistung, auch Primärreserve (PR) genannt, wird im Sekundenbereich lokal und vollautomatisch abgerufen. Sie muss innerhalb von 30 Sekunden (s) vollständig erbracht werden bei nahezu sprungförmiger Leistungsänderung.⁷⁷ PR stellt eine „stabilisierende Wirkleistungsregelung der synchron betriebenen Verbundnetze durch Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Frequenzände-

⁷¹ Vgl. StromNZV (2012), § 5, Abs. 4.

⁷² Vgl. 50 Hertz (2012), S. 1. Das AE-System wird in Kapitel 4.2.4 detailliert vorgestellt.

⁷³ Vgl. VDN (2007b), S. 2.

⁷⁴ Vgl. BNetzA (2012b), S. 44.

⁷⁵ Vgl. ebd.

⁷⁶ Vgl. Bundeskartellamt (2000).

⁷⁷ Vgl. VDN (2007a), S. 27.

rungen und Passivbeitrag der von der Frequenz abhängigen Lasten⁷⁸ dar. PR wird symmetrisch (positive und negative Leistung) und wöchentlich ausgeschrieben. Die Teilnahme wird mit einem Leistungspreis vergütet.⁷⁹

Die Sekundärreserve (SR) führt die Frequenz auf den Sollwert und ggf. ausgetauschte Übergabeleistung zwischen Regelzonen auf den Ursprungswert zurück. Sie koppelt zudem die PR frei, die so für die Ausregelung weiterer Abweichungen zur Verfügung stehen kann.⁸⁰ SR wird automatisch über den Leistungsfrequenzregler der ÜNB angefordert. Sie muss innerhalb von 5 min vollständig erbracht werden können.⁸¹ Die Ausschreibung von SR erfolgt ebenfalls wöchentlich getrennt nach positiver und negativer Leistung für die Produktzeitscheiben Hochtarif (HT) und Niedertarif (NT). Für die Vorhaltung erhalten die Teilnehmer einen Leistungspreis, für die geleistete Energie einen Arbeitspreis.⁸²

Zur Entlastung von SR nutzen die ÜNB Minutenreserve (MR). Diese muss innerhalb von 15 min vollständig erbracht werden können. Der Abruf erfolgt i. d. R. manuell durch den Anlagenbetreiber.⁸³ Für die Vorhaltung erhalten die Teilnehmer analog zur SR einen Leistungspreis, für die geleistete Energie einen Arbeitspreis.⁸⁴

Zudem führen die ÜNB die Spannungshaltung, den Versorgungswiederaufbau sowie das Engpass- und Einspeisemanagement durch und schreiben sogenannte Verlustenergie aus.⁸⁵

2.2 Umweltpolitische Markteingriffe

Bereits in den 1960er Jahren unternahm die deutsche Politik mit dem „Gesetz über die friedliche Verwendung von Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren“ den Versuch, Schadstoffemissionen bei der Stromerzeugung zu reduzieren. Mit den Fragen zur Zwischen- und Endlagerung in den 1970er Jahren sowie den Unfällen in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) im Jahr 1979 und in der Ukraine im Jahr 1986 wuchs das Misstrauen der Bevölkerung gegenüber der Kernenergie.⁸⁶ Der Ausstieg aus der Kernkraft wurde nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima im März 2011 und den Überprüfungen im Rahmen des sogenannten Moratoriums politisch verankert.⁸⁷

Parallel rückte seit Anfang der 1990er Jahre der Fokus zunehmend auf den Ausbau der EE und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), um umweltpolitische Ziele zu erreichen. Ferner kam es zur Einführung von Strom- und Energiesteuern sowie der Implementierung des europäischen Emissionshan-

⁷⁸ StromNZV (2012), § 2, Nr. 8.

⁷⁹ Vgl. BNetzA (2011b).

⁸⁰ Vgl. FNN (2009), S. 3.

⁸¹ Vgl. ebd., S. 8.

⁸² Vgl. BNetzA (2011c).

⁸³ Vgl. VDN (2007b), S. 4.

⁸⁴ Vgl. BNetzA (2011a).

⁸⁵ Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden lokale Engpässe und Maßnahmen zu deren Beseitigung nicht betrachtet. Aus dem Grund wird auf eine detaillierte Vorstellung dieser Systemdienstleistungen verzichtet. Erläuterungen finden sich jedoch z. B. in Dena (2014).

⁸⁶ Vgl. Krisp (2007), S. 27.

⁸⁷ Vgl. AtG (2012), § 7, Abs. 1a.

dels. Diese Instrumente, die im folgenden Kapitel einfürend beschrieben werden, wurden dabei prinzipiell getrennt voneinander eingeführt und betrachtet, was aktuell immer noch Bestand hat.

2.2.1 Förderung zum Ausbau von Erneuerbaren Energien

In ihrer Anfangsphase in den 1990er Jahren kamen die EE aufgrund hoher Kosten oder im Falle der Nutzung der Sonnen- oder Windenergie wegen technischer Hürden nicht für eine großflächige Energieversorgung in Frage. Aus diesem Grund plante die Politik, mit dem Stromeinspeisungsgesetz, „einen geschützten Markt für Technologieentwicklungen“⁸⁸ zu schaffen. Das Gesetz regelte die verpflichtende Abnahme und Vergütung von Strom aus Windkraft, Sonnenenergie, Wasserkraft, Deponie- und Klärgas sowie Rest- und Abfallstoffen aus der Land- oder Forstwirtschaft durch EVU.⁸⁹

Die Auswirkungen der gesetzlichen Vorranginspeisung sowie der gesicherten Vergütung auf den späteren Zubau von EE wurde dabei zunächst unterschätzt. Insbesondere passte der Gesetzgeber das Einspeisegesetz zum Ende der 1990er Jahre nicht an die sich verändernden Preis- und Kostensituationen nach der Marktöffnung an.⁹⁰

Dies änderte sich mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zum 01.04.2000. Das Gesetz führte technologiespezifische Einspeisetarife für die oben genannten EE sowie geothermisch erzeugte Energie ein. Die Vergütungen wurden für eine Dauer von 20 a garantiert.⁹¹ In Abhängigkeit der Technologieentwicklung konnten Anpassungen der Vergütungssätze erfolgen, um z. B. einen weiteren Neubau anzureizen oder auf sinkende Investitionskosten reagieren zu können.⁹² Die ÜNB wurden verpflichtet, die gelieferten Energiemengen abzunehmen und zu vergüten sowie sie an EVU in ihrer Regelzone weiter zu verteilen.⁹³

Bis zum Jahr 2012 wurden weitere Anpassungen des Gesetzes vorgenommen, wobei u. a. Ziele für die Anteile der EE an der Stromerzeugung eingeführt wurden.⁹⁴ Weiterhin wurden die Marktintegrationsmöglichkeiten der EE durch Aufnahme des sogenannten Marktprämienmodells als Option für eine Direktvermarktung von EE gestärkt.⁹⁵ Darüber hinaus wurden mit der Einführung der Flexibilitätsprämie Anreize für die Flexibilisierung der Einspeisung von z. B. Biogasanlagen gesetzt. Der geförderte Aufbau von Überkapazitäten erlaubt es dem Anlagenbetreiber bzw. dessen Direktvermarkter, die Stromerzeugung unter Berücksichtigung technischer Restriktion wie Gas- oder Wärmespeichergößen in die teureren Stunden eines Tages zu verlegen.⁹⁶

⁸⁸ Leprich (2011), S. 19.

⁸⁹ Vgl. StromEinspG (1990), § 1.

⁹⁰ Vgl. Leprich (2011), S. 20.

⁹¹ Vgl. EEG (2000), §§ 3-9.

⁹² Vgl. ebd., § 12.

⁹³ Vgl. ebd., § 11.

⁹⁴ Festgelegt wurden 35 Prozent in 2020, 50 Prozent in 2030, 65 Prozent in 2040 und 80 Prozent in 2050. Vgl. EEG (2012), § 1.

⁹⁵ Vgl. ebd., § 33g.

⁹⁶ Vgl. EEG (2012), § 33i; EEG (2014), §§ 53-54.

Das EEG 2014 geht einen Schritt weiter. Der Gesetzgeber hat einerseits Zubaukorridore definiert.⁹⁷ Um diese einzuhalten, wird die Leistung aus EE bis spätestens 2017 komplett ausgeschrieben.⁹⁸ Andererseits wird die Direktvermarktung ab 01.08.2014 für Neuanlagen ab 500 Kilowatt (kW) und ab 01.01.2016 für Neuanlagen ab 100 kW zur Pflicht.⁹⁹ In dem Kontext haben Biomasseanlagen größer 100 kW nur einen Förderanspruch auf den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Energiemenge, der mit 50 Prozent der installierten Leistung produzierbar wäre.¹⁰⁰ Die Flexibilitätsprämie bleibt grundsätzlich, jedoch in leicht veränderter Form erhalten.¹⁰¹ Alle Anlagen in der Direktvermarktung müssen fernsteuerbar sein mit dem Ziel, eine bedarfsgerechte Einspeisung mit Abschaltung bei entsprechenden Marktpreissignalen zu ermöglichen.¹⁰² Die Kosten, die durch Ausschüttung der EE-Vergütungen entstehen, zahlen die Stromverbraucher (EEG-Umlage).

2.2.2 Förderung des Ausbaus von Kraft-Wärme-Kopplung

Neben Strom aus EE wird auch Strom gefördert, der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Um den Ausbau dieser Anlagen im Interesse von Klimaschutz und Energieeinsparung anzureizen, trat im Jahr 2000 das „Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung“ in Kraft.¹⁰³ Ähnlich dem EEG wurden eine Abnahme- und Vergütungspflicht für ÜNB festgelegt und für die Vergütung wurde ein Bonussystem eingeführt, das Erzeugern einen Aufschlag auf die Großhandelsmarktpreise gewährt. Die Energie konnten die Netzbetreiber verkaufen oder für den eigenen Strombedarf nutzen. Differenzkosten wurden auf die Letztverbraucher umgelegt (KWK-Umlage).¹⁰⁴

Zum 01.04.2002 folgte eine Erneuerung des Gesetzes im „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (KWKG). Mithilfe des KWKG sollten Anreize zum Ausbau von KWK und Brennstoffzellen geliefert werden, um in Zukunft im Vergleich zum Referenzwert von 1998 Emissionseinsparungen zu erreichen.¹⁰⁵ Zu diesem Zweck wurden detaillierte Boni nach Größenklassen, z. T. unter Berücksichtigung von Förderdauern und Degressionen, implementiert.¹⁰⁶

Bis Ende 2016 wurde das KWKG mehrfach angepasst. Es wurden Ziele hinsichtlich der Netztromerzeugung festgesetzt.¹⁰⁷ Zudem wurden die Förderungen für den Neu- und Ausbau von Wärme- sowie Kältenetzen und Wärme- sowie Kältespeichern ins Gesetz aufgenommen.¹⁰⁸

⁹⁷ Vgl. EEG (2014), §§ 28-31.

⁹⁸ Vgl. BMWV (2015a), S. 2.

⁹⁹ Vgl. EEG (2014), § 37.

¹⁰⁰ Vgl. ebd., § 47.

¹⁰¹ Vgl. EEG (2014), § 53.

¹⁰² Vgl. ebd., §§ 35 bis 36.

¹⁰³ Vgl. KWKG (2000), § 1.

¹⁰⁴ Vgl. ebd., §§ 3-5.

¹⁰⁵ Vgl. KWKG (2002), § 1.

¹⁰⁶ Vgl. ebd., § 7.

¹⁰⁷ Vgl. ebd., § 7.

¹⁰⁸ Vgl. ebd., § 5a; KWKG (2012), §§ 7a und 7b.

2.2.3 Energieeffizienzmaßnahmen

Im Energiekonzept wird festgestellt, dass es erhebliche Strom- und Energieeinsparpotenziale gibt, die es in Zukunft zu heben gilt. Dabei sollen Unternehmen und Privathaushalte in die Lage versetzt werden, die Potenziale aus eigenem Antrieb zu erschließen, wodurch Energiekosten gespart und die Umwelt entlastet werden können. In der Folge werden erste politisch motivierte Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen vorgestellt.

2.2.3.1 Mineralöl-, Strom- und Energiesteuer

Zu den ersten Maßnahmen, die Anreize für eine effiziente Energienutzung schafften, gehören u. a. die Besteuerung von Mineralöl- und anderen Energieerzeugnissen. Die Mineralölsteuer existiert bereits seit 1939. Sie ist 2006 durch die Energiesteuer abgelöst worden. Seitdem werden Energieerzeugnisse mit der Energiesteuer belastet. Hierzu gehören beispielsweise die Nutzung von Benzin, Diesel, Kohle, Kohlenwasserstoffe oder Erdgas zum Verheizen oder zum Antrieb von Verbrennungsmotoren und Gasturbinen.¹⁰⁹ Seit 1999 unterliegt elektrischer Strom im Steuergebiet der Bundesrepublik Deutschland im Allgemeinen der Stromsteuer. Bei beiden Steuerformen handelt es sich um Verbrauchsteuern im Sinne der Abgabenordnung und damit um indirekte Steuern. Durch die Steuererhöhung erhöhen sich die Energiepreise für Endkunden und damit ergeben sich auch Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen.

2.2.3.2 Richtlinien der Europäischen Union (EU) und nationale Gesetzgebung zur Energieeffizienz

Neben der Strom- und der Energiesteuer gibt es weitere deutsche und europäische Bestrebungen zur Reduktion des Energieverbrauchs. In diesem Zusammenhang sind z. B. das Energieeinspargesetz mit zugehöriger Energieeinsparverordnung zu nennen, welche die Anforderungen der EG-Richtlinie 2002/91/EG aus dem Jahr 2002 umsetzten. Berücksichtigung finden hierbei insbesondere Heizungsanlagen sowie Kühl-, Raumluft- und Beleuchtungstechnik in neu zu errichtenden sowie bestehenden Gebäuden.¹¹⁰

Ergänzt wurde diese Richtlinie 2006 durch die EG-Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, deren Ziel die Schaffung von Richtzielen für Energieeffizienz und die Implementierung eines Marktes für Energiedienstleistungen war. Das allgemeine Einsparziel der Mitgliedsstaaten wurde dabei auf 9 Prozent bis zum neunten Jahr der Umsetzung der Richtlinie festgelegt. Hierzu ist jeweils ein nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan vorzulegen, über den der Kommission in regelmäßigen Abständen zu berichten ist.¹¹¹

¹⁰⁹ Vgl. EnergieStG (2009), § 2.

¹¹⁰ Es wird z. B. festgelegt, dass elektrische Speicherheizsysteme, die vor dem 01.01.1990 eingebaut oder aufgestellt wurden, nach dem 31.12.2019 nicht mehr betrieben werden dürfen. Sofern sie jünger sind, müssen sie nach 30 Jahren Nutzung stillgelegt werden. Vgl. EnEV (2009), § 10a, Abs. 2.

¹¹¹ Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2006), Art. 4.

Die Anforderungen wurden in Deutschland durch das „Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen“ umgesetzt. Zudem wurde beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eine Bundesstelle für Energieeffizienz geschaffen.¹¹²

Da die EU-Kommission die Einsparziele in Gefahr sah, wurde die Richtlinie 2012/27/EU initiiert. Diese trat am 04.12.2012 in Kraft. Wesentliches Element ist die von 2014 bis 2020 jährliche Einsparung von 1,5 Prozent des durchschnittlichen Jahresenergieabsatzes der Jahre 2010 bis 2012.¹¹³ Deutschland setzt zur Erreichung der Ziele auf einen „Nationalen Allokationsplan Energieeffizienz“, zu dessen Ausgestaltung in 2014 die Arbeitskreise „Energiewende-Plattform Energieeffizienz“ sowie die „Plattform Gebäude“ gegründet wurden. Weiterhin gibt es seit dem 22.04.2015 eine Novelle des „Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen“, mit der die bis zu diesem Zeitpunkt notwendige Teilumsetzung der Energieeffizienzrichtlinie stattfindet.¹¹⁴ Weitere Anforderungen werden in der zukünftigen Gesetzgebung zu beachten sein.

2.2.4 Einführung des europäischen Emissionshandels

Mit Veröffentlichung der Richtlinie 2003/87/EG am 13.10.2003 wurden die Weichen für die Implementierung eines Systems für den Handel von Treibhausgasemissionszertifikaten gelegt. Mit diesem sollte auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise eine Reduktion der Treibhausgasemissionen erfolgen.¹¹⁵

Seit 2005 existiert das Emissionshandelssystem (EHS) mit festen Obergrenzen für Treibhausgasemissionen in der EU. Betreiber von Kraftwerken und industriellen Anlagen müssen hierbei für jede emittierte Tonne Treibhausgas ein handelbares Zertifikat nachweisen.¹¹⁶ Ziel des Mechanismus ist es, durch Abschmelzen der verfügbaren Zertifikate bis 2050 eine Verringerung der Emissionen um 71 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 2005 zu bewirken.¹¹⁷ Anlagenbetreiber, die die Menge an benötigten Zertifikaten zum Jahresende nicht vorlegen können, werden sanktioniert.¹¹⁸

Um das reibungslose Funktionieren des Marktes zu gewährleisten, wird das EHS regelmäßig überprüft und bei Bedarf angepasst. Die erste Phase (2005 bis 2007) galt als „Erprobungsphase“ des neuen Systems. Die Zertifikate wurden auf Basis nationaler Allokationspläne (NAP) ausgegeben, die zuvor von der EU-Kommission geprüft worden waren.¹¹⁹ Die jährlich vorgegebene Ober-

¹¹² Vgl. EDL-G (2010), § 9, Abs. 1.

¹¹³ Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2012), Art. 7.

¹¹⁴ Vgl. Energieeffizienzrichtlinie (2015).

¹¹⁵ Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2003a), Art. 1.

¹¹⁶ Zu den Treibhausgasen gehören z. B. Kohlendioxid, Methan, Distickstoffoxid, Flourkohlenwasserstoff, perfluorierter Kohlenwasserstoff oder Schwefelhexafluorid. Zu den Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen zählen neben Anlagen zur Energieumwandlung und -umformung über 20 MW auch industrielle Betriebe der Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, der mineralverarbeitenden Industrie sowie der Zellstoff- und Papier-Industrie, die über bestimmte Produktionskapazitäten verfügen. Vgl. ebd., Anhang I und II.

¹¹⁷ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 11.

¹¹⁸ Zwischen 2005 und 2007 lagen die Kosten bei 40 € pro Zertifikat; ab 2008 wurden 100 € fällig. Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2003a), Art. 16, Abs. 3 und 4. Ab 2013 erhöht sich diese Strafe mit der jährlichen Inflationsrate in der €-Zone. Vgl. Europäische Gemeinschaften (2009), S. 19.

¹¹⁹ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 8.

grenze lag europaweit bei ca. 2,3 Milliarden (Mrd.) Zertifikaten.¹²⁰ Hiervon wurden mindestens 95 Prozent unentgeltlich zugewiesen. Die restlichen Zertifikate konnten in Auktionen versteigert werden.

Da vermutet wurde, dass einzelne Länder überhöhte Emissionsprognosen abgegeben hatten, kam es zur Kritik an der Festlegung der Obergrenze durch NAP. In Kombination mit mangelnder Erfahrung der Teilnehmer gab es während der ersten Phase äußerst volatile Preise. Insbesondere zum Ende der Periode hin sanken die Preise auf ein historisches Tief. Dazu beigetragen hat u. a., dass die tatsächlichen Emissionsdaten geringer ausfielen als erwartet, die Einspeisung aus EE europaweit zunehmend stieg und eine Übertragung der Zertifikate in folgende Handelsperioden untersagt war.¹²¹

Für Phase 2 (2008 bis 2012) wurde daher die Europäische Kommission berechtigt, NAP anzupassen. Emissionsprognosen sollten objektiv auf die Emissionen des Referenzjahres 2005 gestützt werden. Die EU-weite Obergrenze sank als Summe der einzelnen Obergrenzen auf 2,09 Mrd. Zertifikate pro Jahr.¹²² Hiervon durften bis zu 10 Prozent versteigert werden; die restlichen Zertifikate wurden per Gratis-Allokation verteilt.¹²³

In der aktuellen 3. Phase (2013 bis 2020) kommt es zu Anpassungen der Funktionsweise des EHS. Der Geltungsbereich wird ausgeweitet, indem weitere Sektoren und Gase berücksichtigt werden. Darüber hinaus ersetzt eine EU-weite Obergrenze die NAP. Erwähnenswert ist, dass der Flugverkehr teilweise einbezogen wird. So müssen Fluglinien für Flüge innerhalb der EU Emissionszertifikate vorlegen.¹²⁴

Die Obergrenze von 1,97 Mrd. Zertifikaten sinkt linear um 1,74 Prozent pro Jahr, um Effizienzmaßnahmen anzureizen.¹²⁵ Die Zertifikate sollen verstärkt versteigert werden. Um die Preisvolatilität zu dämpfen, wird einerseits das „Banking“ eingeführt, wodurch die Übertragung von Zertifikaten aus Phase 2 in Phase 3 ermöglicht wurde. Andererseits wird die Nutzung internationaler Gutschriften auf 50 Prozent der EU-weiten Emissionsreduktion ausgebaut.¹²⁶

Unter anderem aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise in Europa und durch die zunehmende Einspeisung aus EE fiel der Preis der Zertifikate auf ein historisches Tief von rund 5 € pro Tonne.¹²⁷ Zur Stützung der Preise beschloss die Europäische Kommission diverse Reformen des EHS. Rund 900 Millionen Zertifikate werden zwischen 2014 und 2016 zurückgehalten und dem Markt erst 2019 bis 2020 wieder zugeführt.¹²⁸ Weiterhin soll durch eine Marktstabilitätsreserve ab 2018

¹²⁰ Vgl. hierzu und zum folgenden Europäische Gemeinschaften (2009), S. 9 und S. 14.

¹²¹ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 8; Ecofys (2004); Koch et al. (2014).

¹²² Vgl. Europäische Gemeinschaften (2009), S. 14. Dass es trotz der vermeintlichen besseren Prognosen weiterhin zu einer erheblichen Volatilität kam, lag u. a. an den Auswirkungen der europaweiten Wirtschaftskrise. Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 9.

¹²³ Vgl. Europäische Gemeinschaften (2009), S. 9.

¹²⁴ Vgl. Demling (2012).

¹²⁵ Vgl. hierzu und zum folgenden ebd.

¹²⁶ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 10-12.

¹²⁷ Vgl. Koch et al. (2014).

¹²⁸ Vgl. BMU (2014).

ein Mechanismus geschaffen werden, der die gewünschte Knappheit mit höheren CO₂-Preisen schrittweise wieder herstellt.¹²⁹

2.3 Herausforderungen für den Markt und die Netzstabilität aufgrund von umweltpolitischen Markteingriffen

Historisch betrachtet wurden vornehmlich konventionelle Großkraftwerke für die Energieerzeugung und die Gewährleistung der Netzstabilität eingesetzt. Ihre Aufgabe war es, entsprechend der erwarteten Verbräuche und etwaiger stochastischen Schwankungen Strom zu produzieren. Die gesamte Erzeugung ist somit möglichst genau dem Verbrauch gefolgt.

Mit dem Zubau von mehrheitlich dezentralen fluktuierend einspeisenden EE und wärmegeführten KWK-Anlagen gemäß der Kapitel 2.2.1 bzw. 2.2.2 ist zu erwarten, dass zukünftig zunehmend Schwankungen auszugleichen sind. Gründe hierfür sind u. a. ansteigende Einspeiseabweichungen aufgrund von Prognosefehlern sowie zunehmende Einspeisegradien. Gepaart mit der ebenfalls stochastischen Nachfrage ergibt sich eine i. d. R. volatile residuale Last, die durch den restlichen Kraftwerkspark gedeckt werden muss, um die Systemsicherheit jederzeit zu gewährleisten. Die Herausforderung ist die technisch mögliche Synchronisation zu geringsten Kosten.

Abbildung 1¹³⁰ stellt die Ausregelung von fluktuierender Erzeugung und ungesteuerter Nachfrage graphisch dar. Zu den einsetzbaren Flexibilitätsoptionen gehören konventionelle Kraftwerke, steuerbare EE, stromgeführte KWK, Speicher, Demand Side Management (DSM, aus dem amerikanischen für Nachfragesteuerung) sowie Im- und Exporte. Energieeffizienzmaßnahmen nach Kapitel 2.2.3 haben dabei Auswirkungen auf die Nettonachfrage, der Preis für Emissionszertifikate nach Kapitel 2.2.4 beeinflusst die vorhandene bzw. wirtschaftlich einsetzbare konventionelle Erzeugung.

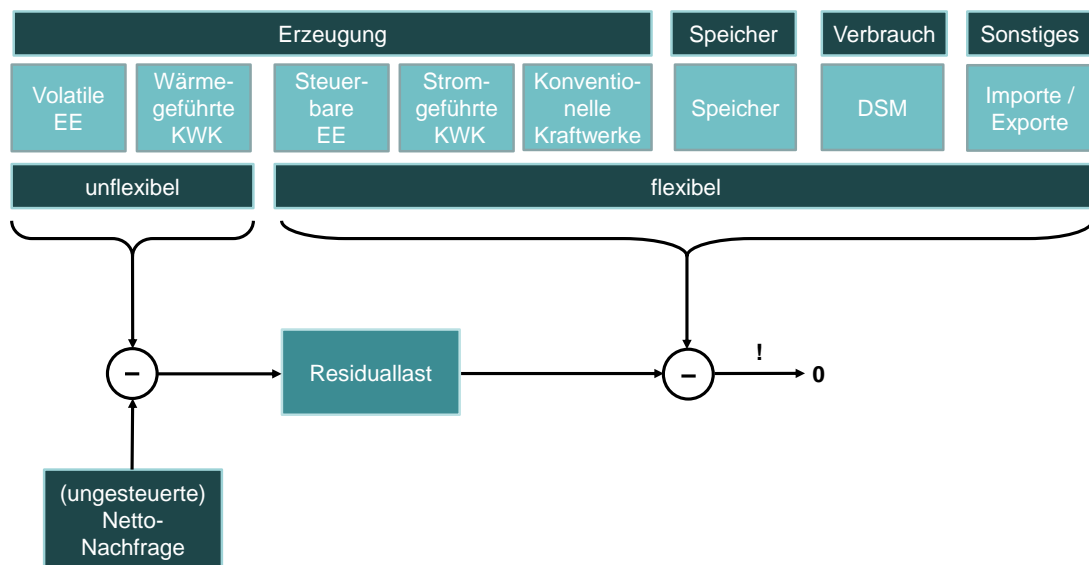


Abbildung 1: Stromerzeugung und -nachfrage in einem System mit hohem Anteil von Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung

¹²⁹ Vgl. BMU (2015).

¹³⁰ Darstellung in Anlehnung an Consentec (2011), S. 5.

Über die kurzfristige Ausregelung hinaus muss gewährleistet sein, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend sichere Kapazität zur Verfügung steht. Denn ein Stromausfall wäre mit Komforteinbußen für Verbraucher und (bei einem großflächigen Ausfall) mit hohen volkswirtschaftlichen Schäden verbunden.¹³¹

Die Höhe des Flexibilitätsbedarfs hängt dabei von diversen Charakteristika des Energiesystems ab. Hierzu gehören u. a.:¹³²

- die Struktur und die absolute Höhe der Stromnachfrage,
- die Einspeisemenge und -struktur verschiedener EE sowie deren Einsatzweise (z. B. Einspeisevorrang oder marktbasierter Fahrplan),
- der aktuelle konventionelle Kraftwerkspark,
- die Möglichkeiten zum Stromaustausch mit dem Ausland,
- der Aus- und Umbau der Stromnetze (mitsamt vorhandener Netzrestriktionen),
- die erwartete Kundenakzeptanz von möglichen Stromausfällen sowie
- die Kopplung des Elektrizitätsmarktes mit anderen Energiesektoren wie Wärme (z. B. über KWK) oder Verkehr (z. B. über Elektromobilität).

2.4 Technologien zum Markt- und Systemausgleich

Wie zuvor erläutert, steht das Stromversorgungssystem durch den verstärkten Ausbau der EE vor besonderen Herausforderungen. In der Folge werden daran anschließend Technologien vorgestellt, durch die ein Markt- und Systemausgleich möglich sein kann.

Ziel ist es zu zeigen, welche Flexibilität durch die Technologien aus den Bereichen Erzeugungseinheiten, Speicher und Verbraucher bereitgestellt werden können.

2.4.1 Erzeugungseinheiten

Erzeugungseinheiten unterteilen sich im Rahmen dieser Arbeit in thermische konventionelle Kraftwerke und thermische EE sowie sonstige EE. Thermische Kraftwerke nutzen die in einem Brennstoff gebundene Energie. In einem thermodynamischen Kreislaufprozess wird eine Wärme-Kraftmaschine angetrieben, um mechanische Energie unter Einsatz eines Generators in elektrische Energie umzuwandeln.¹³³ Zu den an dieser Stelle betrachteten thermischen konventionellen

¹³¹ Van der Welle und van der Zwaan (2007) nehmen Kosten in Höhe von 4 bis 40 US-/ kWh bzw. bei einem 90-prozentigen Konfidenzniveau Kosten zwischen 5 und 25 US-\$ pro kWh an. Vgl. van der Welle und van der Zwaan (2007), S. 18. Frontier Economics kommen in ihrer Metaanalyse von 27 ausgewählten Studien auf Kosten zwischen 8 und 16 € pro kWh. Dies bedeutet bei einem Blackout von 1 h (ca. 80 GWh) einen Schaden in Höhe von 0,6 bis 1,3 Milliarden (Mrd.) €. Bei einem Ausfall über einen Werktag im Winter (ca. 1.800 GWh) wird ein Schaden von 14 bis 30 Mrd. € erwartet. Vgl. Frontier Economics (2008), S. 8.

¹³² Vgl. Brunner (2014), S. 8, nach Ausschuss für Bildung (2012), S. 66.

¹³³ Vgl. VDE (2012a), S. 38.

Kapazitäten gehören AKW, Steinkohle- (SKW) und Braunkohlekraftwerke (BKW), Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) sowie Gasturbinen (GT).¹³⁴

Im Hinblick auf EE werden die fluktuierende Erzeugung durch Windenergieanlagen (WEA), Photovoltaik-Anlagen (PV) sowie hydraulische Wasserkraftwerke (WKW) und die steuerbare Einspeisung durch thermische Biomassekraftwerke (BMKW) und Biogasanlagen (BGA) unterschieden.¹³⁵

Relevante technische Parameter der Erzeugungsanlagen sind der Wirkungsgrad der Energiewandlung, die Minimallast im Regelbetrieb, Laständerungsgradienten sowie die Anfahrtdauern. Bei letzteren wird bei konventionellen Kraftwerken nach dem Heißstart (Stillstand kleiner 8 h), dem Warmstart (Stillstand zwischen 8 und 48 h) und dem Kaltstart (Stillstand zwischen 48 und 120 h) unterschieden.¹³⁶ Bei BMKW und BGA sind die Startphasen i. d. R. kürzer.¹³⁷ Änderungsgeschwindigkeiten von thermischen Kraftwerken, BMKW und BGA sind zudem davon abhängig, mit welcher Auslastung bzw. in welchem Arbeitspunkt das Kraftwerk fährt. Die gesicherte Leistung der jeweiligen Technologie hängt insbesondere von der Verfügbarkeit ab. Thermische Kraftwerke ohne Wärmeverpflichtungen weisen dabei tendenziell eine höhere Disponibilität auf als KWK-Anlagen oder dargebotsabhängige Einheiten wie Windenergie- und PV-Anlagen. In Tabelle 30 in Anhang B1 findet sich eine detaillierte Übersicht über die zuvor vorgestellten Eigenschaften je Technologie.

Aktuell liefern thermische Kraftwerke mit über 60 Prozent einen maßgeblichen Teil der genutzten Endenergie.¹³⁸ Zudem stellen sie i. d. R. Systemdienstleistungen zur Verfügung und leisten wesentliche Beiträge zur sicheren Leistung. In Zukunft kann sich dies ändern. Beispielsweise werden die verbliebenen AKW mit 12 Gigawatt (GW) Leistung bis 2022 abgeschaltet.¹³⁹

Bei BKW, SKW und GuD geht die Deutsche Energie-Agentur (Dena) (2012a) von einer starken Senkung der Volllast- und Benutzungsstunden sowie Starts aus.¹⁴⁰ Mit abnehmenden Vollbenutzungsstunden ergeben sich für die Technologien weniger Möglichkeiten, anfallende Betriebs- und Kapitalkosten zu refinanzieren.¹⁴¹ Aus diesem Grund ist zu erwarten, dass die installierte und damit auch die flexible bzw. gesicherte Leistung aus thermischen Kraftwerken zurückgehen werden.¹⁴²

Der Ausbau der EE wird hingegen nach Einschätzungen der Arbeitsgemeinschaft zur Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit weiter voranschreiten. Bei

¹³⁴ Bei BKW, SKW, GuD und GT kann zudem zwischen konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen unterschieden werden. Die Differenzierung wird im späteren Verlauf der Arbeit in Kapitel 6.2 noch vorgenommen.

¹³⁵ Anmerkung: Geothermie-Kraftwerke werden aufgrund der geringen Relevanz im Erzeugungsmix nicht berücksichtigt. Dies deckt sich u. a. mit der Einschätzung von Groscurth und Bode (2012), die Geothermie als unsicheres und sehr teures Potenzial bewerten. Vgl. Groscurth und Bode (2012), S. 8.

¹³⁶ Vgl. z. B. Weltenergieat (2011), S. 37.

¹³⁷ Eigene Erfahrung mit der Vermarktung von EE.

¹³⁸ Vgl. z. B. BMW (2014d).

¹³⁹ Vgl. z. B. BNetzA (2012b), S. 10.

¹⁴⁰ Vgl. Dena (2012a), S. 94ff.

¹⁴¹ Dies gilt vorbehaltlich einer Entwicklung, in denen die Häufigkeit von akuter Knappheit deutlich zunimmt. Knappheitspreise liegen, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, z. T. weit oberhalb der Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks. Sie unterstützen die Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten, die anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten zu refinanzieren. Sehr hohe Preisspitzen werden in Deutschland jedoch durch technische bzw. politisch gesetzte Preisobergrenzen unterdrückt. Vgl. Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 9.

¹⁴² Die andauernde Diskussion um die Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten durch EOn und RWE zeigt, dass der (temporäre) Rückgang von Kapazität kein theoretisches Konstrukt ist. Vgl. z. B. Stoller (2013).

der installierten Leistung von WKW, BMKW und BGA wird mit einer moderaten Steigerung gerechnet. Für WEA und PV wird mehr als eine Verdopplung der installierten Leistung erwartet. Neben der installierten Leistung steigt auch die eingespeiste Energie. Dies liegt bei WEA nicht nur an der zunehmenden installierten Leistung, sondern auch daran, dass Nabenhöhe und Rotordurchmesser sukzessive vergrößert werden. Wenn beispielsweise eine Bestandsanlage mit Nabenhöhe 69 Meter (m) und Rotordurchmesser 70 m durch eine Anlage mit Nabenhöhe 116 m bzw. Rotordurchmesser 93 m ersetzt wird, kann dies zu deutlichen Erzeugungssteigerung führen. Die Vergrößerung der Nabenhöhe führt zu einem Mehrertrag von ca. 38 Prozent, die des Rotordurchmessers vergrößert die Windausbeute um etwa 34 Prozent. Die Kombination beider Methoden kann sogar Mehrerträge in Höhe von bis zu 81 Prozent nach sich ziehen.¹⁴³

2.4.2 Speichereinheiten

Weitere Teilnehmer am Elektrizitätsmarkt sind Speicherbetreiber. Speicher können elektrische Energie aus dem Netz aufnehmen und sie für eine spätere Abgabe ans Netz in ein speicherbares Medium umwandeln. Sie werden z. B. nach Sekunden- bis Minutenspeichern, Minuten- bis Stundenspeichern, Minuten- bis Tagesspeichern und Langzeitspeichern unterschieden.¹⁴⁴ Neben der Speicherdauer sind Anfahrtsgeschwindigkeiten sowie maximale Ein- und Ausspeiseleistungen wesentliche technische Unterscheidungskriterien.¹⁴⁵ Eine zusätzliche Differenzierung ist u. a. nach Wirkungsgradverlusten¹⁴⁶, Speicherzyklen, Energiedichte, Lebensdauer, Zyklusfestigkeit oder der Selbstentladung möglich. Bei ökonomischer Betrachtung sind Kostenstrukturen (Investitions- und Betriebskosten für Energiewandlung und Speichermedium) von Bedeutung.¹⁴⁷ Im Hinblick auf organisatorische Anforderungen sind die Möglichkeiten zur Skalierbarkeit auf eine dem Einsatzzweck angemessene Größe sowie den Bau am Einsatzstandort zu berücksichtigen.¹⁴⁸

Sekunden- bis Minutenspeicher werden für den Erhalt der Spannungsqualität (u. a. Spannungshaltung und eine unterbrechungsfreie Stromversorgung) eingesetzt. Sie zeichnen sich durch relativ hohe Konverterleistungen bei kleinen Energiespeichern aus. Zu ihnen gehören Schwungräder, Super-Kondensatoren, supraleitende magnetische Energiespeicher und kleinere Batterien.¹⁴⁹

Minuten- bis Stundenspeicher werden i. d. R. zur Spannungshaltung und zudem für die Vorhaltung und Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt. Sie verfügen tendenziell über relativ hohe Konverterleistungen bei kleinen Energiespeichern.¹⁵⁰ Die Energieabgabe unter Vollast liegt häufig bei weniger als 15 min, die Zyklenzahl bei vielen pro Tag.¹⁵¹ Zu Minuten- bis Stundenspeichern zählen

¹⁴³ Eigene Auswertung nach VDE (2012a), S. 17.

¹⁴⁴ Vgl. Gatzert und Riechmann (2011), S. 21.

¹⁴⁵ Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 25.

¹⁴⁶ Anmerkung: Der Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis von nutzbarer Energie bei Ausspeicherung zu zugeführter Energie bei Einspeicherung.

¹⁴⁷ Vgl. Ausschuss für Bildung (2012), S. 34.

¹⁴⁸ Vgl. Gatzert und Riechmann (2011), S. 21.

¹⁴⁹ Vgl. ebd.

¹⁵⁰ Vgl. ebd.

¹⁵¹ Vgl. Ausschuss für Bildung (2012), S. 35.

kleinere Pump- und Druckluftspeicher, Batteriespeicher, Gas- und Wasserstoffspeicher sowie Wärmespeicher.¹⁵²

Stunden- bis Tagesspeicher können zusätzlich zur Blindleistungs- und der Regelenenergievermarktung die Großhandelsarbitrage ausnutzen und sich am Netz- bzw. Einspeisemanagement beteiligen. Zu ihnen zählen ebenfalls Pumpspeicher, Druckluftspeicher, größere Batteriespeicher, Gas- und Wasserstoffspeicher sowie Wärmespeicher, die über 4 bis 12 Konverter-Volllaststunden verfügen.¹⁵³ Die Zyklenzahl liegt bei 1 bis 2 pro Tag.¹⁵⁴

Langfristspeicher werden für netzferne Inselanwendungen oder saisonale Ausgleiche genutzt. Dementsprechend kann eine Abgabe über mehrere Tage erfolgen. Die Zyklenzahl liegt bei wenigen pro Jahr. Langfristspeicher sind u. a. große Gas-, Wasserstoff- und Wärmespeicher.¹⁵⁵

Tabelle 31 in Anhang B.2 zeigt eine Zusammenfassung der Eigenschaften von Speichertechnologien. Die Verfügbarkeit der Technologien ist dabei vom Speicherfüllstand abhängig.

Allgemein wird in der Literatur im Hinblick auf Speicher darauf verwiesen, dass sie „im Vergleich mit anderen Flexibilisierungsoptionen (Flexibilisierung des Kraftwerksparks, Netzausbau, Einspeise- bzw. Nachfragemanagement) zumeist die teurere Option darstellen.“¹⁵⁶

Exemplarische Berechnungen bei Investition in ausgewählte Speichertechnologien mit Stand 2013 zeigen, dass lediglich Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) dauerhaft zu einem positiven internen Zinsfuß kommen.¹⁵⁷ Aus einem Vergleich mit einem als akzeptabel eingeschätzten internen Zinsfuß von 6 Prozent pro Jahr schlussfolgern die Autoren, dass eine Investition in PSKW erst zwischen 2030 und 2050 attraktiv wird. Investitionen in andere Technologien rechnen sich i. d. R. nicht. Dennoch empfehlen die Autoren, bei einem EE-Anteil von 35 bis 40 Prozent an der Stromerzeugung mit dem Bau von Pumpspeichern zu beginnen (etwa im Jahr 2020). Ab 60 bis 75 Prozent EE-Anteil, was Schätzungsweise im Jahr 2040 der Fall sein könnte, wird die Investition in Langzeitspeicher mit großen Energiespeichervolumina angeregt.

2.4.3 Regelbare Verbrauchseinheiten

Neben den zuvor genannten Flexibilitätsoptionen können auch Nachfrager Beiträge zum Marktausgleich und zur Systemsicherheit liefern. Dies ist durch Verschiebung ihres Verbrauchs z. B. auf Zeiten mit Überschussstrom aus EE oder durch Reduktion von Verbrauch in Zeiten von EE-Knappheit bzw. Netzengpässen möglich.

Ein Blick auf international implementierte Systeme zeigt, dass die Idee des Lastmanagements nicht neu ist (vgl. Abschnitt 2.4.3.1). In der Folge werden dann in Abschnitt 2.4.3.2 erste wissenschaftli-

¹⁵² Vgl. Gatzert und Riechmann (2011), S. 21.

¹⁵³ Vgl. ebd., S. 21.

¹⁵⁴ Vgl. Ausschuss für Bildung (2012), S. 35.

¹⁵⁵ Vgl. Gatzert und Riechmann (2011), S. 21; Ausschuss für Bildung (2012), S. 35.

¹⁵⁶ Grünwald et al. (2012), S. 70.

¹⁵⁷ Vgl. hierzu und zum folgenden Drake et al. (2013), S. 35f. Auch andere Studien gehen davon aus, dass sich eine Investition in Speicher nicht lohnt. Hierzu gehören z. B. Agora Energiewende (2014) oder FfE (2014).

che Potenzialabschätzungen für Lastmanagement in Deutschland dargestellt sowie in Abschnitt 2.4.3.3 die aktive Umsetzung von Lastmanagement diskutiert.

2.4.3.1 Programme zur Einbindung nachfrageseitiger Flexibilität

Im Versorgungsgebiet der PJM Interconnection LLC, USA, wird z. B. Flexibilität durch regelbare Verbraucher zur Verfügung gestellt. Großverbraucher nehmen zudem an Angeboten zur Frequenzhaltung, dem Pendant zur deutschen Regelleistung, teil.¹⁵⁸ In Theorie und Praxis existieren diverse Einsatzoptionen für eine nachfrageseitige Lastanpassung, die in Abbildung 2¹⁵⁹ dargestellt werden.

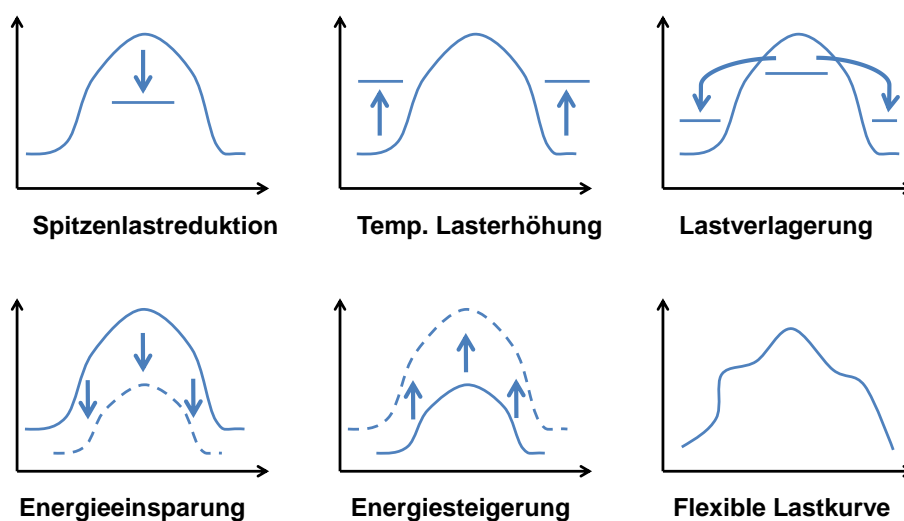


Abbildung 2: Einsatzoptionen von nachfrageseitiger Flexibilität

Einerseits kann der Verbrauch gesenkt werden, um z. B. Lastbezugsspitzen abzusenken (Spitzenlastreduktion) oder allgemein elektrische Energie einzusparen. Alternativ kann eine temporäre oder generelle Lasterhöhung durchgeführt werden, mit der u. a. Überschussstrom aus der EE-Einspeisung genutzt werden kann. Daneben sind eine Verlagerung des Verbrauchs von Spitzenlast- in Schwachlastzeiten bzw. eine in kurzer Frist flexibel angepasste Lastkurve denkbar.

Da Lastanpassungen mit organisatorischem Aufwand, Kosten und Komfortverlusten einhergehen können, werden weltweit verschiedene Instrumente diskutiert, die konkrete Anreize zum Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität setzen. Diese werden gemäß U. S. Department of Energy (2006) z. B. nach preis- und anreizbasierten Programmen unterscheiden.

Bei preisbasierten Programmen erhalten Endkunden Informationen über zeitlich variierende Arbeitspreise und regeln ihren Verbrauch eigenständig. Durch Lastreduktion oder Lastverlagerung können sie ihre Stromkosten senken. Beispiele für preisbasierte Programme sind „Time of use“-Tarife (TOU), das „Real Time Pricing“ (RTP) oder das „Critical Peak Pricing“ (CPP). Beim TOU variiert der Strompreis über zeitlich festgelegte Blöcke, wie dies z. B. bei den Börsenprodukten

¹⁵⁸ Vgl. Gottstein und Skillings (2012), S. 21-22.

¹⁵⁹ In Anlehnung an Gellings und Smith (1989), S. 910.

Peak, Off-Peak etc. der Fall ist. TOU-Tarife sind u. a. in den USA oder in Frankreich verbreitet.¹⁶⁰ Beim RTP erhalten Endkunden üblicherweise stundenscharfe Preisinformationen. Diese werden day-ahead oder bis zu 1 h vor Lieferung versendet und leiten sich von den Spotmarktpreisen ab. RTP-Tarife werden u. a. in den USA in Chicago und Georgia eingesetzt.¹⁶¹ CPP wiederum ist eine Kombination aus TOU und RTP. Die Basis bildet ein TOU-Tarif, der in (extremen) Knappheitssituationen durch teurere Peak-Preise ersetzt wird. Hierdurch sollen noch stärkere Anreize für eine Lastreduktion gesetzt werden. Eingesetzt wird das Programm in Frankreich. In den USA fanden z. B. in Kalifornien erste Tests statt.¹⁶²

Im Rahmen von anreizbasierten Programmen bieten Netzbetreiber oder Lieferanten den Endkunden, unabhängig von deren sonstigen fixen oder variablen Endkundenpreisen, finanzielle Stimuli zur insbesondere Reduktion von Last und regeln den Kunden. Ursachen für die Notwendigkeit der Lastanpassungen können sowohl Netzengpässe als auch Regelenergiebedarf oder hohe Strombörsenpreise sein.¹⁶³ Unterschieden werden u. a. das „Direct Load Control“ (DLC), der „Interruptable Service“ (IS) bzw. der „Curtailed Service“ (CS), das „Demand Bidding“ (DB) bzw. „Buyback“-Programme, das „Emergency Demand Response“ (EDR), „Capacity Markets“ (CM) und „Ancillary Services Markets“ (ASM). Beim DLC steuert ein Lieferant oder Netzbetreiber elektrische Geräte des Endkunden. In Frage kommen z. B. Klimaanlage oder Geräte zur Warmwasseraufbereitung. Die Nutzung eines IS bzw. CS gewährt dem Endkunden eine Entlohnung für die Unterbrechung der Stromversorgung. Diese kann sowohl in Form einer Vergütung als auch einer Senkung der Strombezugskosten erfolgen. Sofern die Energie nach Aufforderung nicht bereitgestellt wird, können Vertragsstrafen fällig werden. Beim DB bzw. bei „Buyback“-Programmen ermöglichen Endkunden, meist Großverbraucher, es ihrem Lieferanten, Energie zurück zu kaufen. Alternativ bieten sie die abschaltbare Leistung direkt am Elektrizitätsmarkt an. Im Rahmen des EDR wiederum erhalten Endkunden eine finanzielle Vergütung für die Bereitschaft, Last in Phasen von Reserveknappheit zu reduzieren. Bei Teilnahme an CM-Programmen stellen Nachfrager sicher verfügbare Kapazitäten zur Verfügung, die im Falle von Leistungsknappheit abgeschaltet werden können. Sie stellen somit Alternativen zu zuschaltbaren Kraftwerkskapazitäten dar. Je nach Modell können Strafzahlungen fällig werden, wenn die Leistung zu kritischen Zeitpunkten nicht abgeschaltet wird. Gleiches gilt für ASM-Programme, die mit der Regelenergie vergleichbar sind. Umgesetzt werden oben genannte Programme u. a. in den USA in Kalifornien, New York, New England oder im Marktgebiet PJM.¹⁶⁴

Palensky und Dietrich (2011) haben eine Kategorisierung vorgenommen, die die diversen Programme dem Einfluss auf die Prozessqualität und der Vorlaufzeit zuordnet. Energieeinsparungen bzw. Energieeffizienz finden permanent statt und dienen so einer langfristigen Optimierung. Die Programme TOU und marktbasierendes Demand Response (DR) sollen über tägliche und untertägige Fahrplanänderungen zu einem kostenminimalen Einsatz der Last führen. Bei physikalischem DR

¹⁶⁰ Vgl. U. S. Department of Energy (2006), S. xii; Charles River Associates (2005), S. 22 ff.

¹⁶¹ Vgl. U. S. Department of Energy (2006), S. xii; Charles River Associates (2005), S. 30 ff.

¹⁶² Vgl. U. S. Department of Energy (2006), S. xii; Charles River Associates (2005), S. 26 ff.

¹⁶³ Vgl. U. S. Department of Energy (2006), S. xi.

¹⁶⁴ Vgl. U. S. Department of Energy (2006), S. xii; Charles River Associates (2005), S. 17 ff.

und Regelenergieabrufen wiederum handelt es sich um temporäre Reduktionen mit kurzer Fristigkeit.

Einen Überblick gibt Abbildung 3¹⁶⁵.

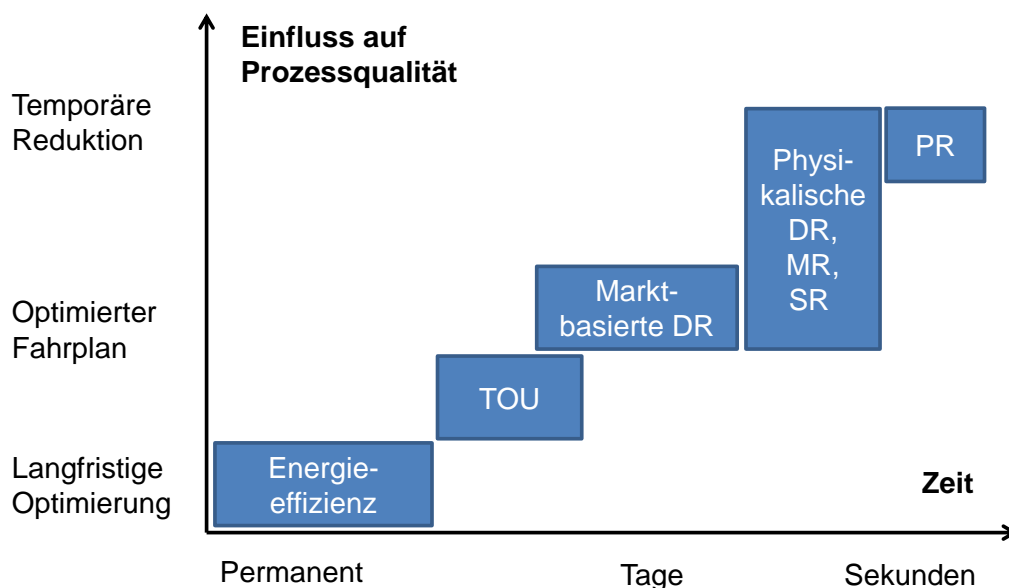


Abbildung 3: Kategorien von Programmen zur Einbindung nachfrageseitiger Flexibilität

2.4.3.2 Potenziale für Lastmanagement in Deutschland

Als Verbrauchergruppen werden typischerweise die Industrie, Haushalte, der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie der Verkehr und die Landwirtschaft unterschieden. Auf die Industrie entfällt mit 42 bis 44 Prozent der Großteil des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland.¹⁶⁶ Es folgen Haushalte mit 25 bis 28 Prozent und der GHD-Sektor mit 26 bis 29 Prozent. Im Vergleich hierzu ist der Verbrauch im Segment Verkehr mit 2 bis 3 Prozent vernachlässigbar klein. Nachfolgende Abbildung 4 zeigt den Stromverbrauch nach Sektoren exemplarisch für das Jahr 2013.

Im beispielhaft betrachteten Jahr 2010 gab es im industriellen Sektor ca. 260.000 Unternehmen. Der GHD-Sektor kam auf 3,36 Millionen (Mio.) Unternehmen. Im Haushaltskundensegment wurden 40,3 Mio. Haushalte gezählt.¹⁶⁷ Bei einem Sektorverbrauch von 222 Terrawattstunden (TWh) ist der durchschnittliche spezifische Verbrauch in der Industrie mit 852 MWh pro Unternehmen und Jahr am höchsten. Es folgen der GHD-Sektor mit 42 MWh pro Unternehmen und Jahr und das Haushaltskundensegment mit 3,6 MWh pro Haushalt und Jahr.¹⁶⁸

¹⁶⁵ In Anlehnung an Palensky und Dietrich (2011), S. 381.

¹⁶⁶ Vgl. hierzu und zum folgenden eigene Auswertung nach AG Energiebilanzen e.V. (2015).

¹⁶⁷ Vgl. Destatis (2013a); Destatis (2012a); Destatis (2013b).

¹⁶⁸ Eigene Auswertung nach Destatis (2013a); Destatis (2012a); Destatis (2013b); AG Energiebilanzen e.V. (2015).

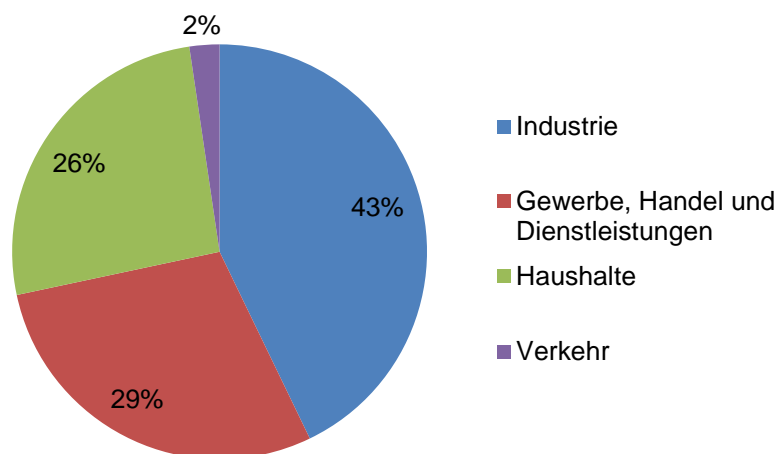


Abbildung 4: Stromverbrauch nach Sektoren (2013)

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass es im Bereich Industrie vergleichsweise wenig Kunden mit tendenziell höheren Verbräuchen gibt. Dahingegen ist das Haushaltskundensegment aufgrund des deutlich geringeren spezifischen Verbrauchs kleinteiliger.

Um regelbare Potenziale in der Industrie abschätzen zu können, hat z. B. Consentec (2010) eine Erhebung durchgeführt. Im Ergebnis wird angegeben, dass Elektrolysen der Nicht-Eisen-Metallindustrie (für die Aluminium- und Zinkherstellung) sowie der chemischen Industrie zur Chlorherstellung automatisch und unverzögert bis zu 1,7 GW regelbare Last zur Verfügung stellen können.¹⁶⁹ Als dauerhaft verfügbare Leistung, die z. B. in der PR oder SR vermarktet werden kann, nimmt Consentec (2010) etwa 1,5 GW an.¹⁷⁰ Allerdings sei die Abschaltdauer auf maximal 1 h begrenzt.¹⁷¹ Elektrolysen und Schmelzprozesse mit Aktivierungsdauern von bis zu 15 min können hingegen eine Abschaltleistung von etwa 970 MW zur Verfügung stellen. Sie wären demnach tendenziell in der MR einsetzbar.¹⁷²

Für die Gruppe temporärer Lasterhöhungen wurde ein Potenzial von 100 MW identifiziert, das innerhalb von bis zu 15 min zur Verfügung stehen kann. Die Disposition kann nur kurzfristig erfolgen.¹⁷³ Für eine unverzögerte Lasterhöhung wurde keine Flexibilität angegeben. Begründet wurde dies damit, dass die Vorhaltung von produktionsbereiten Kapazitäten nicht wirtschaftlich sei.¹⁷⁴

Weitere Studien kommen auf andere Regelpotenziale. So untersucht Klobasa (2007) Prozesse der Grundstoffchemie, der Nicht-Eisen-Metallherstellung (NE-Metalle), der Papierindustrie und der Me-

¹⁶⁹ Vgl. Consentec (2010), S. 9.

¹⁷⁰ Vgl. ebd., S. 23.

¹⁷¹ Vgl. ebd., S. 9.

¹⁷² Vgl. ebd., S. 10.

¹⁷³ Vgl. Consentec (2010), S. 10.

¹⁷⁴ Vgl. ebd., S. 11. Obwohl der VIK das Gutachten von Consentec grundsätzlich als wertvoll ansieht, kritisiert er, dass sich das Gutachten nur auf einige wenige technische Prozesse bzw. Branchen beschränke. Die Potenziale in anderen Branchen und Prozessen dürften nicht unterschätzt werden, auch wenn diese bezüglich der Leistung kleiner seien. Denn sie hätten den Vorteil, dass sie geografisch und über die Spannungsebenen hinweg gleichmäßiger verteilt seien. Vgl. VIK (2011), S. 4.

tallerzeugung. Ferner betrachtet der Autor Verfahren im Bereich von Steine und Erden sowie Querschnittstechnologien. Die regelbare Leistung schätzt Klobasa (2007) auf etwa 2,8 GW bei einer verlagerbaren Energie von etwa 1,3 Gigawattstunden (GWh).¹⁷⁵

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) (2010) geht einen Schritt weiter und differenziert die abschaltbare Leistung nach maximaler Abschaltdauer. Untersucht werden über Klobasa (2007) hinaus die Branchen Ernährung, Kraftfahrzeuge, Maschinenbau und Glas. Die Autoren kommen zum Ergebnis, dass das größte Potenzial von etwa 9 GW bei Abschaltungen von 5 min vorliegt. Bei einer Abschaltdauer von 15 min kann die Industrie eine Leistung von ca. 4,7 GW bereitstellen; bei 60 min sind es etwa 2,4 GW und bei 240 min rund 950 MW.¹⁷⁶

Dena (2010) untersucht das durchschnittliche Potenzial durch Demand Side Management (DSM) der Industriebranchen Aluminium, Chemie, Stahl, Papier und Zement. Darüber hinaus werden die Querschnittstechnologien Prozesskälte, Belüftung und Druckluft betrachtet. Die Autoren identifizieren ein durchschnittliches Abschalt-Potenzial von etwa 2,1 GW in den Industrieprozessen und 4,7 GW in den Querschnittstechnologien. Das Zuschalt-Potenzial wird auf ca. 0,5 GW in den Industrieprozessen und 3,5 GW in den Querschnittstechnologien geschätzt.¹⁷⁷

Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) (2012b) beschäftigt sich ebenfalls mit industriellen DSM-Potenzialen. Während die Zuschaltleistung mit ca. 0,5 GW den Ergebnissen von Dena (2010) entspricht, liegt die Abschaltleistung mit etwa 4,5 GW über den Werten von Dena (2010). Als maximale Speicherkapazität werden rund 77 GWh angegeben.¹⁷⁸

Grundsätzlich ist bei der Bestimmung von Flexibilität in der Industrie zu berücksichtigen, dass Produktionsabläufe seit langer Zeit verbessert und energieeffizient ausgestaltet sind. Deren Beeinflussung durch eine temporäre Zu- oder Abschaltung kann je nach Prozess aufgrund ungewollter Wirkungen auf die Produktionsqualität nicht gewünscht sein.¹⁷⁹ Dennoch zeigt ein Blick auf die Liste der Anbieter im Regelenergiemarkt, dass mit der ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH, der ThyssenKrupp Steel AG, der Trimet Aluminium AG und der Xstrata Zink GmbH (Stand 2013) mindestens vier industrielle Vertreter am Regelenergiemarkt teilnehmen.¹⁸⁰ Weitere regelbare Potenziale haben z. B. am Minutenreservepool der Steag GmbH partizipiert, bei dem insgesamt bis zu ca. 30 Industriepartner in einem virtuellen Regelkraftwerk gebündelt wurden. Hierzu zählten Aluminiumhersteller (erste Präqualifikation im Jahr 2003), Chlorfabriken (erste Präqualifikation im Jahr 2004), Papierhersteller (erste Präqualifikation im Jahr 2005) sowie Stahlwerke (erste Präqualifikation ebenfalls im Jahr 2005).¹⁸¹ Krzikalla, Achner und Brühl (2013) gehen von schätzungsweise

¹⁷⁵ Vgl. Klobasa (2007), S. 68.

¹⁷⁶ Vgl. FfE (2010), S. 15.

¹⁷⁷ Vgl. Dena (2010), S. 421 sowie S. 524.

¹⁷⁸ Vgl. VDE (2012b), S. 110.

¹⁷⁹ Vgl. FfE (2010), S. 33 f.

¹⁸⁰ Vgl. 50 Hertz et al. (2013a). Ob industriell regelbare Verbrauchsprozesse oder Industriekraftwerkskapazitäten angeboten werden, erschließt sich an dieser Stelle nicht.

¹⁸¹ Vgl. o. A. (2013). Ob diese Potenziale heute weiterhin im Pool der Steag GmbH sind, sich einem anderen Pool angeschlossen haben oder nicht mehr am Markt teilnehmen, ist nicht bekannt.

500 MW positiver und 125 MW negativer Regelleistung aus regelbaren Industrielasten aus, die im Markt angeboten werden.¹⁸² Präqualifiziert sind in Summe rund 1.000 MW.¹⁸³

Im GHD-Sektor werden ebenfalls zahlreiche Lastverlagerungspotenziale gesehen. Beispielsweise identifiziert Klobasa (2007) maximale Verschiebeleistungen von 10,3 GW bei einer verlagerbaren Energie von ca. 6,3 TWh, die sich auf die Technologien Kälte, Klimatisierung, Ventilation, Belüftung sowie Wärme verteilen.¹⁸⁴ Größte Leistungspotenziale werden im Bereich der Klimatisierung des Einzelhandels und von Bürogebäuden sowie bei Nachtspeichern gesehen. Im Hinblick auf die verlagerbare Energie gelten Warmwasseranwendungen und Nachtspeicher als größte Flexibilitätsquellen.

Stadler (2005) untersucht Leistungsverschiebungspotenziale der Querschnittstechnologien im Haushaltskundensegment. Hierunter fallen u. a. (Nacht-) Speicherheizungen, elektrische Warmwasserversorgung, Lüftungsanlagen sowie elektrisch betriebene Kühl- und Gefriergeräte. Die regelbare Leistung variiert in seiner Auswertung je nach Außentemperatur und Dauer der Erbringung stark und liegt bei bis zu 30 GW abschaltbarer Last bzw. bei bis zu 70 GW zuschaltbarer Leistung.¹⁸⁵

Klobasa (2007) bestimmt ebenfalls und z. T. unter Berücksichtigung der Ergebnisse von Stadler Flexibilitätspotenziale im Haushaltskundensegment. Der Autor kommt auf eine Verschiebeleistung von bis zu 20,6 GW bei einer Verlagerungsenergie von 26,7 TWh. Unterschieden werden dabei Lastverschiebungen mit und ohne Speicher. Größte Leistungspotenziale werden im Bereich Nachtspeicher gesehen, die größten verlagerbaren Energiemengen bei Kühl- und Gefrierschränken sowie Nachtspeichern.¹⁸⁶

Grundsätzlich sind die zuvor genannten Leistungen von Haushaltsgeräten bzw. Kleinverbrauchern technisch innerhalb von Sekunden ab- und zuschaltbar. Der Gradient ist durch die Vielzahl an Einzelgeräten beliebig steuerbar.¹⁸⁷ Nach Groscurth und Bode (2012) kann das dezentrale Lastmanagement damit durchaus Beiträge zu Systemdienstleistungen liefern.¹⁸⁸ Allerdings werden im Haushaltskunden- und GHD-Sektor heutzutage i. d. R. nur Nachtstromspeicherheizungen und in einem begrenzten Umfang Wärmepumpen geregelt.¹⁸⁹ Denn anders als bei Erzeugungsanlagen oder sonstigen Speichern kann nicht unbedingt vorausgesetzt werden, dass Verbraucher einerseits steuerbar sind und andererseits auf sich verändernde Marktpreise reagieren können. Heute übliche Vollversorgungsverträge sowie die Abrechnung nach Standardlastprofilen setzen zudem keine Anreize zu einer Lastverlagerung bzw. einer punktuellen Lastreduktion. Krzikalla, Achner und Brühl

¹⁸² Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 29.

¹⁸³ Vgl. Weißbach (2014), S. 12.

¹⁸⁴ Klobasa weist darauf hin, dass „die Potenziale [...] Schätzwerte dar [stellen], die mit größeren Unsicherheiten behaftet sind“. Klobasa (2007), S. 78. Weiterhin ist ein Großteil der Potenziale (noch) nicht für eine Flexibilisierung erschlossen.

¹⁸⁵ Vgl. Stadler (2005), S. 198.

¹⁸⁶ Vgl. Klobasa (2007), S. 83.

¹⁸⁷ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 34.

¹⁸⁸ Vgl. Groscurth und Bode (2012), S. 8.

¹⁸⁹ Aktuell wird mit 1,5 bis 2,5 GW installierter Leistung gerechnet. Vgl. Ecofys und Prognos (2011), S. 21. Das Lastverlagerungspotenzial wird auf ca. 0,45 GW an zuschaltbarer Leistung und 2,2 GW an abschaltbarer Leistung bei einer Reichweite von 2 h geschätzt. Vgl. Plattform EE (2012), S. 25.

(2013) verweisen deshalb darauf, dass eine flächendeckende Einführung von Smart-Metern und eine Umstellung auf lastvariable Tarife notwendig sind, um eine größere Flexibilisierung der Nachfrage zu erreichen.¹⁹⁰

2.4.3.3 Umsetzung von Lastmanagement in Deutschland

Die Idee des Einsatzes von nachfrageseitigem Lastmanagement ist, wie eingangs des Kapitels erwähnt, nicht neu. Nach exemplarischen Berechnungen gehen Capgemini Consulting (2008) davon aus, dass in Deutschland in 2020 durch den Einsatz von nachfrageseitiger Lastanpassung 28 Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von insgesamt 14 GW eingespart werden könnten. Die Energiereduktion läge bei etwa 45 TWh, das Einsparpotenzial von CO₂-Emissionen bei ca. 22,4 Mio. Tonnen.¹⁹¹

Es wird erwartet, dass heute bereits 30 GW bzw. bis zu 60 Prozent der Nachfrage leistungsgemessen sind. Hierunter fallen i. d. R. industrielle Lasten und Großverbraucher im GHD-Segment.¹⁹²

Als ein wesentlicher Grund für die heute geringe Nachfrageelastizität, d. h. fehlende Reaktion auf den Strompreis, wird das niedrige Preisniveau angeführt. Ein tiefes Grundniveau mit wenigen Preisspitzen mache eine Lastanpassung unattraktiv.¹⁹³ Dabei könnten partielle Lastverlagerungen bzw. -reduktionen sowohl eine verbesserte Nutzung der EE-Einspeisung ermöglichen als auch in Knappheitsphasen zu Energieeinsparungen führen. Erste Abschätzungen lassen vermuten, dass eine Lastverschiebung um wenige Stunden bereits zu einer Spitzenlastreduktion um mehrere GW führen könnte.¹⁹⁴

Im Zusammenhang mit Lastmanagement gewinnt seit 2010 das Thema Power-to-heat an Bedeutung.¹⁹⁵ Elektrische Energie kann hierbei durch den Einsatz von Elektrokesseln in Wärmespeichern oder Fernwärmesystemen gespeichert werden. Der Wirkungsgrad beträgt etwa 98 Prozent.¹⁹⁶ Die Länge der Bereitstellung ist vom Wärmebedarf abhängig; die Leistung ist innerhalb von wenigen Sekunden bzw. Minuten verfügbar. Stand 2014 werden Elektrokessel bereits vermehrt in der negativen Regelenergie vermarktet.¹⁹⁷ Ein Großprojekt mit einer installierten Leistung von 30 MW wurde z. B. von den Stadtwerken Flensburg umgesetzt. Innerhalb von 15 s soll ein Hochfahren von null auf 100 Prozent der Leistung möglich sein.¹⁹⁸ Rund 13 Anlagen mit in Summe 385 MW Leistung sind bereits in Betrieb. Mindestens zehn weitere Projekte sind in Planung oder im Bau.¹⁹⁹

Die installierte Wärmeleistung in deutschen Wärmenetzen beträgt etwa 65 GW_{th}.²⁰⁰ Ein Großteil dieser Leistung könnte nach Einschätzung von Krzikalla, Achner und Brühl (2013) durch kosten-

¹⁹⁰ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 31 f.

¹⁹¹ Vgl. Capgemini Consulting (2008), S. 19. Es wurde in der Szenariorechnung davon ausgegangen, dass die Durchdringung von Smart-Metern bei 30 Prozent liegt. Vgl. ebd., S. 18.

¹⁹² Vgl. Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 25; BMU et al. (2013), S. 5.

¹⁹³ Vgl. BMU et al. (2013), S. 5.

¹⁹⁴ Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 88.

¹⁹⁵ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 36 f.

¹⁹⁶ Vgl. hierzu und zum folgenden OhmEx (2013), S. 5.

¹⁹⁷ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 36 f.

¹⁹⁸ Vgl. Jolly (2012b).

¹⁹⁹ Vgl. Miller (2014).

²⁰⁰ Vgl. hierzu und zum folgenden Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 36f.

günstige Elektrokessel substituiert werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die maximal zuschaltbare Leistung nur an den kältesten Tagen zur Verfügung steht. Darüber hinaus sind Windenergieangebot und Wärmebedarf nicht immer gut korreliert. Das Leistungspotenzial in Fernwärmesystemen größer 10 MW_{th} wird in diesem Zusammenhang auf ca. 11,7 GW_{th} mit einer Reichweite von 4 bis 24 h geschätzt.²⁰¹ Andere Schätzungen gehen lediglich von 5 bis 7 GW_{th} aus.²⁰²

Trotz der systemtechnischen Bedeutung, die DSM erreichen könnte, existiert nach dem Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) an der Universität zu Köln (2012) wenig Literatur zu Nachfrageflexibilisierung in Deutschland. Die vorhandenen Studien liegen, wie zuvor gezeigt, in ihren Potenzial-Schätzungen weit auseinander. Die einsetzbaren Potenziale gelten ebenso wie die Kosten für eine Lastverschiebung bzw. -reduktion als schwer zu bestimmen.²⁰³ Es wird zudem bemängelt, dass keine verlässlichen Daten zum ökonomisch einsetzbaren Potenzial vorliegen.²⁰⁴

Aus Industriesicht erscheint eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrage interessant. In einer Stellungnahme verweist der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK) darauf, dass „Erlösmöglichkeiten, die die starken strompreisbedingten Wettbewerbsnachteile dieser Unternehmen mindern könnten“²⁰⁵, wichtig und wertvoll seien. Die Voraussetzungen für eine Regelung bzw. Teilnahme an Strom- und Sekundärmärkten in Form von Steuerungstechnik und Energiemanagementsystemen sind häufig bereits vorhanden.²⁰⁶

In Sektoren mit geringem Stromverbrauch müssen die technischen Voraussetzungen häufig erst noch geschaffen werden. Krzikalla, Achner und Brühl (2013) unterscheiden einerseits nach der Implementierung von intelligenten Stromverbrauchern und andererseits nach dem Einsatz von intelligenten Stromzählern (Smart-Metern) mit Einzelsteuerung des Verbrauchs durch den Letztverbraucher.²⁰⁷ Intelligente Verbraucher sollen es perspektivisch Netzbetreibern, Stromversorgern oder dem Endkunden ermöglichen, die Last (in vordefinierten Zeiträumen) zu steuern. Sie gelten derzeit noch als Zukunftsoption.²⁰⁸

Smart-Meter wiederum wurden bereits in zahlreichen Pilotprojekten (u. a. den E-Energy-Projekten) eingesetzt.²⁰⁹ Sie liefern detaillierte Informationen über Nutzungszeiten und den tatsächlichen Energieverbrauch. Erste Ergebnisse der Feldtests variieren. In einigen Projekten konnte nachgewiesen werden, dass der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie zu einer Reduzierung der Residuallast, der Vermeidung von Lastengpässen und der Verringerung von Stromverbräuchen um bis zu 10 Prozent im Haushalts- und bis zu 20 Prozent im Gewerbekundenbereich geführt hat.²¹⁰ Andere Studien kommen lediglich auf ein durchschnittliches Verlagerungspotenzial

²⁰¹ Vgl. Plattform EE (2012), S. 25.

²⁰² Vgl. Consentec (2011), S. 21.

²⁰³ Vgl. EWI (2012), S. 31-38.

²⁰⁴ Vgl. BMU et al. (2013), S. 5.

²⁰⁵ VIK (2011), S. 1.

²⁰⁶ Vgl. VIK (2011), S. 1.

²⁰⁷ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 31.

²⁰⁸ Vgl. ebd.

²⁰⁹ Vgl. z. B. Lamprecht (2013).

²¹⁰ Vgl. ebd., S. 20 f.

von 5 Prozent²¹¹ bzw. 3,7 Prozent²¹² der Last. Mit zunehmender Projektdauer flachte das Potenzial im letzteren Feldtest zudem weiter ab, was u. a. daran lag, dass die vorhandenen Feedback-Funktionen zu Verbrauch und Preisen ab dem zweiten Projektmonat deutlich weniger genutzt wurden.²¹³

Wesentlich bei der Durchdringung des Marktes werden einheitliche Standards für intelligente Zähler bzw. Geräte sein.²¹⁴ Unterstützen kann den Auf- und Ausbau die Richtlinie 2009/72/EG, gemäß der bis zum Jahr 2020 80 Prozent der Haushalte mit intelligenten Zählern zu versehen sind.²¹⁵ Allerdings lag das exemplarisch berechnete Kosteneinsparpotenzial für einen Kunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von 5.000 Kilowattstunden (kWh) bei einer Verlagerung von 500 kWh bei nur etwa 75 €/a.²¹⁶ Demgegenüber stehen Kosten in Höhe von etwa 4,5 Mrd. € bis 5 Mrd. € für die Einführung elektronischer Verbrauchsmesser, was Kosten von bis zu 124 € je Haushalt entspricht.²¹⁷

Eine gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Betrachtung nach Krzikalla, Achner und Brühl (2013) zeigt, dass sich die Umrüstung auf Smart-Meter für mehr als 60 Prozent der Haushalte nicht lohnt.²¹⁸ Aus diesem Grund lässt sich ein flächendeckender Rollout nicht rechtfertigen, wie auch Gölz et al. (2012) darstellen.²¹⁹

Zu dem gleichen Ergebnis kommt die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Auftrag gegebene Studie von Ernst & Young GmbH (2013). Hier heißt es, dass „selbst bei optimistischen Annahmen [...] die Mehrheit der Endverbraucher die mit dem Einbau und der Nutzung intelligenter Messsysteme für sie einhergehenden Kosten nicht durch Stromeinsparungen und Lastverlagerungen kompensieren“²²⁰ können.

Neben intelligenten Zählern und Messsystemen ist auch die Anschaffung von intelligenten Haushaltsgeräten umstritten. Zierdt und Lang (2012) verweisen darauf, dass die finanziellen Anreize zu gering seien, um Investitionen in smarte Geräte zu rechtfertigen oder Komforteinbußen angemessen zu kompensieren.²²¹ Darüber hinaus kann es zu dem sogenannten Rebound-Effekt kommen, bei dem Kunden im Bewusstsein, energiesparende Geräte zu verwenden, ihren Stromverbrauch erhöhen.

Weitere Studien gehen davon aus, dass Haushaltsgeräte auf absehbare Zeit keine bedeutende Rolle beim Lastmanagement spielen werden.²²² Dies liegt u. a. an hohen Investitionskosten für die Teilnahme an Strom- und Sekundärmärkten bei zeitgleich geringen Erlösen.²²³ Zudem stelle der

²¹¹ Vgl. Plattform EE (2012), S. 20.

²¹² Erwartet wurde ein Einsparpotenzial von durchschnittlich 7 Prozent. Vgl. Gölz et al. (2012), S. 34.

²¹³ Vgl. ebd.

²¹⁴ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 31.

²¹⁵ Vgl. ebd., S. 35.

²¹⁶ Vgl. Zierdt und Lang (2012), S. 67.

²¹⁷ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 34.

²¹⁸ Vgl. ebd., S. 35.

²¹⁹ Vgl. Gölz et al. (2012), S. 34.

²²⁰ Ernst & Young GmbH (2013), S. 217.

²²¹ Vgl. hierzu und zum folgenden Zierdt und Lang (2012), S. 67.

²²² Vgl. z. B. FfE (2010), S. 1.

²²³ Vgl. ebd., S. 12.

Eingriff in das Nutzerverhalten von z. B. Beleuchtung, Unterhaltungselektronik, Wasch- und Spüleinrichtungen oft einen Verlust an Komfort und persönlicher Freiheit im alltäglichen Leben dar.²²⁴

2.5 Entwicklung von Forschungsfragen

Die notwendige Flexibilität kann, wie in Kapitel 2.3 bzw. Kapitel 2.4 dargelegt, grundsätzlich durch die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke und EE bereitgestellt werden.²²⁵ Zukünftig wird jedoch durch die zunehmende EE-Einspeisung mit sinkenden Einsatzstunden und abnehmender Wirtschaftlichkeit für konventionelle Kraftwerke gerechnet. Die Verfügbarkeit ist daher nur zu vergleichsweise hohen Kosten mit einem großen zeitlichen Vorlauf möglich. Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten können die Folge sein.²²⁶ Insbesondere bei dargebotsabhängigen EE ist nicht gesichert, dass die Leistung zum Bedarfszeitpunkt zur Verfügung steht.

Speicher könnten kostengünstige Ergänzungen des Kraftwerksparks darstellen. Allerdings sind sie technisch nicht nur hinsichtlich Ein- und Ausspeiseleistung, sondern insbesondere auch hinsichtlich der zu speichernden bzw. gespeicherten Energiemenge begrenzt. Bei ökonomischer Betrachtung lässt sich herleiten, dass derzeit sogar PSKW, die als günstigste großtechnische Speichertechnologie gelten, unzureichende Deckungsbeiträge für den Anlagenbetrieb und Kapitaldienst erwirtschaften.²²⁷

Alternativ zu Kraftwerken und Speichern ist die Flexibilisierung der Nachfrage zu diskutieren. Heute sind bereits rund 30 GW der Nachfrage, i. d. R. industrielle Lasten und Großverbraucher im GHD-Segment, leistungsgemessen.²²⁸ Die in der Literatur angegebenen regelbaren Potenziale sind z. T. deutlich geringer. Zudem variieren die Ergebnisse der diversen Studien stark. Gleiches gilt für die Kosten zum Heben und Bereitstellen der Potenziale. Sie stellen häufig Schätzwerte dar, so dass das für den Markt verfügbare Potenzial letztlich unklar bleibt.²²⁹

Dennoch lassen die Ergebnisse die Vermutung zu, dass insbesondere das Demand Side Management im Bereich industrieller Prozesse und Querschnittstechnologien (wie z. B. Wärmeerzeugung durch Strom) umsetzbar wäre. Zugleich erwartet der Autor dieser Arbeit, dass partielle Lastverlagerungen bzw. -reduktionen sowohl eine verbesserte Nutzung der EE-Einspeisung unterstützen als auch in Knappheitsphasen zu Leistungseinsparungen führen können. Nach ersten Abschätzungen gemäß Grünwald et al. (2012) wird davon ausgegangen, dass aus Lastverschiebung um wenige Stunden bereits Spitzenlastreduktionen um mehrere GW resultieren können.²³⁰

Um die Vermutungen und Abschätzungen zu überprüfen, soll in der Folge untersucht werden, inwiefern durch Lastmanagement Back-up-Kapazitäten in Form von konventionellen Kraftwerken eingespart werden können. Zur Bewertung bedarf es verlässlicher Informationen über die technischen Potenziale von nachfrageseitiger Flexibilität und deren Verfügbarkeit. Darüber hinaus sind

²²⁴ Vgl. Dötsch, Kanngießner und Wolf (2009), S. 356.

²²⁵ Vgl. Groscurth und Bode (2012), S. 8.

²²⁶ Vgl. BNetzA (2012b), S. 42.

²²⁷ Vgl. Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 26.

²²⁸ Vgl. BMU et al. (2013), S. 5; Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 25.

²²⁹ Vgl. Klobasa (2007), S. 24ff.; EWI (2012), S. 31.

²³⁰ Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 88.

die mit einer Lastabschaltung verbundenen Kosten zu bestimmen und der Einsatz von regelbaren Lasten in einem Marktsimulationsmodell darzustellen. Im Laufe der Arbeit sind demnach die folgenden Forschungsfragen zu beantworten:

- Durch welche technischen Prozesse können welche regelbaren Potenziale bereitgestellt werden?
- Welche Faktoren bestimmen die regelmäßige Verfügbarkeit der Potenziale und wie verändert sich die Verfügbarkeit in Zukunft?
- Gibt es Märkte, auf denen diese Potenziale angeboten werden können?

Falls es Märkte gibt, auf denen die Potenziale angeboten werden können, schließen sich die folgenden Forschungsfragen an:

- Sind die Potenziale bereits erschlossen oder existieren Eintrittsbarrieren?
 - Wie lässt sich der Einsatz von regelbaren Lasten in einem die Realität möglichst gut beschreibenden Modell darstellen?
 - Wie teuer wäre der Einsatz regelbarer Lasten auf den Märkten?
 - Wird die nachfrageseitige Lastanpassung vor anderen Flexibilisierungsmaßnahmen auf den Märkten eingesetzt?
-

3 Auswirkungen von EE-Einspeisung und Nachfrageflexibilität auf Preisbildung und Versorgung

Im folgenden Kapitel werden die kurzfristige Preisbildung auf dem Elektrizitätsmarkt sowie das langfristige Marktgleichgewicht erörtert. Um die Wirkzusammenhänge einer vermehrten Einspeisung von EE auf das Stromversorgungssystem darstellen zu können, wird in Abschnitt 3.1 zunächst die Preisbildung im Elektrizitätsmarkt diskutiert. Anschließend werden in Abschnitt 3.2 Auswirkungen einer vermehrten EE-Einspeisung auf den Elektrizitätsmarkt und auf die Systemstabilität dargestellt. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 3.3 Einsatzmöglichkeiten von regelbaren Verbrauchern diskutiert.

3.1 Preisbildung im konventionellen Elektrizitätsmarkt

Elektrische Energie ist ein nicht-speicherbares Gut, sofern nicht explizit Speichermedien vorgehalten bzw. eingesetzt werden (vgl. Kapitel 2.4.2). Vor diesem Hintergrund folgt die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt dem Verbrauch. Wie hoch der langfristige Bedarf an Kraftwerkskapazitäten ist und welche Technologien unter Berücksichtigung einer Nachfragedeckung zu minimalen Kosten einzusetzen sind, hängt insbesondere von der Höhe der Nachfrage ab. Ein Konzept, das das langfristige Gleichgewicht von Erzeugungskapazitäten diverser Technologien bei einer hier als zunächst preisunelastisch angenommenen Nachfrage beschreibt, ist das Modell des Peak Load Pricing (PLP). Im idealen Markt werden dementsprechend die Kapazitäten eingesetzt bzw. zugebaut, die am kostengünstigsten die Kundennachfrage decken.²³¹ Die Preisbildung in kurzer und langer Frist wird in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

3.1.1 Modell des Peak Load Pricing

Bei funktionierendem Wettbewerb kann das Marktergebnis modellgestützt ermittelt werden, indem das Problem eines zentralen Planers aufgestellt und mit Hilfe eines Optimierungsverfahrens gelöst wird. Das nachfolgend aufgestellte Optimierungsproblem ist dadurch gekennzeichnet, dass eine lineare Zielfunktion existiert, die unter Einhaltung linearer Nebenbedingungen zu maximieren oder minimieren ist. Bei der Simulation des Elektrizitätsmarkts wird insbesondere die kostenminimale Deckung einer vorgegebenen Nachfrage durch diverse Erzeugungstechnologien ermittelt.

Gegeben sei ein zeitabhängiger, preisunelastischer Verbrauch über eine Planungsperiode $[0, T]$, z. B. ein Jahr.²³² Die Nachfrage wird als geordnete Lastkurve mit der Funktion $d: [0, T] \rightarrow \mathbb{R}_+$, $t \rightarrow d(t)$ dargestellt. Aus Vereinfachungsgründen sei die Funktion $d(t)$ stetig und streng monoton fallend mit $d_{max} = d(0)$.²³³ Nachfolgend werden Zeitpunkte t innerhalb der Planungsperiode betrach-

²³¹ Das PLP geht auf Arbeiten von Boiteux aus dem Jahr 1949 zurück, der ein Modell für Märkte mit nicht-speicherbaren Gütern entwickelte. Vgl. Boiteux (1960). Weiterentwicklungen und Diskussionen des Modells finden sich z. B. bei Steiner (1957), Williamson (1966), Chao (1983) oder Crew, Fernando und Kleindorfer (1995).

²³² Vgl. z. B. Steffen und Weber (2013).

²³³ Die Näherung, dass die Nachfragekurve vereinfachend als stetige Funktion dargestellt wird, ist bei großer Anzahl an Zeitschritten (z. B. 8760 Stunden) gerechtfertigt. Vgl. z. B. Steffen und Weber (2013), S. 557.

tet, $t \in [0, T]$. Es sei bereits hier darauf hingewiesen, dass in der numerischen Modellierung stattdessen diskrete Zeitintervalle betrachtet werden.

Zur Deckung der Nachfrage stehen Erzeugungstechnologien $u_i \in U_{Erz}$ zur Verfügung.²³⁴ Die Formeln (1) und (2) zeigen die Zielfunktion für das formulierte Kostenminimierungsproblem unter Berücksichtigung der variablen Kosten $k_{Var}(u_i)$ (in €/MWh) der Leistung $P_{Ist}(u_i, t)$ in t sowie der annuitätischen Fixkosten $k_{Fix}(u_i)$ (in €/MW)²³⁵ für die installierte Leistung $P_{Inst}(u_i)$.²³⁶

$$K_{Ges}^* = \min_{P_{Ist}(u_i, t), P_{Inst}(u_i)} K_{ges}(P_{Ist}(u_i, t), P_{Inst}(u_i)) \quad (1)$$

$$K_{ges}(P_{Ist}(u_i, t), P_{Inst}(u_i)) = \int_0^T \left(\sum_{u_i \in U_{Erz}} P_{Ist}(u_i, t) k_{Var}(u_i) \right) dt + \sum_{u_i \in U_{Erz}} P_{Inst}(u_i) k_{Fix}(u_i) \quad (2)$$

In den Nebenbedingungen werden unterschiedliche die Realität abbildende Restriktionen der technischen Einheiten umgesetzt. Hierzu gehören z. B. die in Kapitel 2.4 vorgestellten Mindestlasten, Anfahr Dauern, Gradienten oder Speicherbegrenzungen. Im PLP-Modell wird zunächst vereinfachend lediglich die Restriktion berücksichtigt, dass die Leistung der Technologien u im Zeitpunkt t beschränkt ist auf die installierte Leistung (vgl. Formel (3)).

$$P_{Ist}(u_i, t) \leq P_{Inst}(u_i) \quad \forall u_i \in U_{Erz} \quad \forall t \in [0, T] \quad (3)$$

Hinsichtlich der Lastdeckung gilt:

$$\sum_{u_i \in U_{Erz}} P_{Ist}(u_i, t) = d(t) \quad \forall t \in [0, T] \quad (4)$$

3.1.2 Kurzfristige Preisbildung

Der Unterschied zwischen der kurzfristigen und der langfristigen Preisbildung besteht darin, dass die installierten Leistungen der Kraftwerke in der kurzen Frist gegeben sind, während sie in der langen Frist Teil der zu optimierenden Variablen sind.

Zur Veranschaulichung wird für drei konventionelle Erzeugungstechnologien u_1 , u_2 und u_3 der Beitrag zur Deckung der Nachfrage unter Annahme der variablen Kosten gemäß Formel (5) ermittelt.

$$k_{Var}(u_1) < k_{Var}(u_2) < k_{Var}(u_3) \quad (5)$$

Der Marktpreis bildet sich auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten, wobei alle Teilnehmer den Market Clearing Price erhalten, wie in Kapitel 2.1.2.1 dargelegt. Daher ist zu erwarten, dass die bereits

²³⁴ Es werden an dieser Stelle konventionelle Kraftwerke betrachtet. Ausgenommen sind somit explizit die Erneuerbaren Energien.

²³⁵ Da der Zeithorizont T einer kurzfristigen Einsatzsimulation von Kraftwerken, Speichern und regelbaren Verbrauchern i. d. R. lediglich ein Jahr umfasst, werden die annuitätischen Fixkosten und nicht die gesamten Investitionskosten angesetzt. Eine Herleitung der annuitätischen Fixkosten erfolgt in Kapitel 6.1.3.

²³⁶ Vgl. z. B. Sunderkötter und Weber (2012), S. 1665.

vorhandene Technologie mit geringeren variablen Kosten, hier u_1 , so lange produziert, bis die Nachfrage gedeckt bzw. eine Vollausslastung erreicht wird. Die Technologie u_2 kommt nur dann zum Einsatz, wenn die Nachfrage größer ist als der Beitrag, den u_1 liefern kann. Die Technologie u_3 wiederum wird nur dann produzieren, wenn u_1 und u_2 die Nachfrage nicht bereits decken.

Abbildung 5 veranschaulicht den Fall, in dem die Technologien u_1 und u_2 einen Beitrag zur Lastdeckung in einer bestimmten Stunde leisten.

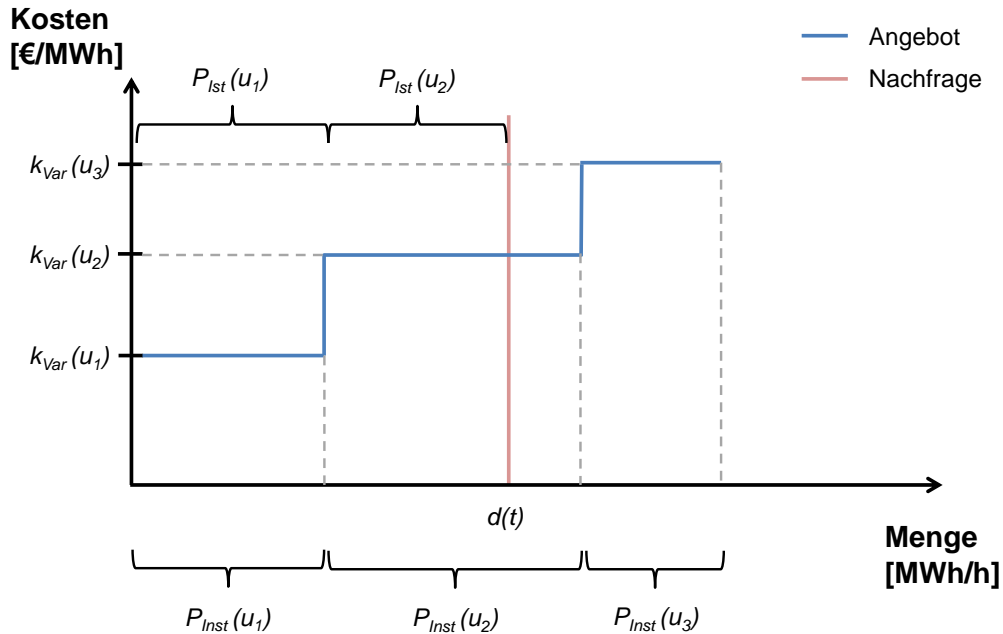


Abbildung 5: Darstellung des Einsatzes von drei Technologien auf dem Elektrizitätsmarkt

Wie in einem Wettbewerbsmarkt üblich ergibt sich der Marktpreis als Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurven. Bei funktionierendem Wettbewerb spiegelt die Angebotskurve die Grenzkosten der Bereitstellung einer zusätzlichen Einheit elektrischer Leistung wider. Die Nachfrage repräsentiert die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, die im vorliegenden Fall als preisunelastisch angenommen wird.²³⁷ Die hier vorgenommene Rangreihung der Erzeugungseinheiten nach kurzfristigen Grenzkosten wird als Merit-order bezeichnet.²³⁸

Durch die Berücksichtigung der Merit-order findet zu jeder Zeit ein kostenminimaler Einsatz des vorhandenen Kraftwerksparks statt. Inframarginale Kraftwerke, deren Grenzkosten unterhalb des Marktpreises liegen, erzielen dabei Deckungsbeiträge zur betrieblichen Fixkosten- und Investitionskostendeckung.²³⁹ Die grüne Fläche in Abbildung 6 beschreibt diese sogenannte Produzenten-

²³⁷ Vgl. z. B. Hensing, Pfaffenberger und Ströbele (1998), S. 120f. oder Müsgens und Peek (2011), S. 577.

²³⁸ Vgl. Müsgens und Peek (2011), S. 577.

²³⁹ Vgl. Hensing, Pfaffenberger und Ströbele (1998), S. 120 f.; Müsgens und Peek (2011), S. 578.

rente.²⁴⁰ Das mit seinen Grenzkosten preissetzende Kraftwerk (Grenzkraftwerk) sowie die extra-marginalen Kraftwerke mit Grenzkosten über dem Marktpreis generieren keine Deckungsbeiträge.

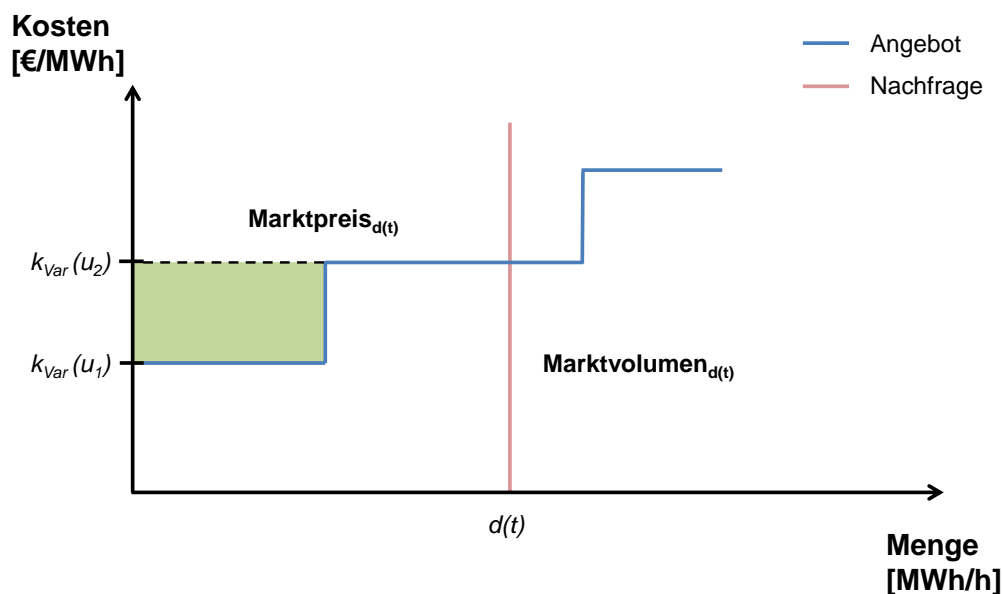


Abbildung 6: Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen auf dem Elektrizitätsmarkt

Aufgrund fehlender Preiselastizität von Angebots- und Nachfragefunktion kann es in der kurzen Frist bei Spitzenlast zu einer Angebotsknappheit kommen, die fehlende Markträumung zur Folge hat (vgl. Abbildung 7).²⁴¹

In dieser Situation ist das Optimierungsproblem gemäß Formel (1) unlösbar, d. h., es stellt sich im Modell kein Marktpreis ein. In der Realität würde der System- bzw. Netzbetreiber einzelne Verbraucher gezielt abschalten, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Dies ist auch aus ökonomischer Sicht angebracht, wenn die Kosten der Versorgung die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher übersteigen. Die Zahlungsbereitschaft kann durch den sogenannten Value of Lost Load (VoLL) beschrieben werden.²⁴²

Abbildung 7 zeigt, dass sich durch die Nachfragereduktion ein Marktpreis in Höhe des VoLL bildet.

²⁴⁰ Demgegenüber entspricht das Delta der marginalen Zahlungsbereitschaft der Nachfrager (Konsumenten) und dem Marktpreis der Konsumentenrente. Die Summe der beiden Renten ergibt die gesellschaftliche Wohlfahrt. Vgl. von Hirschhausen, Weigt und Zachmann (2007), S. 4.

²⁴¹ Vgl. Müsgens und Peek (2011), S. 578; Bucksteeg et al. (2014), S. 41 ff.

²⁴² Vgl. z. B. van der Welle und van der Zwaan (2007) oder Stoff (2002), S. 40 ff.

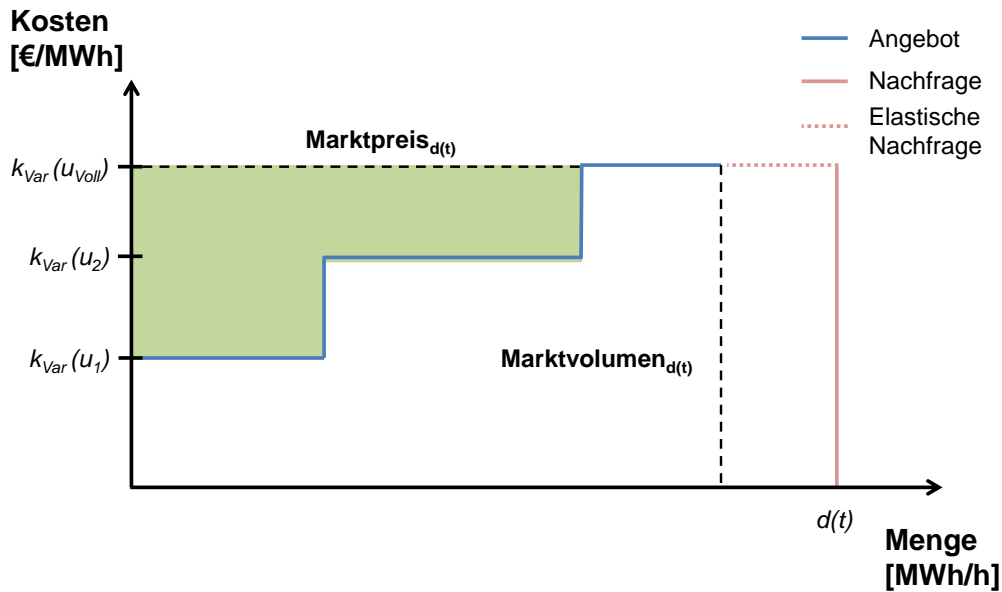


Abbildung 7: Angebotsknappheit

3.1.3 Langfristiges Marktgleichgewicht

In längerer Frist ergibt sich nach dem PLP-Modell ein kostenminimaler Kraftwerksmix, der die Last entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Nachfrage deckt.²⁴³ Auf Basis der Formeln (1) bis (4) und aufgrund der Erkenntnisse gemäß der kurzfristigen Preisbildung nach Kapitel 3.1.2 kann man den Einsatz der Technologien in der Planungsperiode $[0, T]$ bestimmen. Das Konzept einer begrenzten Zahlungsbereitschaft für Strom in Höhe des VoLL lässt sich durch Aufnahme einer Technologie u_{VoLL} mit Grenzkosten in Höhe des VoLL und annuitätischen Fixkosten von 0 €/MW/a berücksichtigen. Diese Technologie bildet die theoretischen volkswirtschaftlichen Kosten einer Stromabschaltung ab und stellt damit den maximalen Wert des Stroms für die Verbraucher dar, die einen Stromausfall vermeiden wollen.²⁴⁴ Es gelte:²⁴⁵

$$k_{Fix}(u_1) > k_{Fix}(u_2) > k_{Fix}(u_3), \quad k_{Var}(u_1) < k_{Var}(u_2) < k_{Var}(u_3) < k_{Var}(u_{VoLL}) \quad (6)$$

Die Berücksichtigung der Lastabschaltung mit Kosten in Höhe des VoLL führt dazu, dass bei Spitzenlast Preise oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten auftreten können und so eine Fixkostendeckung für Spitzenlastkraftwerke möglich wird.²⁴⁶ Ansonsten wird die Nachfrage, wie zuvor im Rahmen der Einführung in das Kapitel 3.1 definiert, zunächst als preisunelastisch angenommen.²⁴⁷

Aus den Kostenrelationen nach Formel (6) und der Zielfunktion der Kostenminimierung lassen sich Ausnutzungsdauern ableiten. Bis zum Zeitpunkt $t_a = \frac{k_{Fix}(u_3)}{k_{Var}(u_{VoLL}) - k_{Var}(u_3)}$ ist der Einsatz von u_{VoLL} vorteilhaft. Die Energiemenge $Q(u_{VoLL})$ zwischen $t = 0$ und $t = t_a$ entspricht:

²⁴³ Vgl. z. B. Oren (2003), S. 4.

²⁴⁴ Vgl. z. B. van der Welle und van der Zwaan (2007) oder Stoff (2002), S. 40 ff.

²⁴⁵ Vgl. Stoff (2002), S. 40 ff.

²⁴⁶ Vgl. Bucksteeg et al. (2014), S. 42 f.

²⁴⁷ Die Darstellung von preiselastischer Nachfrage findet in Kapitel 3.3 statt.

$$Q(u_{VoLL}) = \int_0^{t_a} d(t)dt - t_a(P_{Inst}(u_1) + P_{Inst}(u_2) + P_{Inst}(u_3)) \tag{7}$$

Grafisch lässt sich die Lösung des Optimierungsproblems hinsichtlich der bereitgestellten Ist-Leistungen $P_{Ist}(u_i)$, der Energiemengen $Q(u_i)$ und der installierten Leistungen $P_{Inst}(u_i)$ wie in Abbildung 8 darstellen.²⁴⁸ Im unteren Bereich sind die Kostenfunktionen der Technologien pro installierter Leistungseinheit in Abhängigkeit der Auslastung dargestellt, dabei entspricht der Schnittpunkt mit der Ordinatenachse jeweils den annuitätischen Fixkosten für den Bau und das Aufrechterhalten des Betriebs. Für die Erzeugung einer Energieeinheit werden variable Kosten fällig, die jeweils der Steigung der Kostenfunktionen entsprechen.. Unter Berücksichtigung der geordneten Lastkurve im oberen Bereich links lassen sich Gleichgewichtskapazitäten im oberen Bereich rechts bestimmen. Die Energiemenge $Q(u_{VoLL})$ entspricht der Fläche unter der geordneten Lastkurve zwischen 0 und t_a , die nicht bereits durch die Technologien u_1 bis u_3 erbracht wird. Im unteren Bereich sind die Preise abgetragen.

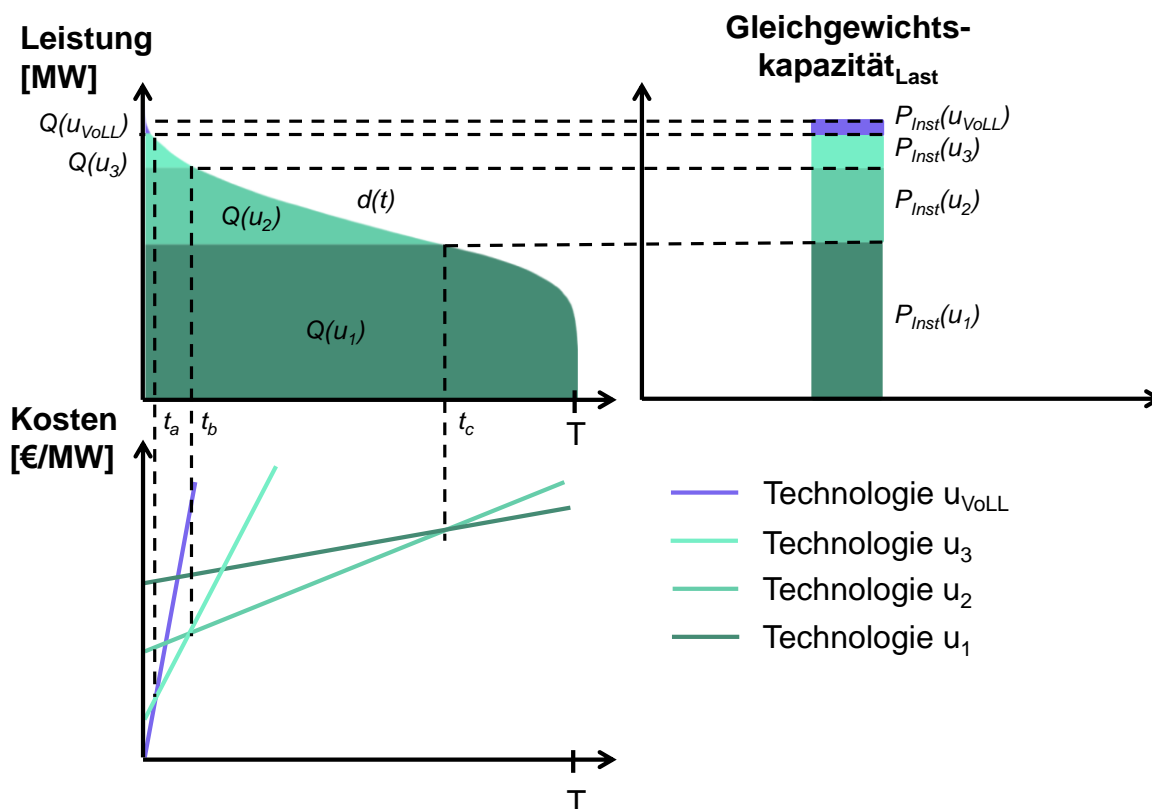


Abbildung 8: Langfristiges Marktgleichgewicht nach Peak Load Pricing-Modell

Die Technologie u_3 produziert von $t = 0$ bis $t = t_b$. Dabei ist die Technologie von $t = 0$ bis $t = t_a$ vollausgelastet, darüber stellt sie das Grenzkraftwerk dar. Für die Produktion $Q(u_3)$ gilt:

²⁴⁸ Vgl. hierzu z. B. Hensing, Pfaffenberger und Ströbele (1998), S. 121 ff.

$$Q(u_3) = \int_0^{t_b} d(t)dt - t_b(P_{Inst}(u_1) + P_{Inst}(u_2)) - Q(u_{VoLL}) \quad (8)$$

Für die Technologie u_2 gilt hinsichtlich $Q(u_2)$ von $t = 0$ bis $t = t_c$:

$$Q(u_2) = \int_0^{t_c} d(t)dt - t_c P_{Inst}(u_1) - Q(u_{VoLL}) - Q(u_3) \quad (9)$$

Die Produktionsmenge für u_1 beträgt:

$$Q(u_1) = \int_0^T d(t)dt - Q(u_{VoLL}) - Q(u_3) - Q(u_2) \quad (10)$$

Die installierten Leistungen lassen sich ableiten über die Ist-Nachfragen zu den Zeitpunkten t_a , t_b und t_c :

$$\begin{aligned} P_{Inst}(u_1) &= d(t_c), & P_{Inst}(u_2) &= d(t_b) - d(t_c), & P_{Inst}(u_3) &= d(t_a) - d(t_b), \\ P_{Inst}(u_{VoLL}) &= d_{max} - d(t_a) \end{aligned} \quad (11)$$

Es zeigt sich, dass Technologie u_3 mit geringen annuitätischen Fixkosten und hohen variablen Kosten nur selten und bei hoher Last eingesetzt wird. Traditionell werden solche Kraftwerke (z. B. Gasturbinen) als Spitzenlastkraftwerke bezeichnet. Technologie u_1 wiederum hat hohe annuitätische Fixkosten und geringe variable Kosten. Diese Kraftwerkstypen (z. B. Braunkohlekraftwerke) werden im Modell vergleichsweise häufig eingesetzt. Sie decken eine Grundlast und werden daher traditionell Grundlastkraftwerke genannt. Technologie u_2 liegt hinsichtlich variabler und annuitätischer fixer Kosten sowie Einsatzzeiten zwischen den Spitzen- und Grundlastkraftwerken. Sie werden als Mittellastkraftwerke bezeichnet (z. B. Gas- und Dampfturbinenkraftwerke). Die Leistung $P_{Inst}(u_{VoLL})$ stellt die abschaltbare Leistung von Nachfragern dar, die bereit sind, auf Stromverbrauch zu verzichten.

Der Einsatz der Technologie mit Grenzkosten in Höhe des VoLL sorgt im hier vorliegenden PLP dafür, dass jedes Kraftwerk eine Produzentenrente in Höhe der jeweiligen annuitätischen Fixkosten erhält.

3.2 Auswirkungen der zunehmenden Einspeisung von Erneuerbaren Energien

Im folgenden Kapitel wird die Wirkung einer zunehmenden Einspeisung von EE auf den Elektrizitätsmarkt sowie die Stromversorgung erläutert. Abschnitt 3.2.1 beschreibt die Effekte auf die Preisbildung in kurzer Frist. Die Entwicklung des Kraftwerksparks in langer Frist wird in Abschnitt 3.2.2 dargelegt. Herausforderungen im aktuellen Marktkontext werden in Abschnitt 3.2.3 erörtert. In Abschnitt 3.2.4 werden Veränderungen der Einspeise- sowie Lastgradienten untersucht. Abschnitt 3.2.5 geht auf die Prognostizierbarkeit und Verfügbarkeit von EE ein und Abschnitt 3.2.6 auf Beiträge von Erzeugern und Speichern zur sogenannten „sicheren Leistung“.

3.2.1 Kurzfristiger Merit-order-Effekt

EE-Anlagen unterliegen durch die Förderung nach EEG keinem direkten Konkurrenz-, Mengen- und Preisrisiko. Als Folge der resultierenden Einspeisung von EE sinkt die noch durch konventionelle Kraftwerke und Speicher zu deckende Last (residuale Last). In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass insbesondere die dargebotsabhängig einspeisenden Technologien Wind und PV auch ohne Förderung am Beginn der Merit-order stehen würden, da ihre kurzfristigen Grenzkosten nahe 0 €/MWh liegen.

Hinsichtlich der Formulierung des Optimierungsproblems gibt es zwei Möglichkeiten, die Auswirkungen des Szenarios mit EE-Technologien $u_j \in U_{EE}$ zu berücksichtigen.

Einerseits kann man die Last nach Formel (4) durch die residuale Last $d_{Res}(t)$ ersetzen. Die Formel wird somit geändert zu²⁴⁹:

$$\sum_{u_i \in U_{Erz}} P_{Ist}(u_i, t) \geq d_{Res}(t) \quad \forall t \in [0, T] \quad (12)$$

Dabei gilt für $d_{Res}(t)$ mit der Einspeisung von Erneuerbaren Energien $P_{Ist}(u_j, t)$:

$$d_{Res}(t) = d(t) - \sum_{u_j \in U_{EE}} P_{Ist}(u_j, t) \quad \forall t \in [0, T] \quad (13)$$

Andererseits können die EE mit variablen Kosten von 0 €/MWh in das Modell eingebracht werden. In der Folge wird aufgrund der Anschaulichkeit nur die Option mit Berücksichtigung der residualen Last weiter diskutiert.

Die Rückwirkungen auf die Merit-Order, auch Merit-Order-Effekt genannt, wird in Abbildung 9 graphisch dargestellt.

Als Folge der sinkenden Residuallast reduziert sich das Marktvolumen (Nachfrage). Da die Angebotsmengen und -preise der Kraftwerksbetreiber jedoch gleich bleiben, sinkt der Marktpreis, sofern die EE-Einspeisung so hoch ist, dass ein anderes Gebot preissetzend wird.

²⁴⁹ Zu beachten ist, dass die Gleichung nach Formel (3) zu einer Ungleichung wird, um eine Abregelung von EE als Teil von $d_{Res}(t)$ entsprechend Formel (13) zu ermöglichen.

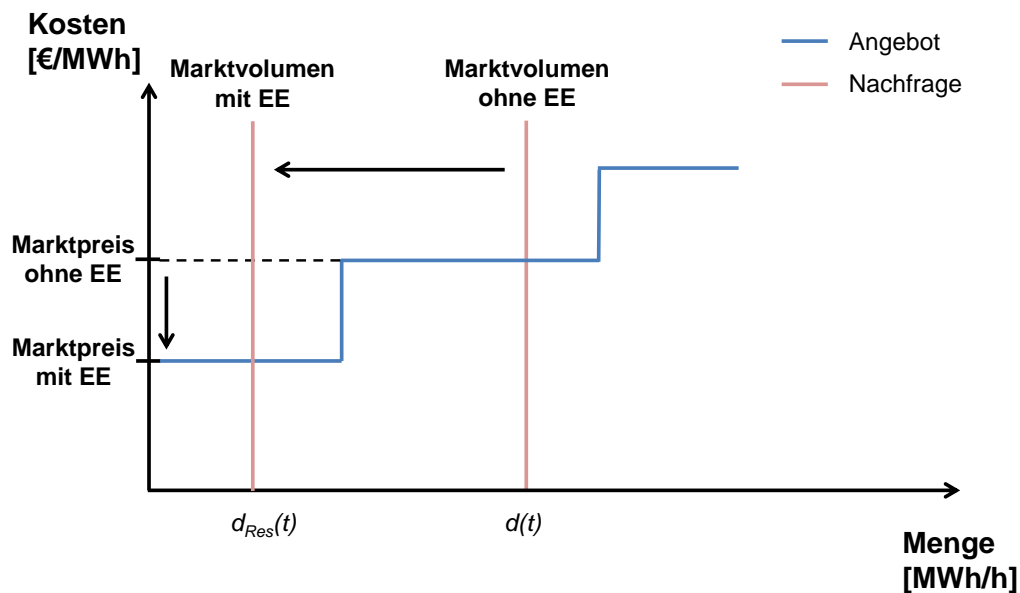


Abbildung 9: Auswirkungen von EE-Einspeisung auf den Marktpreis

3.2.2 Langfristige Anpassung des Kraftwerksparks und Marktgleichgewicht

Mögliche Konsequenzen des Merit-order-Effekts können eine Überführung der Grenzkraftwerke in die Kaltreserve oder eine Stilllegung von Kapazitäten sein.²⁵⁰ Dem folgend erwartet Ecofys (2012a), dass bei sinkenden Vollbenutzungsstunden (Vbh) der Bedarf an Grund- und Mittellasttechnologien zugunsten von Spitzenlasttechnologien zurückgehen wird.²⁵¹ Begründet wird dies mit niedrigeren spezifischen Investitionskosten für Spitzenlastkraftwerke. Langfristig wird erwartet, dass sich der Kraftwerkspark den Bedürfnissen des Marktes anpasst. Dabei ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, dass der Neubau aufgrund von langen Bau- und Planungszeiten von Kraftwerken rechtzeitig geschieht.

Im Modell führt eine durch EE-Einspeisung geprägte residuale Last i. d. R. zu einem anderen kostenminimalen Kraftwerksmix als im Szenario ohne EE-Einspeisung. Sofern das Maximum der Residuallast $d_{Res}(t)$ geringer ist als die maximale Last d_{max} , wird in Summe weniger konventionelle Kraftwerkskapazität benötigt. Je nach Struktur der residualen Last verändern sich die Beiträge der Technologien zur Gleichgewichtskapazität.

Abbildung 10 beschreibt diese Abhängigkeiten zwischen den Stromgestehungskosten, der sinkenden Residuallast bei EE-Ausbau und den daraus resultierenden Anpassungen für einen kostenminimalen Kraftwerkspark. Dieser besteht im Szenario ohne EE exemplarisch aus relativ hohen Kapazitäten der Grundlasttechnologie, wenig Kapazitäten der Mittellasttechnologie und mittelhohen Kapazitäten der Spitzenlasttechnologie. Mit steigender EE-Einspeisung sinkt die Residuallast, wobei die absolute Spitzenlast nahezu gleich bleibt, wie das Vergleichsszenario mit Residuallast in gleicher Abbildung zeigt. Bei konstanten Stromgestehungskosten führt dies dazu, dass die Kapazi-

²⁵⁰ Dabei deutet jedoch vieles darauf hin, dass das bisherige Abschmelzen von Überkapazitäten in Deutschland auf Ineffizienzen in zuvor nicht marktlich organisierten Bereichen zurückgeführt werden kann. Vgl. Ecofys (2012b), S. 1.

²⁵¹ Vgl. hierzu und zum folgenden Ecofys (2012a), S. 11.

täten der Grund- und Mittellasttechnologien in Summe zugunsten der Spitzenlasttechnologien abnehmen.²⁵²

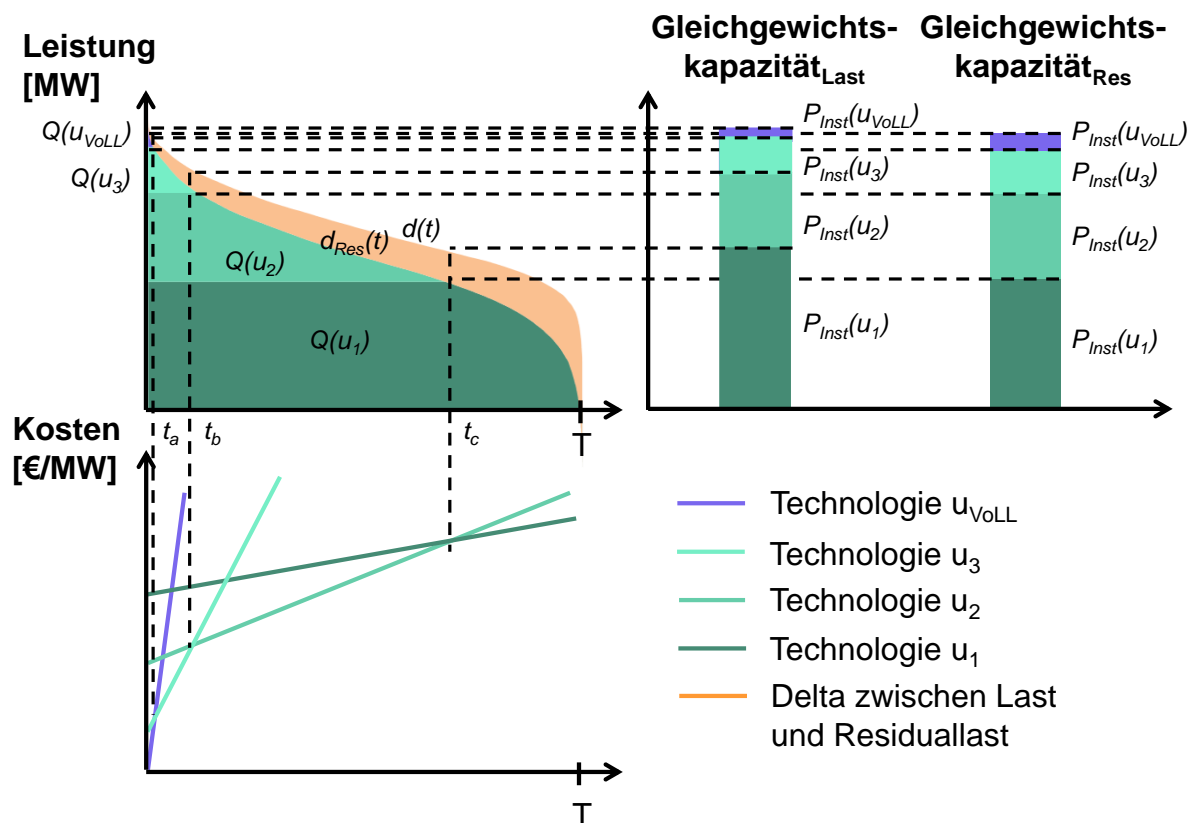


Abbildung 10: Langfristiges Marktgleichgewicht nach Peak Load Pricing-Modell im Elektrizitätsmarkt mit vermehrter EE-Einspeisung

3.2.3 Herausforderungen im aktuellen Marktkontext

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die Auswirkungen von zunehmender EE-Einspeisung auf die kurzfristige Preisbildung und das längerfristige Marktgleichgewicht im Modell dargelegt. In der Realität werden sich diese Effekte in Zukunft mit dem erwarteten Zubau von EE verstärken. Die folgende Abbildung 11²⁵³ zeigt, dass mit steigender installierter Leistung die Einspeisung von Windenergie zunimmt. Dabei variiert allerdings, wie ebenfalls in Abbildung 11 dargestellt, der Windertrag (Erzeugung pro Einheit installierte Leistung) von Jahr zu Jahr.

²⁵² Vgl. hierzu z. B. Ecofys (2012a), S. 11.

²⁵³ Eigene Auswertung nach BMU (2012).

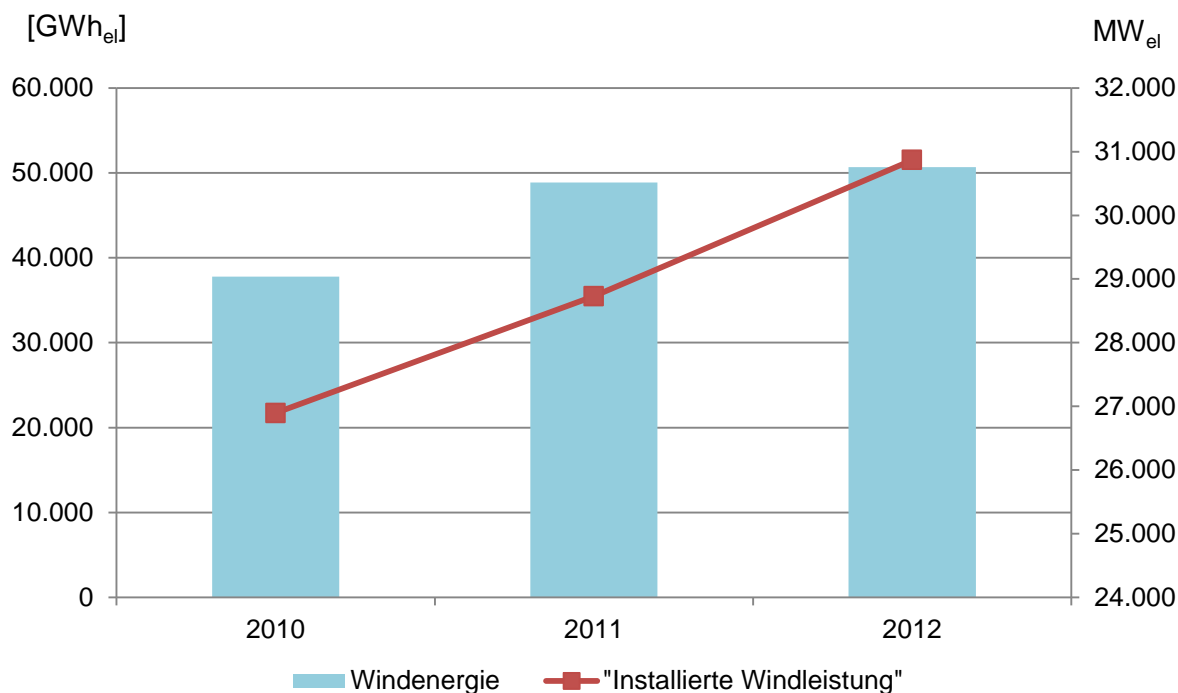


Abbildung 11: Erzeugte Windenergie und installierte Windleistung (2010 bis 2012)

Gleiches gilt für die PV-Einspeisung, wie z. B. in Zimmer (2013) gezeigt wird.²⁵⁴

Die Auswirkungen der EE-Einspeisung auf die Residuallast und Strompreise entsprechend dem Merit-order-Effekt lassen sich anhand eines realen Beispiels verdeutlichen. In Abbildung 12²⁵⁵ sind die Last, die Residuallast, die PV-Einspeisung und der börsliche Marktpreis zwischen dem 25.05. und dem 30.05.2012 abgetragen. Die Abbildung zeigt, dass trotz Lastspitzen zur Mittagszeit die gleichzeitigen Höchst-Einspeisungen der PV zur einer Reduktion des Marktpreises führen.

Wissen und Nicolosi (2008) verweisen darauf, dass die Ausprägung des Merit-order-Effekts durch die vermehrte Einspeisung von EE von der jeweiligen Höhe der Last abhängt. In Niedriglastzeiten läge die Preisreduktion nur bei wenigen Cent pro MWh, in Spitzenlastzeiten jedoch bei mehr als 30 €/MWh.²⁵⁶

Sensfuß und Ragwitz (2007) quantifizieren den durchschnittlichen jährlichen Preiseffekt durch die vermehrte Einspeisung von EE. Für das Jahr 2006 beträgt er 7,83 €/MWh.²⁵⁷ Für die folgenden Jahre ermittelt Sensfuß (2011) eine Absenkung des Day-ahead-Preises um 5,82 €/MWh für das Betrachtungsjahr 2007, 5,83 €/MWh für 2008, 6,09 €/MWh für 2009 und 5,27 €/MWh für 2010.²⁵⁸

²⁵⁴ Vgl. Zimmer (2013), S. 76 ff.

²⁵⁵ Eigene Berechnung mit Zeitreihen von Entso-e (2012), 50 Hertz et al. (2012a) und EEX (2012).

²⁵⁶ Vgl. Wissen und Nicolosi (2008), S. 110.

²⁵⁷ Vgl. Sensfuß und Ragwitz (2007), S. 10.

²⁵⁸ Vgl. Sensfuß (2011), S. 9.

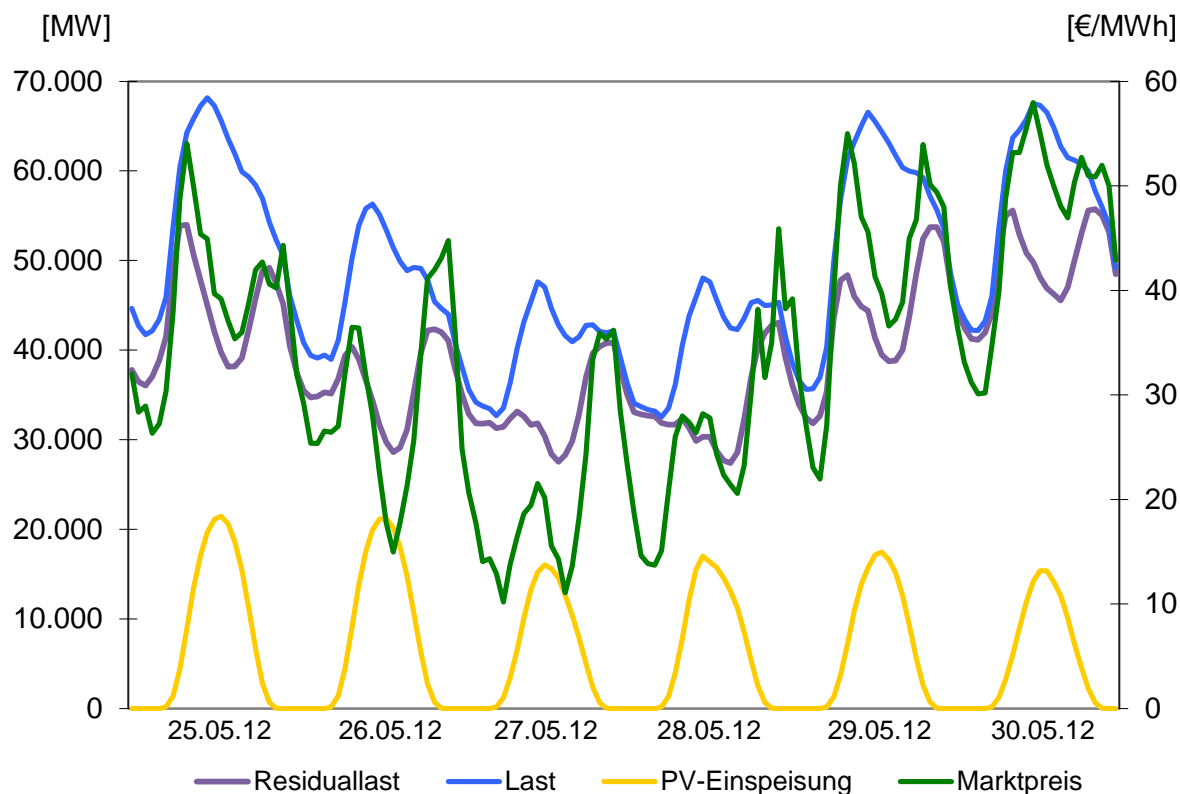


Abbildung 12: Exemplarische Auswertung zum Merit-order-Effekt

Als Folge sinkender residualer Last reduzieren sich die Vollbenutzungsstunden des bestehenden Kraftwerksparks. Es kommt zu einem strukturellen Ungleichgewicht, da Phasen mit ausreichenden Knappheitspreisen ausbleiben, in denen insbesondere Spitzenlastkraftwerke ihre Vollkosten erwirtschaften können. Begründet wird dies damit, dass die Nachfrager in der Praxis unzureichend auf Preise reagieren und die Knappheitspreise zu niedrig ausfallen. Die Kraftwerke sind dadurch nicht am bzw. im Geld.²⁵⁹ Davon abgesehen ist fraglich, ob extreme Preisspitzen und ggf. Preisvolatilitäten, wie sie in einem PLP-Modell auftreten können, in der Realität akzeptiert würden.

Das Extremum dieser Entwicklung werden Phasen darstellen, in denen die Einspeisung durch EE größer als die Nachfrage ist. Unter Berücksichtigung von Must-run-Kapazitäten, die aufgrund von notwendiger Wärmelieferung bzw. der Vorhaltung von Systemdienstleistungen am Netz bleiben müssen, kann es z. T. bereits bei residualen Lasten von ca. 20 GW dazu kommen, dass Überschussstrom aus EE zur Systemstabilisierung gespeichert, exportiert oder (durch negative Preise induziert) abgeregelt werden muss.

Bestimmte Aspekte in der Realität lassen sich nur schwer im vereinfachten Modell berücksichtigen. So gab es am Elektrizitätsmarkt historisch in kurzer Frist negative Preise, obwohl fluktuierende EE bei Grenzkosten nahe 0 €/MWh die kostengünstigste Technologie darstellen. Die Kraftwerke mit Lieferverpflichtungen (u. a. Wärmelieferung, Systemdienstleistungen) produzieren dabei ggf. tem-

²⁵⁹ Vgl. Joskow (2006), S. 31 ff.; Cramton und Stoft (2006), S. 8 f.

porär unterhalb der Grenzkosten und sind sogar bereit, negative Preise zu akzeptieren. Ferner müssen Kraftwerksbetreiber bei ihrer Einsatzplanung anfallende Anfahrkosten berücksichtigen. Im Sinne eines kostenminimalen Einsatzes wird das Kraftwerk nicht heruntergefahren, wenn die Kosten für eine Ab- und Wiederanfahrt über einen Produktionszeitraum höher sind als die Kosten für eine temporäre Produktion unterhalb der Grenzkosten. Auch dieser Effekt kann in negativen Preisen resultieren.

Darüber hinaus ist im Modell nach den Abschnitten 3.2.1 und 3.2.2 zu erwarten, dass EE-Anlagen bei Marktpreisen unterhalb von 0 €/MWh abschalten. In der Realität erhalten die Einheiten jedoch eine Förderung pro erzeugte Energieeinheit. Aus diesem Grund reagieren Betreiber bzw. Vermarkter von EE erst dann mit einer Abschaltung, wenn negative Preise die Förderhöhe erreicht haben.

Im vereinfachten Modell werden zudem weder in kurzer noch in langer Frist Bauzeiten und Anfahrzeiten von Kraftwerken berücksichtigt. Bei kurzfristig starker Volatilität der Einspeisung von EE kann daraus in der Realität eine Gefahr für die Versorgungssicherheit erwachsen. Denn es kann zu dem Fall kommen, dass ein hoher Bedarf für konventionelle Erzeugung entsteht, die zur Verfügung stehenden Anlagen aber nicht schnell genug startbar sind. Im Falle von fehlender Nachfrageelastizität, wenn z. B. Preisinformationen den Endkunden nicht erreichen und dieser seinen Verbrauch nicht verlagert, kann es zu einer fehlenden Markträumung kommen.

Aufgrund des zeitlichen Vorlaufs bei den Börsenauktionen wird in der Realität für Deutschland erwartet, dass ein mögliches Marktversagen i. S. v. fehlender Markträumung nicht unmittelbar zu einem Versorgungsausfall führt. Vielmehr ist davon auszugehen, dass partiell Rationierungsmaßnahmen durchgeführt würden.²⁶⁰ Hinderlich ist neben unzureichender Nachfrageelastizität, dass Versorgungssicherheit ein öffentlich zugängliches, rivalitätsgetriebenes Gut (Allmende-Gut) darstellt, dem aktuell kein Wert beigemessen wird. Ferner gibt es keine Diskriminierungsmöglichkeit, so dass jeder Verbraucher die gleiche Versorgungsqualität genießt.²⁶¹

Es gibt nach Ecofys (2012b) in der kurzen bzw. mittleren Frist keine empirischen Belege für ein Marktversagen. Dennoch weisen die Autoren darauf hin, dass ein Marktversagen langfristig nicht ausgeschlossen werden kann.²⁶² Um dem Problem zu begegnen, werden in Deutschland seit 2010 von Wissenschaft und Politik verstärkt Kapazitätsmechanismen diskutiert.²⁶³ Rechtsgrundlage ist § 53 EnWG, durch den die Bundesregierung ermächtigt wird, (mit Zustimmung des Bundesrates) eine Ausschreibung neuer Erzeugungskapazitäten im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Notwendige Bedingung ist, dass „die Versorgungssicherheit [...] durch vorhandene Erzeugungskapazitäten oder getroffene Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist“²⁶⁴. Die diskutierten Instrumente verfolgen zumeist den Zweck, das Vorhandensein von

²⁶⁰ Vgl. Müsgens und Peek (2011), S. 579.

²⁶¹ Vgl. Maurer, Tersteegen und Jasper (2012), S. 33f. Allerdings gibt es einzelne Verbraucher, die ihre individuelle Versorgungssicherheit z. B. durch Investitionen in Netzersatzanlagen erhöhen. Vgl. Müsgens und Peek (2011), S. 579.

²⁶² Vgl. Ecofys (2012b), S. 1.

²⁶³ Vgl. Kapitel 4.2.3.

²⁶⁴ EnWG (2012), § 53.

Erzeugungskapazitäten durch die (z. T. langfristig ausgelegte) Zahlung von fixen Leistungspreisen sicherzustellen.²⁶⁵

3.2.4 Einspeise- und Residuallastgradienten

Eine weitere Herausforderung für das Energiesystem stellen Einspeise- und Lastgradienten von Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheiten dar. Hierzu werden nachfolgend eigene Auswertungen und ausgewählte Studien zu Einspeisegradien von Wind an Land, Wind auf See und PV vorgestellt. Da es bei der Überlagerung der Einzelgradienten zu Dämpfungseffekten kommen kann und zudem auch die stochastische Nachfrage bei einer Gesamtsystembetrachtung einbezogen werden sollte, werden zusätzlich Gradienten der Residuallast betrachtet.

Für die Bestimmung von historischen Wind- und PV-Gradienten werden die Einspeisezeitreihen der Jahre 2010 bis 2012 untersucht. Es werden Veränderungen deutschlandweit innerhalb von 15 min sowie 1, 2, 4 und 12 h analysiert. Dabei wird nach Leistungszunahme und Leistungsabnahme unterschieden (vgl. Tabelle 1²⁶⁶).

Tabelle 1: Maximale Einzelgradienten von Wind an Land 2010 bis 2012

Betrachtetes Zeitintervall	2010		2011		2012	
	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]
15 Minuten	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1
1 Stunde	2,9	3,4	2,9	3,4	3,1	3,1
4 Stunden	8,8	7,9	7,7	7,9	7,9	9,6
12 Stunden	16,8	12,6	14,3	12,3	17,0	15,3
Installierte Leistung	26,8	26,8	28,6	28,6	30,7	30,7

Es zeigt sich, dass die maximalen Gradienten i. d. R. mit der installierten Leistung ansteigen.

Für die Auswertung von Wind-Gradienten auf See (offshore) gibt es nur eine vergleichsweise geringe Datenbasis. Dies lag auch am häufig fehlenden Netzanschluss von Offshore-Windparks im Betrachtungszeitraum. So wurden bis Ende 2012 nur knapp 280 MW der geplanten 800 MW angeschlossen.²⁶⁷ Aus dem Grund können für Windenergieanlagen auf See keine historischen Gradienten im Betrachtungszeitraum ausgewertet werden.

²⁶⁵ Eine Einführung in die Thematik bieten z. B. de Vries (2004) oder Bucksteeg et al. (2014).

²⁶⁶ Eigene Auswertung nach 50 Hertz (2013c); 50 Hertz (2013a); Amprion (2013c); Amprion (2013a); Tennet (2013b); Tennet (2013a); TransnetBW (2013b); TransnetBW (2013a).

²⁶⁷ Vgl. z. B. DPA (2013).

Für PV-Anlagen hingegen lassen sich Gradienten bestimmen. Tabelle 2²⁶⁸ gibt die Ergebnisse wieder.

Tabelle 2: Maximale Einzelgradienten von PV 2010 bis 2012

Betrachtetes Zeitintervall	2010		2011		2012	
	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]
15 Minuten	0,8	1,2	1,4	1,2	1,5	1,5
1 Stunde	2,2	2,2	4,3	3,9	5,5	5,1
4 Stunden	6,1	6,1	11,5	11,5	16,8	16,6
12 Stunden	6,6	6,6	13,2	13,2	21,7	21,7
Installierte Leistung	17,6	17,6	25,0	25,0	32,3	32,3

Die Auswertung ergibt, dass – analog zu WEA an Land – die maximalen Gradienten mit zunehmender installierter Leistung steigen.

Addiert man die maximalen Einzelgradienten von Wind an Land und PV, so ergeben sich maximale Gradienten der Zunahme über 12 h zwischen rund 23,4 GW in 2010 und 38,7 GW in 2012 sowie Leistungsabnahmegradierten zwischen etwa 19,2 GW in 2010 und 38 GW in 2012. Tabelle 3²⁶⁹ zeigt die Ergebnisse für die Betrachtungsjahre und Zeitintervalle.

Tabelle 3: Summe maximaler Einzelgradienten von Wind und Photovoltaik 2010 bis 2012

Betrachtetes Zeitintervall	2010		2011		2012	
	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]
15 Minuten	2,0	2,3	2,5	2,3	2,7	2,6
1 Stunde	5,1	5,6	7,2	7,3	8,6	8,1
4 Stunden	14,9	14,0	19,2	19,4	26,6	26,1

²⁶⁸ Eigene Auswertung nach 50 Hertz (2013c); 50 Hertz (2013a); Amprion (2013c); Amprion (2013a); Tennet (2013b); Tennet (2013a); TransnetBW (2013b); TransnetBW (2013a).

²⁶⁹ Eigene Auswertung nach 50 Hertz (2013c); 50 Hertz (2013a); Amprion (2013c); Amprion (2013a); Tennet (2013b); Tennet (2013a); TransnetBW (2013b); TransnetBW (2013a).

12 Stunden	23,4	19,2	27,4	25,5	38,7	37,0
Installierte Leistung	44,4	44,4	53,6	53,6	63,0	63,0

An dieser Stelle ist zu hinterfragen, ob das Gesamtsystem in der Lage sein muss, die Summe der maximalen Gradienten auszugleichen. Zur Beantwortung dieser Frage werden die jährlichen Einspeisezeitreihen von Wind und PV addiert und danach hinsichtlich maximaler Leistungsänderungen analysiert. Die maximalen Gradienten der Zunahme über 12 h betragen zwischen 14,7 GW in 2010 und 28,7 GW in 2012. Die Gradienten der Leistungsabnahme liegen etwas niedriger zwischen 13,7 MW in 2010 und 26,5 GW in 2012. Die Ergebnisse werden in Tabelle 4²⁷⁰ zusammengefasst.

Tabelle 4: Maximale Wind- und Photovoltaik-Gradienten 2010 bis 2012

Betrachtetes Zeitintervall	2010		2011		2012	
	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]	Zunahme [GW]	Abnahme [GW]
15 Minuten	1,2	1,2	1,6	1,6	1,8	1,7
1 Stunde	3,2	3,6	4,6	4,9	5,8	6,1
4 Stunden	8,0	9,9	15,0	14,0	18,3	19,6
12 Stunden	14,7	13,7	20,7	18,9	28,7	26,5
Installierte Leistung	44,4	44,4	53,6	53,6	63,0	63,0

Die Auswertung zeigt, dass sich die Gradienten von WEA und PV-Anlagen so überlagern, dass die maximalen Gradienten z. T. deutlich niedriger als die Summe der maximalen Einzelgradienten sind. Damit wird deutlich, dass die maximalen Gradienten von Wind und PV nicht zeitgleich anfallen.

Eine Betrachtung des Quotienten aus maximalem Gradienten und installierter Leistung führt zu der Annahme, dass die kurzfristigen Gradienten im Vergleich zu den Gradienten mit längerem Zeitintervall weniger von Energieausbeute und steigender installierter Leistung abhängen. So liegt der Viertelstundengradient konstant bei 3 Prozent der installierten Leistung. Der Stundengradient variiert zwischen 7 und 10 Prozent, während der 12-Stunden-Gradient überproportional von 31 auf 46 Prozent der installierten Leistung steigt.

²⁷⁰ Eigene Auswertung nach 50 Hertz (2013c); 50 Hertz (2013a); Amprion (2013c); Amprion (2013a); Tennet (2013b); Tennet (2013a); TransnetBW (2013b); TransnetBW (2013a).

Durchweg müssen die ermittelten Gradienten über alle Zeitintervalle von regelbaren Erzeugern oder Verbrauchern unter Berücksichtigung der stochastischen Verbrauchslast abgefangen werden können, um das Versorgungssystem stabil zu halten.

Für die Zukunft wird mit steigenden Gradienten gerechnet. Nach VDE (2012) werden für 2020 Wind-Gradienten an Land von ± 5 GW/h erwartet. Innerhalb von 3 h soll der Einspeisegradient dann bis zu -8 GW bzw. +9 GW betragen.²⁷¹ Als installierte Leistung werden hierbei 42 GW angenommen.²⁷²

Für Wind-Gradienten auf See (offshore) bis 2020 erwartet VDE (2012a) eine installierte Leistung von 16 GW bei einer relativ konstanten Einspeisung bzw. Stetigkeit. Zeitgleich wird von wenigen extremen Situationen ausgegangen, in denen es jedoch – ebenso wie bei Wind an Land – zu hohen Leistungsgradienten von knapp ± 5 GW/h bzw. -8 und 9 GW innerhalb von 3 h kommen kann.²⁷³ Dies zeigt, dass auch Wind auf See in Extremsituationen (z. B. bei Starkwindfronten) hohe Anforderungen an das Energiesystem stellt.

VDE simuliert analog zur Technologie Windkraft maximale Gradienten der PV für das Jahr 2020.²⁷⁴ Bei einer installierten Leistung von 60 GW liegen die 1-h-Gradienten zwischen -16 und +11 GW/h. Bei Betrachtung der Gradienten pro 3 h betragen die maximalen Werte etwa ± 30 GW.

Die eigenen Auswertungen sowie die Erwartungen von ÜNB und wissenschaftlicher Seite zeigen, dass das Stromsystem in Zukunft vor der Herausforderung steht, steigende positive und negative EE-Gradienten abzufangen.

FfE (2010) weist im Kontext von EE-Gradienten darauf hin, dass Situationen als besonders kritisch einzuschätzen sind, in denen die Leistungsabnahme aus dargebotsabhängig einspeisenden EE mit einem Anstieg der Verbrauchslast zusammenfällt.²⁷⁵ Demnach sollte die Residuallast analysiert werden.

In der Folge werden daher über die vorherigen Ergebnisse hinaus mit Consentec (2011), VDE (2012a) sowie Krzikalla, Achner und Brühl (2013) wissenschaftliche Auswertungen zu maximalen Gradienten der Residuallast für die Jahre 2020 und 2030 berücksichtigt.

²⁷¹ Vgl. VDE (2012a), S. 23.

²⁷² Vgl. ebd., S. 62. Tennet wiederum geht davon aus, dass die maximalen Viertelstundengradienten (Zunahme) von +1,4 GW in 2011 auf +2,4 GW in 2020 und die 1-h-Gradienten von +2,9 GW auf +4,9 GW steigen. Für die maximalen negativen Einspeisegradienten wird entsprechend eine Erhöhung von -1,5 GW auf -2,6 GW innerhalb von 15 min bzw. von -3 GW und -5,1 GW innerhalb von 1 h erwartet. Vgl. Görke (2012), S. 22.

²⁷³ Vgl. VDE (2012a), S. 22. Dass die erwarteten 16 GW installierte Leistung tatsächlich haltbar sind, darf bei aktuellen Ausbautzahlen durchaus kritisch gesehen werden. Im ersten Halbjahr 2013 waren lediglich 0,4 GW Leistung (statt der anvisierten 1 GW) installiert. Bei stabilen Rahmenbedingungen wird nun von 6 bis 8 GW installierter Leistung ausgegangen. Vgl. Vahlenkamp und Gohl (2013), S. 26.

²⁷⁴ Vgl. hierzu und zum folgenden VDE (2012a), S. 34-35. Tennet rechnet für die Zukunft damit, dass die maximalen positiven 1-h-Gradienten von 3,2 GW/h in 2011 auf 9,2 GW/h in 2020 bzw. die Viertelstundengradienten von 1,2 auf 3,4 GW steigen werden. Für die maximalen negativen 1-h-Gradienten wird eine Erhöhung von -3,1 auf -9,1 GW/h und für negative 15-min-Gradienten von -1,0 auf -3,0 GW erwartet. Vgl. Görke (2012), S. 22.

²⁷⁵ Vgl. FfE (2010), S. 18.

Tabelle 5²⁷⁶ gibt die Ergebnisse für die maximalen 1-h- und 4-h-Gradienten wieder.

Tabelle 5: Maximale Gradienten der Residuallast 2020 und 2030

Betrachtetes Zeitintervall	2020			2030		
	Consentec (2011)	VDE (2012a)	Krzikalla et al. (2013)	Consentec (2011)	VDE (2012a)	Krzikalla et al. (2013)
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]
1 Stunde	11,0 – 13,0	16,0 – 18,0	10,0 – 13,4	14,0 – 17,0	k. A.	19,0 – 22,1
4 Stunden	32,0 – 37,0	k. A.	32,8 – 41,7	37,0 – 45,0	k. A.	62,5 – 77,4

Die errechneten Intervalle sind mit z. B. 10 bis 18 GW in 2020 bei Betrachtung von 1 Stunde bzw. 37 bis 77 GW in 2030 über 4 Stunden groß. Es wird deutlich, dass sich die Studien nur schwer vergleichen lassen, was in der unterschiedlichen Datenbasis für Last bzw. EE-Einspeisung begründet sein könnte. Wichtig ist jedoch festzuhalten, dass die heutigen und auch zukünftigen Residuallastgradienten i. d. R. höher sind, als die maximalen Gradienten aus Wind- und PV-Einspeisung (vgl. Tabelle 4).

In dem Zusammenhang ist zu erwarten, dass nicht nur der Absolutbetrag der maximalen Gradienten steigt, sondern auch die Häufigkeit des Vorkommens hoher Residuallastgradienten. Exemplarisch bestimmen Bucksteeg et al. (2014) die Anzahl von Stunden mit Schwachlast und gleichzeitig hohen stündlichen Residuallastgradienten für die Jahre 2011, 2015, 2020 und 2030. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Ereignisse in Zukunft stark zunehmen werden. Während in 2011 kein Ereignis mit geringer Residuallast (hier: unter 17.750 MW) und Gradienten kleiner -3,3 GW bzw. größer 3,2 GW auftritt, ändert sich dies für die anderen Betrachtungszeiträume. In 2015 steigt die Anzahl an Stunden mit Gradienten kleiner -3,3 GW auf 2 h, in 2020 auf 73 h und in 2030 auf 384 h an. Hinsichtlich der positiven Gradienten größer 3,2 GW werden 14 h in 2015, 151 h in 2020 und 590 h in 2030 erwartet.²⁷⁷

Das bedeutet, dass die Flexibilität im System in der Lage sein muss, immer häufiger immer steilere Gradienten abzufahren.

3.2.5 Fehler bei der Prognose der Einspeisung von Erneuerbaren Energien

Weitere Herausforderungen bei einer Integration von fluktuierenden EE stellen Prognosefehler sowie die Dargebotsabhängigkeit dar. Der Prognosefehler ist als Differenz zwischen dem Wert der Prognose und dem tatsächlichen Wert definiert.²⁷⁸ Ein positiver Prognosefehler bedeutet, dass die eingespeiste Energiemenge überschätzt wurde. Bei einem negativen Prognosefehler liegt eine Unterschätzung vor.

²⁷⁶ Vgl. Consentec (2011), S. 17; VDE (2012a), S. 68; Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 22.

²⁷⁷ Vgl. Bucksteeg et al. (2014), S. 99 f.

²⁷⁸ Vgl. von Roon und Wagner (2009), S. 6.

Prognosen unterscheiden sich hinsichtlich ihres zeitlichen Prognosehorizonts. Es gibt den Langfristbereich von mehreren Wochen (bis hin zu Jahren), den Mittelfristbereich von bis zu sieben Tagen sowie den Kurzfristbereich von wenigen Stunden. Darüber hinaus kann es sehr kurzfristige Prognosen im Minuten- und Ultra-Kurzfrist-Prognosen im Sekundenbereich geben.²⁷⁹

Zur Bestimmung der Prognosegüte werden Prognosefehler üblicherweise über den Betrachtungszeitraum (quadratisch) gemittelt und zum Vergleich mit Ergebnissen anderer Anlagen, Regionen oder Länder auf die mittlere abgegebene Leistung oder die installierte Nennleistung normiert.²⁸⁰ Ein verbreitetes Gütemaß ist hierbei die auf die Nennleistung normierte Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers, auch bekannt unter „normalized root mean square deviation“ (NRMSD).²⁸¹

Ein weiterer wesentlicher Faktor für die Systemstabilität könnte ein ungeplantes oder planbares Ausbleiben von EE-Einspeisung sein. Während überschüssige Energie i. d. R. kurzfristig gespeichert, exportiert oder abgeregelt werden kann, wird bei fehlender Einspeisung von EE über mehrere Stunden oder Tage ein flexibles Energieversorgungssystem mit alternativen Stromerzeugern benötigt. Es muss zudem in der Lage sein, die maximale residuale Last abzufahren. Aus diesem Grund wird nach der Diskussion von Prognosefehlern auf die Dargebotsabhängigkeit der fluktuierenden EE eingegangen.

Grundlage der Wind-Prognosesysteme im Zeitbereich von 6 bis 72 h, die für den Day-ahead- und Intraday-Handel herangezogen werden, bilden numerische Wettervorhersagemodelle. Ausgehend vom Anfangszustand aller für das Wetter physikalisch relevanter Größen (z. B. Temperatur, Luftdruck, Dichte, Windgeschwindigkeit und Windrichtung) werden Gleichungen aufgestellt, deren Lösungen die zukünftigen Zustände als Funktion über die Zeit darstellen.²⁸² Die Ergebnisse können dann zur Bestimmung der örtlichen Windgeschwindigkeit am jeweiligen Anlagen-Standort weiterverwendet werden. Unterschieden werden der physikalische und der statistische Ansatz.²⁸³ Darüber hinaus gewinnen probabilistische Vorhersagemethoden an Bedeutung. Bei diesem Verfahren werden die verwendeten Berechnungsmodelle mehrfach mit variierenden Parametern durchlaufen. Das Ergebnis ist eine Prognose der Wahrscheinlichkeitsverteilung.²⁸⁴

Exemplarisch wurde im Rahmen einer eigenen Auswertung für Deutschland der NRMSD für die Day-ahead-Prognose ausgewertet (vgl. Tabelle 6²⁸⁵), wobei deutlich wird, dass es in den letzten Jahren zu einer leichten Verbesserung der Prognosequalität gekommen ist.

²⁷⁹ Vgl. Giebel und Kariniotakis (2007), S. 1 f.

²⁸⁰ Vgl. FGE, FGH und ISET (2007), S. 195.

²⁸¹ Vgl. z. B. von Roon (2012), S. 17 ff.

²⁸² Vgl. Focken (2003), S. 18 f.

²⁸³ Vgl. Hasche (2007), S. 7 f. Vgl. auch Lange (2003), der im Rahmen seiner Dissertation diverse Prognosesysteme mit besonderem Fokus auf Windenergie beschreibt.

²⁸⁴ Vgl. Zimmermann (2011), S. 51.

²⁸⁵ Eigene Auswertung auf Basis der veröffentlichten Prognose- und Einspeiseleistungszahlen der ÜNB. Vgl. 50 Hertz (2013b); Amprion (2013b); Tennet (2013b); TransnetBW (2013b).

Tabelle 6: NRMSD Wind (Day-ahead) für verschiedene Betrachtungsjahre

	2010	2011	2012
NRMSD Day-ahead	4,60 %	4,47 %	4,23 %

Dass zudem die Vorlaufzeit einen erheblichen Einfluss auf die Prognosequalität haben kann, zeigt ein Vergleich des NRMSD Day-ahead mit dem NRMSD von verkürzten Vorhersagezeiträumen. Bei einem Betrachtungszeitraum von 4 h wird für Deutschland im Jahr 2012 bereits ein NRMSD von 3,9 Prozent erreicht. Bei 2-h-Kurzfristprognosen sinkt der NRMSD weiter auf 2,5 Prozent und bei 1-h-Prognosen sogar auf 1,5 Prozent.²⁸⁶

Trotz weiterer möglicher Prognoseverbesserungen rechnen von Roon und Wagner (2009) aufgrund des zunehmenden EE-Ausbaus in Zukunft mit ähnlich hohen absoluten Day-ahead-Prognosefehlern in GW.²⁸⁷ Die Herausforderung wird demnach sein, heute und in Zukunft flexibel auf die betragsmäßig steigenden Windprognosefehler reagieren zu können.

Die Prognose von erwarteter Solarleistung basiert zunächst auf der Vorhersage der Globalstrahlung. Unter Nutzung eines numerischen Wettermodells werden Globalstrahlungsvorhersagen bereitgestellt.²⁸⁸ Zur Steigerung der Vorhersagegüte können auch Ergebnisse unterschiedlicher Modelle kombiniert werden.²⁸⁹ Darauf aufbauend findet die Bestimmung der standortspezifischen und stündlich aufgelösten Einstrahlungsprognose bei Wolkenfreiheit statt.²⁹⁰ Schmelter und Focken (2011) integrieren zur Verbesserung der Leistungsvorhersage zudem weitere meteorologische Messdaten (u. a. lokale Vorhersagen zur Schneehöhe oder zum Nebelaufkommen) und reale Leistungsmessungen an PV-Anlagen.²⁹¹

Die Entwicklung der ÜNB-Prognosefehler über die Jahre 2010 bis 2012 nach Tabelle 7²⁹² zeigt, dass die Prognosequalität, ähnlich wie bei der Windvorhersage, stetig zugenommen hat. So konnte der Day-ahead-Fehler von 4,82 Prozent in 2010 auf 4,21 Prozent in 2012 gesenkt werden.

Tabelle 7: NRMSD PV (Day-ahead) für verschiedene Betrachtungsjahre

	2010	2011	2012
NRMSD Day-ahead	4,82 %	4,90 %	4,21 %

Analog zur Windenergie wird in der Literatur davon ausgegangen, dass auch der zukünftige absolute Prognosefehler in MW weiter steigen wird, da insbesondere die installierte Leistung zunimmt.

²⁸⁶ Vgl. DLR, Fraunhofer IWES und IFNE (2012), S. 187; Faulstich et al. (2008), S. 34.

²⁸⁷ Vgl. von Roon und Wagner (2009), S. 9.

²⁸⁸ Vgl. Lorenz et al. (2007), S. 1.

²⁸⁹ Vgl. Schmelter und Focken (2011), S. 2.

²⁹⁰ Vgl. Lorenz et al. (2007), S. 2 f.

²⁹¹ Vgl. Schmelter und Focken (2011), S. 2.

²⁹² Vgl. Görke (2012), S. 21.

Für das Jahr 2020 werden z. B. nach VDE (2012a) bei einer installierten Leistung von 60 GW Prognosefehler von bis zu -20 GW bzw. +30 GW erwartet.²⁹³

Diese PV-Prognosefehler gilt es demnach ggf. mit überlagerten Wind-Prognosefehlern durch Flexibilität auszugleichen.

3.2.6 Verfügbarkeit und Beitrag zur sicheren Leistung

Das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) (2013) rechnen für 2020 mit einer Residuallastspitze in Höhe von 73,8 GW nach 81,2 GW in 2010.²⁹⁴ Unter Berücksichtigung der Flexibilität aus Speichern und Kuppelstellen sinkt die durch inländische Kraftwerke zu deckende Lastspitze auf 62,2 GW. Für das Jahr 2030 reduziert sich diese Spitzenlast weiter auf etwa 60,9 GW.²⁹⁵

Krzikalla, Achner und Brühl (2013) wiederum ermitteln eine maximale Residuallast für das Jahr 2012 in Höhe von 85,9 GW.²⁹⁶ Bis 2020 sinke diese insbesondere aufgrund von zunehmender EE-Einspeisung auf 75 GW und bis 2030 auf 71 GW.

In beiden Studien wird somit davon ausgegangen, dass die Einspeisung von EE die maximale Residuallast senkt, wodurch die übrigen Technologien im System einen geringeren Beitrag zur absoluten Spitzenlast bereitstellen müssen. Nichtsdestotrotz müssen zu diesem Zeitpunkt ausreichend konventionelle Erzeugung vorhanden und genug Anlagen in Betrieb sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Ein Konzept, um Versorgungssicherheit zu quantifizieren, ist die Leistungsbilanz. Mit Hilfe der Leistungsbilanz kann berechnet werden, ob ausreichend gesicherte Leistung zur Spitzenlastdeckung zur Verfügung steht.

Als gesicherte Leistung im Sinne der Leistungsbilanz wird die installierte Netto-Einspeiseleistung der ans Netz angeschlossenen Erzeugungseinheiten abzüglich der Reserveleistung für Systemdienstleistungen, technisch nicht verfügbarer Leistung (Ausfälle bzw. Revisionen) und nicht einsetzbarer Leistung bezeichnet.²⁹⁷ Nicht einsetzbare Leistung entspricht dabei der Multiplikation einer ermittelten Rate der Nicht-Verfügbarkeit mit der installierten Leistung.

Demgegenüber steht die Spitzenlast zum betrachteten Zeitpunkt, die sich aus der Last und einem Potenzial zur Lastreduktion ergibt. Das Delta zwischen gesicherter Leistung und Last wird als verbleibende Leistung bezeichnet.²⁹⁸

Abbildung 13²⁹⁹ gibt eine graphische Darstellung der Zusammenhänge.

²⁹³ Vgl. VDE (2012a), S. 69.

²⁹⁴ Vgl. hierzu und zum folgenden Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 5. Kuppelstellen gehen dabei mit 17,2 GW beim Stromimport und 15,9 GW beim Stromexport ein, was etwa 20 Prozent der Spitzenlast entspricht.

²⁹⁵ Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 114.

²⁹⁶ Vgl. hierzu und zum folgenden Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 18.

²⁹⁷ Aufgrund der Stochastik werden die einzelnen Leistungen mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit versehen. Als notwendiges Sicherheitsniveau wird üblicherweise 99 Prozent angenommen. Vgl. Ringelband et al. (2012), S. 32 f.

²⁹⁸ Vgl. 50 Hertz et al. (2012c), S. 9 f.

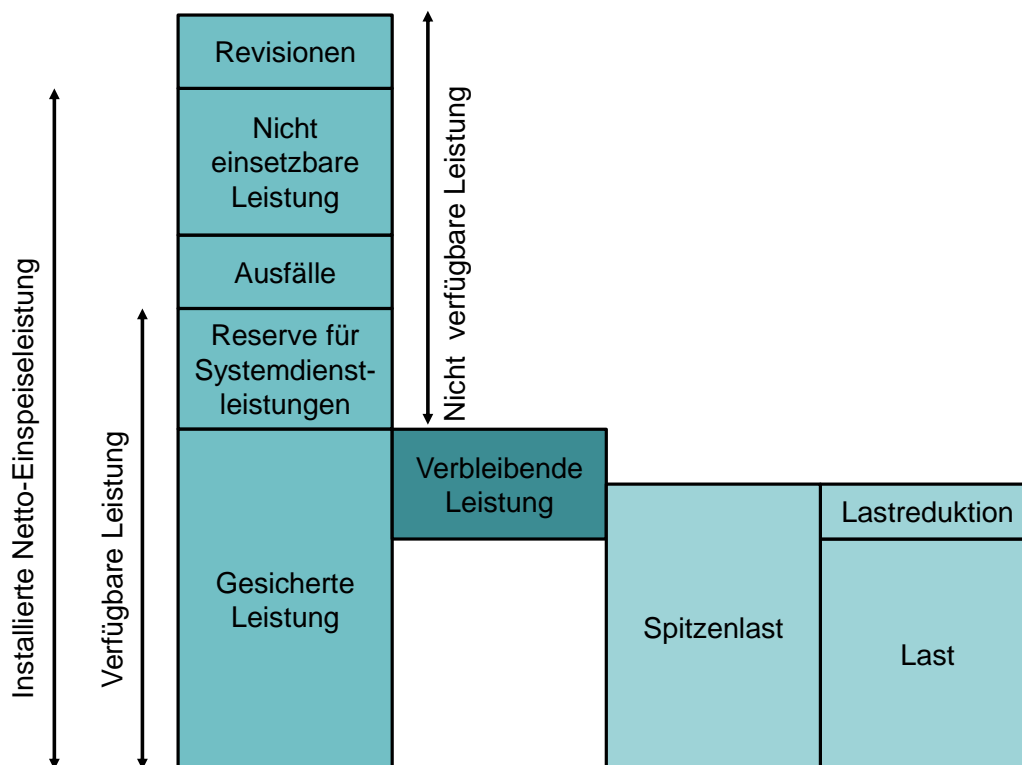


Abbildung 13: Systematik der Leistungsbilanz

3.3 Einbeziehung von flexiblen Nachfragern in den Elektrizitätsmarkt

In der Folge wird diskutiert, welche Auswirkungen der Einsatz von Nachfrageflexibilität in der kurzen und langen Frist auf den Elektrizitätsmarkt hat. Dabei wird darauf verzichtet, Beiträge von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit zu diskutieren, da bereits in Kapitel 2.4.3 darauf verwiesen wurde, dass Verbraucher Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen können.

3.3.1 Kurzfristiger Preiseffekt von Nachfrageflexibilität

Bei Betrachtung von Nachfrageflexibilität sind zwei Fälle zu unterscheiden: Nachfrageflexibilität in Form von Lastreduktion sowie als Lastverlagerung. Nachfolgend werden die Wirkweisen in kurzer Frist und die Abbildung im Modell für beide Fälle beschrieben.

3.3.1.1 Nachfrageflexibilität in Form von Lastreduktion

Lastreduktion kann ebenso wie die EE-Einspeisung gemäß Kapitel 3.2.1 in zwei Formen dargestellt werden. Entweder senkt $u_r \in U_{LR}$ die Nachfrage oder $u_r \in U_{LR}$ wird als Äquivalent zu einer Erzeugungsanlage abgebildet. Zur vereinfachten Darstellung wird in der Folge angenommen, dass u_r als Element einer Erzeugungsklasse verstanden wird. Die Formeln (1), (2) und (12) werden unter Berücksichtigung der Ist-Leistung $P_{Ist}(u_r, t)$ sowie der variablen Kosten $k_{var}(u_r, t)$ erweitert zu:

²⁹⁹ In Anlehnung an 50 Hertz et al. (2012c), S. 5.

$$K_{Ges}^* = \min_{P_{Ist}(u_i,t), P_{Ist}(u_r,t)} K_{ges}(P_{Ist}(u_i, t), P_{Ist}(u_r, t)) \quad (14)$$

$$\begin{aligned} K_{ges}(P_{Ist}(u_i, t), P_{Ist}(u_r, t)) = \\ \int_0^T \left(\sum_{u_i \in U_{Erz}} P_{Ist}(u_i, t) k_{Var}(u_i) \right) dt + \int_0^T \left(\sum_{u_r \in U_{LR}} P_{Ist}(u_r, t) k_{Var}(u_r) \right) dt \\ + \sum_{u \in (U_{Erz} \cup U_{LR})} P_{Inst}(u) k_{Fix}(u) \end{aligned} \quad (15)$$

$$\sum_{u_i \in U_{Erz}} P_{Ist}(u_i, t) + \sum_{u_r \in U_{LR}} P_{Ist}(u_r, t) \geq d_{Res}(t) \quad \forall t \in [0, T] \quad (16)$$

Darüber hinaus gilt analog zu Formel (3) die Begrenzung der Ist-Leistung durch die installierte Leistung:

$$P_{Ist}(u_r, t) \leq P_{Inst}(u_r) \quad \forall u_r \in U_{LR} \quad \forall t \in [0, T] \quad (17)$$

Der Einsatz der Lastreduktion wird demnach in kurzer Frist determiniert über die Höhe der variablen Kosten, wie in Abbildung 5 in Kapitel 3.1.1 dargestellt wurde. Die Lastreduktion steht somit in Konkurrenz zu den Erzeugungstechnologien.

3.3.1.2 Nachfrageflexibilität in Form von Lastverlagerung

Anders verhält es sich bei der Lastverlagerung, die grundsätzlich mit einem Stromspeicher vergleichbar ist. Eingesetzt werden Stromspeicher i. d. R. zur Ausspeicherung von Energie in hochpreisigen Zeitfenstern und Einspeicherung in niedrigpreisigen Schwachlastphasen. Bei der Lastverlagerung würde entsprechend bei hohen Preisen auf eine geplante Produktion verzichtet, um diese zu einem späteren Zeitpunkt nachzuholen oder sie zu einem früheren Zeitpunkt vorzuziehen.

Lastverlagerung durch eine Technologie $u_v \in U_{LV}$ umfasst somit neben einer Lastreduktionskomponente $P_{Ist}(u_v, t)$ eine die Nachfrage steigernde Komponente $P_{Last}(u_v, t)$. Darüber hinaus werden die entsprechenden variablen Kosten $k_{Var,LVR}(u_v)$ und $k_{Var,LVS}(u_v)$ definiert. Die Formeln (14) bis (17) verändern sich somit zu:

$$K_{Ges}^* = \min_{P_{Ist}(u_i,t), P_{Ist}(u_v,t), P_{Last}(u_v,t)} K_{ges}(P_{Ist}(u_i, t), P_{Ist}(u_v, t), P_{Last}(u_v, t)) \quad (18)$$

$$\begin{aligned} K_{ges}(P_{Ist}(u_i, t), P_{Ist}(u_v, t), P_{Last}(u_v, t)) = \\ \int_0^T \left(\sum_{u_i \in U_{Erz}} P_{Ist}(u_i, t) k_{Var}(u_i) \right) dt + \int_0^T \left(\sum_{u_v \in U_{LV}} P_{Ist}(u_v, t) k_{Var,LVR}(u_v) \right) dt \\ + \int_0^T \left(\sum_{u_v \in U_{LV}} P_{Last}(u_v, t) k_{Var,LVS}(u_v) \right) dt \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned}
 & + \sum_{u \in (U_{Erz} \cup U_{LV})} P_{Inst}(u) k_{Fix}(u) + \sum_{u_v \in U_{LV}} P_{Inst,LVS}(u_v) k_{Fix,LVS}(u_v) \\
 \sum_{u_i \in U_{Erz}} P_{Ist}(u_i, t) + \sum_{u_v \in U_{LV}} P_{Ist}(u_v, t) & \geq d_{Res}(t) + \sum_{u_v \in U_{LV}} P_{Last}(u_v, t) \quad \forall t \in [0, T] \quad (20)
 \end{aligned}$$

$$P_{Ist}(u_v, t) \leq P_{Inst}(u_v) \quad \forall u_v \in U_{LV} \quad \forall t \in [0, T] \quad (21)$$

$$P_{Last}(u_v, t) \leq P_{Inst,LVS}(u_v) \quad \forall u_v \in U_{LV} \quad \forall t \in [0, T] \quad (22)$$

Die Vor- bzw. Nachproduktion bei Lastverlagerung wird über einen Speicher mit Füllstand $S(u_v, t)$ abgebildet, der über $[0, T]$ ausgeglichen sein muss. Ein Korrekturfaktor $\alpha \geq 1$ wird für die ggf. notwendige Darstellung von Effizienz- oder Speicherverlusten der Zu- bzw. Abschaltung berücksichtigt. Dementsprechend wird für Lastverlagerung folgende Formel (23) ergänzt:

$$S(u_v, T) - S(u_v, 0) = \alpha \int_0^T P_{Ist}(u_v, t) dt - \int_0^T P_{Last}(u_v, t) dt = 0 \quad \forall u_v \in U_{LV} \quad (23)$$

Lastreduktion im Sinne einer Lastverlagerung führt analog zu 3.3.1.1 zu einem Einsatz, wenn die variablen Kosten einer Einheit u_v einschließlich der Kosten der Nachproduktion geringer sind als die variablen Kosten einer produzierenden Einheit u_i , die zur Lastdeckung nach Formel (20) beigetragen hätte. Zeitgleich muss die Speicherbedingung nach Formel (23) erfüllt sein. Dies ist der Fall, wenn entsprechende Lasterhöhung in einer Stunde zum Einsatz kommt, in der die Strompreise plus den variablen Kosten $k_{Var,LVS}(u_v)$ und $k_{Var,LVR}(u_v)$ entsprechend niedriger sind. $P_{Last}(u_v, t)$ wirkt dann lasterhöhend.

3.3.2 Auswirkungen auf das langfristige Marktgleichgewicht

Entsprechend den Ausführungen zur kurzfristigen Preisbildung wird auch bei Betrachtung der langen Frist zwischen Lastreduktion und Lastverlagerung unterschieden.

3.3.2.1 Nachfrageflexibilität in Form von Lastreduktion

Zur Erläuterung der Auswirkungen von Lastreduktion auf das langfristige Marktgleichgewicht wird angenommen, dass es neben den unter Kapitel 3.1.3 genannten drei Erzeugungstechnologien eine Lastreduktion u_r gibt mit variablen und annuitätischen Fixkosten nach Formel (24):

$$\begin{aligned}
 k_{Fix}(u_1) & > k_{Fix}(u_2) > k_{Fix}(u_3) > k_{Fix}(u_r), \\
 k_{Var}(u_1) & < k_{Var}(u_2) < k_{Var}(u_3) < k_{Var}(u_r) < k_{Var}(u_{Voll})
 \end{aligned} \quad (24)$$

Lastreduktion ersetzt somit einen Teil der Kapazität im Spitzenlastsegment. Grafisch lässt sich diese Lösung wie in Abbildung 14 darstellen.

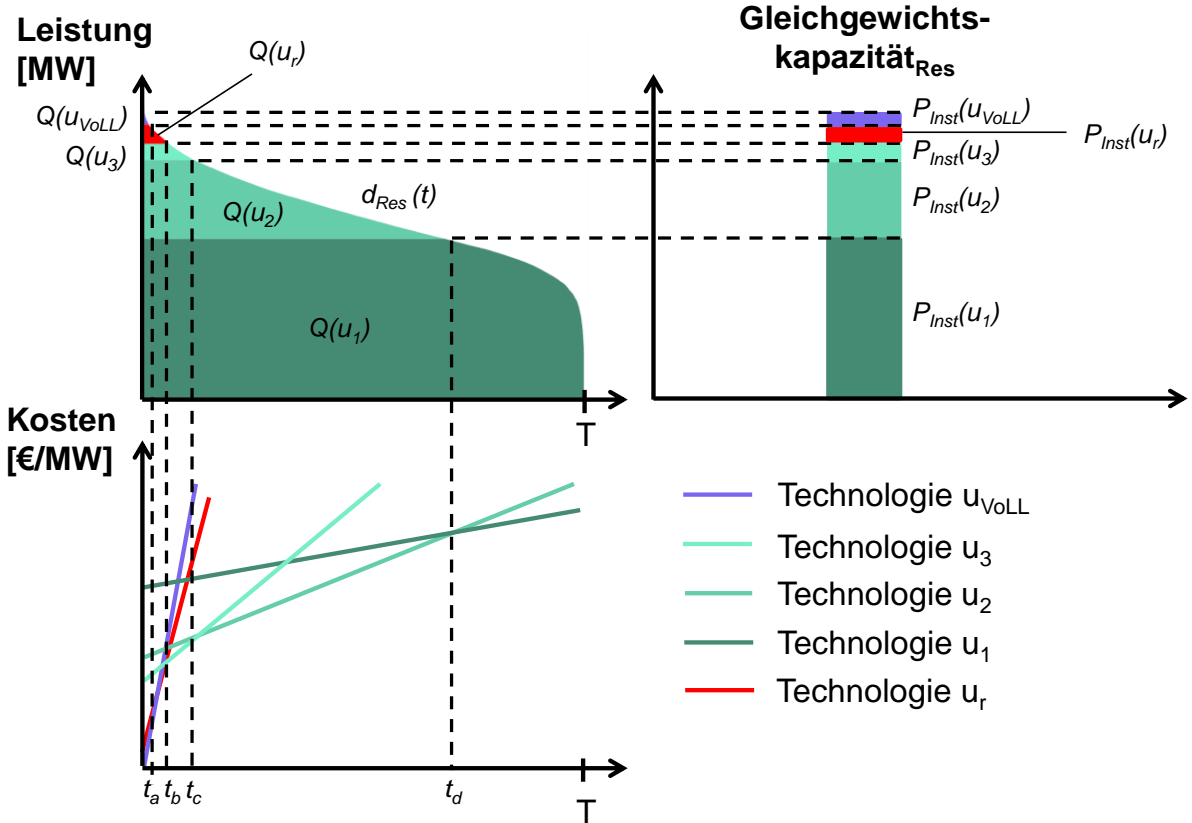


Abbildung 14: Langfristiges Marktgleichgewicht nach Peak Load Pricing-Modell im Elektrizitätsmarkt mit Lastreduktion

Im unteren Teil finden sich die annuitätischen Fixkosten sowie die variablen Kosten in Abhängigkeit von den Einsatzstunden. Im oberen Teil ist die geordnete Lastkurve dargestellt. Aus dieser lassen sich die optimalen Kapazitäten je Kraftwerksklasse und die produzierten Energiemengen sowie die maximale Lastreduktion und die Höhe des Energieverzichts ableiten. Im unteren Teil der Abbildung sind die resultierenden Strompreise abgetragen.

Dabei wird u_{VoLL} bis zu einem Zeitpunkt t_a eingesetzt. Die Energiemenge $Q(u_{VoLL})$ lässt sich errechnen zu:

$$Q(u_{VoLL}) = \int_0^{t_a} d(t) dt - t_a (P_{Inst}(u_1) + P_{Inst}(u_2) + P_{Inst}(u_3) + P_{Inst}(u_r)) \quad (25)$$

Die Lastreduktionstechnologie u_r wiederum ist die nächstgünstigere Technologie der Merit-Order. Sie wird zwischen $t = 0$ und $t = t_b$ eingesetzt. Die Energiemenge $Q(u_r)$ bestimmt sich zu:

$$Q(u_r) = \int_0^{t_b} d(t) dt - t_b (P_{Inst}(u_1) + P_{Inst}(u_2) + P_{Inst}(u_3)) - Q(u_{VoLL}) \quad (26)$$

Die Technologie u_3 wiederum produziert zwischen $t = 0$ und $t = t_c$ bei einer Produktionsmenge von $Q(u_3)$ mit:

$$Q(u_3) = \int_0^{t_c} d(t)dt - t_c(P_{Inst}(u_1) + P_{Inst}(u_2)) - Q(u_{Voll}) - Q(u_r) \quad (27)$$

Für die Technologie u_2 gilt mit t_d für $Q(u_2)$:

$$Q(u_2) = \int_0^{t_d} d(t)dt - t_d P_{Inst}(u_1) - Q(u_{Voll}) - Q(u_r) - Q(u_3) \quad (28)$$

Die Produktionsmenge $Q(u_1)$ für u_1 beträgt:

$$Q(u_1) = \int_0^T d(t)dt - Q(u_{Voll}) - Q(u_r) - Q(u_3) - Q(u_2) \quad (29)$$

Die installierten Leistungen ergeben sich zu:

$$\begin{aligned} P_{Inst}(u_1) &= d(t_d), & P_{Inst}(u_2) &= d(t_c) - d(t_d), \\ P_{Inst}(u_3) &= d(t_b) - d(t_c), & P_{Inst}(u_r) &= d(t_a) - d(t_b), \\ P_{Inst}(u_{VOLL}) &= d_{max} - d(t_a) \end{aligned} \quad (30)$$

Es wird deutlich, dass die Lastreduktion u_r die Spitzenlasttechnologie u_3 im oben beschriebenen Szenario teilweise verdrängt hat. In der Theorie sind somit weniger Kraftwerkskapazitäten (mit niedrigen Einsatzzeiten) notwendig.

Sofern die Lastreduktionstechnologie u_r mit Grenzkosten unterhalb der Mittellasttechnologie u_2 anbieten könnte, würde sie Mittellast ersetzen. Im theoretischen Fall, dass die Kosten niedriger wären als die Produktionskosten der Grundlast, findet keine Produktion statt.

3.3.2.2 Nachfrageflexibilität in Form von Lastverlagerung

Bei Lastverlagerung sind ebenfalls die zuvor erläuterten Fälle eines Einsatzes als Ersatz für eine Spitzenlast-, Mittellast- oder Grundlasttechnologie zu differenzieren.

Fall 1: Lastverlagerung als Ersatz eines Spitzenlastkraftwerks

Sofern gilt, dass:

$$\begin{aligned} k_{Fix}(u_1) &> k_{Fix}(u_2) > k_{Fix}(u_3) > k_{Fix}(u_v) + k_{Fix,LVS}(u_v) \text{ und} \\ k_{Var}(u_1) &< k_{Var}(u_2) < k_{Var}(u_3) < k_{Var,LVR}(u_v) + \alpha (k_{Var,LVS}(u_v) + k_{Var}(u_1)) < k_{Var}(u_{Voll}), \end{aligned}$$

wird die Lastverlagerung mit Speicherfunktion eindeutig als Spitzenlasttechnologie betrachtet.

In Abbildung 15 wird die graphische Lösung in vereinfachter Form gezeigt.³⁰⁰

³⁰⁰ Wie von Steffen und Weber (2013) für Speicher gezeigt, gilt diese näherungsweise Lösung nur, wenn die Speicherkapazität die Lastverlagerung nicht einschränkt. Vgl. Steffen und Weber (2013).

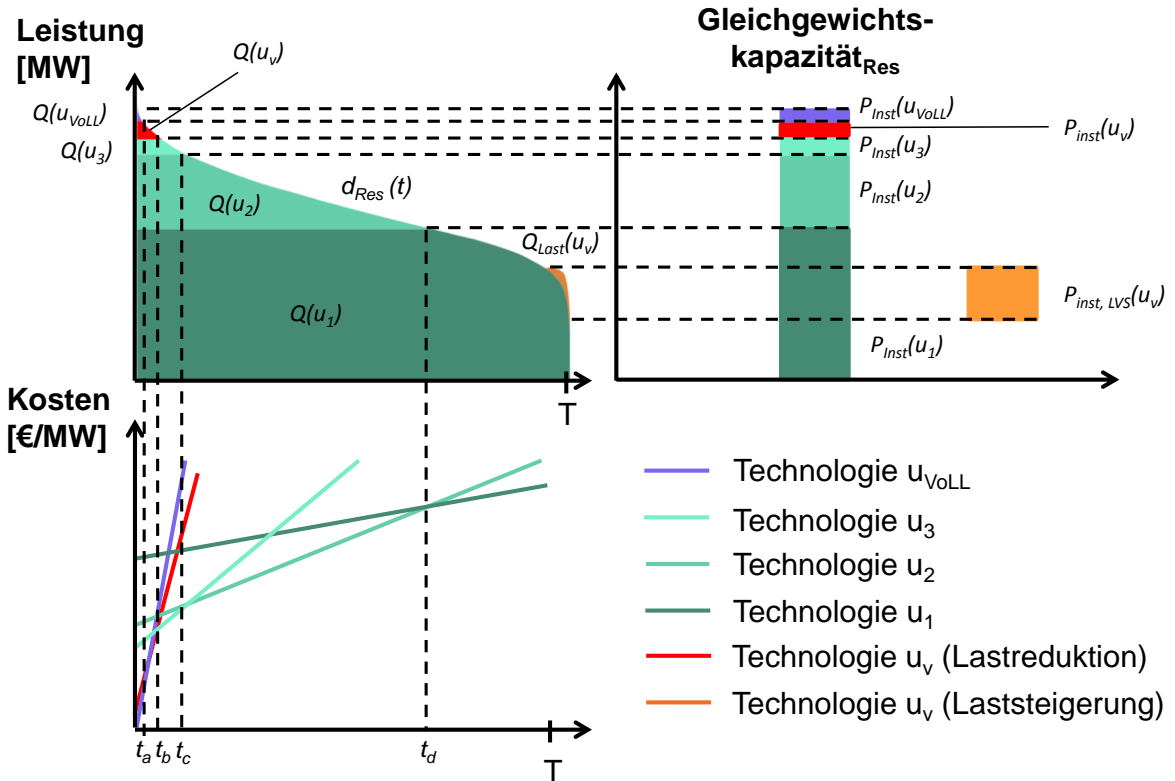


Abbildung 15: Langfristiges Marktgleichgewicht nach Peak Load Pricing-Modell im Elektrizitätsmarkt mit Lastverlagerung

Die Kraftwerksklasse u_1 ist analog zum PLP-Modell die effiziente Technologie rechts von dem Zeitpunkt t_d , an dem die Gesamtkosten der Erzeugung niedriger werden als die der Klasse u_2 . Bis zu dem Zeitpunkt t_c wiederum ist der zusätzliche Einsatz von Kapazitäten der Klasse u_3 wirtschaftlicher als die Nutzung von weiterer Leistung der Klasse u_2 . Zum Zeitpunkt t_b wird die Spitzenlasttechnologie u_3 ergänzt durch freiwilligen Lastverzicht der Technologie u_v . Das bedeutet, dass die Lastverschiebung geringere Kosten hat, als die Nutzung weiterer Spitzenlastkapazität.

Die Energiemengen bestimmen sich analog zu den Formeln (25) bis (30), wobei $Q(u_r)$ ersetzt wird durch $Q(u_v)$. Die Energiemenge der Lastzuschaltung $Q_{Last}(u_v)$ beträgt dann:

$$\frac{1}{\alpha} Q_{Last}(u_v) = Q(u_v) \quad (31)$$

Die Abschaltleistung des Lastverlagerungsprozesses wirkt in diesem Fall analog zur Lastreduktion wie eine Spitzenlastklasse. Die Zuschaltleistung führt dazu, dass die Nachfrage, sofern es keine zeitlichen Restriktionen hinsichtlich der Verbrauchsnachholung gibt, in Zeiten mit geringerem Stromverbrauch (und niedrigeren Preisen) erhöht wird.

Fall 2: Lastverlagerung als Ersatz eines Mittellastkraftwerks

Über den Einsatz als Spitzenlasttechnologie hinaus kann der Speicher Mittellastkraftwerke ersetzen. Dafür werden die Kosten definiert zu $k_{Fix}(u_1) > k_{Fix}(u_v) + k_{Fix,LVS}(u_v) > k_{Fix}(u_2) > k_{Fix}(u_3)$ und $k_{Var}(u_1) < k_{Var,LVR}(u_v) + \alpha(k_{Var,LVS}(u_v) + k_{Var}(u_1)) < k_{Var}(u_2) < k_{Var}(u_3) < k_{Var}(u_{Voll})$.

Die Erzeugungsmenge $Q(u_{Voll})$ bestimmt sich in diesem Fall zwischen $t = 0$ und $t = t_a$ analog zu den obigen Ausführungen zu:³⁰¹

$$Q(u_{Voll}) = \int_0^{t_a} d(t)dt - t_a(P_{Inst}(u_1) + P_{Inst}(u_v) + P_{Inst}(u_2) + P_{Inst}(u_3)) \quad (32)$$

Für die Spitzenlasttechnologie u_3 ergibt sich $Q(u_3)$ mit zu:

$$Q(u_3) = \int_0^{t_b} d(t)dt - t_b(P_{Inst}(u_1) + P_{Inst}(u_v) + P_{Inst}(u_2)) - Q(u_{Voll}) \quad (33)$$

Die Technologie u_2 kommt zwischen $t = 0$ und $t = t_c$ zum Einsatz mit der Produktionsmenge $Q(u_2)$:

$$Q(u_2) = \int_0^{t_c} d(t)dt - t_c(P_{Inst}(u_1) + P_{Inst}(u_v)) - Q(u_{Voll}) - Q(u_3) \quad (34)$$

Die Technologie u_{vr} wiederum wird eingesetzt zwischen $t = 0$ und $t = t_d$ bei einer Lastreduktionsmenge $Q(u_{vr})$ mit:

$$Q(u_v) = \int_0^{t_d} d(t)dt - t_d P_{Inst}(u_1) - Q(u_{Voll}) - Q(u_3) - Q(u_2) \quad (35)$$

Die Grundlasttechnologie u_1 hat eine Produktionsmenge $Q(u_1)$ in Höhe von:

$$Q(u_1) = \int_0^T d(t)dt - Q(u_{Voll}) - Q(u_3) - Q(u_2) - Q(u_v) \quad (36)$$

Die installierten Leistungen betragen:

$$\begin{aligned} P_{Inst}(u_1) &= d(t_d), & P_{Inst}(u_v) &= d(t_c) - d(t_d), \\ P_{Inst}(u_2) &= d(t_b) - d(t_c), & P_{Inst}(u_3) &= d(t_a) - d(t_b), \\ P_{Inst}(u_{VOLL}) &= d_{max} - d(t_a) \end{aligned} \quad (37)$$

³⁰¹ Vgl. Steffen und Weber (2013), S. 560.

Fall 3: Lastverlagerung als Verdränger anderer Kraftwerke aus der Erzeugung

Im Fall von $k_{Fix}(u_1) > k_{Fix}(u_2) > k_{Fix}(u_3) > k_{Fix}(u_v) + k_{Fix,LVS}(u_v)$ sowie $k_{Var}(u_1) < k_{Var,LVR}(u_v) + \alpha(k_{Var,LVS}(u_v) + k_{Var}(u_1)) < k_{Var}(u_2) < k_{Var}(u_3) < k_{Var}(u_{voll})$ werden die Kraftwerkstechnologien u_2 und u_3 nicht eingesetzt. Die Technologien werden entsprechend aus dem Energiemix verdrängt.

Fall 4: Lastverlagerung als Grundlastkraftwerk

Als Grundlastkraftwerk mit den Kostenrestriktionen $k_{Fix}(u_v) + k_{Fix,LVS}(u_v) + k_{Fix}(u_{vs}) > k_{Fix}(u_1) > k_{Fix}(u_2) > k_{Fix}(u_3)$ und $k_{Var,LVR}(u_v) + \alpha(k_{Var,LVS}(u_v) + k_{Var}(u_1)) < k_{Var}(u_1) < k_{Var}(u_2) < k_{Var}(u_3) < k_{Var}(u_{voll})$ kann die Lastverlagerungsklasse nicht eingesetzt werden, da der Speicher zur Lastverlagerung nicht gefüllt werden kann.³⁰²

³⁰² Vgl. Steffen und Weber (2013), S. 558 f.

4 Grundsätzliche methodische Überlegungen

Gemäß den Vorgaben nach EnWG soll die Energieversorgung in Deutschland so günstig, sicher und nachhaltig wie möglich sein. In den vorangegangenen Kapiteln wurde gezeigt, dass es mehrere Technologien gibt, die Beiträge zur Erreichung dieser Ziele liefern können. Entsprechend den Forschungsfragen aus Kapitel 2.5 wird der Fokus in dieser Arbeit auf nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale gelegt. Das vorliegende Kapitel beschäftigt sich dabei mit der Methodik der empirischen Analyse, die zur Beantwortung der Fragen eingesetzt wird.

Zunächst wird hierfür in diesem Kapitel der Potenzialbegriff definiert (vgl. Abschnitt 4.1). Anschließend werden Einsatz- und Vermarktungsmöglichkeiten von Lastmanagement diskutiert (vgl. Abschnitt 4.2). Abschließend wird eine Methodik zur Darstellung von regelbaren Lasten in den für relevant erachteten Märkten für Flexibilität abgeleitet (vgl. Abschnitt 4.3).

4.1 Möglichkeiten des Lastmanagements – Definition und Abgrenzung von Potenzialen

Innerhalb der veröffentlichten Literatur gibt es Unterschiede hinsichtlich der Abgrenzung von Potenzialen.³⁰³ Aus diesem Grund erscheint eine Definition des Potenzialbegriffs notwendig.

Klobasa (2007) gibt drei Potenzialgruppen an: technische, ökonomische und – theoretisch andiskutiert – realisierbare Potenziale.³⁰⁴ Zunächst leitet er technische Potenziale über den Gesamtstromverbrauch einzelner Benutzergruppen ab. Diesen differenziert er nach für Lastmanagement geeigneten und ungeeigneten Strombedarf. In weiteren Schritten verknüpft er die Verbräuche geeigneter Prozesse mit Vorankündigungsdauern und Verfügbarkeiten, um so auf das technische Potenzial abzustellen. Im letzten Schritt definiert er einen Lastmanagementfaktor, der den Anteil der verlagerten Leistung am Gesamtleistungsbedarf beschreibt.³⁰⁵

Nach Bestimmung der technischen Potenziale leitet Klobasa (2007) hieraus ökonomische Potenziale ab. Berücksichtigung sollen hierbei einerseits die Auslastung der Anlagen und die Erlösmöglichkeiten finden; andererseits sollen die den Erlösen gegenüberstehenden Kosten für Anfangsinvestitionen (z. B. für Steuerungs- und Kommunikationstechnik) und Aktivierung (z. B. Personalkosten, Wartungskosten und Kosten für ausfallende Produktion) betrachtet werden.³⁰⁶

Bei FfE (2010) erfolgt eine Definition des Potenzialbegriffs in vier Stufen. Unterschieden werden theoretische, technische, wirtschaftliche und praktische Potenziale. Das theoretische Potenzial beschreibt die maximale regelbare Leistung. Ein Teil hiervon kann unter Berücksichtigung ökologischer, technischer oder anderer Belange als technisches Potenzial genutzt werden. Einschränkende Faktoren sind z. B. die Verfügbarkeit oder der Gesamtnutzungsgrad der Anlage. Wirtschaftlich nutzbares Potenzial umfasst den Teil des technischen Potenzials, der unter ökonomischen Ge-

³⁰³ Vgl. z. B. Klobasa (2007), S. 24 ff.; FfE (2010), S. 10 f.; VDE (2012b), S. 97 ff.; EWI (2012), S. 36.

³⁰⁴ Vgl. Klobasa (2007), S. 24.

³⁰⁵ Vgl. ebd., S. 24 ff.

³⁰⁶ Vgl. ebd., S. 27 ff. Die ökonomischen Potenziale werden zumeist den technischen Potenzialen gleichgesetzt, da die angenommenen Erlöse aus der Regelenergievermarktung von 100 € pro MW und Tag eine Vermarktung rechtfertigen. Vgl. ebd., S. 55 ff. Zeitgleich werden die Anfangsinvestitionen insbesondere für Industrieunternehmen als sehr gering eingeschätzt. Vgl. ebd., S. 92 ff.

sichtspunkten für Lastmanagement eingesetzt werden sollte. Das praktische Potenzial ist der tatsächlich zu erwartende Beitrag für Lastmanagement.³⁰⁷

Ähnlich verhält es sich bei VDE (2012b). Hier werden theoretische und technische Potenziale (unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit) unterschieden.³⁰⁸ Es findet weiterhin eine Aufteilung nach positivem und negativem Lastmanagement-Potenzial statt. Diese Regelrichtungen werden als Beitrag des Deltas zwischen durchschnittlicher Leistung und maximaler bzw. minimaler Leistung bestimmt.

EWI (2012) führt darüber hinaus an, dass das technische Potenzial mit der Verfügbarkeit variiert. Daher seien Unterscheidungen nach der Tageszeit, dem Wochentag und der Jahreszeit zu treffen.³⁰⁹

In Anlehnung an die zuvor vorgestellten Definitionen wird für die vorliegende Untersuchung grundsätzlich zwischen theoretischen, technischen und ökonomischen Potenzialen – jeweils nach Regelrichtung – unterschieden.

Unter theoretischen Potenzialen wird allgemein die maximale zu- bzw. abschaltbare Leistung als Einschaltung der Anlage aus dem Stillstand oder „Notaus“ bei Vollastbetrieb verstanden. Theoretische Potenziale stellen somit die größte Menge der Flexibilitätspotenziale dar. Für deren Auswertung können die installierten Leistungen in der Branche herangezogen werden.

Zur Bestimmung der ökonomischen Potenziale ist nach dem Grundverständnis in dieser Arbeit allerdings nur der Anteil der Leistung von Relevanz, der nach der subjektiven Rückmeldung der Befragten (unter Berücksichtigung von ggf. noch umzusetzenden technischen Lösungen) geregelt werden kann. Diese Teilmenge wird als soziales Potenzial definiert.

Versehen mit Einschränkungen z. B. hinsichtlich Teillastfähigkeit, Zeit- und Mengenverfügbarkeit sowie Wiederholbarkeit lässt sich aus dem sozialen Potenzial das technisch-soziale Potenzial errechnen. In diesem Zusammenhang sind auch Speicherkapazitäten anzugeben. Ferner wird differenziert, ob (Zwischen-)Produkte nachgeholt, vorproduziert oder über einen Markt beschafft werden müssen bzw. können.

Das ermittelte Potenzial kann dann in die als relevant klassifizierten Märkte nach Kapitel 4.2 eingebracht werden. Bei einer nachgewiesenen Wirtschaftlichkeit der Nutzung der Leistung wird aus dem technisch-sozialen Potenzial ein ökonomisches Potenzial.

Abbildung 16 fasst die Abgrenzung der Potenzialbegriffe zusammen.

³⁰⁷ Vgl. FfE (2010), S. 10-11. Das praktische Potenzial wird auch ausschöpfbares oder Erwartungspotenzial genannt. Vgl. z. B. Horlacher (2003).

³⁰⁸ Vgl. VDE (2012b), S. 97 ff.

³⁰⁹ Vgl. EWI (2012), S. 36.

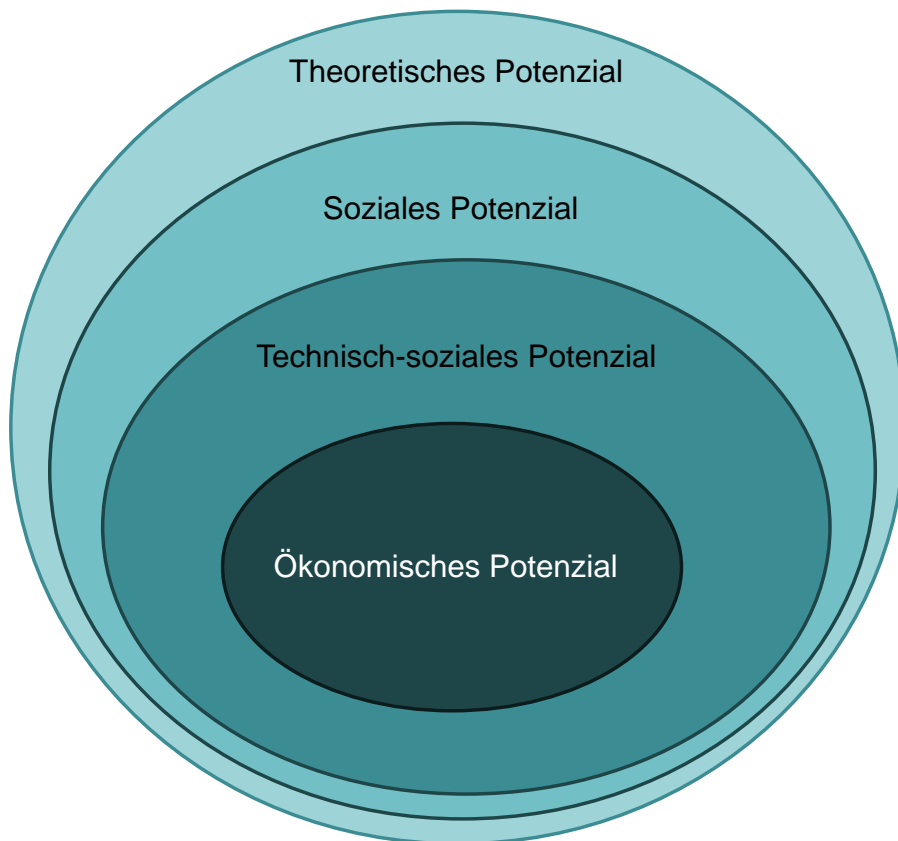


Abbildung 16: Potenzialbegriff in der vorliegenden Arbeit

Auf die Betrachtung einer weiteren Klasse für praktische bzw. realisierbare Potenziale wird an dieser Stelle verzichtet, da davon ausgegangen wird, dass der für die ökonomischen Potenziale anzusetzende Preis sämtliche (Opportunitäts-)Kosten abdeckt und den Einsatz somit ausreichend anreizt. Hemmnisse und Markteintrittsbarrieren werden in diesem Kontext zwar qualitativ thematisiert, jedoch wird keine Einschätzung getroffen, welche Mengen dem Markt letztlich zugeführt werden.

4.2 Analyse relevanter Optionen zur Nutzung von Nachfrageflexibilität

Es gibt diverse freiwillige Möglichkeiten für Unternehmen, die Flexibilität aus regelbaren Lasten zu vermarkten. Eine Teilnahme wird jedoch, wie in Kapitel 2.4.3 einleitend diskutiert, nur dann erfolgen, wenn neben den technischen Möglichkeiten auch ausreichende finanzielle Anreize gesetzt werden. Hierbei muss die Grenzkostenschwelle überschritten werden. Denn die Hauptaufgabe von stromintensiven Industriebetrieben ist die Produktion von Wirtschaftsgütern und nicht der Verzicht auf oder die Verlagerung von Strombezug bzw. Produktion.³¹⁰

Im folgenden Kapitel wird daher überprüft, welche Optionen für eine Vermarktung oder Kostenreduzierung von regelbaren Verbrauchern bestehen und wie Anreize zur Bereitstellung gesetzt werden. Dazu wird, sofern noch nicht in Kapitel 3 erfolgt, die ökonomische Wirkungsweise einer regelbaren Last in diesen Märkten untersucht. Ferner wird begründet, weshalb die Vermarktungsoption

³¹⁰ Vgl. Bundesregierung (2012), S. 2

im Rahmen des weiteren Verlaufs der Arbeit und insbesondere der Modellierung weiterverfolgt wird.

4.2.1 Spot- und Terminmarkt

Der Einsatz von regelbaren Lasten im Day-ahead-Markt wird in Kapitel 3.3 ausführlich beschrieben. Sofern die variablen Kosten bzw. Opportunitätskosten der Lastreduktion günstiger oder gleich den variablen Kosten der letzten zur Lastdeckung gewählten Erzeugungstechnologie sind, erhält der Lastverzicht in den Stromauktionen einen Zuschlag. Die Vergütung findet zum Market Clearing Price (MCP) statt, wie bereits in Kapitel 2.1.2.1 einführend erläutert wurde.

Lastflexibilität kann zudem auf dem kontinuierlichen Intraday-Markt eingesetzt werden, wobei pay-as-bid gezahlt wird (vgl. ebenfalls Kapitel 2.1.2.1).

Die wesentlichen Rahmenbedingungen des aktuellen Marktdesign werden in Tabelle 8³¹¹ zusammengefasst.

Tabelle 8: Marktdesign Day-ahead- und Intraday-Markt (Stand 2015)

Kriterien	Day-ahead-Markt (Auktion)	Intraday-Markt (kontinuierlicher Handel)
Produkte	Differenzierung zwischen: Einzelstundenkontrakte (ESK) Viertelstundenkontrakte (VSK) Blockangebote sind möglich (z. B. Baseload für die Stunde 0 bis Stunde 24), jedoch keine Kombination aus ESK und VSK	
Frist für die Abgabe von Kauf- und Verkaufsgeboten	ESK: Ab 45 Tage vor dem Lieferdatum bis 12 Uhr des Tages vor Lieferung VSK („Intraday-Eröffnungsauktion“): Ab 45 Tage vor dem Lieferdatum bis 15 Uhr des Tages vor Lieferung	ESK: ab 15 Uhr des Vortags bis 30 min vor Lieferung VSK: ab 16 Uhr des Vortags bis 30 min vor Lieferung
Mindest- und Maximalpreis	ESK: Min. -500,0 €/MWh Max. 3.000,0 €/MWh VSK: Min. -3.000,0 €/MWh Max. 3.000,0 €/MWh	ESK/VSK: Min. -9.999,99 €/MWh Max. 9.999,99 €/MWh

³¹¹ Vgl. EPEX SPOT SE (2011); EPEX SPOT SE (2013); EPEX SPOT SE (2015a); EPEX SPOT SE (2015b) ; EPEX SPOT SE (2016).

Veröffentlichung der Ergebnisse	ESK: Ab 12:40 Uhr des Tages vor Lieferung VSK: Ab 15:10 Uhr des Tages vor Lieferung	Sofort
Minimale Volumenänderung	Es gilt jeweils für ESK/VSK: 0,1 MW	
Preisfindung	Market Clearing	Pay as Bid

Bei Reaktion auf den Spotpreis können regelbare Lasten wertvolle Beiträge zur Integration von EE liefern. Kurzfristige Zuschaltungen im Fall von vermehrter EE-Einspeisung und ansonsten niedriger Last mit einhergehenden niedrigen Preisen sorgen für eine Abnahme des EE-Stroms aus Anlagen, die ansonsten abgeregelt werden müssten. Abschaltungen im Spitzenlastsegment, z. B. bei geringer EE-Einspeisung und hoher Last, führen dazu, dass zu jeder Zeit Marktpreise gefunden und Stromverbraucher entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft mit Energie versorgt werden können. Insbesondere Handel bis 30 min vor Erbringung am Intraday-Markt kann dabei Regelenergiebedarf minimieren, wodurch Beiträge zur Systemstabilisierung geleistet werden.³¹² Da zudem mehr Regelpotenziale beim Lastmanagement verfügbar sind, je kürzer der zeitliche Vorlauf zwischen Vermarktung und Zeitpunkt der Erbringung ist, erscheint eine intensivere Prüfung der Vermarktbarkeit auf dem Spotmarkt durchaus sinnvoll.³¹³

Nach Maurer, Tersteegen und Jasper (2012) ist davon auszugehen, dass bereits heute ein „nennenswertes Potenzial für umfangreichere Preiselastizität am Energy-only-Markt besteht.“³¹⁴ Allerdings sei das Strom-Großhandelspreisniveau zu niedrig für eine sichtbare Elastizität der Nachfrage.³¹⁵ Das bedeutet, dass die Kosten für Lastreduktion bzw. -verlagerung oberhalb des derzeitigen Marktpreises liegen.

Diese Behauptung kann mit einem Marktsimulationsmodell bestätigt oder widerlegt und auf die Zukunft ausgeweitet werden. Zu bestimmen sind hierfür Zu- und Abschaltleistungen sowie die Kosten einer Zu- bzw. Abschaltung. In dem Kontext ist davon auszugehen, dass eine Abbildung des kontinuierlichen Intraday-Handels mit realitätsnaher Bestimmung von Angebot und Nachfrage äußerst komplex ist. Vor diesem Hintergrund wären Mehrwerte des Einsatzes von regelbaren Lasten nur schwer zu quantifizieren. Daher wird der Fokus im Kurzfristmarkt auf den Day-ahead-Markt gelegt.

Der Terminmarkt wird analog zur Begründung nach Kapitel 2.1.2.1 nicht weiter betrachtet, da es sich um einen Derivatemarkt handelt, wobei die Preise den mittleren erwarteten Spotpreis abbilden.

³¹² Vgl. Bader (2014), S. 56.

³¹³ Vgl. Consentec (2010), S. 37 f.

³¹⁴ Maurer, Tersteegen und Jasper (2012), S. 35.

³¹⁵ Vgl. ebd.

4.2.2 Regelenenergiemarkt und Abschaltverordnung

Nachfolgend wird die Vermarktung in der Regelleistung bzw. nach Abschaltverordnung diskutiert. Hinsichtlich Regelleistung wird unterschieden zwischen dem ausschließlich leistungspreisbasierten Primärreservemarkt und den Märkten für Sekundär- und Minutenreserve, auf denen es eine Leistungs- und Arbeitspreiskomponente gibt.

Unternehmen bieten die Flexibilität dabei erwartungsgemäß dann an, wenn die zu erwartenden Erlöse mindestens die erwarteten Kosten decken. Für Arbeitsmengen bedeutet dies im Wettbewerbsmarkt, dass die Arbeitspreise den marginalen Kosten der Regelung entsprechen.³¹⁶ Die Leistungspreise hingegen müssen die Opportunitätskosten der auf anderen Märkten entgangenen Erlöse bzw. der zusätzlichen Kosten decken.³¹⁷

4.2.2.1 Vermarktung in der Primärreserve

In einer wöchentlichen Ausschreibung werden 793 MW als symmetrisches Band in der PR für eine Woche ausgeschrieben (Stand 2015).³¹⁸ Entscheidungskriterium bei der Gebotsvergabe ist der Leistungspreis. Anders als bei der SR und MR wird lediglich die Vorhaltung mit einem Leistungspreis in MW pro Woche pay-as-bid vergütet. Eine Arbeitskomponente für abgerufene Energiemengen wird nicht entrichtet.

Tabelle 9³¹⁹ fasst die weiteren Rahmenbedingungen für die Vermarktung zusammen.³²⁰

Tabelle 9: Grundlagen der Primärreserve-Vermarktung (Stand 2015)

Kriterien	Ausprägung
Marktvolumen	Positiv / negativ: 793 MW
Getrennte Ausschreibung nach Regelerichtung (positiv bzw. negativ)	Nein
Mindestangebotsgröße	1 MW
Ausschreibungszeitraum	Wöchentlich (Montag, 0:00 Uhr, bis Sonntag, 24:00 Uhr)

³¹⁶ Vgl. Kirsch und Singh (1995), S. 29 f.

³¹⁷ Zusätzliche Kosten entstehen z. B. dann, wenn ein Kraftwerk zur Vorhaltung der Regelleistung auf einen bestimmten Leistungswert fahren und die produzierte Energiemenge unter den eigenen Grenzkosten auf dem Spotmarkt verkaufen muss. Vgl. Hirst (2000), S. 63 ff.; Connect Energy Economics GmbH (2014), S. 33 f. sowie S. 56 f.

³¹⁸ Anmerkung: In einer gemeinsamen Ausschreibung entfallen von den 790 MW rund 70 MW auf die Niederlande, Österreich und die Schweiz sowie ca. 580 MW auf Deutschland. Vgl. 50 Hertz et al. (2015).

³¹⁹ Vgl. BNetzA (2011b), S. 1 ff.; VDN (2003), S. 5ff.; 50 Hertz et al. (2015).

³²⁰ Vgl. auch Kapitel 2.1.3.

Unterteilung in Produkte	Keine (7 Tage zu je 24 h)
Angebotsabgabe	Dienstags, 15 Uhr
Angebotszuschlag	Dienstags, 16 Uhr
Zuschlagskriterium	Leistungspreis
Abrufkriterium	Lokale Netzfrequenz
Vergütung	Leistungspreis nach Pay-as-bid-Prinzip

Eine Vermarktung auf den Regelleistungsmärkten hängt, wie zu Beginn des Kapitels beschrieben, von der Deckung der Arbeitskosten im Erbringungsfall sowie der Erwirtschaftung der erwarteten Opportunitätskosten eines Angebots der Flexibilität auf anderen Märkten ab.

Die Kalkulation der Summe aus Abruf- bzw. Opportunitätskosten erscheint im Rahmen der PR als komplex, da es keine Arbeitspreise gibt. Die Leistungspreise müssen in diesem Fall somit zusätzlich eine zukünftig nicht bekannte Energiemenge in beide Regelrichtungen abdecken. In der Praxis wird für Kraftwerke erwartet, dass sich die positiven und negativen Regelenergiebeiträge entsprechen und damit ausgleichen.³²¹ Diese Einschätzung kann für einseitig regelbare Lasten problematisch sein, da eine symmetrische Zu- und Abschaltbarkeit angeboten werden muss. Aus dem Grund müssten sich abschaltbare Lasten z. B. mit zuschaltbaren Verbrauchern oder abschaltbaren Kraftwerken koppeln. Bei unterschiedlichen Arbeitspreisen der Technologien kann es dazu kommen, dass bei Abrufen Kosten entstehen.

Da diese Kosten schwer zu quantifizieren und die Wahrscheinlichkeit, einen Pooling-Partner zu finden, unklar sind, wird PR im weiteren Verlauf der Arbeit nicht weiter betrachtet.

4.2.2.2 Vermarktung in der Sekundär- und Minutenreserve

Bei der wöchentlichen Auktion zur SR werden rund 2 GW positive und ca. 2 GW negative Regelleistung für eine Woche in den zwei Produktzeitfenstern HT und NT ausgeschrieben (Stand 2015). In der MR sind es täglich etwa 1,8 GW positive und rund 2,2 GW negative Regelleistung in sechs Zeitfenstern je 4 h (Stand 2015). Entscheidungskriterium bei der Vergabe ist jeweils der Leistungspreis pro Produktzeitfenster. Dieser wird pay-as-bid gezahlt. Die abgerufene Energiemenge wird

³²¹ Vgl. Just (2010), S. 10.

mit einem Arbeitspreis vergütet. Sofern ein negativer Arbeitspreis gewählt wird, kommt es im Abruf-fall zu Zahlungen vom Anbieter an den ÜNB.

Die folgende Tabelle 10³²² zeigt die Zusammenfassung der Rahmenbedingungen für SR und MR.

Tabelle 10: Grundlagen der Sekundär- und Minutenreserve-Vermarktung (Stand 2015)

Kriterien	Ausprägung Sekundärreserve	Ausprägung Minutenreserve
Marktvolumen	Positiv: rund 2 GW Negativ: rund 2 GW	Positiv: rund 1,8 GW Negativ: rund 2,2 GW
Getrennte Ausschreibung nach Regelrichtung (positiv bzw. negativ)	Ja	Ja
Mindestangebotsgröße	5 MW	5 MW
Ausschreibungszeitraum	Wöchentlich (Montag, 0:00 Uhr, bis Sonntag, 24:00 Uhr)	Täglich (0:00 bis 24:00 Uhr)
Unterteilung in Produkte	HT: Montag bis Freitag, 8:00 bis 20:00 Uhr NT: Nachtstunden, Wochenenden und bundeseinheitliche Feiertage	6 Zeitscheiben (0:00 bis 4:00 Uhr, 4:00 bis 8:00 Uhr, 8:00 bis 12:00 Uhr, 12:00 bis 16:00 Uhr, 16:00 bis 20:00 Uhr bzw. 20:00 und 24:00 Uhr)
Angebotsabgabe	Mittwochs, 15 Uhr	Vortag, 10 Uhr (Ausnahme: Freitag für Samstag, Sonntag und Montag)
Angebotszuschlag	Mittwochs, 16 Uhr	Vortag, 11 Uhr (Ausnahme: Freitag für Samstag, Sonntag und Montag)
Zuschlagskriterium	Leistungspreis	Leistungspreis
Abrufkriterium	Vollautomatisch über Leistungs-frequenzregler	Anforderung über Merit-order-list-Server der ÜNB

³²² Vgl. BNetzA (2011c), S. 1 ff.; FNN (2009); BNetzA (2011a), S. 1 ff.; VDN (2007b); 50 Hertz et al. (2015).

Vergütung	Leistungspreis für Vorhaltung und Arbeitspreis für Erbringung nach Pay-as-bid-Prinzip	Leistungspreis für Vorhaltung und Arbeitspreis für Erbrin- gung nach Pay-as-bid-Prinzip
------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------

In der SR und MR sind die Leistungspreise einem Marktpreisrisiko ausgesetzt, während die Arbeitspreise frei zu wählen sind. Die Leistungspreise der positiven SR und MR entsprechen in der Theorie den Opportunitätskosten der Kraftwerke, die mindestens auf Mindestlast fahren, um positive Regelleistung vorzuhalten.³²³ Sofern der Spotmarktpreis im Vorhaltungszeitraum ein Fahren des jeweiligen Kraftwerks zwischen Mindestteillast und Volllast ermöglicht, liegt der notwendige Leistungspreis bei null. Das die Regelleistung vorhaltende Kraftwerk ist gleichzeitig das preissetzende Grenzkraftwerk auf dem Spotmarkt und daher indifferent hinsichtlich einer Erzeugung für den Strom- oder Regelleistungsmarkt. Sofern ein Kraftwerk erst auf Mindestteillast gefahren werden muss, um positive Regelleistung vorhalten zu können, sind positive Leistungspreise zu erwarten. Denn der Kraftwerksbetreiber würde, wie zuvor beschrieben, die Energiemenge unterhalb der Grenzkosten (und ggf. sogar für 0 €) auf dem Elektrizitätsmarkt anbieten, um die Must-run-Restriktion zu erfüllen. Dabei refinanziert er die Opportunitätskosten über einen Leistungspreis in entsprechender Höhe. Dies führt dazu, dass der Marktpreis auf dem Elektrizitätsmarkt sinkt und die Kraftwerke, die hinter dem Grenzkraftwerk in der Merit-order stehen, weniger stark ausgelastet werden. Das daraus resultierende Zuschaltpotenzial würden die Kraftwerksbetreiber auf dem Regelleistungsmarkt anbieten, wofür sie Leistungspreise in Höhe des entgehenden Deckungsbeitrags als Differenz aus Spotmarktpreis und Grenzkosten fordern.

Für die Leistungspreise der negativen SR und MR ist zu erwarten, dass sie bei 0 € liegen, da sich die vorhaltenden Anlagen durch Spotpreise motiviert im Betrieb befinden.³²⁴ Kosten für Wirkungsgradverluste bei Verlassen des kostenminimalen Betriebspunkts werden über den Arbeitspreis kompensiert.

Die zuvor genannten Theorien wurden in einer Fallstudie, in der ein Einsatz von Pumpspeichern im Spot- und Regelleistungsmarkt untersucht wurden, für den deutschen und österreichischen Markt verifiziert. Es zeigte sich, dass die Preise für MR nahe bei 0 € lagen und Regelleistung durch Mittellastkraftwerke vorgehalten wurde.³²⁵

Für zu- bzw. abschaltbare Lasten bedeutet dies, dass sie in der Theorie bei Kosten ungleich null für die Vorhaltung von Zuschalt- oder Abschaltleistung (z. B. durch erhöhte Lagerkosten, Personalkosten, Lizenzen für Energiemanagementsystem etc.) in der Regelleistungsvorhaltung selten zum Zuge kämen. Falls eine Vermarktung erfolgreich wäre, würde man lediglich die Opportunitätskosten erwirtschaften. Ein finanzieller Vorteil gegenüber der Vermarktung am kurzfristigeren Spotmarkt ist daher in der Theorie nicht erkennbar.

³²³ Vgl. hierzu und zum folgenden Just und Weber (2008), S. 320 ff.

³²⁴ Vgl. Just (2010), S. 10.

³²⁵ Vgl. Ortner und Graf (2013), S. 6 f.

Weiterhin würden regelbare Lasten mit ihren vergleichsweise hohen variablen und geringen fixen Kosten in ein Angebotssegment mit den Spitzenlastkraftwerken fallen. Sowohl gemäß der Theorie als auch gemäß den Ergebnissen der zuvor zitierten Fallstudie sind es jedoch die im Hinblick auf die variablen Kosten günstigeren Mittellastkraftwerke, die für das Gesamtsystem kostenminimal SR bzw. MR vorhalten sollten. Aus dem Grund ist davon auszugehen, dass nachfrageseitige Lasten in einem fundamental geprägten Regelleistungsmarkt kaum zum Zuge kämen.

Gleichwohl zeigt sich bei Auswertung der historischen Leistungspreise für die Vorhaltung von Regelleistung, dass die Preise in der Realität von den theoretisch zu erwartenden Werten abweichen.³²⁶ Nicht zuletzt aus diesem Grund nehmen heutzutage Lasten aktiv an der Regelleistungsvermarktung teil.

Da sich die realen Preise z. T. fundamental nicht erklären lassen, scheint es sich beim Regelleistungsmarkt nicht um einen Markt zu handeln, auf dem die Akteure opportunitätskostenbasiert agieren. Daher wird hier auf eine weitere Betrachtung der Regelleistungsmärkte verzichtet.

4.2.2.3 Vermarktung gemäß Abschaltverordnung

Die AbLaV regelt die Voraussetzungen für die technische Eignung und das Vergütungsmodell für eine Teilnahme an freiwilliger Lastabschaltung nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG. Ziel ist eine kosteneffiziente Erschließung der Potenziale für den Netzbetrieb, möglichst ohne negative Rückwirkungen auf die Preisbildung an Strom- und Regelenergiemärkten.³²⁷

Abschaltbare Lasten sind nach Definition große Verbrauchseinheiten der Hoch- und Höchstspannungsebene, die über einen hohen und nahezu konstanten Stromverbrauch verfügen. Es wird auf ein teilweise marktliches Verfahren gesetzt, das der Praxis der Regelenergieausschreibung ähnelt. Dabei müssen Anbieter zunächst eine Präqualifikation durchlaufen und einen Rahmenvertrag mit den ÜNB abschließen (vgl. § 9 Abs. 1 und 2). Danach können sie an monatlichen Auktionen teilnehmen.³²⁸

Stand 2016 beträgt das Volumen des Marktes 3.000 MW. Davon entfallen je 1.500 MW auf sofort abschaltbare Lasten mit 1 s Reaktionszeit und auf schnell abschaltbare Lasten mit einem Vorlauf von 15 min. Es sind dabei verschiedene Abrufoptionen mit maximaler Erbringungsdauer von 1 bis 8 h am Stück (nach § 5 Abs. 1 Nr. 3 AbLaV) anbietbar. Die maximale Abrufdauer pro Monat beträgt 16 h. Die Mindestlosgröße liegt bei 50 MW, das Maximalgebot bei 200 MW. Pooling an einem Netzknoten durch bis zu fünf Anbieter ist zulässig.³²⁹

Für die Bereitstellung erhalten die Anbieter einen fixen Leistungspreis in Höhe von 2.500 € pro MW und Monat. Entscheidungskriterium für Zuschläge in der Auktion ist der Arbeitspreis. Dieser wird vom Anbieter bei Auktionsteilnahme festgelegt und muss zwischen 100 und 400 €/MWh liegen.

³²⁶ Vgl. 50 Hertz et al. (2014a). In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass aufgrund des heutigen Regimes in der SR Opportunitätskosten für eine Vermarktungswoche (je für das HT- bzw. NT-Produkt) eingepreist werden müssen. Um die Kosten und auch eventuell bestehende Eingangsbarrieren zu reduzieren, prüft die BNetzA z. B. die Einführung von Tagesprodukten in der SR. Vgl. Consentec (2012), S. 29.

³²⁷ Vgl. AbschaltVO (2012), S. 10.

³²⁸ Vgl. ebd., § 8.

³²⁹ Vgl. ebd., § 5, § 8 und § 10.

Es besteht die Verpflichtung, die Leistung nach einem Zuschlag vorzuhalten und entsprechend der angebotenen Abrufoption im Bedarfsfall zu erbringen. Ausnahmen stellen eine Vermarktung an Regelleistungsmärkten bzw. dem Großhandelsmarkt für Strom dar. Eine Vergütung des Leistungspreises wird anteilig für die Tage mit Verfügbarkeit und Tage, an denen am Großhandelsmarkt vermarktet wurde, gewährt.³³⁰

Bei der Vermarktung nach AbLaV gilt für die Flexibilitätsanbieter analog, dass Grenzkosten durch Arbeitspreise und sonstige Opportunitätskosten der Flexibilität durch den Leistungspreis zu decken sind. Da es für die Arbeitspreise ein beschränktes Intervall mit festgelegter Preisuntergrenze gibt und die Leistungspreise in diesem Markt fixiert sind, ist die Anreizwirkung und Sinnhaftigkeit des Marktes bzw. Produkts zu hinterfragen.

Im ersten Monat nach Auktionsbeginn waren drei Teilnehmer mit 247 MW in der sofort abschaltbaren und 593 MW in der schnell abschaltbaren Leistung präqualifiziert. Der Arbeitspreis lag mit durchschnittlich 395 €/MWh deutlich über denen von SR und MR, so dass ein Einsatz für die ÜNB im Vergleich zur Regelleistung nicht kosteneffizient war. Vor dem Hintergrund wurde keine Energie abgerufen.³³¹

Bis März 2015 sind sieben Rahmenverträge unterschrieben worden und die präqualifizierte Leistung ist auf in Summe 1.444 MW gestiegen. Dabei entfallen 465 MW auf das Segment sofort abschaltbarer Lasten sowie 979 MW auf schnell abschaltbare Lasten. In dem Kontext ist zu berücksichtigen, dass bestimmte Anbieter den gleichen Produktionsprozess für beide Abschaltoptionen präqualifiziert haben.³³² Zudem konnten lediglich 50 MW Leistung, die zuvor nicht am Regelleistungsmarkt präqualifiziert waren, zusätzlich akquiriert werden. Aus diesem Grund spricht die BNetzA davon, dass das Ziel der Verordnung nur eingeschränkt erreicht werden konnte.³³³

Darüber hinaus gab es zwischen Juli 2013 und Juni 2014 nur zwei Monate, in denen Arbeit (jeweils in Höhe von 247 MWh pro Monat) abgerufen wurde.³³⁴ Zusätzlich liegen die gezahlten Leistungspreise von 2.500 €/MW deutlich über den durchschnittlichen SR- und MR-Geboten, so dass es für den ÜNB kosteneffizienter ist, Reserve über den Regelleistungsmarkt zu beschaffen.³³⁵ Die im Vergleich zum Regelleistungsmarkt attraktiveren Zusatzlöse der AbLaV spiegeln sich auch darin wider, dass kein Anbieter die Option nach § 7 AbLaV genutzt hat, freiwillig für eine Produktzeitscheibe aus der AbLaV-Vergütung in die Regelleistung zu wechseln.³³⁶

Dies zeigt, dass das Konzept der Vermarktung nach AbLaV und die Voraussetzungen einer Teilnahme ggf. kritisch zu diskutieren sind. Die Schlussfolgerung deckt sich mit der Einschätzung nach

³³⁰ Vgl. AbschaltVO (2012), § 7 und § 14. Die Ausnahmeregelung bei Vermarktung am Großhandelsmarkt greift jedoch nur dann, wenn in mindestens einer Viertelstunde des entsprechenden Tages der Börsenpreis größer als der Arbeitspreis ist.

³³¹ Vgl. Flörcken und Täumel (2013), S. 39 f.

³³² Vgl. Deutscher Bundestag (2015), S. 14.

³³³ Vgl. ebd., S. 32.

³³⁴ Vgl. IER (2014), S. 96. Im Jahr 2015 kam es zudem zu weiteren Abrufen im Februar und März, bei denen es jedoch i. d. R. freie Regelleistungskapazitäten gab, so dass sie (z. B. im Rahmen der Sonnenfinsternis) als Test gesehen wurden. Vgl. Deutscher Bundestag (2015), S. 18 ff.

³³⁵ Vgl. Flörcken und Täumel (2013), S. 39 f.; Deutscher Bundestag (2015), S. 34.

³³⁶ Vgl. Deutscher Bundestag (2015), S. 8.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) (2014), die in der AbLaV ein „Übergangsinstrumentarium für die Nutzung von abschaltbaren Lasten“³³⁷ sehen, wobei „eine vollständige Überführung in ein marktwirtschaftliches System“³³⁸ angestrebt sei.

Vor diesem Hintergrund und der Option, die Leistung jederzeit in der Regelenergie oder am Spotmarkt anbieten zu können, wird die Vermarktung nach AbLaV in der Folge nicht weiter betrachtet. Diese Annahme deckt sich mit der Empfehlung der BNetzA, die Flexibilitätspotenziale von Lasten durch geeignetere Möglichkeiten zu heben.³³⁹

4.2.3 Vermarktung als Kapazitätsreserve über Kapazitätsmechanismen

Unter Kapazitätsmechanismen werden Marktdesignelemente verstanden, die das Vorhandensein von Erzeugungsleistung bzw. ausreichender Kraftwerksreserve fördern. Diskutiert werden u. a. die sogenannte strategische Reserve, umfassende und selektive Kapazitätsmärkte sowie Kapazitätsauktionen.³⁴⁰

Teilnehmer an einem solchen Mechanismus können je nach Ausgestaltung neben Betreibern von Anlagen mit Erzeugungsleistung oder Speichern auch Betreiber von regelbaren Lasten sein, die sich in Zeiten von Knappheit zu einer Abschaltung bzw. Absenkung verpflichten.

Unter der Annahme, dass Kapazitätsmechanismen das grundsätzliche Vorhandensein von abschaltbarer Leistung in Zeiten von Erzeugungsknappheit fördern, bedarf es keiner ausgiebigen Diskussion dieser Einsatzoption. Denn die Last als Flexibilitätspotenzial ist i. d. R. bereits vorhanden und muss im nächsten Schritt steuer- bzw. regelbar gemacht werden.

Die Entscheidung zur aktiven Abschaltung wird in einem solchen Szenario gemäß den Preisen am Energy-only-Markt getroffen. Die Marktpreise müssen so hoch sein, dass es attraktiv ist, den Verbrauch abzuschalten. Eine Reserveprämie beschleunigt die Eingliederung in den Elektrizitätsmarkt zwar, ist aber nicht notwendig, wenn es genügend attraktive Preisspitzen auf dem Spotmarkt gibt.³⁴¹ Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit auf eine Berücksichtigung von Kapazitätsmechanismen verzichtet.

4.2.4 Kostensenkung der Ausgleichsenergie

Wie in Kapitel 2.1.2.2 einleitend beschrieben, gibt es in der Realität Abweichungen zwischen prognostizierter Erzeugung, prognostiziertem Verbrauch und der späteren Ist-Einspeisung bzw. dem Ist-Verbrauch in einem BK. Die entstehenden Differenzen gleicht der ÜNB durch den Einsatz von Regelleistung aus.

³³⁷ IER(2014), S. 94.

³³⁸ Ebd.

³³⁹ Vgl. Deutscher Bundestag (2015), S. 39 f. Anmerkung: Nichtsdestotrotz wird Stand Anfang 2016 diskutiert, die AbLaV marktlicher zu gestalten und sie mit niedrigeren Eintrittsbarrieren fortzuführen. Vgl. energate messenger (2016).

³⁴⁰ Bei Interesse finden sich weitere Informationen z. B. in Süßenbacher, Schwaiger und Stigler (2011).

³⁴¹ Vgl. z. B. Bucksteeg et al. (2014), S. 29 f.

Anschließend stellt der ÜNB dem BKV virtuell AE zum Ausgleich des BK zur Verfügung, wofür er je nach Regelzonensaldo einen Ausgleichsenergiepreis (AEP) verlangt oder bezahlt.

Bei der AEP-Bestimmung setzen die ÜNB anhand der gesamten tatsächlich eingesetzten Regelenergie und der Kosten für die Abrufe den viertelstundenscharfen, regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) fest.³⁴² Der reBAP wird dann mit der Energiemehr- oder Energiemindermenge des BKV multipliziert. Hinsichtlich der Zahlungsrichtung gibt es vier mögliche Konstellationen:

- Fall 1: Es kommt zu einem positiven AEP und das BK-Saldo ist unterdeckt
- Fall 2: Es kommt zu einem positiven AEP und das BK-Saldo ist überdeckt
- Fall 3: Es kommt zu einem negativen AEP und das BK-Saldo ist unterdeckt
- Fall 4: Es kommt zu einem negativen AEP und das BK-Saldo ist überdeckt

Im ersten und vierten Fall zahlt der BKV den AEP an den ÜNB. Im zweiten und dritten Fall zahlt der ÜNB an den BKV.³⁴³

Grundsätzlich gibt es zwei Optionen für ein Lastmanagement, um die Kosten aus AE-Positionen zu senken oder die Erlöse aus AE-Positionen zu erhöhen. Einerseits kann die AE, die z. B. durch Prognoseabweichungen von nicht-steuerbaren Verbrauchern entsteht, durch den Einsatz von regelbaren Lasten gesenkt werden. Hiermit lässt sich das Risiko einer hohen AE-Zahlung bei hohem AEP minimieren. Andererseits könnte eine BK-Abweichung forciert werden, um auf eine Vergütung durch den ÜNB zu spekulieren, sofern z. B. Informationen zu Regelleistungsabrufen bekannt sind.

Die Minimierung von AE stellt ein wichtiges Instrument zur Integration von EE dar. Gemäß den Forderungen im BK-Vertrag hat der BKV für eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz zu sorgen. Er muss „durch zumutbare Maßnahmen, insbesondere durch entsprechende Sorgfalt bei der Erstellung der Prognosen, die Bilanzabweichungen möglichst gering [...] halten. Die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zur Lastdeckung bzw. zur Kompensation einer Überspeisung des Bilanzkreises ist nur zulässig, soweit damit nicht prognostizierbare Abweichungen ausgeglichen werden.“³⁴⁴

Eine Ausregelung eines BK mit regelbaren Lasten ist somit durchaus denkbar. Allerdings wird erwartet, dass Unternehmen in der Praxis die Minimierung der AE und damit ihrer Produktionskosten zu jeder Zeit anstreben.

³⁴² Der reBAP wird in vier Schritten berechnet. Nach Bestimmung des Quotienten aus Gesamtkosten und dem Saldo der eingesetzten Regelarbeit findet eine Kopplung mit dem EPEX-Spot-Preis statt. Dadurch wird ein mögliches Optimierungspotenzial zwischen AEP und Börsenpreis weitgehend aufgehoben. Vgl. Just und Weber (2015). Zudem ist ein „Knappheitszuschlag“ von 50 Prozent des berechneten AEP definiert, mindestens jedoch 100 €/MWh, der im Falle eines Abrufs von mehr als 80 Prozent der kontrahierten Regelleistung fällig wird. Vgl. 50 Hertz et al. (2012b).

³⁴³ Vgl. ebd.

³⁴⁴ Amprion (2011), Nr. 5.1 und 5.2.

Bewusste Abweichungen zur Generierung von AE aus spekulativen Zwecken wiederum sind nach Bilanzkreisvertrag untersagt. Darüber hinaus sollten sich geringe bis keine Kostensenkungspotenziale im Vergleich zu einer Vermarktung im Intraday-Markt ergeben.³⁴⁵

Eine Betrachtung von Kosten oder Erlösen aus AE-Positionen im Rahmen eines Modells erscheint als unnötig, da es einerseits gesetzliche Verpflichtungen und andererseits intrinsische Anreize gibt, so dass die Modellierung von AE-Preisen in der Folge vernachlässigt wird.

4.2.5 Kostensenkung in der Netznutzung

Die Höhe des Netznutzungsentgeltes variiert nach Region und Netzebene. Es richtet sich nach den spezifischen Jahreskosten der Netz- oder Umspannebene, den jeweils vorhandenen Messvorrichtungen sowie der jeweiligen Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle.

Da das Ziel der Netzentgelte ist, die Kosten für den Bau und die Instandhaltung der Stromnetze verursachergerecht umzulegen, findet eine Zuteilung der spezifischen Jahreskosten über eine sogenannte Gleichzeitigkeitsfunktion statt.³⁴⁶ Die Funktion ordnet jeder Einzelentnahme einen Gleichzeitigkeitsgrad zu, der zwischen null und eins liegt. Der Gleichzeitigkeitsgrad hat dabei mit der Wahrscheinlichkeit zu steigen, dass die Stromentnahme einen hohen Beitrag zur Jahreshöchstlast der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene hat.³⁴⁷

Aus den spezifischen Jahreskosten und der Gleichzeitigkeitsfunktion werden der Leistungs- und der Arbeitspreis der Netzebene für den Netznutzer abgeleitet.³⁴⁸ Das Leistungsentgelt berechnet sich als Produkt von Leistungspreis (in €/kW) und Jahreshöchstleistung des Netznutzers (in kW), das Arbeitsentgelt als Produkt von Arbeitspreis (in ct/kWh) und entnommener Arbeit durch den Netznutzer (in kWh).³⁴⁹

Regelbare Verbraucher können in diesem Zusammenhang vorhersehbar Last verlagern, um ihre Jahreshöchstlast und damit das zu entrichtende Leistungsentgelt zu senken. Sofern sie dadurch regelmäßig nachweislich einen geringeren Beitrag zur Jahreshöchstlast ihrer Netz- bzw. Umspannebene leisten, wird eine atypische Netznutzung mit einer Reduktion des Netzentgeltes auf mindestens 20 Prozent des veröffentlichten Entgeltes möglich.³⁵⁰

Weiterhin kann stromintensive Industrie durch Vergleichmäßigung der Stromentnahme bei einer Abnahme von mindestens 10 GWh das Privileg von Netzentgeltreduktion in Anspruch nehmen. Das Netzentgelt beträgt minimal 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes bei einer Benut-

³⁴⁵ Vgl. Just und Weber (2015).

³⁴⁶ Vgl. StromNEV (2011), § 15 ff.

³⁴⁷ Vgl. ebd., Anlage 4.

³⁴⁸ Es werden zwei Tarife in Abhängigkeit der Benutzungsdauer unterschieden. Die Benutzungsdauer berechnet sich als Quotient der bezogenen Energie und dem höchsten viertelstündlichen Leistungsmittelwert im jeweiligen Abrechnungszeitraum. Für Verbraucher mit einer Benutzungsdauer von mehr als 2.500 h/a sind verringerte Netzentgelte zu entrichten. Vgl. ebd., § 17 und Anlage 4.

³⁴⁹ Vgl. ebd., § 17.

³⁵⁰ Vgl. ebd., § 19.

zungsstundenzahl von mindestens 7.000 h/a. Es beträgt mindestens 15 Prozent bei mindestens 7.500 h/a und minimal 10 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes bei mindestens 8.000 h/a.³⁵¹

Die Senkung von Netzentgelten durch Verbraucher bzw. Industriekraftwerke wird bereits aktiv betrieben, wie die Anzahl der Anträge auf Befreiung bzw. Reduktion in den vergangenen Jahren gezeigt hat.³⁵² Das Ziel, die eigene Netzspitze zu verringern, trägt grundsätzlich zur Entlastung der Netze bei. Auf weiteren Netzausbau kann jedoch nur bedingt verzichtet werden, da es ansonsten im Falle einer Zuschaltung der Gesamtleistung des Verbrauchers (z. B. bei niedrigen Strompreisen resultierend aus hoher EE-Einspeisung) zu Netzüberlastungen käme. Weiterhin ist zu diskutieren, ob die derzeitigen standortspezifischen Anreize für Lastspitzenkappung zum gleichen Ergebnis führen wie ein Flexibilitätseinsatz im Gesamtsystem.

Eine Modellierung der Netzentgelte über Netzengpässe wird daher in der Folge ebenfalls nicht vorgenommen.

4.3 Überblick über die Analysemethodik

Die vorangegangene Betrachtung der diversen Vermarktungsoptionen hat gezeigt, dass insbesondere ein Einsatz der regelbaren Potenziale im Spotmarkt näher zu untersuchen ist.³⁵³ Um das Verhalten von Lasten im kurzfristigen Elektrizitätsmarkt darstellen zu können, soll deshalb eine Day-ahead-Vermarktung im Rahmen eines Marktsimulationsmodells abgebildet werden. Benötigt werden hierzu insbesondere Regelpotenziale der Lasten sowie deren Kosten für eine Zu- bzw. Abschaltung bei einer zu definierenden Stromnachfrage.

EWI (2012) hat, wie zuvor erwähnt, darauf hingewiesen, dass wenig Literatur zum DSM existiert und Schätzungen der regelbaren Leistungen teilweise weit auseinander liegen.³⁵⁴ Darüber hinaus gibt es nur wenige Informationen über die ökonomischen Auswirkungen einer Zu- bzw. Abschaltung von regelbaren Lasten sowie über die Initialkosten für eine Befähigung zur Steuerung von regelbaren Lasten.³⁵⁵

Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Arbeit zunächst eine empirische Analyse durchgeführt, auf deren Basis sich soziale und technisch-soziale Potenziale für in Frage kommende Lastflexibilität ermitteln lassen. Anschließend werden technisch-soziale Potenziale und Einsatzkosten als Eingangsdaten für eine Marktsimulation abgeleitet. Hieraus lassen sich schließlich die ökonomischen Potenziale bestimmen, für die eine Integration in den Elektrizitätsmarkt wirtschaftlich sinnvoll ist. Abbildung 17 zeigt einen Überblick über die Analysemethodik.

³⁵¹ Vgl. StromNEV (2013), S. 3254.

³⁵² Vgl. hierzu auch Kapitel 5.2.3.2.

³⁵³ Die Annahme deckt sich mit dem Interesse der Politik, Lasten in den Elektrizitätsmarkt zu integrieren. Vgl. z. B. BMW (2015b), S. 39 sowie S. 46 f.

³⁵⁴ Vgl. EWI (2012), S. 31.

³⁵⁵ Vgl. hierzu z. B. Consentec (2011), S. 28 f.

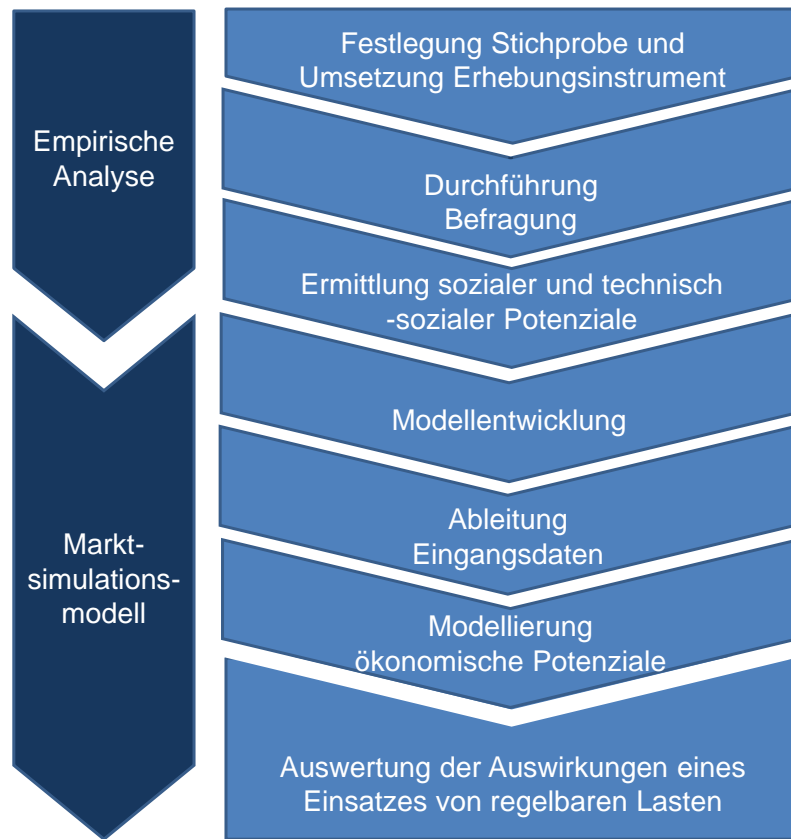


Abbildung 17: Analysemethodik

5 Methodik und Ergebnisse der empirischen Analyse

Entsprechend den Ausführungen zur allgemeinen Methodik werden im folgenden Kapitel die Methodik sowie die Ergebnisse der empirischen Analyse dargestellt. Zunächst wird in Kapitel 5.1 diskutiert, wie relevante energieintensive Branchen und Prozesse identifiziert werden können, sodass eine Stichprobe für die durchzuführende Befragung abgeleitet werden kann. Die Ergebnisse werden in Kapitel 5.2 dargelegt.

Anschließend wird in Kapitel 5.3 das Erhebungsinstrument in Form eines Fragebogens entwickelt, mit dessen Hilfe die notwendigen Informationen für die Auswertung von sozialen, technisch-sozialen und ökonomischen Potenzialen abgefragt werden können.

Kapitel 5.4 geht auf die Durchführung der Befragung mit Beschreibung des Vorgehens bei der Auswertung ein. Die ermittelten sozialen und technisch-sozialen Potenziale werden in Kapitel 5.5 diskutiert. Kapitel 5.6 fasst die Ergebnisse der empirischen Analyse zusammen.

Abbildung 18 zeigt die Analysemethodik.

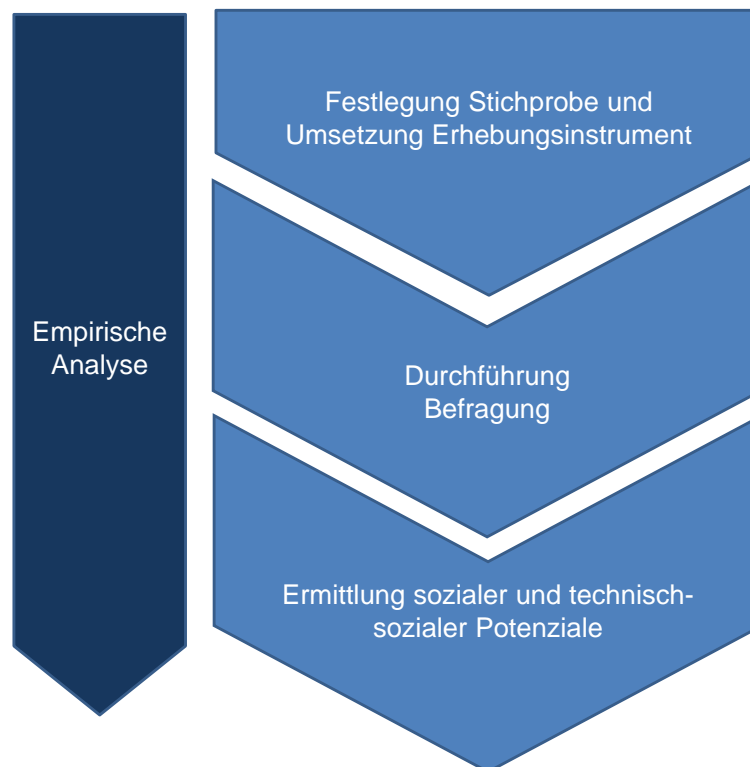


Abbildung 18: Methodik hinsichtlich der empirischen Analyse

5.1 Verfahren zur Identifikation geeigneter Branchen mit stromintensiven Prozessen

Die Diskussion regelbarer Nachfragepotenziale in Kapitel 2.4.3 hat gezeigt, dass der spezifische Stromverbrauch pro Letztverbraucher im industriellen Sektor durchschnittlich am größten ist. Weiterhin wurde herausgearbeitet, dass die notwendige Infrastruktur im Kleinkundensegment häufig noch nicht vorhanden ist. Eine Aufrüstung ist mit hohen Kosten verbunden. Aus diesem Grund wird

in der Folge der Fokus auf einzelne Branchen mit stromintensiven Prozessen gelegt. Zu deren Bestimmung werden diverse Identifikationsverfahren angewendet, die in der Folge erläutert werden. Die Auswertung der Verfahren erfolgt in Kapitel 5.2.

5.1.1 Auswertung ausgewählter Literatur zu regelbaren Lasten

Zunächst wird veröffentlichte Fachliteratur hinsichtlich der Branchen mit als geeignet deklarierten Prozessen für nachfrageseitige Lastenanpassung geprüft. Die Ergebnisse der Literatursichtung werden qualitativ ausgewertet.

5.1.2 Bestimmung des Stromverbrauchs stromintensiver Branchen

Um eine Indikation zu erhalten, ob es über die in der veröffentlichten Fachliteratur genannten regelbaren Lasten weitere stromintensive Prozesse gibt, sollen veröffentlichte Daten zur Aufteilung des Energieverbrauchs innerhalb einer Branche ausgewertet werden. Durch diese Statistik können zunächst keine Aussagen zu stromseitig regelbaren Leistungen getroffen werden, wohl jedoch über die approximierte durchschnittliche Bezugsleistung, von der sich ggf. Teile erhöhen oder absenken lassen.

Eine durchschnittliche Bezugsleistung $P_{Va}(k)$ pro Stromkunde einer Branche $k \in B$ ließe sich durch Bildung des Quotienten des Gesamtverbrauchs der Kunden $e(k)$, der Anzahl der Kunden $v(k)$ sowie einer angenommenen Vbh-Zahl $t_{voll}(k)$ bestimmen. Folgende Formel (38) gibt den Zusammenhang in mathematischer Notation wieder:

$$P_{Va}(k) = \frac{e(k)}{v(k)t_{voll}(k)} \quad (38)$$
$$\forall k \in B$$

Mit Formel (38) kann in erster Näherung ermittelt werden, ob eine vertiefende Betrachtung der jeweiligen Branche interessant sein könnte.

5.1.3 Auswertung von Entlastungstatbeständen

Eine weitere Möglichkeit zur Identifikation von stromintensiven Kundengruppen ist die Auswertung von Veröffentlichungen zu Entlastungstatbeständen. Diese Ausnahmeregelungen gelten in Deutschland für Letztverbraucher mit großem Stromverbrauch und einem hohen Anteil von Energiekosten in Bezug auf die Bruttowertschöpfung. Insbesondere gehören hierzu:

- Befreiung bzw. Reduktion von der Strom- und Energiesteuer,
- Befreiung von den Netzentgelten,
- Minderung der EEG-Umlage sowie
- Strompreiskompensation im Rahmen des Emissionshandels.

Diese Entlastungstatbestände werden näher charakterisiert.

5.1.3.1 Befreiung bzw. Reduktion der Strom- und Energiesteuer

Wie in Kapitel 2.2.3 einführend vorgestellt, unterliegt elektrischer Strom seit 1999 der Stromsteuer. Derzeit beträgt die Stromsteuer 20,50 €/MWh.³⁵⁶ Allerdings können auf Antrag Ermäßigungen um 5,13 €/MWh gestattet werden. Reduktionen gibt es nur für bestimmte Prozesse von Unternehmen des produzierenden Gewerbes (sowie für Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft), die im Gesetz gelistet sind.³⁵⁷

Beim Energiesteuergesetz können ebenfalls Entlastungen für bestimmte Prozesse des produzierenden Gewerbes gewährt werden. Diese sind abhängig vom eingesetzten, versteuerten Energieerzeugnis.³⁵⁸

Um energieintensive Branchen, Prozesse und Unternehmen mit Ausnahmeregelungen zu identifizieren, ist der Definition des produzierenden Gewerbes bzw. der relevanten Prozesse einzelner Branchen gemäß den Gesetzen zu folgen. Ferner werden im Subventionsbericht des Bundesministeriums für Finanzen Fallzahlen genannt, über die eine Anzahl relevanter Unternehmen abgeleitet werden kann.

5.1.3.2 Befreiung von Netzentgelten für stromintensive Unternehmen

Letztverbraucher zahlen Entgelte für die Nutzung des Stromnetzes. Ausnahmen bilden solche Großverbraucher, die einen Mindestverbrauch von 10 GWh bei einer bestimmten Anzahl an Benutzungsstunden haben. Darüber hinaus gibt es Regelungen zu individuellen Netzentgelten bei atypischer Netznutzung. Hierbei können die Entgelte reduziert werden, wenn der Höchstlastbetrag offensichtlich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast der betroffenen Netz- bzw. Umspannebene abweicht.

Über die Genehmigung eines Antrags auf Entgeltreduktion entscheidet die BNetzA.³⁵⁹ Anträge und Bescheide werden auf der Veröffentlichungsplattform der BNetzA publiziert. Um energieintensive Branchen, Prozesse und Unternehmen zu identifizieren, ist eine Auswertung der Anträge bzw. Bescheide durchzuführen.

5.1.3.3 Verminderte EEG-Umlage

Die Kosten der Einspeisevergütung von EE werden, wie in Kapitel 2.2.1 dargestellt, über die sogenannte EEG-Umlage auf die Stromverbraucher verteilt. Nach § 40 EEG gibt es jedoch für das produzierende Gewerbe (sowie Schienenbahnen) besondere Ausnahmeregelungen.

Unternehmen des produzierenden Gewerbes müssen hierzu einerseits nachweisen, dass sie an der Abnahmestelle im letzten Geschäftsjahr mindestens Strom in Höhe von 1 GWh verbraucht haben. Andererseits müssen die von den Unternehmen zu tragenden Stromkosten im Verhältnis zur

³⁵⁶ Vgl. StromStG (2011), § 3.

³⁵⁷ Vgl. ebd., § 9b.

³⁵⁸ Vgl. EnergieStG (2009), § 54.

³⁵⁹ Vgl. StromNEV (2011), § 19, Abs. 2, S. 3.

Bruttowertschöpfung mindestens 14 Prozent betragen.³⁶⁰ Zuständig für die Genehmigung der Anträge ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.³⁶¹

5.1.3.4 Strompreiskompensation im Rahmen des Emissionshandels

Im Rahmen des Emissionshandels wurden von der Europäischen Kommission Beihilfemaßnahmen für Unternehmen in Sektoren festgelegt, bei denen aufgrund der zusätzlichen Kosten für CO₂-Zertifikate eine Verlagerung in das außereuropäische Ausland befürchtet wird. Ziel ist es, im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen mit stromintensiven Prozessen zu entlasten. Auf den Strompreis überwälzte Kosten für Emissionszertifikate können dazu führen, dass die Unternehmen an Wettbewerbsfähigkeit, insbesondere gegenüber Mitbewerbern aus Ländern ohne Emissionshandel, verlieren. Es besteht die Gefahr, dass Industrie in solche Länder abwandert, was zu einem globalen Anstieg von Emissionen führen könnte und so die Ziele des Emissionshandels konterkariert. Stromintensive Prozesse lassen sich durch die Auswertung der Beihilfe-Leitlinien ermitteln.³⁶²

5.2 Identifikation geeigneter Branchen mit stromintensiven Prozessen

Im folgenden Kapitel werden die zu betrachtenden Branchen, wie im vorangegangenen Kapitel 5.1 beschrieben, ausgewählt.

5.2.1 Ergebnisse der Auswertung von Fachliteratur zu regelbaren Lasten

Im Rahmen dieses Kapitels werden die Veröffentlichungen von Klobasa (2007), Dena (2010), FfE (2010) sowie VDE (2012b) herangezogen.³⁶³

Klobasa (2007) untersucht im Bereich der Grundstoffchemie die Chlorelektrolyse und die Luftzerlegung. Bei den NE-Metallen werden die Aluminium-, die Kupfer- und die Zinkelektrolyse betrachtet. Darüber hinaus werden die Stahlerzeugung nach dem Elektrolichtbogenverfahren, die Holzstoffherstellung, Altpapieraufbereitung und Papierherstellung in der Papierindustrie sowie Zement- und Rohmehlmühlen bei der Zementherstellung beleuchtet. Im Bereich der Querschnittstechnologien werden Kältekompressoren, Kühlhäuser und Klimatisierung geprüft.³⁶⁴

Dena (2010) untersucht ebenfalls das Potenzial nachfrageseitiger Lastanpassung und prüft dabei die Industriebranchen Chemie, Aluminium, Stahl, Papier und Zement. Unter Querschnittstechnologien fallen die Prozesskälte, Druckluft und Belüftung.³⁶⁵

FfE (2010) schätzt die nachfrageseitige Flexibilität „[...] [auf] Basis verschiedener Veröffentlichungen zum Lastmanagement und den langjährigen [eigenen] Erfahrungen [...] im Bereich der indust-

³⁶⁰ Vgl. EEG (2012), § 41, Abs. 1.

³⁶¹ Vgl. ebd., § 43.

³⁶² Vgl. Europäische Kommission (2012), S. 6.

³⁶³ Zu begründen ist die Wahl einerseits damit, dass Klobasa (2007), Dena (2010) und FfE (2010) vielzitierte Veröffentlichungen auf diesem Gebiet darstellen. Andererseits findet mit VDE (2012b) eine zum Zeitpunkt der Festlegung der relevanten Branchen aktuelle Studie Berücksichtigung.

³⁶⁴ Vgl. Klobasa (2007), S. 68.

³⁶⁵ Vgl. Dena (2010), S. 421 ff.

riellen Energieanalysen³⁶⁶ ab. Genannt werden die energieintensiven Branchen Chemieindustrie, Metallverarbeitung, Papierindustrie, Ernährung, Kfz, Maschinenbau, Glasindustrie sowie restliche Industrie.³⁶⁷

VDE (2012b) wiederum erfasst theoretische Verschiebepotenziale von industriellen Prozessen mittels Fragebogen und rechnet die Potenziale auf die entsprechenden Branchen hoch. Referenzjahr ist das Jahr 2010. Als relevant wurden die chemische Industrie (Chlorelektrolyse und Druckluft), die Metallindustrie (Aluminiumelektrolyse und Stahl-Elektrolichtbogenverfahren), die Papierindustrie (Holzstoffherstellung und Papiermaschinen) sowie die Zementindustrie (Zementmühlen) eingeschätzt. Bei der Bestimmung der Potenziale werden das Lastabwurfpotenzial in Abhängigkeit von der installierten Leistung und den Volllaststunden sowie das Lastmanagementpotenzial unter Berücksichtigung eventueller Anforderungen an einen Teillastbetrieb unterschieden.³⁶⁸

Die folgende Tabelle 11³⁶⁹ gibt einen zusammenfassenden Überblick der in der Literatur untersuchten Branchen und Prozesse.³⁷⁰

Tabelle 11: Branchen und Prozesse mit regelbaren Lastpotenzialen

Branche	Prozess	Klobasa (2007)	Dena (2010)	FfE (2010)	VDE (2012b)
Grundstoffchemie	Chlorelektrolyse	x	x	(x)	x
	Lichtbogenreaktoren				x
Nicht-Eisen-Metalle	Aluminiumelektrolyse	x	x	(x)	x
	Kupferelektrolyse	x			
	Zinkelektrolyse	x			
Stahl	Elektrolichtbogenofen	x	x	(x)	x
Papier und Papp	Holzstoffherstellung	x	x	(x)	x
	Altpapieraufbereitung	x			
	Papiermaschinen	x			x

³⁶⁶ FfE (2010), S. 14.

³⁶⁷ Vgl. FfE (2010), S. 15.

³⁶⁸ Vgl. VDE (2012b).

³⁶⁹ Mit „(x)“ wird angegeben, dass vermutet wird, dass eine Branche bzw. ein Prozess betrachtet wurde.

³⁷⁰ Die Ergebnisse decken sich mit dem Eigenverständnis der Industrie hinsichtlich ihrer Energieintensivität. Die energieintensiven Industrien Deutschlands gliedern sich in folgende Verbände und Interessensgemeinschaften: Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI), Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM), Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl), Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP), Bundesverband Baustoffe – Steine und Erden e. V. (BBS) und der Bundesverband Glasindustrie e. V. (BV Glas). Vgl. BBS et al. (2013).

Steine und Erden: Zement	Rohmehlmühlen	x	x	
	Zementmühlen	x	x	x
Glas	Ohne Angabe			x
Kraftfahrzeuge	Ohne Angabe			x
Ernährung	Ohne Angabe			x
Querschnitts- technologien	Kältekompressoren, Pro- zesskälte, Kühlhäuser	x	x	
	Klimatisierung, Belüftung	x		
	Luftzerlegung, Druckluft	x	x	x
	Prozessdampf, Wärme			x

5.2.2 Quantifizierungen des Stromverbrauchs stromintensiver Branchen

Für eine Auswertung des Stromverbrauchs je Unternehmen einer Branche werden gemäß der in Kapitel 5.1.2 genannten Formel der Stromverbrauch je Wirtschaftszweig bzw. Branche, die Anzahl der Betriebe sowie die Vbh benötigt.

Diese Zahlenwerte können den veröffentlichten Daten des Bundesamtes für Statistik entnommen werden. Für den jährlichen Stromverbrauch wurden die verfügbaren Daten für die Jahre 2010 bzw. 2011 herangezogen.³⁷¹ Im Hinblick auf die Anzahl der Betriebe einer Branche wurden die entsprechenden veröffentlichten Zahlen des jeweiligen Referenzjahres gewählt.³⁷²

Stromintensive Branchen mit einem Verbrauch größer 10 TWh/a finden sich im Bereich der Herstellung von chemischen Erzeugnissen, der Metallerzeugung und -bearbeitung, dem Maschinenbau, der Herstellung von Papier, Kraftwagen und Kraftwagenteilen, Nahrungs- und Futtermitteln, Metallerzeugnissen, Gummi- und Kunststoffwaren sowie Glas und Keramik.

Abbildung 19³⁷³ zeigt eine Übersicht zum Stromverbrauch und zur Anzahl der Betriebe.

³⁷¹ Vgl. Destatis (2012b); Destatis (2013d).

³⁷² Vgl. Destatis (2013c).

³⁷³ Vgl. Destatis (2012b); Destatis (2013d); Destatis (2013c).

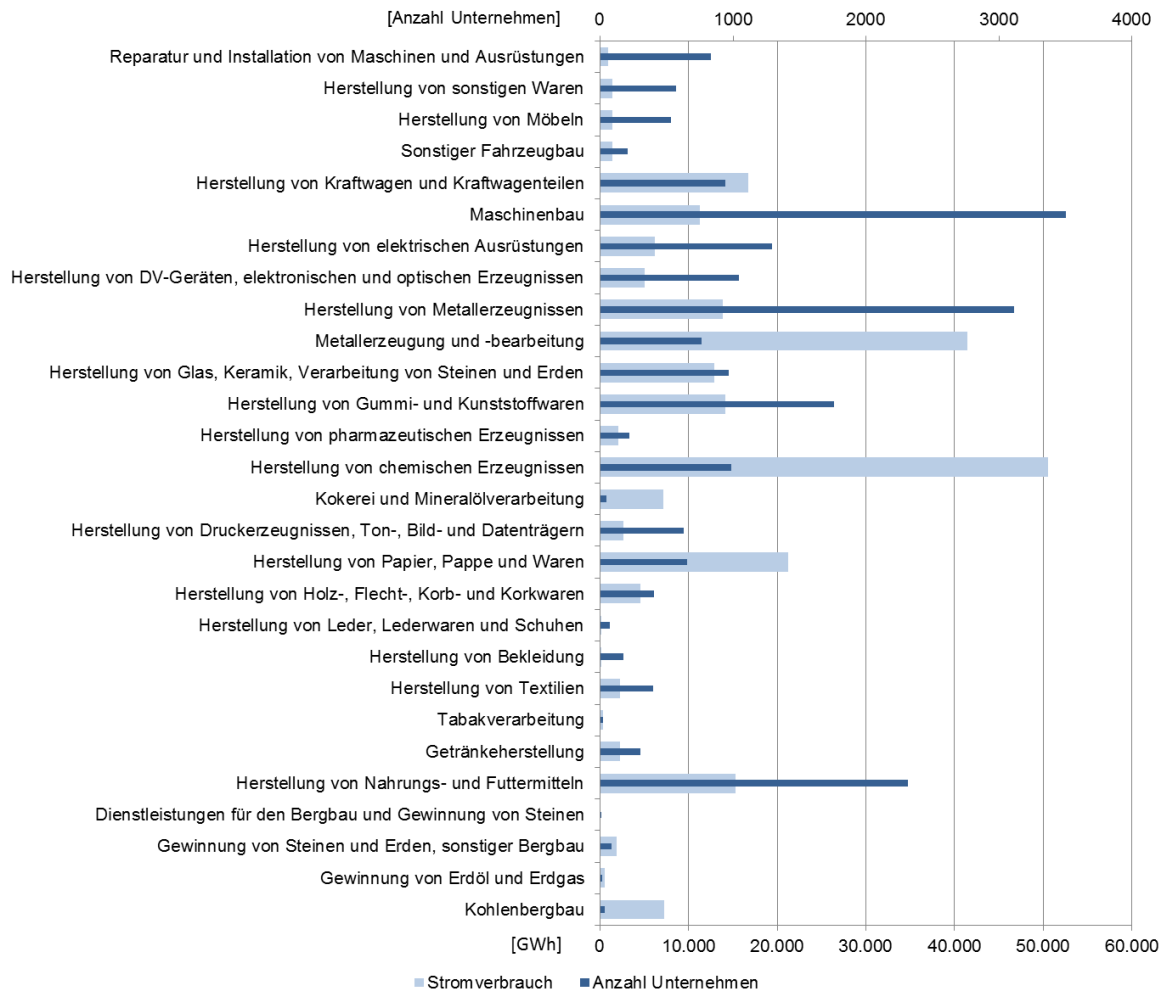


Abbildung 19: Stromverbrauch und Anzahl Unternehmen je Wirtschaftszweig (2010 bzw. 2011)

Der Branchenverbrauch kann jedoch nur bedingt als Indikator für die Stromintensität herangezogen werden. Aus diesem Grund wird in der Folge als erste Näherung die Verbraucherleistung pro Unternehmen im Jahresmittel gewählt. Abbildung 20 zeigt die Ergebnisse der Auswertung.

Bei Betrachtung des spezifischen durchschnittlichen Leistungsbezugs je Unternehmen zeigt sich im Vergleich zur Übersicht des Gesamtstromverbrauchs aller Branchen ein verändertes Bild. Auffällig sind der Kohlenbergbau mit ca. 23 MW durchschnittlichem Leistungsbezug, die Kokerei und Mineralölverarbeitung mit rund 16 MW, (weiterhin) die Metallerzeugung und -bearbeitung sowie die Chemiebranche mit jeweils ca. 6 MW und die Gewinnung von Erdöl und Erdgas sowie (weiterhin) die Herstellung von Papier, Pappe und Waren mit jeweils rund 4 MW.



Abbildung 20: Durchschnittliche Leistungsaufnahme je Unternehmen

5.2.3 Ergebnisse zu Entlastungstatbeständen bei hohem Energieverbrauch

In der Folge werden die Branchen vorgestellt, die aufgrund von Entlastungstatbeständen reduzierte Entgelte zahlen oder von den Abgaben befreit sind.

5.2.3.1 Befreiung bzw. Reduktion der Strom- und Energiesteuer

Zu den Privilegierten in Bezug auf die Strom- und Energiesteuer gehören Unternehmen des produzierenden Gewerbes.

Bei der Stromsteuer werden folgende Prozesse aufgeführt:³⁷⁴

- Elektrolysen,
- die Herstellung von Glas, Glaswaren und keramischen Erzeugnissen,
- die Herstellung von Zement, Kalk, gebranntem Gips und Erzeugnissen aus Beton,
- die Metallerzeugung und -bearbeitung sowie
- chemische Reduktionsverfahren.

³⁷⁴ Vgl. StromStG (2011), § 9a, Abs. 1.

Bei der Energiesteuer gilt die Entlastung für alle zuvor aufgeführten Prozesse mit Ausnahme der Elektrolysen.³⁷⁵

5.2.3.2 Befreiung von Netzentgelten für stromintensive Unternehmen

Von den Netzentgelten befreit wurden vor 2011 Unternehmen mit einem Strombezug von 10 GWh und mehr als 7.500 Vbh. Ab 2011 wurde die Grenze auf 7.000 Vbh gesenkt.

Bei Auswertung zu privilegierten Branchen für die Jahre 2008 bis 2010 wird ersichtlich, dass es insbesondere in der Aluminium-, Chemie-, Gas-, Glas-, Metall-, Nahrungsmittel- und Ölindustrie Unternehmen mit hohem Stromverbrauch gibt.³⁷⁶ Exemplarisch wird in Tabelle 12³⁷⁷ das Bezugsjahr 2010 vorgestellt.

Tabelle 12: Auswertung zu Netzentgeltbefreiungen (2010)

Branche	Anträge [Anzahl]	Befreite Strommenge [GWh]	Befreite Strom- menge pro Betrieb [GWh]	Durchschnittlicher Leistungsbezug [MW]
Aluminium	4	9.422	2.356	314
Chemie	9	4.978	553	74
Gas	2	503	252	34
Glas	3	155	52	7
Metall (inklusive Nicht-Eisen-Metall- industrie)	2	1.477	739	98
Nahrungs- und Ge- nussmittel	1	54	54	7
Öl	2	718	359	48

³⁷⁵ Vgl. EnergieStG (2009), § 51 Abs. 1.

³⁷⁶ Vgl. Deutscher Bundestag (2012), S. 3 f.

³⁷⁷ Vgl. ebd. Exemplarisch wird der durchschnittliche Strombezug durch Division der befreiten Strommenge pro Unternehmen mit 7.500 Vbh ermittelt.

Bei der befreiten Strommenge pro Unternehmen stellen Aluminiumhütten mit durchschnittlich 2,3 TWh die höchsten spezifischen Stromverbraucher dar. Einzelne Standorte der Metallindustrie folgen mit ungefähr 740 GWh vor der Chemieindustrie mit etwa 550 GWh, der Ölindustrie mit ca. 360 GWh sowie Gasunternehmen mit etwa 250 GWh. Geteilt durch die mindestens notwendigen 7.500 Vbh kommen die Unternehmen in der Aluminiumbranche auf einen durchschnittlichen Leistungsbezug von über 300 MW, die der Metallindustrie auf ca. 100 MW, die der Chemieindustrie auf rund 75 MW, die der Ölindustrie auf etwa 50 MW und die der Gasindustrie auf ca. 35 MW.

Für das Jahr 2012 haben 136 Unternehmen einen Antrag auf Befreiung gestellt. Es handelt sich dabei insbesondere um Stahlwerke, weitere Unternehmen der NE-Metall- und Metallindustrie, Zeitungsverlage, Kühlhäuser und Bäckereien.³⁷⁸

5.2.3.3 Verminderte EEG-Umlage

Im Hinblick auf die verminderte EEG -Umlage kann ebenfalls auf Auswertungen in der Sekundärliteratur zurückgegriffen werden. Die höchsten spezifischen, durchschnittlichen Verbräuche entfallen dabei auf Betriebe aus der Stahlindustrie (390 GWh), der NE-Metallindustrie (316 GWh), der Chemieindustrie (168 GWh) sowie der Zement- (152 GWh) und Papierindustrie (126 GWh).

Eine Übersicht aller betrachteten Branchen zeigt Tabelle 13³⁷⁹.

Tabelle 13: Auswertung zu EEG-Anträgen (2012)

Branche	Anträge [Anzahl]	Privilegierter Letztverbrauch [GWh]	Durchschnittlicher Letzt- verbrauch pro Betrieb [GWh]
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	146	24.532	168
Papiergewerbe	103	13.027	126
Erzeugung bzw. erste Bearbeitung von NE-Metallen	33	10.420	316
Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	23	8.968	390
Schienenbahnen	53	4.833	91

³⁷⁸ Vgl. Deutscher Bundestag (2013), S. 2 f.

³⁷⁹ Vgl. BMU (2013b), S. 13.

Herstellung von Zement	24	3.647	152
Holzgewerbe (ohne Möbel)	87	2.776	32
Metallerzeugung und -bearbeitung	133	4.185	31
Ernährungsgewerbe	274	3.719	14
Textilgewerbe	45	743	17
Kunststoff und Gummi	252	2.977	12
Glas	59	2.370	40
Sonstige Branchen	445	11.399	26

5.2.3.4 Strompreiskompensation im Rahmen des Emissionshandels

Im Anhang zu den Leitlinien zu Beihilfemaßnahmen finden sich Sektoren und Teilsektoren, bei denen aufgrund indirekter CO₂-Kosten davon ausgegangen wird, dass ein erhebliches Verlagerungsrisiko besteht. Hierzu gehören:³⁸⁰

- Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium, Blei, Zink, Zinn und Kupfer,
- Erzeugung von Roheisen, Stahl, Ferrolegierungen einschließlich nahtloser Stahlrohre,
- Gewinnung von Mineralien für die Herstellung von chemischen Erzeugnissen sowie Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen und Chemikalien,
- Herstellung von Chemiefasern,
- Herstellung von Kunststoffen in Primärformen (z. B. Polyethylen Polypropylen, Polyvinylchlorid und Polycarbonat),
- Herstellung von Papier, Karton und Pappe,

³⁸⁰ Vgl. Europäische Kommission (2012), S. 25.

- Mechanischer Holzschliff bei der Herstellung von Holz- und Zellstoff,
- Eisenerzbergbau,
- Herstellung von Lederbekleidung,
- Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen sowie
- Baumwollaufbereitung und -spinnerei.

5.2.4 Ableitung relevanter Branchen und Prozesse

Die Ableitung der für diese Arbeit als relevant erachteten Branchen und Produktionsprozesse erfolgt durch Gegenüberstellung der in der Fachliteratur bereits betrachteten Prozesse mit den potenzialversprechenden Branchen gemäß der Auswertung zum Stromverbrauch bzw. den Entlastungstatbeständen.

Aufgrund der Häufigkeit der Potenzialbewertung in der Fachliteratur scheinen insbesondere die Chlorelektrolyse, Elektrolysen der NE-Metallindustrie, die Stahlherstellung nach dem Elektrolichtbogenverfahren, die Holzstoff- und Zementherstellung sowie die Querschnittstechnologien Prozesskälte und Luftzerlegung über nutzbare Regelpotenziale zu verfügen.

Bei Auswertung der durchschnittlichen Leistungsaufnahme fallen über die Metallerzeugung und Papierherstellung hinaus insbesondere der Kohlenbergbau, die Kokerei und Mineralölverarbeitung sowie die Gewinnung von Erdöl und Erdgas mit einem hohem Leistungsbezug auf.

In Bezug auf die Entlastungstatbestände wird neben den bereits erwähnten Branchen die Glasindustrie vermehrt genannt.

Aus diesem Grund werden im Rahmen der empirischen Analyse Unternehmen der folgenden Branchen mit den genannten Prozessen befragt:

- Chemische Industrie: Chlorelektrolyse und Luftzerlegung,
 - NE-Metallindustrie: Aluminium-, Kupfer- und Zinkelektrolyse,
 - Stahlindustrie: Elektrolichtbogenverfahren,
 - Papierindustrie: Holzstoffherstellung, Altpapieraufbereitung und Papiermaschinen,
 - Zementindustrie: Rohmehl- und Zementherstellung,
 - Glasindustrie: Glasherstellung,
 - Kohletagebau: Braunkohleförderung sowie
 - Raffinerien: Mineralölproduktion.
-

5.3 Kategorien und Merkmale der empirischen Analyse zu regelbaren Lasten

Nach Festlegung der relevanten Branchen und Prozesse ist das Erhebungsinstrument zu konzipieren, mit dem die für die Marktsimulation notwendigen Daten abgefragt werden können. Nachfolgend werden in Abschnitt 5.3.1 die methodischen Grundüberlegungen zur empirischen Erhebung vorgestellt. In Abschnitt 5.3.2 wird eine Abgrenzung zu in der Fachliteratur verwendeten Erhebungsinstrumenten durchgeführt. Abschnitt 5.3.3 gibt einen Überblick über das eigene Erhebungsinstrument.

5.3.1 Methodische Grundüberlegungen zum Erhebungsinstrument

Der Fragebogen stellt in der empirischen Forschung eine wichtige und die vermutlich am häufigsten genutzte Methode quantitativer Forschung dar.³⁸¹ Von Vorteil ist, dass er breit gefächert sein kann und flexibel einsetzbar ist. So lassen sich diverse Sachverhalte erfassen und in vergleichsweise kurzer Zeit viele Personen befragen. Die Befragung kann in Papierform, über ein Computerprogramm oder online über das Internet erfolgen.

Für die Konzeption eines Fragebogens empfiehlt sich, eine klare Einleitung mit Beschreibung des Inhalts und Zwecks des Fragebogens für eine bestimmte Zielgruppe (Stichprobe) sowie das Befragungsprinzip (ggf. ergänzt um Instruktionen zur Beantwortung der Fragen) voranzustellen. Nach einem Einstiegs- bzw. Aufwärmbereich folgen ein oder mehrere Hauptteile sowie der Abschlussteil, in dem Fragebereiche (Items) aufgeführt werden können, die für die Befragung nicht von maßgeblicher Bedeutung sind.³⁸²

Die Rahmenbedingungen, unter denen die Befragung durchgeführt wird, ist über die gesamte Stichprobe möglichst gleich zu gestalten. Beispielsweise sollten die zeitlichen Vorgaben (Frist, Dauer der Befragung) einheitlich sein. Darüber hinaus sollte die Befragung von den Befragten als angenehm empfunden werden. Möglichkeiten hierzu bieten die Gewährleistung der Anonymität oder das Schaffen von Anreizen (u. a. Vergütung für die Teilnahme oder Zugriff auf Forschungsergebnisse).³⁸³

Die Fragen können nach dem Inhalt und der Form unterschieden werden. Hinsichtlich der Form werden bei der Konzeption eines Fragebogens unstandardisierte (offene) und standardisierte (geschlossene) Fragen sowie teilstandardisierte (halboffene) Mischformen verwendet.³⁸⁴ Unstandardisierte Fragen zeichnen sich dadurch aus, dass sie sich durch Eigenformulierungen beantworten lassen. Die antwortende Person muss sich dabei nicht an durch den Fragebogen-Entwickler vorgegebene Kategorien halten und kann nach eigener Vorstellung antworten. Von Nachteil sind offene Fragen für Personen, die Probleme mit der Verbalisierung haben. Zudem gelten unstandardisierte Fragen im Vergleich zu standardisierten als schwerer auszuwerten.³⁸⁵

³⁸¹ Vgl. hierzu und zum folgenden u. a. Reinders et al. (2011), S. 53.

³⁸² Vgl. ebd., S. 55 ff.

³⁸³ Vgl. Aschemann-Pilshofer und Prensberger (2001), S. 9.

³⁸⁴ Vgl. Reinders et al. (2011), S. 58; Porst (2011), S. 51.

³⁸⁵ Vgl. Aschemann-Pilshofer und Prensberger (2001), S. 14; Reinders et al. (2011), S. 59.

Geschlossene, standardisierte Fragen werden durch Ankreuzen, Reihung oder Einfügen von Ziffern beantwortet. Es gibt eine begrenzte, definierte Anzahl infrage kommender Antwortmöglichkeiten. Einfach- oder Mehrfachnennungen sind möglich.³⁸⁶ Beispiele für Einfachnennungen sind sprachlich-ordinale Merkmale zu Häufigkeiten (nie – selten – gelegentlich – oft – immer), der Intensität (gar nicht – kaum – mittelmäßig – ziemlich – außerordentlich), der Wahrscheinlichkeit (keinesfalls – wahrscheinlich nicht – vielleicht – ziemlich wahrscheinlich – ganz sicher) oder der Bewertung von Aussagen (völlig falsch – ziemlich falsch – unentschieden – ziemlich richtig – richtig).³⁸⁷ Darüber hinaus finden „Ja/Nein“-Fragen, auch dichotome Fragen genannt, oder das Verteilen von Schulnoten (Rating-Skalen) häufig Anwendung.³⁸⁸ Bei Mehrfachnennungen wiederum sind eine oder mehrere Antworten aus einer vorgegebenen Anzahl auszuwählen.³⁸⁹

Geschlossene Fragen können um einzelne offene Fragen ergänzt werden, um z. B. Erläuterungen oder Einschränkungen aufzunehmen.³⁹⁰ Denkbar sind darüber hinaus Mischformen, die Antwortmöglichkeiten enthalten und zudem eine offene Kategorie für eigene Antworten anbieten.³⁹¹

Im Hinblick auf die Formulierung der Fragen ist darauf zu achten, dass sie möglichst einfach und genau sind. Unterschiedliche Aspekte sind in getrennten Fragen zu erheben. Verfälschungstendenzen können vermieden werden, indem neutral formuliert wird. Hierdurch wird eine Polung hin zu Ja- oder Nein-Tendenzen oder Tendenzen zur Unentschiedenheit vermieden. Unklare Fachbegriffe sollten erläutert oder ganz herausgelassen werden. Darüber hinaus sollten keine mehrfachen Verneinungen vorkommen.³⁹²

5.3.2 Abgrenzung zu Erhebungsinstrumenten bzw. dem Vorgehen anderer wissenschaftlicher Veröffentlichungen

In den im Rahmen dieser Arbeit diskutierten Quellen zu nachfrageseitiger Flexibilität in Deutschland nach Kapitel 2.4.3.2 bzw. Kapitel 5.2.1 werden i. d. R. keine Designs von ggf. eingesetzten Fragebögen offengelegt. Die viel zitierte Veröffentlichung von Stadler (2005) verwendet zum Beispiel keine Befragung, sondern eine Modellierung zur Abbildung des Betriebsverhaltens (z. B. Flexibilität mit Bezug auf Außentemperatur). Die zu- bzw. abschaltbaren Lasten werden als Durchschnitt angegeben und auf installierte Leistungen bzw. Verbräuche in Deutschland hochgerechnet.³⁹³

³⁸⁶ Vgl. Porst (2011), S. 51.

³⁸⁷ Im Hinblick auf die Anzahl von Abstufungen der Antwortmöglichkeiten bei solchen Skalen-Fragen kann auf eine Mittelkategorie verzichtet werden, um der Tendenz zur Mitte bei Antwortverweigerern oder Unentschiedenen vorzubeugen. Andererseits wird das Ergebnis der Befragung polarisiert, da Personen mit Wunsch zur Wahl der Mittelkategorie die Wahlmöglichkeit genommen wird. Vgl. Aschemann-Pilshofer und Prensberger (2001), S. 15.

³⁸⁸ Vgl. Aschemann-Pilshofer und Prensberger (2001), S. 14f.; Porst (2011), S. 69-72.

³⁸⁹ Vgl. Porst (2011), S. 52.

³⁹⁰ Vgl. Aschemann-Pilshofer und Prensberger (2001), S. 9. Beispiele werden in Abschnitt 5.3.3 gegeben.

³⁹¹ Vgl. Reinders et al. (2011), S. 59; Aschemann-Pilshofer und Prensberger (2001), S. 14.

³⁹² Vgl. Aschemann-Pilshofer und Prensberger (2001), S. 15 f.; Porst (2011), S. 95 f.; Reinders et al. (2011), S. 64.

³⁹³ Vgl. Stadler (2005).

Klobasa (2007) nutzt für seine Potenzialanalyse u. a. Daten und Statistiken zum Verbrauch, Fallstudien und Plausibilitätsabschätzungen.³⁹⁴ Obwohl auch Befragungen von Anlagenbetreibern und -herstellern, Stromversorgern und Industrieverbänden genutzt werden, verweist Klobasa darauf, dass die Lastmanagementfaktoren mit z. T. hohen Abschätzungsungenauigkeiten und damit Unsicherheiten behaftet sind.³⁹⁵ Ein Erhebungsinstrument oder eine Stichprobe je betrachteter Branche werden nicht angegeben. Kosten werden abgeleitet aus den Kostenanteilen für die Produktherstellung aus dem Jahr 2002.³⁹⁶

Dena (2010) referenziert u. a. auf Stadler (2005) und Klobasa (2007) und deren Vorgehensweise mit der Nutzung von technischen Daten wie z. B. Produktionsmengen, Stromintensität von Prozessen, Vollbenutzungsstunden und Lastmanagementfaktoren.³⁹⁷ Zudem wird ein eigener Fragebogen eingesetzt, dessen Inhalt nicht beschrieben ist. Die Hochrechnung erfolgt aufgrund von Branchenzahlen zu Stromverbrauch bzw. Produktion und anhand von nicht näher beschriebenen typischen Lastverläufen.³⁹⁸ Eine detaillierte Stichprobe oder Skalierungsfaktoren, mit denen von der Stichprobe auf die gesamte Branche hoch gerechnet wurde, sind nicht veröffentlicht. Hinsichtlich der Verfügbarkeit werden Vollbenutzungsstunden berücksichtigt, weitere Aspekte wie Produktion nach Tages- oder Jahreszeit, Wiederholbarkeiten von Abrufen und Speicherbarkeit werden jedoch nicht vollumfänglich behandelt. Fixkosten bzw. Fixkostenpositionen sind allgemein und branchenübergreifend angegeben. Für variable Kosten gelte der VoLL, wobei keine detaillierten Zahlen je Branche genannt werden bzw. keine Differenzierung zwischen Lastreduktion und Lastverlagerung stattfinden.³⁹⁹

In der Veröffentlichung von FFE (2010) werden die Flexibilitätspotenziale aus den Veröffentlichungen von Klobasa (2007) und Dena (2010) sowie aus langjährigen Erfahrungen abgeleitet bzw. abgeschätzt.⁴⁰⁰ Ein eigener Fragebogen wird nicht genutzt.

Consentec (2010) gibt sowohl einen Fragebogen als auch eine Stichprobe an. Der Fragebogen gliedert sich dabei nicht entsprechend der allgemeinen Methodik zu Fragebögen. Vielmehr gibt es nur einen Hauptteil. In ihm werden auf einer Seite kurz und prägnant folgende Informationen abgefragt:⁴⁰¹

- die Höhe Zu- und Abschaltleistung als Gesamtlast mit möglichen Schaltstufen,
- die Vorlaufzeit,
- die maximale Abschalthäufigkeit und minimale bzw. maximale Abschaltdauern je Last,
- die Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit und
- die variablen Kosten einer Schaltung.

³⁹⁴ Vgl. Klobasa (2007), S. 33.

³⁹⁵ Vgl. ebd., S. 33 f.

³⁹⁶ Vgl. ebd., S. 92 f.

³⁹⁷ Vgl. Dena (2010), S. 420.

³⁹⁸ Vgl. ebd., S. 523.

³⁹⁹ Vgl. ebd., S. 531.

⁴⁰⁰ Vgl. FFE (2010), S. 14.

⁴⁰¹ Vgl. Consentec (2010), Anhang A1.

Dabei werden keine unterschiedlichen Szenarien für Abrufe mit einer Zu- bzw. Abschaltung über bestimmte Abrufdauern definiert. Es findet zudem keine explizite Unterscheidung zwischen einer Lastreduktion und einer Lastverlagerung mitsamt Benennung von Speicherpotenzialen statt.

In Bezug auf die Stichprobe werden 15 Unternehmen genannt, die der energieintensiven Industrie mit Fokus auf NE-Metalle (Aluminium, Kupfer, Zink) und die chemische Industrie zuzuordnen sind. Eine Rückmeldung sei von 10 Unternehmen eingegangen.⁴⁰² Skalierungsfaktoren werden nicht ausgewiesen. Zudem werden die variablen Kosten zwar abgefragt, jedoch nicht veröffentlicht.

In VDE (2012b) wird eine Befragung von Industriekunden durchgeführt. Der Fragebogen wird im Rahmen der Studie nicht veröffentlicht. Es gehen 26 Interviews in die Auswertung ein, in denen 8 von 175 relevanten Standorten der Papierindustrie (5 Prozent), 100 Prozent der Aluminiumindustrie, 22 Prozent der Stahl-, 27 Prozent der Chlor- und 9 Prozent der Zementindustrie befragt wurden.⁴⁰³ Im Rahmen der Auswertung gibt es einen Ansatz, die Flexibilität so abzubilden, dass ein Bezug zur Dauer des Herunter- und Hochfahrens besteht.⁴⁰⁴ Preise je Technologie für eine Lastverlagerung bzw. Lastreduktion werden nicht angegeben.

Die Darstellung der Vorgehensweise in anderen Veröffentlichungen zeigt somit ein inhomogenes Bild. Zu den Fragebögen sind wenige Informationen verfügbar. Sowohl allgemeine technische Aspekte als auch mögliche unterschiedliche Abrufoptionen (v. a. im Hinblick auf die Abrufdauer) sind nicht einheitlich und vollumfänglich abgefragt bzw. veröffentlicht. Ferner werden Kosten nicht oder nur recht allgemein dargelegt. Für eine Marktsimulation gemäß Analysemethodik in Abschnitt 4.3 sind die veröffentlichten Daten somit unzureichend.

Der eigene Fragebogen muss dementsprechend das Ziel haben, eine passende Datenbasis zu schaffen. Hierzu bedarf es einerseits detaillierter technischer Informationen über Lastreduktions- und Lastverlagerungspotenziale mitsamt von Speicherpotenzialen. Diese sind mit Vorlaufzeiten, Erbringungsdauern und Restriktionen zur Wiederholbarkeit zu versehen. Denn nur dadurch lassen sich fallspezifische Unterscheidungen umsetzen, durch die Potenziale für kurz- bzw. längerfristige Flexibilitätseinsätze abgeleitet werden können. Andererseits bedarf es variabler und fixer Kosten für Lastreduktion bzw. -verlagerung, die je nach Dauer oder Häufigkeit eines Abrufes schwanken können.

5.3.3 Allgemeine Beschreibung des eigenen Erhebungsinstruments

Abgeleitet aus den Ausführungen in Abschnitt 5.3.2 wurde ein Fragebogen entwickelt, mit dem die relevanten Informationen abgefragt werden können. Der Fragebogen gliedert sich entsprechend den Empfehlungen in der Literatur (vgl. Abschnitt 5.3.1) in die Einleitung, den Einführungsteil, den Haupt- und den Schlussteil.⁴⁰⁵ In dem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass die Konzeption des verwendeten Fragebogens und die Durchführung der Befragung zu einem großen Teil im Rahmen des Forschungsvorhabens „Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten in einem Energie-

⁴⁰² Vgl. Consentec (2010), S. 9.

⁴⁰³ Vgl. VDE (2012b), S. 95 f.

⁴⁰⁴ Vgl. ebd., S. 111.

⁴⁰⁵ Der Original-Fragebogen findet sich in Langrock et al. (2015), S.244 ff.

system mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien“ im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA) erfolgten, an dem der Autor dieser Arbeit maßgeblich mitgewirkt hat.⁴⁰⁶ Ein weiteres Projekt zur Ermittlung von Lastmanagement wurde von der Trianel GmbH unter Leitung des Autors der vorliegenden Arbeit gemeinsam mit dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart durchgeführt.⁴⁰⁷ Darüber hinaus wurden weitere Unternehmen auf Basis des Erhebungsinstruments, dessen Konzeption mitsamt der gewählten Kategorien und Merkmale im nachfolgenden Kapitel beschrieben wird, befragt.

5.3.3.1 Einleitungsteil

Der Fragebogen beginnt mit der Erläuterung der Aufgabenstellung sowie den Begriffsbestimmungen. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass ein einheitliches Verständnis hinsichtlich des Inhalts der Befragung und der Begriffe wie „regelbare Last“, „Flexibilitätpotenzial“, „Produktionsprozess“, „Zuschaltleistung“ bzw. „Abschaltleistung“ herrscht.

5.3.3.2 Einführungsteil

Die Einführung umfasst allgemeine Informationen über den Befragten bzw. das befragte Unternehmen sowie die Beschreibung der jeweiligen Produktionsprozesse und die Auswirkungen einer Lastregelung auf diese Prozesse.

Zu Zwecken einer korrekten Zuordnung bei der Auswertung werden zunächst in einer offenen Frage Ansprechpartner, Branche sowie Anschrift der jeweiligen Standorte festgehalten.

Darüber hinaus wird anlagenstandortspezifisch die Netzanschlussebene sowie die Regelzone erfragt. Aufgrund der klar zuzuordnenden Gegebenheiten wird eine geschlossene Frage gewählt. Unterschieden werden die Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung sowie die ÜNB 50 Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW.

Durch die Abfrage kann eine regionale Verteilung von zu- bzw. abschaltbaren Lasten je Regelzone abgeleitet werden. Über die Netzanschlussebene kann geprüft werden, ob die Potenziale im Übertragungs- oder Verteilnetz implementiert sind.

Im nächsten Schritt folgt eine qualitative Beschreibung der stromintensiven Prozesse. Sofern es sich um Prozesse zur Herstellung von Zwischen- bzw. End-Produkten handelt, sollen insbesondere notwendige Vor-Produkte, Roh- und Betriebsstoffe vorgestellt werden. Zudem werden Besonderheiten der spezifischen Prozesse im Vergleich zu denen der restlichen Branche diskutiert.

Danach findet eine Beschreibung der Konsequenzen einer ungeplanten Zu- bzw. Abschaltung von Lasten auf den Produktionsprozess statt. Unterschieden wird dabei nach kurzen Vorlaufzeiten von wenigen Minuten und langen von mehreren Stunden. Zu den möglichen Konsequenzen gehören neben der Mehr- bzw. Minderproduktion auch Sekundäreffekte wie z. B. das Erreichen kritischer

⁴⁰⁶ Projektpartner war die BET Beratung für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH aus Aachen. Vgl. Langrock et al. (2015).

⁴⁰⁷ Vgl. Steurer et al. (2016).

Speichergrenzen bei speicherbaren Gütern, ungeplante Anlagenausfälle nach Stillständen oder Qualitätsverluste.

Bei beiden Items handelt es sich um offene Fragen, die den Befragten die Freiheit lassen, die Spezifika der jeweiligen Standorte und Prozesse zu beschreiben.

5.3.3.3 Hauptteil

Der Hauptteil beschäftigt sich mit der Höhe und Verfügbarkeit der regelbaren technisch-sozialen Potenziale, den Vermarktungsoptionen und den Kosten für eine Lastveränderung.

Im Zusammenhang mit der Höhe und der Verfügbarkeit der technisch-sozialen Potenziale werden zunächst je Standort Informationen mit Bezug auf ein anzugebendes Referenzjahr abgefragt. Es gibt offene und geschlossene Fragen sowie solche mit Mischform.

Zu den geschlossenen, standardisierten Fragen gehören die installierte Leistung, die Jahreshöchstlast sowie die maximale Zu- und Abschaltleistung (jeweils in MW), der jährliche Strombedarf (in GWh), die Betriebs- und Volllaststunden (in h) sowie die jährliche Produktionskapazität und -menge (in Tonnen).

Im Rahmen der offenen Fragen ist der Produktionsprozess hinsichtlich der Planungsintervalle, der Dauer der ununterbrochenen Durchführung, möglichen kurzfristigen Stillstandzeiten zwischen zwei Einsätzen (z. B. Schichtdienst, NT-Fahrweise, Befüllung oder Reinigung) sowie langfristigen Stillstandzeiten (z. B. Werksferien oder Wartung) zu erläutern. Weiterhin wird die Abhängigkeit des Prozesses von äußeren Bedingungen (z. B. Temperatur) abgefragt.

Abschließend wird in einer Mischform-Frage (Ja/Nein mit Kommentarmöglichkeit) gefragt, ob die elektrische Leistungsaufnahme fernsteuerbar ist. Falls ja, wird weiter gefragt, ob sie von Externen gesteuert werden kann. Falls nein, wird gefragt, ob es grundsätzlich möglich ist, sie leistungsgeführt und -scharf zu steuern.

Es folgen geschlossene Fragen zur konkreten Dauer einer Zu- bzw. Abschaltung. Items sind die Zu- bzw. Abschaltleistung des spezifischen Prozesses (in MW) sowie deren Reaktionszeit als Tot- bzw. Vorlaufzeit (in s, min oder h). Als weitere Kategorie wird die Änderungsgeschwindigkeit (in MW/min oder MW/s) bzw. der Leistungshub (in MW/5 min oder MW/15 min) abgefragt.⁴⁰⁸ Darüber hinaus werden geschlossene Fragen zur Art der Leistungsänderung (diskret oder kontinuierlich), zu maximalen Zu- bzw. Abschaltzeit am Stück (in min oder h) sowie zum Mindestabstand bis zur nächsten Leistungsänderung (in min oder h) gestellt.

Zuletzt wird in einer geschlossenen Frage (Ja/Nein) erfragt, ob die Notwendigkeit zur Nachholung von Produktion besteht. Falls ja, wird in einer offenen Frage weiter gefragt, wie die Fristen hierfür sind und wie eine Umsetzung der Nachholung erfolgen kann (z. B. Nachholung zu Zeiten mit Teil-

⁴⁰⁸ Letzterer kann für Anlagen herangezogen werden, die bereits an der SR-Vermarktung (vollständige Leistungserbringung innerhalb von 5 min) bzw. MR-Vermarktung (vollständige Leistungserbringung innerhalb von 15 min) teilnehmen.

lastbetrieb oder Ersatzbeschaffung am Markt). Hieraus kann später abgeleitet werden, ob es sich um eine Lastreduktion oder eine unter Umständen kurzfristige Lastverschiebung handelt.

Vor Beantwortung der Fragen werden gemeinsam mit dem bzw. den Befragten diverse Fälle von Lastzu- bzw. Lastabschaltung diskutiert und in Abstimmung ein gemeinsames Grundverständnis entwickelt. Hintergrund dieser Variabilität ist, dass z. B. derselbe Prozess in Teillast gefahren oder komplett ausgeschaltet werden kann. In Bezug auf die zuvor genannten Items können die Ergebnisse für diese zwei unterschiedlichen Lastfälle variieren. So ist durchaus denkbar, dass sich die Höhe des Potenzials mit der Dauer der Erbringung bzw. dem Mindestabstand zur nächsten Anforderung verändert (z. B. aufgrund von Mengenrestriktionen bei speicherbaren Gütern).

Sofern zum Zeitpunkt der Befragung bereits eine Prüfung der Vermarktung an den Regelenergie- oder Kurzfristmärkten (Intraday- und Day-ahead-Märkte) erfolgt ist, kann es diverse Gründe für eine Nicht-Teilnahme geben. Neben ökonomischen Argumenten (z. B. zu niedrige Marktpreise) sollen explizit Markteintrittsbarrieren bzw. andere Hemmnisse einer Marktteilnahme identifiziert werden. Daher werden die Teilnehmer im Rahmen einer offenen Frage gebeten, organisatorische, produktionstechnische bzw. wirtschaftliche Hemmnisse anzugeben und diese bei Bedarf zu erläutern.

Im Rahmen der Abfrage zu Kostenarten werden Investitionskosten, fixe Betriebskosten sowie variable Kosten unterschieden. Zur Eruierung von Investitionskosten für den Einsatz von regelbaren Lasten werden geschlossene Fragen gestellt, die um eigene Antwortmöglichkeiten ergänzt werden können. Zu den Items gehören Informations- und diverse Infrastrukturkosten.

Erstere fallen vor einer Investition für die Prüfung der Vorteilhaftigkeit und Machbarkeit einer Investition an. In diesem Prozess werden z. B. Kosten für die notwendige Infrastruktur ermittelt, Angebote eingeholt und verglichen. Es folgt der Vergabeprozess.

Zu den Infrastrukturkosten gehören hardwareseitig u. a. Fernwirk-, Kommunikations- und Leittechnik. Softwareseitig können Energiemanagementsysteme oder Leitsysteme zum Einsatz kommen. Denkbar wäre auch der Ausbau von Speicherkapazitäten für Vor-, Zwischen- und Endprodukte.

Die Höhe der Investitionskosten hängt von der benötigten und der bereits vorhandenen Infrastruktur beim Kunden (oder seinem dienstleistenden Vermarkter) ab. Weitere Kostenitems können ergänzt werden. Die Kosten sind in € anzugeben und, sofern möglich, mit einer Abschreibungsdauer zu versehen.

Unter fixe Betriebskosten fallen jährliche Kosten für die Teilnahme an der Vermarktung regelbarer Lasten. Im Rahmen einer Mischfrage werden dem Befragten geschlossene Optionen vorgestellt. Weitere Antworten können, wie zuvor bei den Investitionskosten, über ein Kommentarfeld eingetragen werden.

Zu den genannten Optionen gehören Nachrichtentechnik zur Datenanbindung an einen Vermarkter, Lieferanten bzw. eine Marktplattform sowie die Kosten für den Betrieb eines Rechenzentrums. Darüber hinaus werden pauschale Personalmehrkosten aufgeführt, die z. B. durch das Vorhalten

von zusätzlichem Personal in der Produktion für den Fall einer Nachholung entstehen.⁴⁰⁹ Je nach Grad der notwendigen strukturellen Anpassungen im Unternehmen ist zudem energiewirtschaftliche Expertise im Energieeinkauf, im Handel oder in der Energielogistik aufzubauen. Auch die Implementierung einer zuvor noch nicht vorhandenen Leitwarte kann notwendig werden. Sofern ein Produktionsbetrieb über lagerbare Vor-, Zwischen- oder Endprodukte verfügt, kann zudem der Lagerbestand als Fixkostenkomponente berücksichtigt werden.

Die Höhe der fixen Betriebskosten ist abhängig von den notwendigen Anpassungen und der bereits vorhandenen Infrastruktur des Kunden (oder seines dienstleistenden Vermarkters). Die Betriebskosten sind in €/a anzugeben.

Neben Investitions- und fixen Betriebskosten können variable Kosten in Abhängigkeit einer Zu- oder Abschaltung entstehen. Diese können sowohl einmalig (in € pro Aktivierung) als auch über die Dauer der jeweiligen Zu- bzw. Abschaltung anfallen (in €/MWh). In einer geschlossenen Frage sind daher einzelne Komponenten der variablen Kosten anzugeben. Hierzu gehören zunächst Aktivierungskosten für die Prozessänderung und entgangener Deckungsbeitrag für die Nicht-Produktion von Zwischen- oder Endprodukten bzw. Kosten für die Nicht-Nutzung von (teil-)gefertigter Produktionsmenge (Verlust von Vor-, Zwischen- oder End-Produkten, Arbeitsleistung sowie Roh- und Betriebsstoffen wie Wärme oder Strom). Daneben werden Entsorgungskosten bei Fehlproduktion oder Deckungsbeitragsverluste aufgrund unzureichender Produktqualität (Preisverfall) sowie Kosten aufgrund schlechterer Wirkungsgrade abgefragt. Es folgen, sofern zurechenbar, Kosten zur Wiederaufnahme des regulären Betriebs, Kosten für die Nachholung von Produktion (z. B. Überstunden), Kosten für Komforteinschränkung sowie Kosten für Wartung und Instandhaltung. Ein Kommentarfeld für sonstige anfallende Kosten rundet die übergeordnete Kategorie „Variable Kosten“ ab.

5.3.3.4 Abschlussteil

Mit Hilfe des Abschlussteils soll ermittelt werden, inwiefern zu erwarten ist, dass die ermittelten Regelpotenziale auch bis zum Jahr 2030 zur Verfügung stehen. Die in der Folge beschriebenen Items werden als offene, unstandardisierte Fragen umgesetzt.

Aufgrund von Effizienzmaßnahmen könnten regelbare Prozesse durch unflexiblere, energiesparendere Verfahren ersetzt werden. Daher wird gefragt, welche Effizienzmaßnahmen zum Zeitpunkt der Befragung durchgeführt werden bzw. geplant sind und inwieweit sie den zuvor beschriebenen regelbaren Prozess beeinflussen.

Zudem wäre denkbar, dass bestimmte Produktionsprozesse z. B. aufgrund regulatorischer Vorgaben stillgelegt oder in Länder außerhalb Deutschlands bzw. der EU verlagert werden. In diesem Zusammenhang wird um eine Einschätzung über die Fortführung des jeweiligen Produktionsprozesses und -standortes gebeten.

⁴⁰⁹ Zeitgleich ist damit zu rechnen, dass regelmäßig Schulungskosten für die Mitarbeiter entstehen.

Abschließend wird nach möglichen technologischen Anpassungen gefragt, um das Potenzial für Zu- bzw. Abschaltungen wesentlich zu erhöhen. Zu nennen ist in diesem Zusammenhang beispielsweise der Ausbau von (Zwischen-)Speichern unter Angabe der Kosten für eine Umsetzung.

5.4 Erhebungsdurchführung und Methodik der Erhebungsauswertung

Vor der eigentlichen Befragung werden die Teilnehmer i. d. R. telefonisch kontaktiert. Im Telefongespräch werden das Forschungsvorhaben und die ihm zugrunde liegende Fragestellung skizziert.

Nach dem Erstkontakt wird eine zweiseitige Zusammenfassung mit den groben Inhalten des Fragebogens und organisatorischen Angaben per E-Mail versendet. Zu den organisatorischen Informationen gehört der Vorschlag, entweder einen persönlichen Termin vor Ort oder ein Telefoninterview mit einem zeitlichen Horizont von jeweils etwa 2 bis 3 h durchzuführen. Hierdurch soll eine gleiche Situation für alle Befragte geschaffen werden, um z. B. unklare Punkte gemeinsam diskutieren und so Missverständnissen vorzubeugen zu können. Den Befragten wird aufgrund der Sensibilität der Daten Anonymität zugesichert.

Die Befragung fand in den Jahren 2012 und 2015 zumeist in Vor-Ort-Terminen statt. Die Befragten stammten üblicherweise aus dem Energiemanagement, dem Energieeinkauf oder der Produktion. In einigen Fällen nahmen sowohl Personen aus dem energiewirtschaftlichen als auch produktionstechnischen Umfeld teil.

Der Fragebogen diente im Gespräch als Leitfaden für die Aufnahme aller relevanten Informationen. Die Antworten der Befragten wurden während des Treffens bzw. Telefonats vom Fragenden schriftlich aufgenommen. Nach dem Gespräch fand zunächst eine Plausibilisierung der Rückmeldungen durch den Fragenden statt. Danach wurde den Befragten ein Textdokument, das deren Antworten auf die gestellten Fragen enthielt, zur Prüfung zur Verfügung gestellt. Unklarheiten oder starke Abweichungen von Antworten anderer Branchenvertreter wurden hierbei kenntlich gemacht. Sofern es zum Textdokument Rückmeldungen seitens der Befragten gab, wurden diese eingepflegt. Die Dokumente gingen daraufhin in die Erhebungsauswertung ein.

Für die Erhebungsauswertung werden die gesammelten Informationen drei Auswertungskategorien zugeordnet. Diese sind:

- die Darstellung der Produktionsprozesse und der Branchen,
- die Stichprobe sowie
- die Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale.

Innerhalb der jeweiligen Auswertungskategorien findet die Auswertung der gesammelten Informationen je Branche statt.

In der ersten Auswertungskategorie wird jeweils die übergeordnete Branche vorgestellt und der betrachtete stromintensive Produktionsprozess beschrieben. Die Darstellungen erfolgen weitestgehend anhand der Angaben der Befragten. Falls notwendig wird Sekundärliteratur eingesetzt, um

Angaben zu verifizieren bzw. mit Zahlenwerten zu belegen (z. B. Produktionszahlen einer Branche oder spezifischer Stromeinsatz beim jeweiligen Produktionsprozess).

In einem zweiten Schritt wird die Stichprobe der jeweiligen Branche vorgestellt. Hierbei werden, je nach Teilnehmerzahl, die Anzahl der befragten Unternehmen oder Standorte unterschieden. Ferner wird, falls möglich, angegeben, wie viel Prozent der Branche (bzw. ggf. gemeinsam ausgewerteter Branchen) durch die Befragten repräsentiert werden.

Sofern die Anzahl der befragten Unternehmen bzw. Standorte drei unterschreitet, wird die spezifische Auswertung einer Branche mit der einer anderen Branche kombiniert. Hierdurch wird die Anonymität der Befragten gewährleistet.

Im Rahmen der Ergebnisauswertung zu sozialen und technisch-sozialen Potenzialen werden zunächst die betrachteten regelbaren Produktionsprozesse dargestellt. Durch die Abgrenzung verschiedener Produktionsprozesse innerhalb einer Branche sowie durch die Beschreibung der Auswirkungen von Lastregelungen in Abhängigkeit der Erbringungsdauer soll geprüft werden, inwieweit Prozesse einer Branche vergleichbar sind. So kann ein Prozess mit hohem Integrationsgrad in nachfolgende Produktionsstufen weniger Flexibilität zur Verfügung stellen als der gleiche Prozess, durch den ein speicher- oder handelbares Zwischenprodukt hergestellt wird.

Anschließend wird das Flexibilitätspotenzial der gesamten Branche auf Basis der Stichprobe gemäß Definition des Potenzialbegriffs ermittelt. Dabei wird zwischen Lastreduktion und Lastverlagerung unterschieden. Es werden zu- und abschaltbare Lasten für Nutzungsdauern von 15 min bzw. 1, 2, 4 und 8 h bestimmt und nutzungsformscharf ausgewertet. In der Befragung werden soziale Potenziale und technisch-soziale Potenziale unterschieden.

Die sozialen Potenziale eines Unternehmens errechnen sich aus der maximal genannten Zu- bzw. Abschaltleistung je Nutzungsform. Die technisch-sozialen Potenziale ergeben sich abgeleitet als Durchschnittswert aus der mit den Volllaststunden gewichteten Leistung (Abschaltleistung) bzw. der Leistung in den zuschaltbaren Stunden (Zuschaltleistung) unter Berücksichtigung der Jahresbenutzungsstunden.⁴¹⁰

Nach Auswertung der Umfrageergebnisse werden die Potenziale der Stichprobe auf Branchenebene aggregiert und auf die gesamte Branche hochgerechnet. Hierfür werden je nach Unternehmensangaben in der Befragung Faktoren, i. d. R. der Anteil der Produktion der Stichprobe an der Gesamtproduktion einer Branche, herangezogen.

Abschließend wird ein Ausblick auf die zukünftige Entwicklung der Potenziale gegeben. Hierzu werden Aussagen zur Perspektive der Branche (z. B. Konkurrenz-, Markt- und Substitutionsfähigkeit von Produkten), zu Energieeffizienzmaßnahmen sowie zu Möglichkeiten einer weiteren Prozessflexibilisierung (z. B. Aufbau von Produktspeichern) ausgewertet.

⁴¹⁰ Beispielsweise lässt sich für eine regelbare Leistung von 1 MW mit 7.000 Vbh und 8.000 Jahresbenutzungsstunden ein soziales Abschalt- bzw. Zuschaltpotenzial von 1 MW ermitteln. Das technisch-soziale Abschaltpotenzial ist wiederum in 7.000 von 8.760 h/a vorhanden und liegt damit bei durchschnittlich 0,8 MW. Das technisch-soziale Zuschaltpotenzial kann in 1.000 h/a abgerufen werden und beträgt somit durchschnittlich bei etwa 0,1 MW. Die verbliebenen rund 0,1 MW wiederum sind aufgrund der Restriktion durch die Jahresbenutzungsstunden nicht nutzbar.

Nach Auswertung der Ergebnisse findet ein Vergleich der errechneten durchschnittlichen Ab- bzw. Zuschaltleistungen mit denen ausgewählter Publikationen statt. Hierdurch soll ermittelt werden, ob bzw. wie weit die ermittelten Potenziale von denen anderer Autoren abweichen.

Die Ergebnisse werden als Eingangsdaten für das Marktsimulationsmodell nach Kapitel 6 genutzt.

5.5 Empirische Ermittlung von branchenspezifischen sozialen und technisch-sozialen Potenzialen

In der Folge werden die zuvor als relevant betrachteten Branchen und Prozesse hinsichtlich ihres regelbaren Potenzials diskutiert. Zunächst werden die Branchen und die jeweiligen Produktionsprozesse beschrieben. Anschließend wird die Stichprobe vorgestellt. Danach werden die Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale sowie der Kosten für Lastmanagement dargestellt. Abschließend wird ein Vergleich zwischen Studien- und eigenen Ergebnissen vorgenommen. Herangezogen werden die Auswertungen von Klobasa (2007), Dena (2010), VDE (2012b) sowie Steurer et al. (2014).⁴¹¹

5.5.1 Chemische Industrie

In der chemischen Industrie gibt es zahlreiche stromintensive Prozesse. So entfallen schätzungsweise 77 Prozent des Stromverbrauchs auf Antriebe (wie z. B. Gebläse, Pumpen, Kompressoren etc.), rund 22 Prozent auf elektrochemische Prozesse (wie z. B. Elektrolysen) und etwa 1 Prozent auf Prozessheizung.⁴¹²

Im Folgenden werden die in der Befragung als regelbar genannten Prozesse für die Chemische Industrie diskutiert.

5.5.1.1 Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung

Zu den relevanten Produktionsprozessen gehören die Chlor-Herstellung und die Luftzerlegung. Chlor ist an ca. 60 Prozent der chemischen Produktionsprozesse beteiligt. Es wird i. d. R. zu organischen Grundchemikalien wie z. B. Ethylen oder Propylen weiter verarbeitet. Hergestellt wird Chlor einerseits durch Anwendung der Chlor-Alkali-Elektrolyse nach dem Diaphragma-, dem Amalgam- oder dem Membran-Verfahren. Andererseits existiert neben diesen drei Hauptverfahren noch das HCl-Verfahren, bei dem Chlorwasserstoff in Chlor und Wasserstoff gespalten wird. Eine detaillierte Beschreibung der Prozesse findet sich in Anhang B.3.

In der chemischen Industrie gab es im Jahr 2013 chlorherstellende Unternehmen an 19 Standorten und mit 23 Elektrolysen.⁴¹³ Sie produzierten für das Jahr 2012 im Bereich der anorganischen Grundchemikalien etwa 4 Mio. Tonnen Chlor, 4,8 Mrd. Kubikmeter (m³) Wasserstoff und 6,1 Mrd.

⁴¹¹ Anmerkung: In den Abbildungen zu den ermittelten sozialen und technisch-sozialen Potenzialen werden unterschiedliche Farben je Branche und Potenzial verwendet. Die Farbgebung wird anschließend in Kapitel 5.6 zur besseren Vergleichbarkeit der selbst ermittelten Potenziale mit denen von anderen Studien bzw. Autoren aufgegriffen.

⁴¹² Vgl. Fleiter (2013), S. 119.

⁴¹³ Vgl. Eurochlor (2013), S. 29 f.

m³ Sauerstoff.⁴¹⁴ Auf das Membranverfahren entfallen 14 von 23 installierte Elektrolysen mit einer Gesamtproduktionsleistung von ca. 3 Mio. Tonnen pro Jahr. Danach folgen das Quecksilberverfahren mit fünf Elektrolysen bei einer Gesamtproduktionsleistung von ca. 750.000 und das Diaphragmaverfahren mit zwei Elektrolysen und 1,1 Mio. Tonnen pro Jahr. Zuletzt kommt das HCl-Verfahren auf zwei Elektrolysen bei einer Gesamtproduktionsleistung von ca. 290.000 Tonnen pro Jahr. Die Produktionskapazität übersteigt die tatsächliche Produktion zum Zeitpunkt der Befragung somit um rund 1,1 Mio. Tonnen.

Bei der Tieftemperaturluftzerlegung im Bereich der Industriegasherstellung wird Umgebungsluft in seine Bestandteile Sauerstoff, Stickstoff und Edelgase getrennt.⁴¹⁵ In Deutschland produzieren 14 Unternehmen rund ca. 7,7 Mio. Tonnen Sauerstoff (mit dem Nebenprodukt Stickstoff).

5.5.1.2 Beschreibung der Stichprobe

Im Hinblick auf die Chlorherstellung wurden in der vorliegenden Untersuchung Unternehmen befragt, die an elf Standorten 14 Elektrolysen betreiben.⁴¹⁶ In der Befragung konnten so ca. 85 Prozent der Gesamtleistung abgedeckt werden.⁴¹⁷ Der Skalierungsfaktor liegt bei 1,18.⁴¹⁸

Im Bereich der Luftzerlegung wurden Unternehmen mit ca. 50 Luftzerlegungsanlagen an über 30 Standorten befragt, wobei der Skalierungsfaktor aufgrund der Produktionsmengen der befragten Unternehmen im Verhältnis zu den Produktionsmengen der gesamten Branche 1,56 beträgt.

5.5.1.3 Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale

Die Chlorelektrolysen nach dem Membran- bzw. Diaphragmaverfahren werden typischerweise im kostenminimalen Betriebspunkt unterhalb der maximalen Produktionskapazität gefahren. Sie bestehen i. d. R. aus mehreren einzeln steuerbaren Zellen. Eine teilweise Verbrauchsreduktion kann daher sowohl durch vollständige Abschaltung einzelner Zellen als auch durch deren kontinuierliches Fahren auf Teillast realisiert werden.⁴¹⁹ Die Teilabschaltung wird manuell über die Leitwarte in ca. 60 s umgesetzt. Eine Komplettausschaltung ist innerhalb von 200 Millisekunden möglich.

Hinsichtlich der Dauer einer Abschaltung wirken die nachgelagerten Produktionsprozesse der Chlorherstellung begrenzend. Insbesondere ist der Integrationsgrad in Folgeprozesse zu beachten. So kann das Chlor eingesetzt werden, um ein (speicherbares) Zwischen- oder Endprodukt herzu-

⁴¹⁴ Vgl. VCI (2013b), S. 14.

⁴¹⁵ Eine ausführlichere Beschreibung findet sich in Anhang B.3.

⁴¹⁶ Die genaue Anzahl wird nicht angegeben, damit nicht auf die befragten Unternehmen geschlossen werden kann.

⁴¹⁷ Bei der Bestimmung des Anteils an der Gesamtleistung wurden Amalgam-Anlagen herausgerechnet, da diese aufgrund der Selbstverpflichtung zeitnah stillgelegt werden.

⁴¹⁸ Der Skalierungsfaktor, mit dem die eigenen Ergebnisse zu einem repräsentativen Branchenpotenzial hochgerechnet werden, ergibt sich für die chemische Industrie aus dem Quotienten der installierten Produktionsleistung der gesamten Branche zur Produktionsleistung der befragten Unternehmen, hier zu 1/85 Prozent.

⁴¹⁹ Je nach Anlage ist eine Teillastfahrweise von 25 bis 60 Prozent der Nennleistung möglich.

stellen. Hier wirken die Kapazitäten der vorhandenen (Zwischen-)Speicher als Restriktion.⁴²⁰ Das Chlor kann alternativ für mehrere parallel operierende Produktketten als Einsatzstoff dienen. In diesem Fall gibt es i. d. R. Chlorzwischenlager, die je nach Standort bis zu 10 h Vollastvolumen besitzen.

Neben dem weiterzuverarbeitendem Chlor kann auch der aus der chemischen Reaktion resultierende Wasserstoff in Nachfolgeprozesse integriert sein. So wirken an dieser Stelle die Speichervolumina des Wasserstoffes als Restriktion. Im Hinblick auf die Natronlauge kann eine Abschaltung bzw. Abregelung mit Veränderungen der Laugen-Qualität einhergehen, was lediglich unter Kostengesichtspunkten relevant wird, da die notwendige Qualität durch Nachbehandlung sichergestellt werden kann.

Bei einer Zuschaltung von Elektrolyseuren auf die maximale Produktionsleistung verändert sich die Stromdichte der Chlorproduktion. So sinkt bei einer Produktion unter Vollast der Wirkungsgrad der Elektrolyse im Vergleich zur Fahrweise im optimalen Betriebspunkt, was zu einem erhöhten Energieeinsatz von bis zu 0,2 MWh pro Tonne Chlor führen kann. Die Erzeugung des zusätzlichen Chlors, Wasserstoffs und der Natronlauge muss durch Nachfolgeprozesse bzw. Speicher auffangbar sein.

Wesentliche betrachtete stromintensive Produktionsprozesse der Luftzerlegung sind, wie bereits erwähnt, die Luft- sowie die Produktverdichtung. Analog zur Chlorherstellung differiert auch bei der Industriegasherstellung die Bereitstellungsdauer mit den Folgeprozessen, in die Sauerstoff bzw. Stickstoff eingebunden sind. Die Gase werden hierbei i. d. R. von Kunden am Produktionsstandort abgenommen (z. B. von Stahl- oder Glasherstellern) oder auf 30 bis 40 bar verdichtet in bestehende Pipeline-Netze geleitet. Sie können darüber hinaus auch verflüssigt und in Sauerstoff- oder Stickstofftanks gespeichert oder an die Luft abgegeben werden.

Beide Prozesse sind somit in begrenztem Maße verlagerbar. Das gemeinsame Speichervolumen wird auf 3,25 GWh geschätzt.

Die Auswertung der abschaltbaren Potenziale nach Abbildung 21 zeigt eine Variation der Leistung über die Abschaltdauer.

Das kleinste soziale Potenzial liegt bei 530 MW im 15-min-Abruffall, das größte mit ca. 650 MW bei Abrufen zwischen 1 und 4 h. Verteilt über das gesamte Jahr liegt die technisch-soziale Abschaltleistung zwischen 330 MW für Abschaltungen über 8 h und 490 MW bei Abschaltungen von 1 h.

⁴²⁰ An dieser Stelle ist anzumerken, dass bestimmte Zwischen- und Endprodukte über einen regionalen bzw. den Weltmarkt beschafft werden könnten, so dass eine längere Abschaltung durchaus möglich ist. Zeitgleich könnten i. d. R. Lagerkapazitäten ausgebaut werden, so dass sich das Speichervolumen vor Ort erhöht.

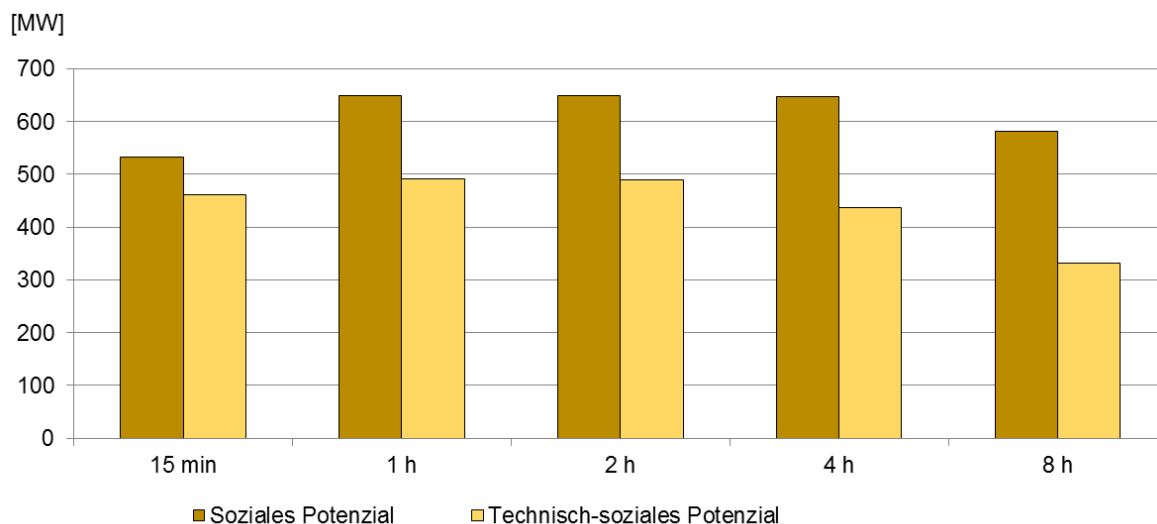


Abbildung 21: Abschaltpotenzial der chemischen Industrie in Abhängigkeit von der Abschaldauer

Eine Verteilung gibt es auch bei den Zuschaltpotenzialen, wenngleich auf deutlich niedrigerem Niveau (vgl. Abbildung 22).

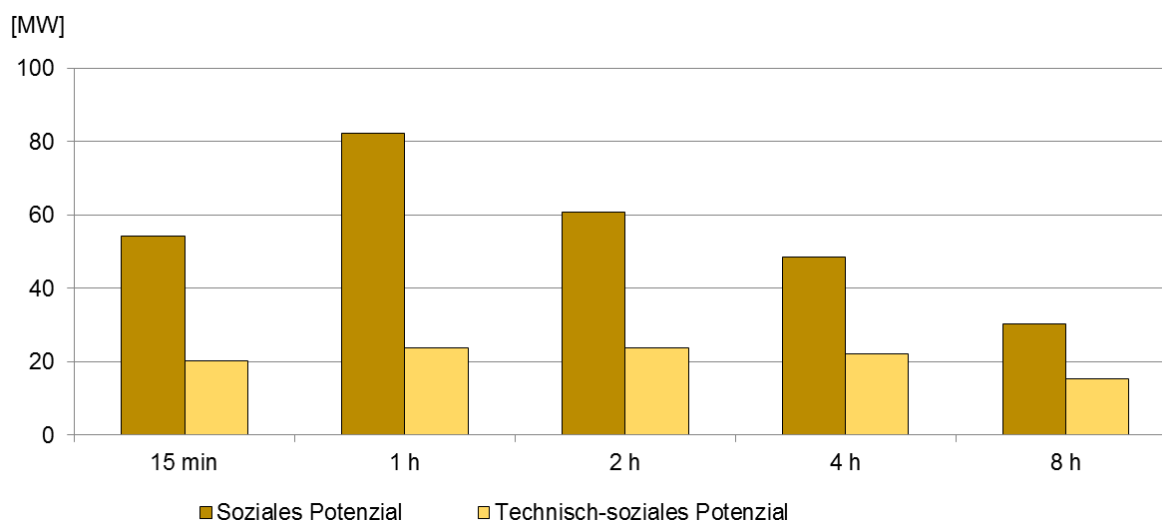


Abbildung 22: Zuschaltpotenzial der chemischen Industrie in Abhängigkeit von der Zuschaltdauer

Die Zuschaltleistungen liegen bei den sozialen Potenzialen zwischen etwa 30 MW und 80 MW und bei den technisch-sozialen Potenzialen zwischen 15 MW und 24 MW.

Die zukünftigen Flexibilitätspotenziale der Chlorindustrie werden von den befragten Branchenexperten als gleichbleibend bis leicht steigend erwartet. Mögliche kurzfristige Überkapazitäten werden kompensiert durch die Stilllegung von Elektrolysen nach dem Amalgamverfahren. Mittel bis langfristig wird jedoch mit einer Produktionssteigerung – nach Branchenangaben bis 2030 um bis

zu 40 Prozent – gerechnet. Bei Bedarf werden Amalgam-Elektrolysen daher durch solche auf Basis des Membran- oder des Sauerstoffverzehrkatodenverfahrens ersetzt. Beide Technologien bieten zukünftig zusätzliche Regeloptionen.⁴²¹ Zusätzliche Flexibilität könnte neben dem gezielten, kostenintensiven Ausbau der Elektrolyseure auch durch die Vergrößerung von Speichern für Zwischen- und Endprodukte gehoben werden. Hierdurch könnte eine erhöhte Produktion auf Zeiten mit günstigen Strompreisen und somit einem Überangebot an Strom verlegt werden. In Zeiten der Knappheit würde die Produktion entsprechend zurückgefahren werden. Hierzu müssen die Bereitstellung von Flexibilität jedoch einen attraktiven Wert erhalten und entsprechende Deckungsbeiträge nach einer Investition möglich sein.

Im Hinblick auf Energieeffizienzmaßnahmen ist darauf zu verweisen, dass der Energieeinsatz der deutschen Chemie bei einer Produktionssteigerung um ca. 60 Prozent seit 1990 um 20 Prozent gesunken ist. Auch in Zukunft ist damit zu rechnen, dass weitere Effizienzsteigerungen erreicht werden.⁴²²

Die Potenziale im Bereich der Luftzerlegung können variieren, da sie stark von der Produktion der belieferten Großkunden (u. a. Chemie- und Stahlunternehmen) abhängig sind. Grundsätzlich werden die zukünftige Entwicklung als neutral und die Potenziale somit als gleichbleibend eingeschätzt. Es gibt mehrere technische Maßnahmen zur mittel- bis langfristigen Erhöhung des Flexibilitätsangebots. Hierzu gehören z. B. zusätzliche Verflüssigungs- und Tankkapazitäten (Speicher), wodurch längere Ab- und Zuschaltzeiten realisiert werden könnten.

Der Stromverbrauch im Bereich der Luftzerlegung kann nach Barzantny et al. (2013) um bis zu 6,5 TWh/a gesenkt werden. Dies entspricht einer Einsparung von ca. 42 Prozent im Vergleich zu einem Verbrauch von ca. 15,5 TWh im Basisjahr 2010. Als realisierbare Potenziale werden 2,5 TWh/a (ca. 16 Prozent des Verbrauchs in 2010) genannt.⁴²³

5.5.1.4 Kosten des Lastmanagements

Einmalige Fixkosten für Lastreduktion fallen gemäß der Befragung u. a. für die Ertüchtigung des Leitsystems oder die initiale Organisation einer Reaktion auf Strompreise an. Sie betragen bei den Befragten zwischen 0 und 2,5 Mio. €. Fixe Betriebskosten entstehen z. B. für Lizenzen des Energiemanagementsystems, zusätzliches Personal oder höhere Lagerstände. Angegeben wurden Werte zwischen 0 und 50.000 €/a. Unter Berücksichtigung einer Mengengewichtung der Angaben ergeben sich durchschnittliche Fixkosten in Höhe von ca. 3.800 €/MW/a. Die Kosten für eine Stromreduktion als Nicht-Produktion ohne Nachholung liegen bei 80 bis 300 €/MWh und durchschnittlich 120 €/MWh.

Die Fixkosten im Falle der Lastverlagerung sind für Bestandsanlagen genau so groß wie im Fall der Lastreduktion. Für Neubauten liegen die fixen Kosten hingegen bei ca. 295.000 €/MW/a (mit

⁴²¹ Vgl. VCI (2013a), S. 5.

⁴²² Vgl. ebd.

⁴²³ Vgl. Barzantny et al. (2013), S. 7-11.

einer Speicherdauer von 6,6 h).⁴²⁴ Die variablen Kosten resultieren i. d. R. aus höheren Stromkosten für (nachzuholende) Produktion aufgrund von ineffizienterem Betrieb der technischen Einheiten. Sie liegen für Bestandsanlagen und Neubauten zwischen 10 und 30 €/MWh jeweils für die Ab- bzw. Zuschaltung. Im Mittel liegen die Kosten einer Lastverlagerung bei rund 47 €/MWh.

5.5.1.5 Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur

Es gibt diverse Studien, die Aussagen zu regelbaren Potenzialen im Bereich der Chlorherstellung bzw. Tieftemperaturluftzerlegung benennen. So geht Klobasa (2007) davon aus, dass im Bereich der Chlorherstellung auch Amalgamzellen eingesetzt und auf eine Minimalleistung von ca. 30 Prozent gefahren werden können. Der Autor schätzt das Lastverlagerungspotenzial dieses Verfahrens auf ca. 400 MW (im Basisjahr 2007). Beim Membran-Verfahren liege der Teillastbetrieb bei 40 Prozent der Nennleistung, was für 2005 einer Leistung von 330 MW entspricht. Das gesamte Verlagerungspotenzial der Branche wird mit etwa 730 MW angegeben.⁴²⁵ Hinsichtlich der Luftzerlegung schätzt der Autor eine mögliche Lastreduktionen auf etwa 70 Prozent der maximalen Last. Er erwartet einen durchschnittlichen Leistungsbedarf in Höhe von 570 MW bei einem Verschiebepotenzial von 170 MW.⁴²⁶

Dena (2010) legt im Hinblick auf die Chlorherstellung für das Membran-, das Amalgam- und das Diaphragmaverfahren eine durchschnittliche Reduktion von etwa 30 Prozent zugrunde. Das Abschaltpotenzial wird auf 556 MW und das Zuschaltpotenzial auf 346 MW geschätzt.⁴²⁷ Das Speichervolumen wird mit 335 MWh angegeben.⁴²⁸ Das Potenzial der Luftzerlegung wird nicht betrachtet.

VDE (2012b) kommt zur Erkenntnis, dass nur Membran- und HCI-Verfahren zum Lastmanagement geeignet sind. Bei einer installierten Leistung von 888 MW und zugrunde gelegten 7.771 Volllaststunden wird ein durchschnittliches Lastabwurfpotenzial von 787 MW ermittelt. Da die Prozesse bis zu einem Teillastbetrieb von 34 Prozent (303 MW) gefahren werden können, ergäbe sich ein regelbares Lastmanagementpotenzial in Höhe von 484 MW. Darüber hinaus verfüge die chemische Industrie über Speicherpotenziale in Höhe von 8 GWh in Form von Chlortanks sowie von etwa 30 GWh in Form von Dichlorethan-Tanks, einem Zwischenprodukt zur PVC-Herstellung.⁴²⁹ Die Luftzerlegung findet in den Auswertungen keine Berücksichtigung.

Steurer et al. (2014) erwarten eine Abschaltleistung von 528 MW sowie eine Zuschaltleistung in Höhe von 158 MW.⁴³⁰

⁴²⁴ Bei Annahme von Investitionskosten in Höhe von 1.500.000 €/MW Verflüssigungskapazität im Bereich der Druckluft und 5.000 €/MWh Tankspeicher bei einer Laufzeit von 3 a und einem Zins von 9 Prozent sowie bei Annahme von Investitionskosten in Höhe von 900.000 €/MW Elektrolysekapazität, einer Laufzeit von 20 a und einem Zins von ebenfalls 9 Prozent. Die Kosteneinschätzung für Elektrolysekapazität deckt sich mit denen von VDE (2012), die von Kosten zwischen 700.000 und 1 Mio. €/MW erwarten. Vgl. VDE (2012b), S. 112.

⁴²⁵ Vgl. Klobasa (2007), S. 54.

⁴²⁶ Vgl. ebd., S. 55.

⁴²⁷ Vgl. Dena (2010), S. 422 f.

⁴²⁸ Vgl. ebd., S. 425.

⁴²⁹ Vgl. VDE (2012b), S. 41.

⁴³⁰ Vgl. Steurer et al. (2014), S. 5.

Die folgende Tabelle 14⁴³¹ fasst die Ergebnisse obiger Veröffentlichung zusammen und stellt sie den eigenen ermittelten Potenzialen gegenüber.

Tabelle 14: Vergleich der ermittelten Regelpotenziale in der Chemieindustrie mit ausgewählten Literaturquellen

Autor der Potenzialstudie	Ermittelte Abschaltleistung [MW]	Ermittelte Zuschaltleistung [MW]	Ermitteltes Speichervolumen [GWh]
Klobasa (2007)	900	Keine Angabe	Keine Angabe
Dena (2010)	556	346	0,355
VDE (2012b)	484 bis 787	Keine Angabe	38
Steurer et al. (2014)	528	158	Keine Angabe
Eigene Auswertung	330 bis 490	15 bis 24	3,25

Da bei Dena (2010), nach VDE (2012b) und bei Steurer et al. (2014) die Luftzerlegung keine Berücksichtigung findet, ist ein direkter Vergleich der Potenziale nur bedingt möglich. Es zeigt sich jedoch, dass die im Rahmen dieser Arbeit ermittelte ab- bzw. zuschaltbare Leistung (z. T. deutlich) unterhalb der jeweiligen Maximalleistung vergleichbarer Literaturquellen liegt. Das selbst ermittelte Speichervolumen wiederum liegt mit 3,25 GWh um knapp einen Faktor zehn höher als das Speichervolumen nach Dena (2010) und um rund einen Faktor zehn niedriger als das Speichervolumen nach VDE (2012b). Eine Begründung für die teilweise starken Unter- bzw. Überschätzungen bei Leistung und Arbeitsvermögen kann nicht gegeben werden.

In der Fachliteratur finden sich für ausgewählte Prozesse ebenfalls qualitative und quantitative Aussagen zu Kosten. So werden bei VDE (2012b) für Prozesse mit kontinuierlichen Lastverläufen neben Produktionsausfallkosten auch indirekte Kosten wie ein Verlust an Kundenbindung bei Nicht-Bedienung von Aufträgen genannt. Die Kosten werden nur qualitativ umschrieben; mit Bezug auf eine Teilnahme an den Regelleistungsmärkten wird von „hohen Arbeitspreisen“ gesprochen, um den Produktionsausfall gering zu halten.⁴³²

Dena (2010) kommt für die Chlorelektrolyse im Jahr 2010 auf variable Lastverschiebekosten von mehr als 100 €/MWh bei Investitionskosten von weniger als 1.000 €/MW und jährlichen fixen Kosten von weniger als 1.000 €/MW/a. Bis zum Jahr 2020 sollen sich diese Kosten gemäß Einschätzung der Autoren nicht verändern.⁴³³ Steurer et al. (2015) wiederum erwarten variable Lastverschiebekosten in Höhe von 100 bis 250 €/MWh.⁴³⁴

⁴³¹ Bei der eigenen Auswertung wurde vom technisch-sozialen Potenzial ausgegangen.

⁴³² Vgl. VDE (2012b), S. 112.

⁴³³ Vgl. Dena (2010), S. 427.

⁴³⁴ Vgl. Steurer et al. (2015), S. 6.

Die in der Literatur genannten variablen Kosten liegen im Intervall der selbst ermittelten Werte für Lastreduktion, wobei Dena (2010) und Steurer et al. (2015) allerdings von Kosten für die Lastverlagerung ausgehen. Die selbst ermittelten Kosten einer Lastreduktion liegen mit rund 50 €/MWh etwas halb bis ein Fünftel so hoch. Die selbst ermittelten Fixkosten sind rund dreimal so hoch wie bei Dena (2010). Offensichtliche Gründe für die Abweichungen der Kostenerwartungen sind nicht bekannt.

5.5.2 Nicht-Eisen-Metallindustrie

Im folgenden Kapitel wird die Produktion der NE-Metalle Aluminium, Kupfer, Zink und Silizium diskutiert. Aufgrund der Datenlage findet eine gebündelte Darstellung der Potenziale statt. Die Wahl fiel auf diese NE-Metalle, da ihre Herstellung (und erste Weiterverarbeitung) ca. 93 Prozent des branchenweiten Endenergieeinsatzes ausmacht.⁴³⁵

5.5.2.1 Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung

Für die Herstellung von Primäraluminium wird die sogenannte Schmelzfluss-Elektrolyse angewendet, um das in Tonerde (Bauxit) enthaltene Aluminium zu gewinnen.⁴³⁶ In Deutschland gibt es drei Primäraluminium-produzierende Unternehmen an vier Standorten. Deren Produktionskapazität liegt bei etwa 620.000 Tonnen pro Jahr. In 2012 wurden 410.000 Tonnen Primäraluminium hergestellt.⁴³⁷

Der Prozess der Primärkupferherstellung aus Kupfererz erfolgt ähnlich zu dem der Aluminiumherstellung.⁴³⁸ Die deutschlandweite Produktion von Kupfer liegt zwischen 650.000 und 710.000 Tonnen pro Jahr.⁴³⁹ Im Jahr 2012 wurden ca. 680.000 Tonnen raffiniertes Kupfer hergestellt.⁴⁴⁰ Es gibt ein großes Produktionsunternehmen mit einem Stromverbrauch von etwa 1,8 TWh.⁴⁴¹

Neben der Herstellung von Aluminium und Kupfer ist auch die Erzeugung von sehr reinem Zink und von Silizium stromintensiv.⁴⁴² In Deutschland gibt es derzeit eine große Primärzinkherstellung mit Raffination durch Elektrolyse mit einer Produktionskapazität von etwa 160.000 Tonnen pro Jahr. Im Jahr 2012 wurden ca. 145.000 Tonnen Zink bei einem Stromeinsatz von ca. 570.000 MWh erzeugt.⁴⁴³ Die gesamtdeutsche Erzeugung für Silizium beträgt etwa 30.000 Tonnen pro Jahr durch ein großes Unternehmen.⁴⁴⁴

⁴³⁵ Vgl. Fleiter (2013), S. 320.

⁴³⁶ Eine detaillierte Prozessbeschreibung findet sich in Anhang B.3.

⁴³⁷ Vgl. WV Metalle (2012), S. 104.

⁴³⁸ Vgl. Anhang B.3.

⁴³⁹ Vgl. Deutsches Kupferinstitut e. V. (2013); WV Metalle (2012), S. 105.

⁴⁴⁰ Vgl. WV Metalle (2012), S. 104.

⁴⁴¹ Vgl. Aurubis AG (2013), S. 73.

⁴⁴² Vgl. Anhang B.3.

⁴⁴³ Vgl. Xstrata plc (2012); Xstrata Zink GmbH (2012).

⁴⁴⁴ Vgl. BGR (2014), S. 2.

5.5.2.2 Beschreibung der Stichprobe

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden Informationen zu fünf von sechs der großen Unternehmen der genannten Branchen ausgewertet. Der Skalierungsfaktor für NE-Metalle beträgt 1,1 bis 1,14, je nach betrachteter Abschalt- bzw. Zuschaltdauer.⁴⁴⁵

5.5.2.3 Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale

Bei der Herstellung von NE-Metallen kann insbesondere die stromintensive Elektrolyse gedrosselt bzw. abgeschaltet werden. Dies ist i. d. R. innerhalb weniger Sekunden möglich. Nach Aussagen der Betreiber hängt die Dauer einer Abschaltung häufig von der reduzierten Leistung ab. So kann die im Rahmen der Befragung dominante Aluminiumelektrolyse bei einer Komplettabschaltung für ca. 1 h heruntergefahren werden, ohne dass die Schmelze im Ofen erstarzt. In Teillast kann die Produktion deutlich länger heruntergefahren werden (z. B. 4 h mit einer Abschaltleistung von 25 Prozent). Nur ein Teil der befragten Branchenvertreter hat angegeben, dass bis zu 12 Stunden mit voller Leistung abgeschaltet werden kann. Im Durchschnitt liegt die mögliche Abschaltenergie bei 1,7 GWh.

Aufgrund der (angestrebten) hohen Auslastung kann die Produktion i. d. R. nicht nachgeholt werden. Es handelt sich demnach um eine reine Lastreduktion.

Abbildung 23 zeigt, dass sowohl das soziale als auch das technisch-soziale Abschaltpotenzial über die Dauer einer Abschaltung abnimmt. Es sinkt kontinuierlich vom Maximum in Höhe von ca. 1.250 MW bzw. 1.180 MW bei Abrufen von 15 min bis 1 h auf einen Wert von ca. 280 MW bzw. 260 MW bei einer Abschaltung über 8 h.

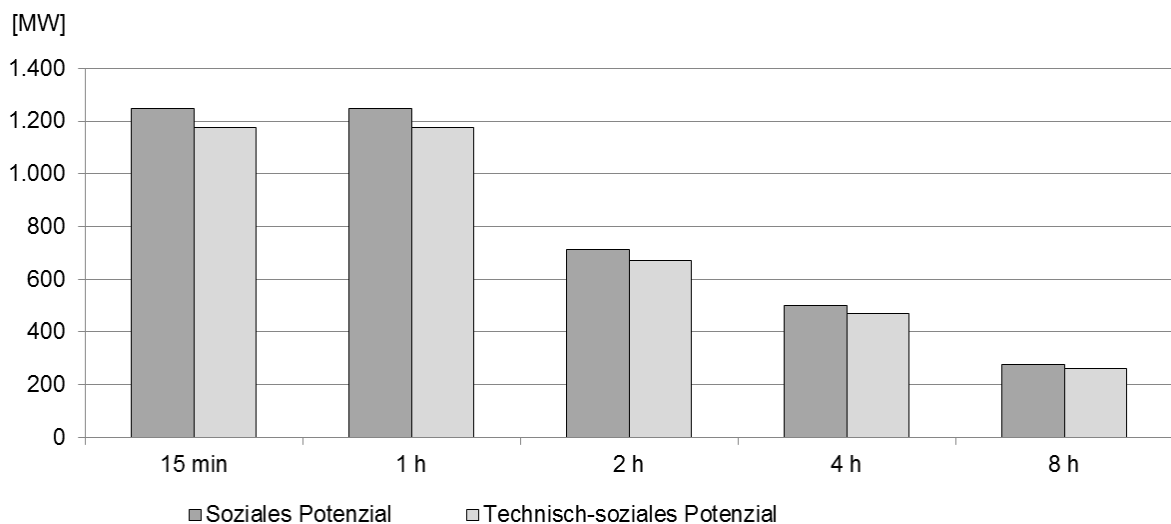


Abbildung 23: Abschaltpotenzial der NE-Metallindustrie in Abhängigkeit von der Abschaltdauer

⁴⁴⁵ Die variable Skalierung ist damit zu begründen, dass lediglich die Potenziale in der Aluminiumbranche hochgerechnet werden mussten.

Eine Zuschaltung ist nur in den Zeiten möglich, in denen die Anlage nicht voll ausgelastet ist. Die Auslastung hängt stark von der konjunkturellen Lage ab. Derzeit ist nicht damit zu rechnen, dass nennenswerte Zuschaltpotenziale bereitgestellt werden können.

Für die Zukunft werden gleichbleibende Produktionsmengen erwartet. Gleichwohl sind weitere Energieeffizienzmaßnahmen zur Stromeinsparung geplant, die im Rahmen der Befragung nicht näher detailliert wurden. In der Sekundärliteratur finden sich Einsparpotenziale zwischen 8 und 13 Prozent.⁴⁴⁶ Erneuert bzw. nachgerüstet werden können u. a. elektronische Steuergeräte für Motoren, Pumpen und Öfen sowie Transformatoren für die Umspannung.⁴⁴⁷

Denkbar wäre darüber hinaus ein Ausbau der Flexibilität durch gezielte Investitionen in Wärmespeicher und Elektrolysekapazitäten. Nach Schätzungen der Aluminiumindustrie könnte so deutschlandweit eine Speicherkapazität in Höhe von 13,2 GWh bereitgestellt werden. Statt einer konstanten Stromabnahme wäre ein um ± 25 Prozent flexibilisierter Betrieb um den mittleren Arbeitspunkt möglich, mit dem Lastverlagerungen um bis zu 48 h realisierbar wären.⁴⁴⁸

5.5.2.4 Kosten des Lastmanagements

Im Rahmen der Befragung wurden Arbeitspreise von 200 bis zu 800 €/MWh angegeben. Darüber hinaus wurde vermehrt darauf verwiesen, dass die Kosten der NE-Metallindustrie aufgrund der Lastreduktion mit entgangener Produktion insbesondere von den entgangenen Erlösen abhängig sind, die sich nach dem Weltmarktpreis richten.⁴⁴⁹

Hinsichtlich der Fixkosten wurden lediglich organisatorische Kosten genannt. Diese wurden durchschnittlich mit 290 €/MW/a angegeben.

Für die Umsetzung des flexiblen Betriebs nach Abschnitt 5.5.2.3 fallen Fixkosten für den Aufbau des Speichersystems von rund 145.000 €/MW/a an bei Opportunitätskosten von ca. 100 €/MWh.

5.5.2.5 Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur

Klobasa (2007) rechnet für die Aluminiumindustrie im Jahr 2007 mit einem Lastverschiebepotenzial zwischen 275 und 325 MW. Diesem Intervall liege ein Regelband von 25 Prozent bei einem kontinuierlichen Leistungsbedarf zwischen 1.100 und 1.300 MW zugrunde.⁴⁵⁰ Für Kupfer ermittelt der Autor bei einem durchschnittlichen Leistungsbezug von 22 bis 30 MW ein Potenzial von 5 bis

⁴⁴⁶ Vgl. Fleiter (2013), S. 340.

⁴⁴⁷ Vgl. WV Metalle (2014b); Hauck (2011), S. 18 ff.

⁴⁴⁸ Das Speichervolumen in Höhe von 13,2 GWh berechnet sich aus der Multiplikation der zusätzlichen Flexibilität von ± 275 MW, was 25 Prozent der heute installierten Leistung von 1,1 GW entspricht, mit einer maximalen Lastverlagerungszeit von 48 h. Vgl. Moll (2013), S. 4.

⁴⁴⁹ Für Aluminium lagen die Weltmarktpreise 2013 zwischen rund 2.300 und 2.800 € pro Tonne, für Kupfer zwischen etwa 9.100 und 11.000 € pro Tonne sowie für Zink zwischen 2.400 und 2.900 € pro Tonne. Vgl. Westmetall (2014). Die Umrechnung von US-\$ in € erfolgte über die monatlichen Mittelwerte der Umrechnungskurse. Vgl. z. B. Krüger (2014). Heruntergerechnet auf die Kosten pro MWh bedeutet dies für Aluminium bei Annahme von 14 MWh pro Tonne Aluminium Kosten zwischen 160 und 200 €/MWh. Für Kupfer liegen die Kosten bei Anlegen von 3,7 MWh pro Tonne mit 3.370 bis 4.100 €/MWh deutlich höher. Bei der Zinkproduktion liegen die variablen Kosten bei Annahme von 4 MWh pro Tonne zwischen 600 und 720 €/MWh.

⁴⁵⁰ Vgl. Klobasa (2007), S. 56.

7,5 MW. Bei der Zinkherstellung schätzt er das Potenzial bei einer Durchschnittsleistung von etwa 95 MW auf ca. 25 MW abschaltbare Leistung.⁴⁵¹

Dena (2010) geht in Bezug auf die Aluminiumindustrie davon aus, dass bei Abschalt Dauern von bis zu 4 h und einer Absenkung der Leistungsaufnahme um theoretisch bis zu 40 Prozent (sowie praktisch um bis zu 25 Prozent) eine Lastreduktion in Höhe von 277 MW möglich sei. Aufgrund der hohen Auslastung bestehe kein Zuschaltpotenzial.⁴⁵²

In VDE (2012b) wird für die Aluminiumindustrie ein Lastabwurfpotenzial von 637 MW bei einer installierten Leistung von 1 GW identifiziert. In Teillast könnten 148 MW bereitgestellt werden. Das Lasterhöhungspotenzial wird auf 30 bis 50 MW geschätzt bei einer Zuschaltdauer von bis zu 4 h.⁴⁵³

Steurer et al. (2014) erwarten hingegen eine durchschnittlich abschaltbare Leistung in Höhe von rund 698 MW sowie eine zuschaltbare Leistung von etwa 302 MW, wobei lediglich Aluminiumelektrolysen berücksichtigt werden.⁴⁵⁴

Tabelle 15⁴⁵⁵ fasst die zuvor genannten Potenziale zusammen.

Tabelle 15: Vergleich der ermittelten Regelpotenziale in der NE-Metallindustrie mit ausgewählten Literaturquellen

Autor der Potenzialstudie	Ermittelte Abschaltleistung [MW]	Ermittelte Zuschaltleistung [MW]	Ermitteltes Speichervolumen [GWh]
Klobasa (2007)	305 bis 357,5	Keine Angabe	Keine Angabe
Dena (2010)	277	0	Keine Angabe
VDE (2012b)	148 bis 637	30 bis 50	0,2
Steurer et al. (2014)	698	302	Keine Angabe
Eigene Auswertung	260 bis 1.180	0	1,7

In den Studien von Dena (2010), VDE (2012b) sowie nach Steurer et al. (2014) wird lediglich die Aluminiumherstellung als stromintensiver Prozess der NE-Metallindustrie diskutiert. Aus diesem Grund ist ein kritischer Vergleich der eigenen Auswertung mit den dort ermittelten Potenzialen nur bedingt möglich. Es ist allerdings ersichtlich, dass die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Maximalpotenziale (insbesondere im Fall kurzer Abschaltungen) deutlich höher sind als die in den herangezogenen Literaturquellen. Ursache könnte sein, dass die Autoren der für den Vergleich herangezogenen Studien i. d. R. eine Durchschnittsbetrachtung der Potenziale vorgenommen haben und dabei von anderen Vbh ausgegangen sind.

⁴⁵¹ Vgl. Klobasa (2007), S. 57 f.

⁴⁵² Vgl. Dena (2010), S. 423.

⁴⁵³ Vgl. VDE (2012b), S. 37.

⁴⁵⁴ Vgl. Steurer et al. (2014), S. 5.

⁴⁵⁵ Bei der eigenen Auswertung wurde vom technisch-sozialen Potenzial ausgegangen.

Erwähnenswert ist in diesem Kontext, dass im Rahmen der Ausgleichsmaßnahmen zur partiellen Sonnenfinsternis vom 20.03.2015 vier Aluminiumwerke durch die Netzbetreiber im Viertelstundentakt um rund 800 MW gedrosselt wurden.⁴⁵⁶ In der Praxis existieren somit Lastmanagementpotenziale über die in der übrigen Fachliteratur als größte Flexibilität genannten rund 700 MW hinaus.

Im Vergleich zu den selbst ermittelten Kosten geht Klobasa (2007) für die Aluminiumherstellung von Kosten eines Lastverzichts in Höhe von 50 bis 80 €/MWh aus.⁴⁵⁷ Izesg (2012) schätzen die Kosten der Aluminiumindustrie bei Lastverzicht auf ca. 1.790 € pro Tonne.⁴⁵⁸ Dies bedeutet bei einem Stromeinsatz von etwa 14 MWh pro Tonne variable Kosten in Höhe von knapp 130 €/MWh. Dena (2010) bemisst die variablen Kosten der Aluminiumelektrolyse auf 500 bis 1.500 €/MWh für die Jahre 2010 und 2020.⁴⁵⁹ Die eigene Auswertung für die gesamte NE-Metallindustrie liegt zwischen dem Minimum in Höhe von 50 €/MWh und dem Maximum in Höhe von 1.500 €/MWh. Eine Erklärung für das große Kostenintervall in der Vergleichsliteratur und eine begründete Einordnung des selbst ermittelten Wertes kann nicht gegeben werden.

Im Hinblick auf die jährlichen Fixkosten gibt Dena (2010) weniger als 1.000 €/MW/a an. Bei den Investitionskosten sind es weniger als 1.000 €/MW/a.⁴⁶⁰ Die Einschätzungen decken sich mit den eigenen Ergebnissen.

Bei Lastverschiebung gehen Steurer et al. (2015) von variablen Kosten in Höhe von 80 bis 250 €/MWh aus.⁴⁶¹ Die selbst ermittelten Kosten liegen mit 100 €/MWh am unteren Ende dieses Intervalls.

5.5.3 Stahlindustrie

In der Folge werden die Ergebnisse der Untersuchung der Lastflexibilitätpotenziale in der Stahlindustrie vorgestellt. Der Fokus liegt hierbei auf der Herstellung von Stahl nach dem Elektrolichtbogenverfahren.

5.5.3.1 Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung

Stahl wird u. a. in der Automobilindustrie, dem Maschinenbau, im Baugewerbe sowie in der chemischen Industrie eingesetzt. Die Produktion findet einerseits durch Reduktion von Eisenerz statt.⁴⁶² Andererseits gibt es eine hohe Recyclingquote. Bei diesem Verfahren wird Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen geschmolzen.⁴⁶³ Über 45 Prozent der Rohstahlerzeugung in Deutschland

⁴⁵⁶ Vgl. Martin Brückner Infosource GmbH & Co. KG (2015), S. 3.

⁴⁵⁷ Vgl. Klobasa (2007), S. 94.

⁴⁵⁸ Vgl. Izesg (2012), S. 25 f.

⁴⁵⁹ Vgl. Dena (2010), S. 427.

⁴⁶⁰ Vgl. Dena (2010), S. 427.

⁴⁶¹ Vgl. Steurer et al. (2015), S. 6.

⁴⁶² Hierbei wird der Sauerstoff im Erz durch Einbringen von Koks, Kohle, Öl oder Gas unter hoher Hitze (ca. 2.000 bis 2.200 Grad Celsius) abgetrennt.

⁴⁶³ Vgl. Stahl-Informations-Zentrum (2009), S. 2.

findet über das Elektrostahlverfahren statt.⁴⁶⁴ Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens wird in Anhang B.3 gegeben.

In Deutschland gibt es 15 Unternehmen, die Elektrostahlwerke mit einer Produktionskapazität von über 14 Mio. Tonnen pro Jahr betreiben. Der Gesamtstrombedarf der Branche lag 2012 bei 8,05 TWh für die Produktion von 13,8 Mio. Tonnen Elektrostahl.⁴⁶⁵

5.5.3.2 Beschreibung der Stichprobe

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden sechs Unternehmen befragt, die knapp ein Drittel der erzeugten Stahlmenge bzw. Produktionskapazität repräsentieren. Der Skalierungsfaktor beträgt 3,22.

5.5.3.3 Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale

Als geeignet für eine Regelung gelten die stufenweise schaltbaren Elektrolichtbogen- und die Pfannenöfen. Sie können innerhalb weniger Sekunden in Teillast (ca. 35 bis 45 Prozent der Nennleistung) betrieben oder ganz abgeschaltet werden.

In Teillast betrieben erhöht sich lediglich die Dauer bis zum Erreichen der gewünschten Stahlqualität. Im Fall einer Abschaltung müssen die Auswirkungen nach Aggregatzustand des Materials im Schmelzraum zum Zeitpunkt der Abschaltung bzw. Prozesswiederaufnahme differenziert betrachtet werden. Falls nicht das gesamte Material verflüssigt wurde bzw. nicht die gesamte Masse im Schmelzraum erkaltet ist, kann der Produktionsprozess normal fortgesetzt werden. Sofern das Material jedoch bereits ganz geschmolzen wurde und anschließend aufgrund einer langen Abschaltung im Schmelzofen erkaltet, muss es entweder entfernt und durch Vermasseln⁴⁶⁶ neu in den Prozess eingebracht werden oder mit stark erhöhtem Energieaufwand wieder geschmolzen werden, was rein technisch nicht immer gelingt. Denn ggf. kann es hierbei dazu kommen, dass Teile des Ofenraums erneuert werden müssen, was zeit- und kostenintensiv sein kann. Nicht zuletzt aus diesen Gründen wird bei Abruflängen über 30 min vor dem Ausschalten der Abschluss der Produktion mit Abstich präferiert.

Zu berücksichtigen sind (neben den Auswirkungen auf den Schmelzprozess) Rückwirkungen auf Folgeprozesse wie z. B. den Strangguss, den Blockguss oder das Walzen. Deren Abschaltung kann einen mehrstündigen Wiederanfahrprozess des Stahlwerkes nach sich ziehen, was neben dem Produktionsausfall häufig mit Qualitätseinbußen einhergeht.

Da in Stahlwerken teilweise hunderte verschiedener Stahlsorten auf individuelle Bestellung produziert werden, findet i. d. R. keine Lagerhaltung statt. Vielmehr sollte der Stahl nach Abschaltung in Zeiten nachproduziert werden, in denen der Elektrolichtbogenofen nicht vollständig ausgelastet ist. Es wird davon ausgegangen, dass die Abschaltung bzw. Abregelung innerhalb von 48 h nachzuho-

⁴⁶⁴ Vgl. WV Stahl (2013).

⁴⁶⁵ Vgl. WV Stahl und Stahlinstitut VDEh (2013), S. 8 sowie 22.

⁴⁶⁶ Unter Vermasseln versteht man den Prozess der Zerkleinerung der erkalteten Masse zur Wiedereingabe in den Schmelzprozess.

len ist, um eine Lastverlagerung im Sinne dieser Arbeit durchzuführen.⁴⁶⁷ Alternativ handelt es sich um eine Lastreduktion mit deutlich höheren Kosten für die z. T. mögliche Ersatzbeschaffung über den Markt oder Vertragsstrafen für Spät- oder Nicht-Lieferung.

Abbildung 24 zeigt die Abschaltpotenziale beim Stahlherstellungsprozess. Das soziale Abschaltpotenzial der installierten Kapazitäten in Deutschland beträgt etwa 1.300 MW. Aufgrund der stochastischen Fahrweise sowie der Belade- und Abstichzeiten wird jedoch nur ein technisch-soziales Potenzial von etwa 700 MW erwartet.

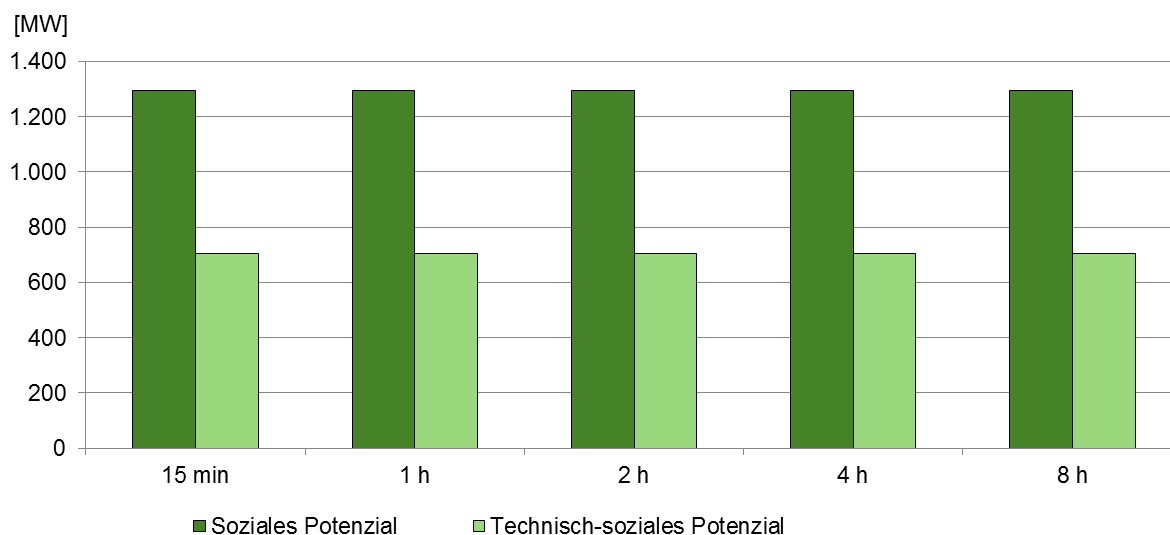


Abbildung 24: Abschaltpotenzial der Stahlindustrie in Abhängigkeit von der Abschaltdauer

Gemäß Abbildung 25 haben die Auswertungen zum sozialen Zuschaltpotenzial Leistungen in Höhe von bis zu 500 MW ergeben. Aufgrund von begrenzten Betriebszeiten reduziert sich diese Zuschaltleistung bei Betrachtung des technisch-sozialen Potenzials auf ca. 265 MW.

⁴⁶⁷ Alternativ könnte eine Zuschaltung durch Verlängerung der Produktionszeit einer Charge bzw. eine temporäre Lasterhöhung umgesetzt werden, wodurch sich die Produktionszeit tendenziell verkürzt. Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass eine Synchronisation mit den Folgeprozessen stattfinden muss.

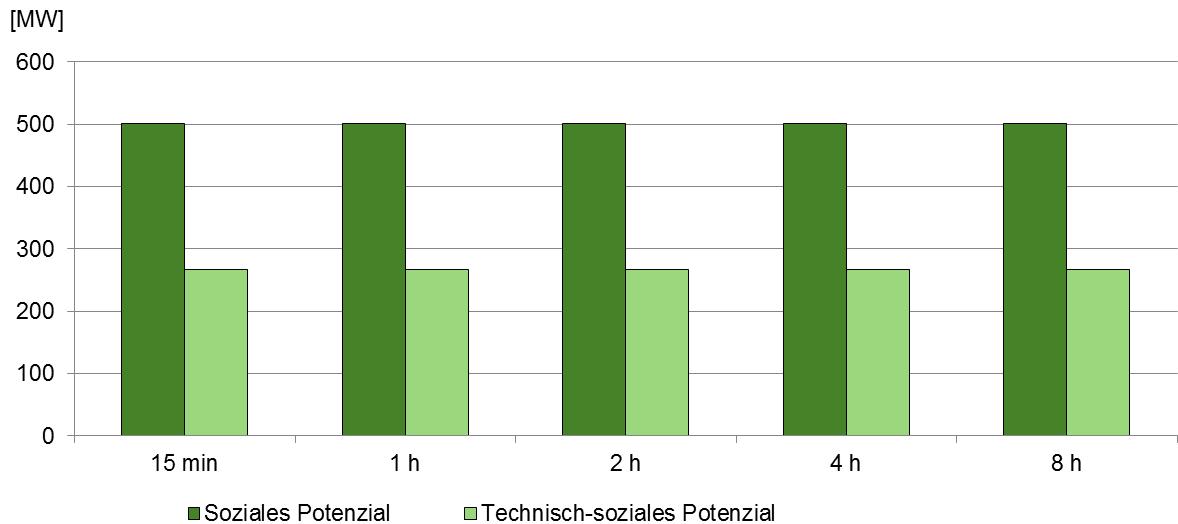


Abbildung 25: Zuschaltpotenzial der Stahlindustrie in Abhängigkeit von der Zuschalt-dauer

Bei Nachholung der Produktion (innerhalb von 48 h) ergibt sich unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Zuschaltleistung in Höhe von 265 MW ein Arbeits- bzw. Verlagerungsvolumen in Höhe von 12,7 GWh.

Für die Zukunft wird mit stabiler bis steigender Produktion gerechnet. Dies liegt an steigender Nachfrage und der zunehmenden Bedeutung der im Vergleich zur Reduktion von Eisenerz kostengünstigeren Elektrostahlherstellung. Darüber hinaus wird die Forderung nach einer stetig höheren Stahlqualität erwartet. Diese benötigt zusätzliche energieintensive Bearbeitungsschritte mit hohem Wärme- und Stromeinsatz. Im Hinblick auf Energieeffizienz wird bis 2035 mit einem Einsparpotenzial von ca. 16 Prozent gerechnet.⁴⁶⁸ Aufgrund dieser für die Entwicklung der installierten Leistung konträr gerichteten Erwartungen wird damit gerechnet, dass auch in Zukunft die zuvor genannten Potenziale vorhanden sein werden.

5.5.3.4 Kosten des Lastmanagements

Die variablen Kosten einer Lastreduktion liegen entsprechend den Angaben im Rahmen der empirischen Analyse zwischen 230 und 300 €/MWh und im Mittel bei 270 €/MWh. Hinsichtlich der Fixkosten wurden von den Befragten u. a. Kosten für die Anpassung des Leitsystems in Höhe von 100.000 € genannt. Als betriebliche Fixkosten für zusätzliches Personal, Lizenzen des Energiemanagementsystems bzw. Lagerkosten wurden 0 bis 375.000 €/a angegeben. Durchschnittlich liegen die jährlichen fixen Kosten über die Angaben aller Befragten bei 1.650 €/MW/a. Weitere Kosten fallen nicht an.

⁴⁶⁸ Vgl. Fleiter (2013), S. 307.

Für eine Lastverschiebung wurden variable Kosten in Höhe von 70 bis 300 €/MWh bei einem Durchschnitt von 160 €/MWh genannt. Die fixen Kosten pro Jahr entsprechen denen der Lastreduktion.

5.5.3.5 Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur

Für das Referenzjahr 2005 ermittelt Klobasa (2007) in der Stahlbranche eine Last von durchschnittlich 750 bis 800 MW. Das Lastmanagementpotenzial wird, unter der Annahme, dass bestimmte Prozesse, wie z. B. die Produktion für hochwertige Stähle, nicht integriert werden können, mit 400 MW angegeben.⁴⁶⁹

Laut Dena (2010) gibt es in der Stahlindustrie Abschaltpotenzial in Höhe von 815 MW.⁴⁷⁰ VDE (2012b) ermittelt für die Stahlherstellung ein Lastabwurf- bzw. Lastreduktionspotenzial von 741 MW. Dieses könne theoretisch auf unbegrenzte Dauer zur Verfügung stehen.⁴⁷¹

Steurer et al. (2014) erwarten ein durchschnittliches Abschaltpotenzial in Höhe von 673 MW sowie ein Zuschaltpotenzial von 56 MW.⁴⁷²

Die folgende Tabelle 16⁴⁷³ vergleicht die Potenziale gemäß Fachliteratur mit denen der eigenen Auswertung.

Tabelle 16: Vergleich der ermittelten Regelpotenziale der Stahlindustrie mit ausgewählten Literaturquellen

Autor der Potenzialstudie	Ermittelte Abschaltleistung [MW]	Ermittelte Zuschaltleistung [MW]	Ermitteltes Speichervolumen [GWh]
Klobasa (2007)	400	Keine Angabe	Keine Angabe
Dena (2010)	815	Keine Angabe	Keine Angabe
VDE (2012b)	741	Keine Angabe	Unendlich
Steurer et al. (2014)	673	56	Keine Angabe
Eigene Auswertung	703	265	12,7

Ein Vergleich der ermittelten Potenziale mit denen anderer Studien zeigt, dass die Abschaltpotenziale mit etwa 700 MW nahe an denen der jüngsten Veröffentlichungen liegen. Im Hinblick auf die Zuschaltleistung sind die ermittelten Potenziale ca. fünfmal höher. Eine Begründung für die starke Diskrepanz der Zuschaltleistung ist nicht ableitbar.

⁴⁶⁹ Vgl. Klobasa (2007), S. 63 f.

⁴⁷⁰ Vgl. Dena (2010), S. 424.

⁴⁷¹ Vgl. VDE (2012b), S. 49.

⁴⁷² Vgl. Steurer et al. (2014), S. 5.

⁴⁷³ Bei der eigenen Auswertung wurde vom technisch-sozialen Potenzial ausgegangen.

Hinsichtlich der variablen Kosten einer Lastreduktion schätzt Izesg (2012) den Wert des Verlusts bei Produktionsverzicht auf ca. 480 € pro Tonne.⁴⁷⁴ Dies entspricht bei einem angenommenen Stromverbrauch von 0,45 MWh pro Tonne etwa 1.070 €/MWh. Dena (2010) geht ebenfalls von Kosten von mehr als 1.000 €/MWh aus.⁴⁷⁵ Steurer et al. (2015) erwarten hingegen variable Lastverschiebekosten in Höhe von 270 bis 1.200 €/MWh.⁴⁷⁶ Eine Begründung für die jeweiligen Höhen, die insbesondere im Maximum sowohl bei Lastreduktion als auch Lastverlagerung deutlich über den im Rahmen der Befragung ermittelten Kosten liegen, kann nicht gegeben werden.

Dena (2010) erwartet weiterhin jährliche Fixkosten von weniger als 1.000 €/MW/a und Investitionskosten von weniger als 1.000 €/MW/a.⁴⁷⁷ Dieser Wert wiederum liegt relativ nahe an den selbst ermittelten Fixkosten mit 1.650 €/MW/a.

5.5.4 Papierindustrie

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Befragung für die Papierindustrie ausgewertet.

5.5.4.1 Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung

Für die Produktion von Papier und Pappe werden Wasser, Faser- und Hilfsstoffe benötigt. Die Faserstoffe werden durch mechanische Zerfaserung von Holz nach dem mechanischen oder thermomechanischen Verfahren (Holzstoff) oder dessen chemische Auftrennung (Zellstoff) gewonnen. Holz- und Zellstoff, auch Primärfasern genannt, werden anschließend i. d. R. mit aufbereitetem Altpapier (Sekundärfasern) vermischt.⁴⁷⁸ Sowohl die Holzstoff- als auch die Zellstoffherstellung und die Altpapieraufbereitung sind stromintensiv und regelbar. Eine detaillierte Darstellung findet sich in Anhang B.3.

Im Jahr 2012 wurden in Deutschland insgesamt 1 Mio. Tonnen Holzstoff hergestellt, von denen etwa zwei Drittel auf das mechanische und ein Drittel auf das thermomechanische Verfahren entfallen.⁴⁷⁹ Ferner ist im Jahr 2012 etwa 1,6 Mio. Tonnen Zellstoff hergestellt worden⁴⁸⁰ bei einem Altpapiereinsatz von 16,2 Mio. Tonnen, aus dem 15,3 Mio. Tonnen Altpapierstoff gewonnen wurden.⁴⁸¹

Ein weiterer stromintensiver Prozess ist die Papierherstellung, wobei die Energieintensität von der Papiersorte abhängt.⁴⁸² In Deutschland gibt es etwa 168 Betriebe der Zellstoff- und Papierindustrie. Sie produzierten im Jahr 2012 knapp 22,6 Mio. Tonnen Papier bei einer Kapazität von ca. 24 Mio. Tonnen. Die Gesamtauslastung lag somit bei knapp 94 Prozent. Auf grafische Papiere entfielen etwa 9,2 Mio. Tonnen. Die Produktionskapazität lag im gleichen Zeitraum bei knapp 10,2 Mio. Tonnen. Papier, Karton und Pappe für Verpackungszwecke kamen mit Kapazitäten von

⁴⁷⁴ Vgl. Izesg (2012), S. 29.

⁴⁷⁵ Vgl. Dena (2010), S. 427.

⁴⁷⁶ Vgl. Steurer et al. (2015), S. 6.

⁴⁷⁷ Vgl. Dena (2010), S. 427.

⁴⁷⁸ Vgl. VDP (2014), S. 6.

⁴⁷⁹ Vgl. VDP (2013), S. 59 f.

⁴⁸⁰ Vgl. ebd., S. 59 ff.

⁴⁸¹ Vgl. ebd., S. 44 sowie S. 61.

⁴⁸² Vgl. Anhang B.3.

etwa 10,8 Mio. Tonnen und einer Produktion von ungefähr 10,5 Mio. Tonnen auf eine deutliche höhere Auslastung. Hygienepapiere lagen bei einer Produktion von ca. 1,4 Mio. Tonnen und einer Kapazität von etwa 1,5 Mio. Tonnen. Im Segment Pappe und Papier für technische und spezielle Verwendungszwecke wurden knapp 1,5 Mio. Tonnen bei einer Kapazität von etwa 1,6 Mio. Tonnen produziert.⁴⁸³ Der Stromverbrauch der Gesamtbranche lag bei 18,9 TWh.⁴⁸⁴

5.5.4.2 Beschreibung der Stichprobe

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden Unternehmen mit 22 Standorten befragt, deren Produktion in Summe bei über 5,6 Mio. Tonnen pro Jahr liegt. Die ausgewerteten Standorte repräsentieren rund 9 Prozent der Branche und sowohl Standorte mit ausschließlicher Altpapier- als auch solche mit Frischfaserverarbeitung. Der Skalierungsfaktor liegt bei 11,04.

5.5.4.3 Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale

Im Rahmen der Befragung wurden unterschiedliche Rückmeldungen zur Flexibilitätsbereitstellung gegeben. Lastreduktion lässt sich je nach Standort durch Abschaltung der zuvor genannten Prozesse zur Holz- und Zellstoffherstellung, der Abschaltung von Pumpen zur Altpapieraufbereitung bzw. Teilen der Papiermaschine bis hin zur Abschaltung des ganzen Werks umsetzen. Hierfür bedarf es einer Vorlaufzeit sowie einer Mindeststillstanddauer, nach der die Produktion wieder angefahren werden kann. Insbesondere deshalb sind kurze Abschaltdauern von 15 Minuten bis zu 2 h für Prozesskettenabschaltungen wie Papiermaschinen nicht umsetzbar.

Abbildung 26 zeigt die ermittelten Potenziale aus den o. g. Prozessen hochgerechnet für die gesamte Branche.

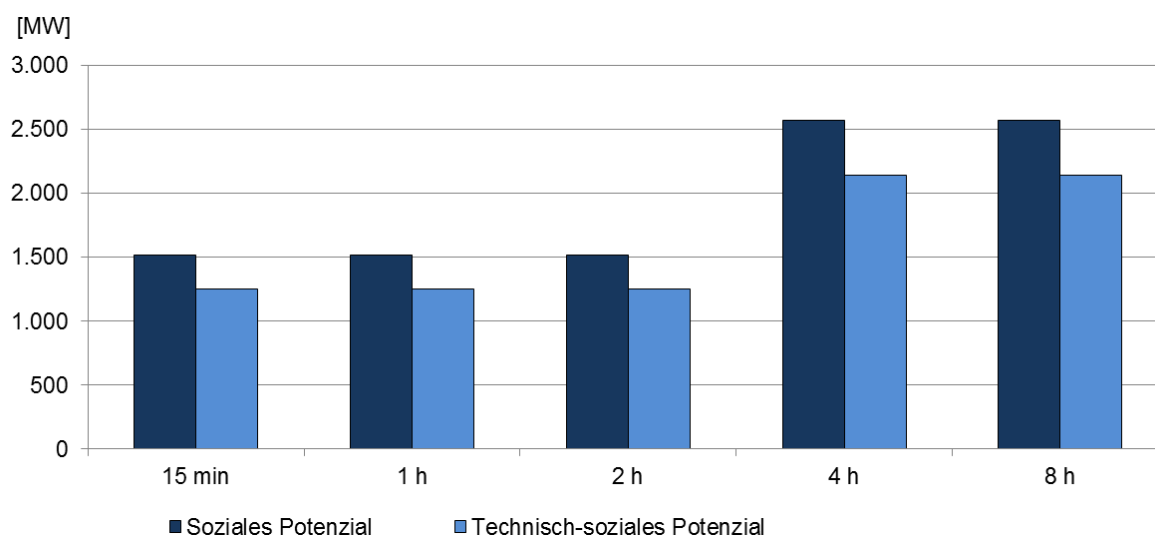


Abbildung 26: Abschaltpotenzial der Papierindustrie in Abhängigkeit von der Abschaltdauer (Lastreduktion)

⁴⁸³ Vgl. VDP (2013), S. 40 ff.

⁴⁸⁴ Vgl. ebd., S. 72.

Für Lastreduktion über 15 min bis zu 2 h steht ein soziales Potenzial von etwa 1.500 MW sowie ein technisch-soziales Potenzial in Höhe von rund 1.250 MW zur Verfügung. Über 4 h bis hin zu 8 h liegt das soziale Potenzial bei ca. 2.600 MW sowie das technisch-soziale Potenzial bei rund 2.140 MW.

Als allgemein geeignete Prozessschritte für eine Regelung zwischen Mindest- und Volllast gelten die Holz-, Zellstoffherstellung und Pumpen bei der Altpapieraufbereitung. Um negative Rückwirkungen auf den Papierproduktionsprozess zu vermeiden, wird die Erbringungszeit i. d. R. durch das Volumen von Zwischenspeichern für Holzfasern, sogenannten Bütten, begrenzt. Bei diesem Prozessschritt handelt es sich um ein Potenzial für eine Lastverlagerung.

Mit Einschränkung kann je nach Integrationsgrad am Produktionsstandort auch die Papiermaschine geregelt werden. So lassen sich Papiermaschinen mancher Anlagen problemlos ganz abschalten. Andere sind ohne kritische Einschränkungen für die Produktion in geringem Maße teillastfähig.

Die folgende Abbildung 27 zeigt die Abschaltpotenziale der Lastverlagerung in Relation zur Abschaltdauer. Das soziale Potenzial abschaltbarer Verbraucher zur Lastverlagerung beträgt in der Papierindustrie unabhängig von der Abschaltdauer rund 1.500 MW. Bei Auslastungen von durchschnittlich rund 83 Prozent liegt das technisch-soziale Potenzial entsprechend bei ca. 1.250 MW.

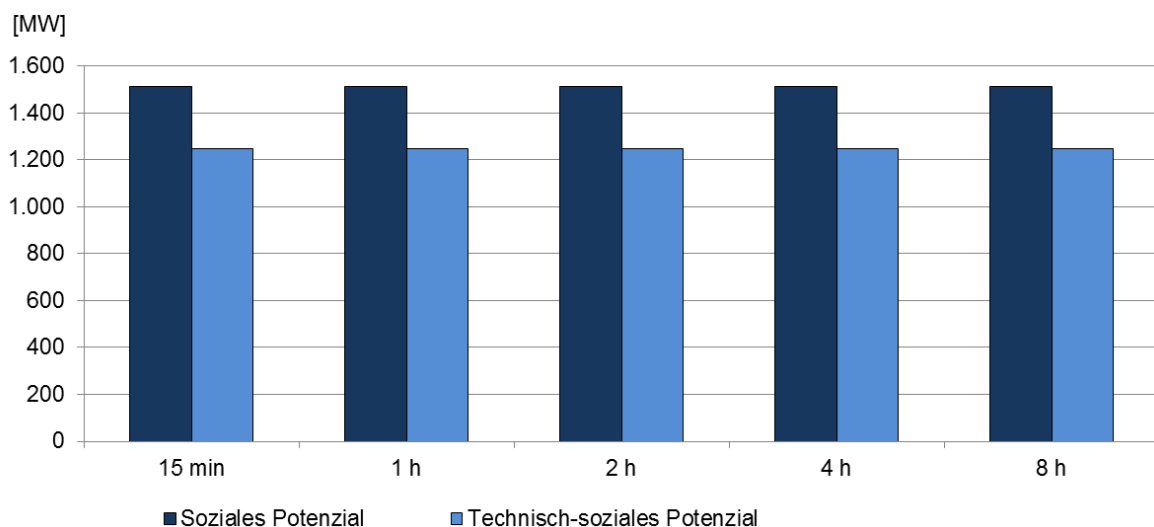


Abbildung 27: Abschaltpotenzial der Papierindustrie in Abhängigkeit von der Abschaltdauer (Lastverlagerung)

Zuschaltungen sind aufgrund hoher Auslastung nur für Produktionsteile möglich, die nicht genutzt werden. Hierzu gehören insbesondere Überkapazitäten in der Holz- und Zellstoffherstellung, die Fasern zur Speicherung in Bütten produzieren. Abbildung 28 zeigt die Zuschaltleistungen in Abhängigkeit von der Zuschaltdauer.

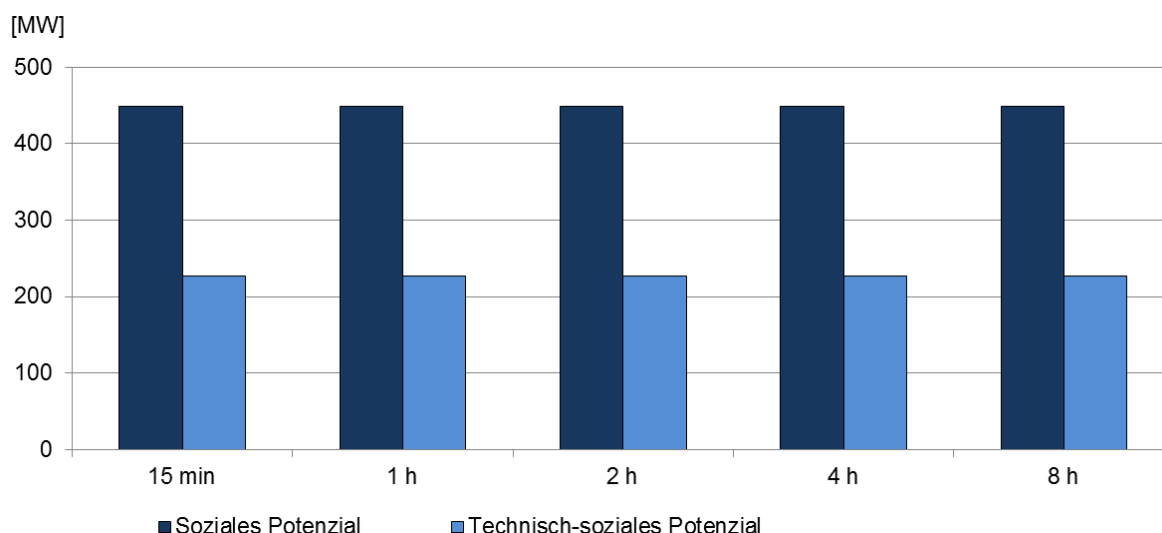


Abbildung 28: Zuschaltpotenzial der Papierindustrie in Abhängigkeit von der Zuschaltdauer (Lastverlagerung)

Die ermittelten sozialen Zuschaltpotenziale liegen unabhängig von der Zuschaltdauer bei etwa 450 MW. Das technisch-soziale Potenzial liegt mit ca. 230 MW deutlich darunter.

Die Größe der Faser-Bütten ist standortspezifisch unterschiedlich. Die Volumina liegen zwischen 30 min und 18 h. Hochgerechnet auf die Branche können auf Basis der Befragungsergebnisse etwa 12,9 GWh Strom gespeichert werden. Papier wird hingegen aufgrund der Material- und Lagerkosten nicht gespeichert, sondern nach Bedarf und auf Auftrag produziert.

In Zukunft kann es analog zu den übrigen in dieser Arbeit untersuchten Branchen zu Energieeffizienzmaßnahmen kommen. Barzantny et al. (2013) erwarten konkret Verbesserungen bei Papiermaschinen und in der Altpapieraufbereitung. Das wirtschaftliche Potenzial wird auf 2,9 TWh/a und das realisierbare Potenzial auf 1,4 TWh/a geschätzt. Dies entspricht einer Energieeinsparung von 13 bzw. 6 Prozent im Vergleich zum Basisjahr 2010.⁴⁸⁵ Fleiter (2013) kommt für das Jahr 2020 auf Stromeinsparpotenziale zwischen 1 und 6 Prozent sowie für 2030 auf 4 bis 15 Prozent.⁴⁸⁶

Die Befragten schätzen die weitere Entwicklung der Branche insbesondere für Papiere mit (hohem) Altpapieranteil als positiv ein. Spezial- und Feinpapiere hingegen sehen sich nach Expertenmeinung sinkender Nachfrage und hoher internationaler Konkurrenz ausgesetzt.

Grundsätzlich bestehen Ausbaupotenziale im Hinblick auf Flexibilität. So könnten Papiermaschinen flexibilisiert, Speicherbütten vergrößert (z. B. durch zusätzliche Faserspeichertanks) oder Papierlager aufgebaut werden.

Trotz der erwarteten Stromeinsparungen durch Effizienzmaßnahmen ist daher davon auszugehen, dass die zu- und abschaltbaren Lasten in Zukunft mindestens in heutiger Höhe erhalten bleiben. Speicher können bei Bedarf und angemessenen Anreizen zugebaut werden.

⁴⁸⁵ Vgl. Barzantny et al. (2013), S. 18 f.; Meyer (2013), S. 13.

⁴⁸⁶ Vgl. Fleiter (2013), S. 389.

5.5.4.4 Kosten des Lastmanagements

Die variablen Kosten einer Lastreduktion liegen zwischen 150 und 670 €/MWh für Last- bzw. Produktionsverzicht bei einem Durchschnitt von 420 €/MWh. Die variablen Kosten für eine Lastverlagerung wurden im Rahmen der Befragung mit 5 bis 20 €/MWh angegeben bei einem Durchschnitt von 10 €/MWh.

Hinsichtlich der Investitions- bzw. Fixkosten wurden für einmaligen Aufwand zur Ertüchtigung des Leitsystems zwischen 0 und 100.000 € angegeben. 2.500 bis 100.000 €/a an Kosten werden für die kontinuierliche Schulung von Personal, zusätzliches Personal sowie Lizenzgebühren für das Energiemanagementsystem erwartet. Durchschnittlich entstehen Fixkosten von 2.320 €/MW/a.

Ein Neubau von Speicherbütten, mit denen die Speicherkapazität erhöht werden kann, ist denkbar. Die Kosten liegen bei rund 2.765 €/MWh.⁴⁸⁷

5.5.4.5 Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur

Im Bereich der Holzstoffherstellung ergibt sich nach Klobasa (2007) eine Durchschnittslast von 400 MW, die zum Großteil im Lastmanagement eingesetzt werden kann. Bei der Altpapieraufbereitung liege die Last bei 350 bis 450 MW, bei Papiermaschinen seien es etwa 80 MW. Streichmaschinen und Kalande kämen auf 60 MW. Die Gesamtleistung der Branche betrage somit 890 bis 990 MW. Hiervon können nach Klobasa maximal 400 MW verlagert werden.⁴⁸⁸

Nach Dena (2010) ist nur die Stoffaufbereitung für Lastmanagement geeignet. Streichanlagen und Kalande werden von den Autoren als ungeeignet verworfen, weil die Leistungsaufnahme dieser Prozesse relativ gering ist. Bei Papiermaschinen hingegen sei die Aktivierungsdauer mit 12 h zu lang, um Lastmanagement zu betreiben. Es wird ein Abschaltpotenzial in Höhe von 217 MW und ein Zuschaltpotenzial in Höhe von 94 MW errechnet. Das Holzstoffspeicherpotenzial wird mit 467 MWh angegeben.⁴⁸⁹

VDE (2012b) geht davon aus, dass bei der Papierherstellung Lastverschiebung durch Anpassung der Leistungsaufnahme von Holzschleifern und Papiermaschinen erfolgen kann. Das Potenzial der installierten Leistung von Holzschleifern wurde auf 268 MW hochgerechnet, was bei etwa 6.800 Vbh einem Lastabwurf- bzw. Lastmanagementpotenzial von 208 MW entspricht. Die Holzschliff-Speicherkapazitäten der Branche werden mit 1,3 GWh angegeben. Darüber hinaus seien Papiermaschinen blockweise ab- und wieder zuschaltbar. Die installierten 2 GW verfügen über eine konstante Leistungsaufnahme, wobei die Volllaststunden etwa 7.500 h/a betragen. Hieraus ergäbe sich ein Lastabwurfpotenzial von 1,7 GW. Die Speicherkapazitäten der Papierrollenlager lägen bei 7,9 GWh.⁴⁹⁰

⁴⁸⁷ Angenommen werden 7.000 €/MWh bei einer Laufzeit von 3 a und einem Zins von 9 Prozent.

⁴⁸⁸ Vgl. Klobasa (2007), S. 61.

⁴⁸⁹ Vgl. Dena (2010), S. 424.

⁴⁹⁰ Vgl. VDE (2012b), S. 46-47.

Steurer et al. (2014) betrachten lediglich Holzschleifer und kommen auf ein Abschaltpotenzial in Höhe von 200 MW sowie ein Zuschaltpotenzial von 57 MW.⁴⁹¹

Tabelle 17⁴⁹² vergleicht die Ergebnisse der eigenen Auswertung mit den Regelpotenzialen gemäß der zuvor vorgestellten Fachliteratur.

Tabelle 17: Vergleich der ermittelten Regelpotenziale der Papierindustrie mit ausgewählten Literaturquellen

Autor der Potenzialstudie	Ermittelte Abschaltleistung [MW]	Ermittelte Zuschaltleistung [MW]	Ermitteltes Speichervolumen [GWh]
Klobasa (2007)	400	Keine Angabe	Keine Angabe
Dena (2010)	217	94	0,47
VDE (2012b)	1.908	Keine Angabe	9,2
Steurer et al. (2014)	200	57	Keine Angabe
Eigene Auswertung	1.250 bis 2.140	230	12,9

Im Vergleich liegen allein die Abschaltpotenziale nach VDE (2012b) innerhalb des ermittelten Potenzialintervalls. Grund ist vermutlich die analoge Annahme, dass Papiermaschinen in der gesamten Branche regelbar sind. Bei Klobasa (2007), Dena (2010) sowie Steurer et al. (2014) führt die Hypothese, dass Papiermaschinen allgemein nicht regelbar sind, dazu, dass die Abschaltleistung deutlich niedriger angegeben wird. Allerdings ist zu beachten, dass der eigene Hochrechnungsfaktor mit 11,04 recht hoch ist und die Repräsentativität somit nicht gewährleistet ist.

Im Hinblick auf die Zuschaltleistungen sind die Ergebnisse von Dena (2010) nur knapp halb so hoch wie die eigene Auswertung, die von Steuer et al. (2014) bei gut einem Viertel. Eine Plausibilisierung der geringeren Höhe kann nicht gegeben werden, da die jeweils erhobenen Einzeldaten nicht veröffentlicht sind und somit keine Bewertung bzw. kein Vergleich möglich ist. Analog zu den Abschaltpotenzialen ist die Repräsentativität bei einem Hochrechnungsfaktor von 11,04 nicht gewährleistet.

Die selbst errechneten Speichervolumina in Höhe von 12,9 GWh liegen z. T. deutlich höher als die Arbeitsvermögen nach Dena (2010) mit 467 MWh, die nur Holzstoffspeicher betrachten, bzw. nach VDE (2012b) mit 1,3 GWh im Holzstoffspeicher sowie 7,9 GWh im Papierrollenlager. Gründe für die Diskrepanzen sind nicht bekannt. Es ist jedoch abermals zu berücksichtigen, dass der eigene Skalierungsfaktor mit 11,04 recht hoch ist.

⁴⁹¹ Vgl. Steurer et al. (2014), S. 5.

⁴⁹² Bei der eigenen Auswertung wurde vom technisch-sozialen Potenzial ausgegangen.

Hinsichtlich der Kosten erwarten Izesg (2012) für die Papierbranche variable Kosten in Höhe von ca. 690 € pro Tonne.⁴⁹³ Unter Berücksichtigung eines Strombedarfs zwischen 0,13 und 0,88 MWh pro Tonne ergeben sich variable Kosten von etwa 780 bis 5.310 €/MWh. Das angegebene Intervall liegt teilweise deutlich über den eigenen Annahmen mit 150 bis 670 €/MWh.

Bei Lastverlagerung geht Dena (2010) für Refiner und Schleifer von Kosten von weniger als 10 €/MWh aus, was zu der eigenen Annahme passt.⁴⁹⁴ Die Kostenerwartung deckt sich zudem mit den minimalen variablen Lastverschiebekosten nach Steurer et al. (2015), die ebenfalls mit 10 €/MWh angegeben werden. Das Maximum, für das es keine Begründung gibt, liegt bei 120 €/MWh.⁴⁹⁵

Die fixen Betriebskosten schätzt Dena (2010) auf weniger als 1000 €/MW/a. Die Investitionskosten liegen bei 5.000 bis 20.000 €/MW.⁴⁹⁶ Unter Berücksichtigung von Abschreibungsdauern der Investitionen sind die angegebenen Kosten nahe an den eigenen Annahmen.

5.5.5 Zementindustrie

In der Folge werden die Ergebnisse für die Zementindustrie vorgestellt.

5.5.5.1 Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung

Zement wird als Bindemittel in Mörtel oder Beton eingesetzt. Rohstoffe für die Zementherstellung sind Kalksteine und Ton bzw. deren natürliches Gemisch Kalkmergel, die in Steinbrüchen durch Sprengen oder Reißen abgebaut werden.⁴⁹⁷ Stromintensive Prozesse sind insbesondere elektronische Brecher, Rohgesteins- und Klinkermühlen.⁴⁹⁸

Im Referenzjahr 2012 gab es in der Zementindustrie 22 Unternehmen mit 54 Standorten, die Zement oder Klinker herstellen.⁴⁹⁹ Die Produktion lag bei 24,6 Mio. Tonnen Klinker und 32,4 Mio. Tonnen Zement.

5.5.5.2 Beschreibung der Stichprobe

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden Unternehmen mit 33 Produktionsstandorten befragt.⁵⁰⁰ Der Skalierungsfaktor bei Auswertung der Zementindustrie beträgt 2,43.

⁴⁹³ Vgl. Izesg (2012), S. 22.

⁴⁹⁴ Vgl. Dena (2010), S. 427.

⁴⁹⁵ Vgl. Steurer et al. (2015), S. 6.

⁴⁹⁶ Vgl. Dena (2010), S. 427.

⁴⁹⁷ Vgl. Grömling (2011), S. 38.

⁴⁹⁸ Vgl. Anhang B.3.

⁴⁹⁹ Vgl. VDZ (2013b), S. 7.

⁵⁰⁰ Die genaue Anzahl wird nicht angegeben, damit nicht auf die befragten Unternehmen geschlossen werden kann.

5.5.5.3 Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale

Die stromintensiven Prozesse bei der Herstellung von Zement sind, wie zuvor beschrieben, der Einsatz von elektronischen Brechern, Rohgesteins- und Klinkermühlen. Gut regeln lassen sich nach Angabe der Befragten insbesondere die Mühlen.

Die folgende Abbildung 29 zeigt die Abschaltpotenziale in Relation zur Abschaltdauer.

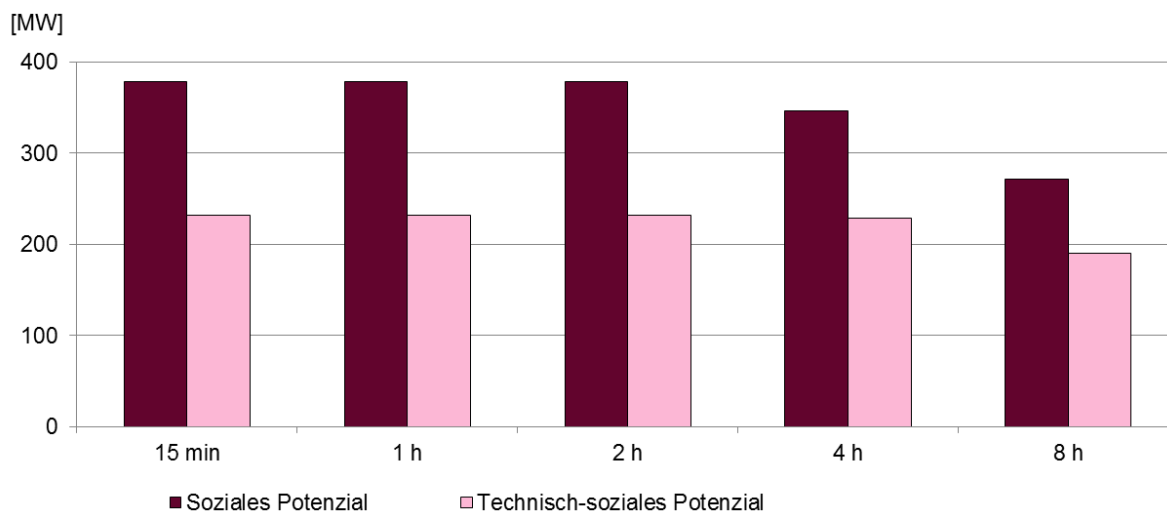


Abbildung 29: Abschaltpotenzial der Zementindustrie in Abhängigkeit von der Abschaltdauer

Das einmalige soziale Abschaltpotenzial liegt bei etwa 378 MW für 15 min und 272 MW für Abregelungen über 8 h. Das technisch-soziale Potenzial ist mit 232 bzw. 190 MW geringer. Das Speicherpotenzial wird auf 23,6 GWh geschätzt.

Zuschaltungen können in der Zementindustrie in Zeiten erfolgen, in denen die Mühlen nicht voll ausgelastet sind, was häufig tagsüber bzw. im Winter der Fall ist. Die sozialen Zuschaltpotenziale liegen bei rund 320 MW. Die technisch-sozialen Potenziale sind geringer und nehmen aufgrund geringerer Verfügbarkeit über die Zeit ab auf etwa 87 MW bis 115 MW.

Die ermittelten Zuschaltpotenziale finden sich in Abbildung 30.

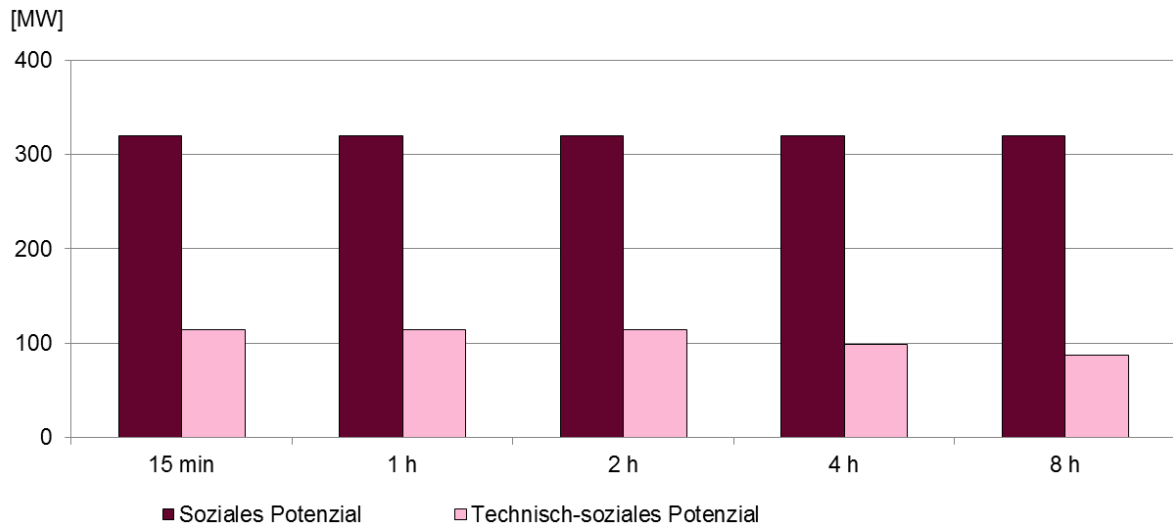


Abbildung 30: Zuschaltpotenzial der Zementindustrie in Abhängigkeit von der Zuschaltdauer

Für die Zukunft wird im Bereich Steine und Erden, ebenso wie in anderen Industriesegmente, mit Energieeffizienzmaßnahmen gerechnet. Barzantny et al. (2013) gehen von einem jährlichen wirtschaftlichen Einsparpotenzial von 10 Prozent des Stromverbrauchs des Jahres 2010 (ca. 1,4 TWh/a) aus. Das realisierbare Potenzial wird auf 0,6 TWh/a (ca. 4 Prozent) geschätzt. Hingewiesen wird insbesondere auf die mögliche Erneuerung von wenigen großen Antrieben sowie die Verbesserung von bestimmten Prozesskomponenten.⁵⁰¹ Fleiter (2013) kommt auf Stromeinsparpotenziale beim Brennen von Klinkern von bis zu 7 Prozent und beim Zementmahlen von bis zu 25 Prozent.⁵⁰²

Die Produktionsprozesse gelten allgemein als ausgereift. Hinsichtlich der Produktionsentwicklung erwarten die Befragten, dass die Absatzzahlen in der Zementindustrie rückläufig bleiben. Hohe Energiekosten führen zu einer Verschlechterung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.

Aufgrund der z. T. hohen erwarteten Energieeffizienzmaßnahmen und des antizipierten Rückgangs der Nachfrage mit steigender internationaler Konkurrenz ist davon auszugehen, dass die Abschaltpotenziale in Zukunft sinken. Sofern es nicht zu Stilllegungen von Kapazitäten kommt, erhöhen sich die Zuschaltpotenziale.

5.5.5.4 Kosten des Lastmanagements

Einmalige Fixkosten für die Bereitstellung der Flexibilität wurden nicht genannt. Fixe Betriebskosten können u. a. für zusätzliche Wartungen anfallen. Genannt wurden standortabhängig Kosten von bis zu 200.000 €/a, wobei durchschnittlich rund 8.000 €/MW/a an Kosten zu erwarten sind. Die Kosten fallen bei Lastreduktion und Lastverlagerung gleichermaßen an.

⁵⁰¹ Vgl. Barzantny et al. (2013), S. 17; Meyer (2013), S. 7-11.

⁵⁰² Vgl. Fleiter (2013), S. 449.

Als Opportunitätskosten einer Lastreduktion wurden durchschnittlich 350 €/MWh genannt. Die variablen Kosten für Lastverlagerung resultieren aus Kosten für die Nachproduktion in Zeitfenstern mit höherem Strompreis. Sie liegen zwischen 5 bis 12 €/MWh. Als Durchschnitt der Angaben der Befragten ergeben sich 10 €/MWh.

Analog zur Papierindustrie wäre ein Neubau von Silospeichern denkbar und möglich, wodurch sich die Speicherkapazität erhöhen ließe. Die Kosten liegen bei rund 8.380 €/MWh.⁵⁰³

5.5.5.5 Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur

Klobasa (2007) sieht in der Zementherstellung insbesondere bei Mühlen, Brechern, Mahlwerken und den Abluftventilatoren Lastmanagementpotenziale. Der durchschnittliche Leistungsbedarf läge bei etwa 360 MW, wobei saisonale Schwankungen zwischen 50 und 130 Prozent vorkämen. Dem entsprechend gibt Klobasa (2007) einen dynamischen Leistungsbedarf von 180 bis 470 MW an, der sich bei einer Verfügbarkeit von 50 Prozent zu einem Lastmanagementpotenzial von 90 bis 235 MW berechnet.⁵⁰⁴

Nach Dena (2010) ist die Produktion von Zementklinkern besonders gut für Lastmanagement geeignet, da die Produktionskapazitäten sehr flexibel eingesetzt werden können und sie nicht vollständig ausgelastet sind. Die installierte Leistung wird auf 314 MW geschätzt. Als Ergebnis werden 45 MW als Abschaltleistung und 269 MW als Zuschaltleistung identifiziert. Aufgrund langfristig steigender Qualitätsanforderungen und Produktion wird dieses Potenzial als stabil bzw. langfristig leicht wachsend eingeschätzt.⁵⁰⁵

VDE (2012b) kommt zu der Erkenntnis, dass sich nur Zementmühlen für Lastverschiebungen eignen. Unter Berücksichtigung von Wartungs- und Reparaturzeiten könne bei 347 MW installierter Last eine Abschaltleistung von 313 MW zur Verfügung gestellt werden. Dabei sei der Prozess stark strompreisgeführt. Das bedeutet, dass die Produktion in Zeiten mit niedrigeren Strompreisen, v. a. in die Nacht, verlagert wird. Daraus ließe sich ableiten, dass die komplette Leistung an Werktagen zwischen 8 und 20 Uhr zugeschaltet und nachts sowie an Wochenenden abgeschaltet werden kann. Die Zementlager besäßen ein Volumen von zwei bis fünf Produktionstagen, was rund 9,63 bis 24,1 GWh entspricht.⁵⁰⁶

Steurer et al. (2014) betrachten Roh- und Zementmühlen. Sie kommen auf durchschnittliche Abschaltleistungen von 116 respektive 241 MW und auf durchschnittliche Zuschaltleistungen in Höhe von 29 bzw. 119 MW.⁵⁰⁷

⁵⁰³ Angenommen werden Kosten in Höhe von 3,5 Mio. € für einen Speicher in Höhe von 1.500 Tonnen, was 2.333 € pro Tonne entspricht. Bei einem Energieeinsatz von 0,11 MWh pro Tonne ergeben sich Kosten in Höhe von 21.212 €/MWh. Unter Berücksichtigung einer Laufzeit von 3 a und einem Zins von 9 Prozent ergeben sich Kosten von 8.380 €/MWh.

⁵⁰⁴ Vgl. Klobasa (2007), S. 65 f.

⁵⁰⁵ Vgl. Dena (2010), S. 421 f.

⁵⁰⁶ Vgl. VDE (2012b), S. 57 f. Das Speichervolumen wurde berechnet über das Produkt von 5.616 Volllaststunden pro Jahr, der NT-Vollabschaltung von 313 MW und 2 bis 5 Produktionstagen geteilt durch 365 Tage pro Jahr.

⁵⁰⁷ Vgl. Steurer et al. (2014), S. 5.

Die folgende Tabelle 18⁵⁰⁸ zeigt einen Vergleich der Potenziale gemäß Fachliteratur mit den selbst ermittelten Potenzialen.

Tabelle 18: Vergleich der ermittelten Regelpotenziale der Zement- und Glasindustrie mit ausgewählten Literaturquellen

Autor der Potenzialstudie	Ermittelte Abschaltleistung [MW]	Ermittelte Zuschaltleistung [MW]	Ermitteltes Speichervolumen [GWh]
Klobasa (2007)	90 bis 235	Keine Angabe	Keine Angabe
Dena (2010)	45	269	Keine Angabe
VDE (2012b)	313	Keine Angabe	9,63 bis 24,1
Steurer et al. (2014)	357	148	Keine Angabe
Eigene Auswertung	190 bis 232	87 bis 115	23,6

Die ermittelte Abschaltleistung liegt mit 190 bis 232 MW nahe an den Ergebnissen von Klobasa (2007). VDE (2012b) und Steurer et al. (2014) kommen auf z. T. höhere Potenziale. Dena (2010) erwartet deutlich niedrigere Ergebnisse. Eine Begründung kann die unterschiedliche Annahme von Volllast- bzw. Betriebsstunden sein.

Die Zuschaltleistung ist mit 87 bis 115 MW etwa halb bis ein Drittel so hoch wie die nach Dena (2010), was darauf zurückzuführen ist, dass dort von niedrigeren Benutzungsstunden zur Abschaltung und demnach höheren zur Zuschaltung ausgegangen wird. Die Potenziale nach Steurer et al. (2014) liegen leicht über den ermittelten Zuschaltkapazitäten.

Das ermittelte Speichervolumen von 23,6 GWh befindet sich am oberen Ende des Intervalls nach VDE (2012b).

Im Vergleich der Kosten liegen die variablen Kosten für die Lastreduktion in der Zementindustrie nach Izesg (2012) bei ca. 37 € pro Tonne.⁵⁰⁹ Dies entspricht bei einem angenommenen Energieeinsatz von 0,11 MWh pro Tonne etwa 340 €/MWh. Die Schätzungen von Klobasa (2007) ergeben Kosten zwischen ca. 150 und 500 €/MWh, die von Dena (2010) zwischen 500 bis 1.000 €/MWh.⁵¹⁰ Die selbst ermittelten Kosten in Höhe von 350 €/MWh liegen mit Ausnahme von der Dena (2010) nahe am bzw. im Intervall der Vergleichsliteratur. Es ist nicht ersichtlich, woher die starke Diskrepanz bei Dena (2010) kommt.

⁵⁰⁸ Bei der eigenen Auswertung wurde vom technisch-sozialen Potenzial ausgegangen.

⁵⁰⁹ Vgl. Izesg (2012), S. 32.

⁵¹⁰ Vgl. Klobasa (2007), S. 94; Dena (2010), S. 427.

Die ermittelten variablen Kosten in Höhe von 5 bis 12 €/MWh decken sich mit dem Minimum nach Steurer et al. (2015), wobei von den Autoren ein nicht näher erläutertes Maximum von 450 €/MWh angegeben wird.⁵¹¹ Dieses könnte für eine Lastreduktion stehen.

Laut Dena (2010) sind darüber hinaus Investitionskosten von 10.000 bis 20.000 €/MW sowie jährliche Fixkosten von weniger als 1.000 €/MW/a notwendig.⁵¹² Wenn die Investitionskosten als Annuität über 3 Jahre verteilt werden, liegen die Fixkosten bei 5.000 bis 9.000 €/MW/a. Die selbst ermittelten Kosten auf Basis der Angaben der Befragten liegen am oberen Ende des Intervalls.

5.5.6 Glasindustrie

Das folgende Kapitel stellt die Ergebnisse für die Glasindustrie dar.

5.5.6.1 Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung

Die Glasherstellung erfolgt i. d. R. durch die Schmelze eines Gemischs aus Quarzsand (ca. 71 Prozent bis 74 Prozent) mit Soda oder Natronlauge (etwa 13 Prozent bis 15 Prozent) sowie Kalk (etwa 8 Prozent bis 12 Prozent). Altglas kann im Rahmen dieses Prozesses recycelt werden. Hierzu muss es aufbereitet und zerkleinert werden. In diesem Fall entspricht das Mischungsverhältnis zwischen Altglas und den übrigen Rohstoffen i. d. R. 80 zu 20. Zur Färbung, Entfärbung oder Schmelzbeschleunigung können dem Schmelzprozess darüber hinaus weitere Zusatzstoffe hinzugegeben werden.⁵¹³ Eine detaillierte Darstellung des Glasherstellungsprozesses findet sich in Anhang B.3.

Im Referenzjahr 2012 gab es in Deutschland 403 Unternehmen mit einer Glasproduktion von etwa 7 Mio. Tonnen.⁵¹⁴ Die Produktionsmenge teilt sich auf in etwa 1,76 Mio. Tonnen Flachglas, ca. 3,93 Mio. Tonnen Behälterglas, 0,93 Mio. Tonnen Mineralfasern, 0,13 Mio. Tonnen Kristall- und Wirtschaftsglas sowie 0,28 Mio. Tonnen Gebrauchs- und Spezialglas.⁵¹⁵

5.5.6.2 Beschreibung der Stichprobe

In der Glasindustrie wurden lediglich Angaben von Unternehmen mit Behälterglasherstellung ausgewertet, da sich im Rahmen der Befragung gezeigt hat, dass insbesondere dieser Teil der Branche mit 31 der o. g. 403 Standorte für Lastmanagement relevant ist. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden Angaben von 22 Unternehmensstandorten ausgewertet. Der Skalierungsfaktor beträgt 1,34.⁵¹⁶

⁵¹¹ Vgl. Steurer et al. (2015), S. 6.

⁵¹² Vgl. Dena (2010), S. 427.

⁵¹³ Vgl. Fleiter (2013), S. 476 f.

⁵¹⁴ Vgl. BV Glas (2014b).

⁵¹⁵ Vgl. BV Glas (2014a).

⁵¹⁶ Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht alle Unternehmen Angaben zur Verfügbarkeit gemacht haben. Diese wurde als Durchschnittswert hochgerechnet auf die Branche.

5.5.6.3 Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale

Bei der Glasproduktion finden sich bei den elektrischen Zusatzheizungen in Schmelzwannen und bei der Aufbereitung des Altglases im Vergleich deutlich höhere soziale als technisch-soziale Abschaltpotenziale. Dies liegt an dem durchschnittlich geringen Strombezug und der begrenzten Auslastung von Glasschreddern sowie der niedrigen Auslastung von den im Ergebnis dominanten Elektroheizungen. Ferner stehen nicht alle sozialen Potenziale dauerhaft technisch zur Verfügung und können zudem nicht immer flexibel geregelt werden.

Die ermittelten Leistungen sind in folgender Abbildung 31 dargestellt.

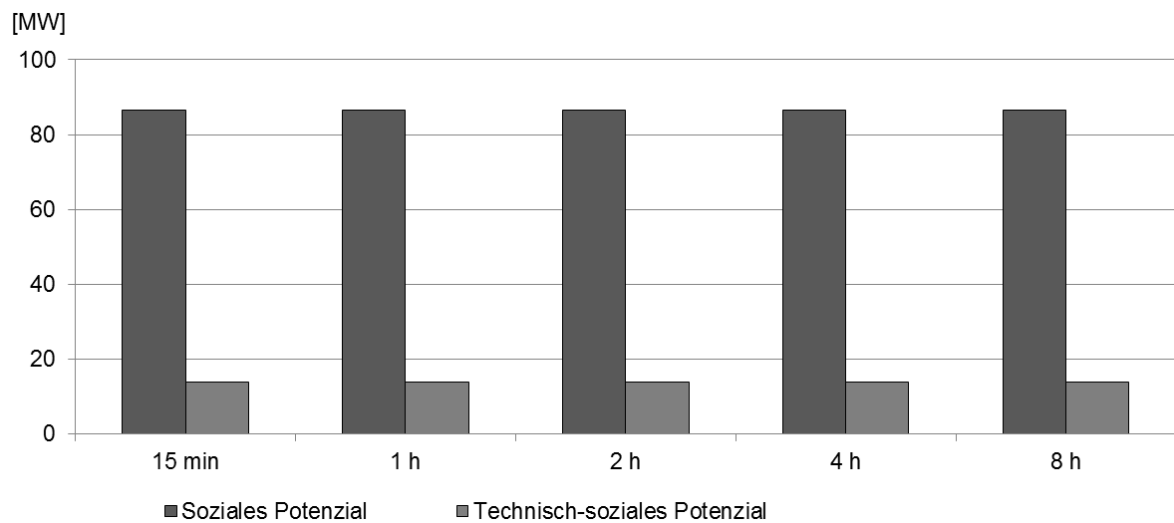


Abbildung 31: Abschaltpotenzial der Glasindustrie in Abhängigkeit von der Abschalt-dauer

Maximal können rund 86 MW abgeschaltet werden, wenn alle Verbraucher in Betrieb wären. Technisch verfügbar sind davon durchschnittlich rund 14 MW.

Deutlich häufiger lassen sich die elektrischen Booster zuschalten, wodurch der zum Zeitpunkt der Befragung finanziell günstigere Erdgaseinsatz substituiert wird. Da Schmelzwannen ca. 10 Jahre ununterbrochen betrieben werden, ist die Zuschaltung (unter Berücksichtigung technischer Restriktionen zur Dauer) fast jederzeit möglich.

Abbildung 32 zeigt die im Rahmen der Auswertung bestimmten Zuschaltpotenziale in Abhängigkeit der Zuschaltdauer.

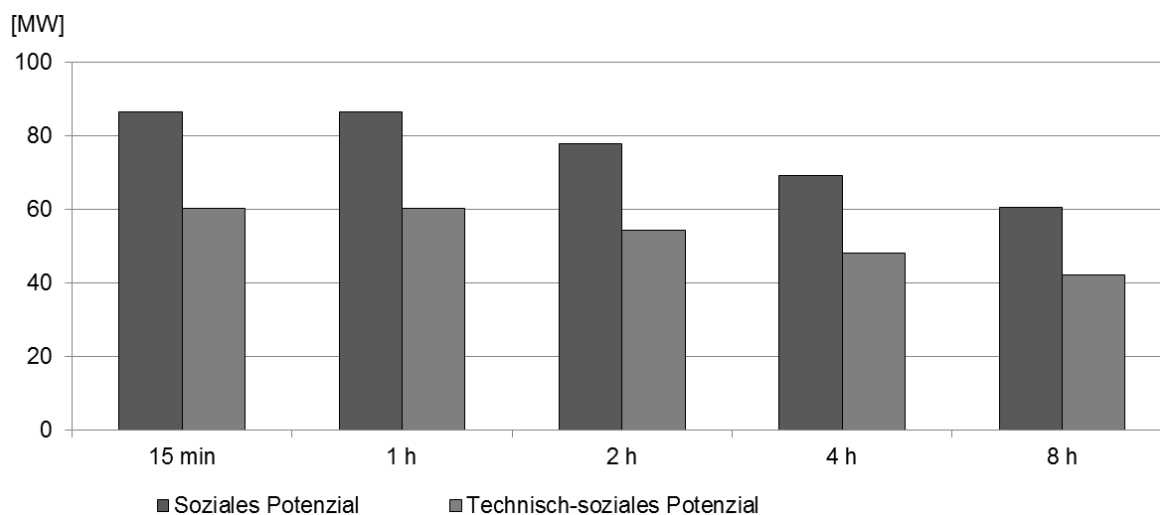


Abbildung 32: Zuschaltpotenzial der Glasindustrie in Abhängigkeit von der Zuschaltdauer

Das größte soziale Zuschaltpotenzial liegt erneut bei ca. 86 MW. Es zeigt sich jedoch, dass es über die Zeit auf rund 61 MW sinkt. Das technisch-soziale Potenzial folgt dem Trend. Es liegt über 8 Stunden bei 42 MW und steigt im Segment 15 Minuten bis 1 Stunde auf 60 MW.

Derzeit ist eine Speicherbarkeit nicht gegeben.⁵¹⁷ Vor dem Hintergrund handelt es sich um reine Lastreduktions- bzw. Lastzuschaltpotenziale. Die Lastreduktion geht mit Kosten für eine suboptimale Produktion einher. Die Lastzuschaltung hat Vorteile für die Dauer und Qualität des Produktionsprozesses, ist jedoch mit höheren Kosten behaftet als der Einsatz des Energieträgersubstituts Erdgas.

In der Glasindustrie sind nach Fleiter (2013) bis 2020 bis zu 1 Prozent und bis 2035 bis zu 3 Prozent des Stromverbrauchs einsparbar.⁵¹⁸ Die Produktionsprozesse gelten als ausgereift. Die Absatzzahlen werden, nach Angabe der Befragten, auf ähnlichem Niveau bleiben. Da die Zuschaltbarkeit der Elektroheizungen die Qualität des Prozesses stützt und der Strompreis deren Einsatz (im Vergleich zur Nutzung des kostengünstigeren Erdgases) determiniert, wird damit gerechnet, dass die Flexibilitätspotenziale auch in der Zukunft in gleicher Höhe vorhanden sein werden.

5.5.6.4 Kosten des Lastmanagements

In den wenigen Stunden, in denen die Booster abgeschaltet werden können, ist zu erwarten, dass sich eine Produktionsfertigstellung mit gleichbleibender Qualität verzögert. Dies führt zu weniger Produktherstellung, so dass sich Kosten in Höhe der Gewinnmarge ergeben. Zeitgleich spart man bei der Nutzung von Erdgas den häufig teureren Stromeinsatz. Die erwarteten Kosten als Delta

⁵¹⁷ Anmerkung: Grundsätzlich gibt es die Möglichkeit, Speicher für Glassatz oder fertige Produkte aufzubauen. Es kann in einer Folgestudie geprüft werden, inwieweit es wirtschaftlich vorteilhaft ist, Lagerflächen und -mengen vorzuhalten.

⁵¹⁸ Vgl. Fleiter (2013), S. 449.

zwischen ausbleibender Gewinnmarge und Erlösen durch den Brennstoffwechsel liegt bei durchschnittlich 265 €/MWh.

Es fallen i. d. R. geringe bis keine einmaligen und keine laufenden Fixkosten an. Die Angaben variieren zwischen 0 und 2.500 € für technische Aufrüstung. Durchschnittlich liegen die jährlichen Fixkosten bei 20 €/MW/a.

Die variablen Kosten einer Zuschaltung bemessen sich für die Anlagen, die Zusatzheizungen einsetzen, aus den Differenzkosten der Energieträger Strom und Gas in Höhe von bis zu 120 €/MWh bei einem Kostenabschlag für Prozessvorteile der Stromnutzung in Abhängigkeit vom Standort. Durchschnittlich liegen die Kosten einer Zuschaltung bei 67,20 €/MWh.

In Bezug auf Fixkosten werden einmalige Fixkosten von ebenfalls 20 €/MW/a und durchschnittliche laufende Fixkosten u. a. für zusätzliche Wartungen in Höhe von ca. 1.250 €/MW/a erwartet.

5.5.6.5 Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur

Es gibt keine bekannten Vergleichsquellen zum Flexibilitätspotenzial oder zu Kosten einer Zu- bzw. Abschaltung im Bereich der Glasherstellung.

5.5.7 Braunkohletagebau

Im Folgenden findet die Auswertung des Braunkohletagebaus statt.

5.5.7.1 Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung

Braunkohle wird in Deutschland abgebaut, um die in ihr gespeicherte Energie in BKW zu elektrischer Energie umzuwandeln. Der Abbauprozess über Schaufelradbagger und Bandanlagen ist jedoch bereits stromintensiv, wie in Anhang B.3 detaillierter beschrieben wird.

In Deutschland gibt es mehrere große Abbaugelände, in denen sechs Unternehmen aktiv sind.⁵¹⁹ Im Rheinischen Revier werden jährlich über 100 Mio. Tonnen Braunkohle gefördert. Es ist damit das größte Abbaugelände vor der Lausitz mit ca. 62,5 Mio. Tonnen pro Jahr, dem Gebiet Mitteldeutschland mit knapp 20 Mio. Tonnen pro Jahr und Helmstedt mit ca. 2 Mio. Tonnen pro Jahr.⁵²⁰ In Summe wurden in 2011 4,8 TWh elektrische Energie eingesetzt, um Rohbraunkohle zu fördern.⁵²¹

⁵¹⁹ Vgl. DEBRIV, S. 27.

⁵²⁰ Vgl. ebd., S. 17.

⁵²¹ Vgl. Destatis (2013b).

5.5.7.2 Beschreibung der Stichprobe

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden zwei Unternehmen befragt, die an zwei Standorten aktiv sind. Somit wurden 33 Prozent der Unternehmen und 50 Prozent der Standorte abgedeckt.⁵²²

5.5.7.3 Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale

Die gesamte installierte Verbrauchsleistung in den deutschen Braunkohlerevieren beträgt mehr als 900 MW und verteilt sich auf Bandanlagen (ca. 45 Prozent der Leistung), Entwässerungspumpen (ca. 20 Prozent der Leistung), Schaufelradbagger und Absetzer (ca. 15 Prozent) sowie sonstige Prozesse (ca. 20 Prozent). In der Kette Schaufelradbagger, Bandanlage und Absetzer sind Leistungsaufnahmen zwischen 10 und 70 MW üblich.

Je nach Fördergebiet sind einzelne Teile (z. B. Schaufelradbagger) oder die Gesamtkette abschaltbar. Aufgrund von Interdependenzen der einzelnen Verbraucher sowie äußerer Witterung ist nicht zu jedem Zeitpunkt die gesamte Leistung steuerbar. Eine Zuschaltung kann durch Verschiebung von Revisionsarbeiten, Wartungs- und Kontrollzeiten, Kranumbauten oder Umkabelungen (räumliche Änderungen der Stromversorgung eines Baggers) realisiert werden.

Bei der Braunkohleförderung handelt es sich somit um einen Prozess, der verlagert oder alternativ zu höheren Kosten reduziert werden kann.

Abbildung 33 zeigt die ermittelten abschaltbaren Leistungspotenziale.

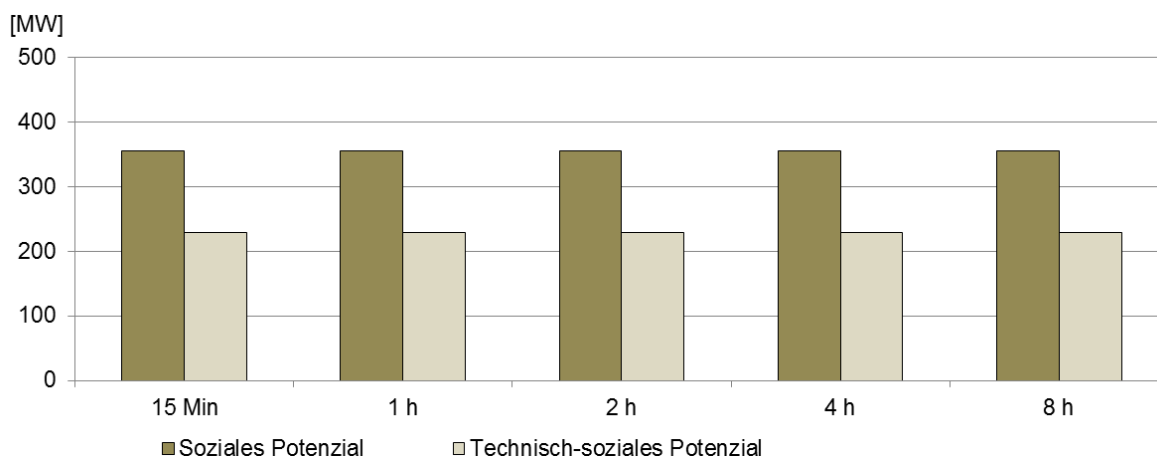


Abbildung 33: Abschaltpotenzial des Braunkohletagebaus in Abhängigkeit von der Abschaltdauer

Das branchenweite soziale Abschaltpotenzial liegt für alle Abschaltzeiträume bei ca. 355 MW, das technisch-soziale Abschaltpotenzial bei etwa 230 MW.

⁵²² Der Faktor zur Hochrechnung der Potenziale wird an dieser Stelle nicht genannt, da durch eine Veröffentlichung auf an der Umfrage beteiligte Unternehmen geschlossen werden kann.

Sofern es zu einer Verlagerung kommt, ist die Produktion innerhalb von 48 h nachzuholen. Alternativ entstehen durch Lastreduktion erhöhte Kosten.

Zu berücksichtigen ist bei längeren Abschaltungen von größeren Potenzialen, dass die Versorgung der an den Tagebau angeschlossenen Braunkohlekraftwerke gefährdet sein kann. Das bedeutet, dass bei längerem Produktionsausfall zu wenig Braunkohle für die geplante Verstromung geliefert würde und die Stromerzeugung geringer ausfallen könnte. Hierdurch müssten andere Technologien die geplante Stromerzeugung übernehmen. Lastmanagement würde sich in dem Fall als kontraproduktiv im Hinblick auf die Versorgungssicherheit erweisen.

Das maximal- und technisch-soziale Zuschaltpotenzial ist folgender Abbildung 34 zu entnehmen. Da bei der Zuschaltung darauf verzichtet wird, den Energieverbrauch zu drosseln bzw. nach Plan herunter zu fahren, liegt das soziale Zuschaltpotenzial ebenfalls bei 355 MW. Das technisch-soziale Jahresdurchschnittspotenzial errechnet sich entsprechend zu 125 MW. Das Speichervolumen beträgt somit bei einer Zuschaltbarkeit von 125 MW über 48 Stunden 6 GWh.

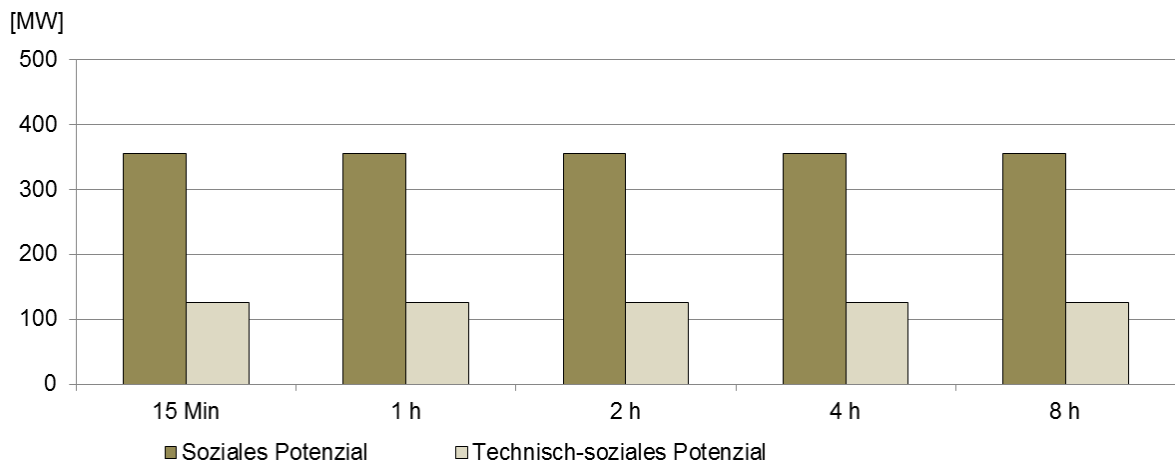


Abbildung 34: Zuschaltpotenzial des Braunkohletagebaus in Abhängigkeit von der Abschaltdauer

Hinsichtlich zukünftiger Potenziale wird von den Befragten erwartet, dass die Rohstoffe in den genehmigten Tagebauten bei derzeitigem Fördervolumen aller Voraussicht nach bis nach 2030 reichen werden. Aus diesem Grund werden die Potenzialhöhen für die Folgejahre fortgeschrieben.⁵²³

5.5.7.4 Kosten des Lastmanagements

Im Segment des Braunkohletagebaus fallen für eine Bereitstellung fixe Betriebskosten von rund 50.000 €/a für die Organisation (u. a. Personal) an, was ca. 1.700 €/MW/a entspricht. Die variablen Kosten der Lastreduktion werden auf ca. 120 bis 200 €/MWh geschätzt. Durchschnittlich werden die Kosten mit 180 €/MWh angegeben.

⁵²³ Mögliche Auswirkungen regulatorischer Vorgaben, wie der im Jahr 2015 diskutierte Klimabeitrag, werden nicht berücksichtigt. Vgl. z. B. Roeder (2015).

Die fixen Kosten für eine Lastreduktion ergeben sich analog. Die Kosten für eine Lastverlagerung werden entsprechend den Angaben der Befragten auf 120 €/MWh festgesetzt.

5.5.7.5 Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur

Es gibt keine bekannten Vergleichsquellen zum Flexibilitätspotenzial bzw. zu den variablen und fixen Kosten von Lastmanagement im Braunkohletagebau.⁵²⁴

5.5.8 Raffinerien

In der Folge findet die Auswertung zu Prozessen in Raffinerien statt.

5.5.8.1 Relevante Produktionsprozesse und Branchenbeschreibung

Die in Raffinerien aus Erdöl produzierten Kraftstoffe gliedern sich in solche für See- und Binnenschifffahrt, Schienen-, Straßen- und Luftverkehr. Weiterhin werden Hilfs- und Betriebsstoffe für die petrochemische Industrie sowie Brennstoffe für die Erzeugung von Raum- und Prozesswärme hergestellt.⁵²⁵ Stromintensiv sind insbesondere Kompressoren und Pumpen.⁵²⁶

Stand 2013 gibt es in Deutschland 20 Raffineriestandorte mit ca. 120 Mio. Tonnen Produktionskapazität.⁵²⁷ Der Auslastungsgrad der Raffinerien liegt durchschnittlich bei über 90 Prozent.⁵²⁸

5.5.8.2 Beschreibung der Stichprobe

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden vier Unternehmen befragt, die über Beteiligungen 11 der 20 Standorte repräsentieren.

5.5.8.3 Ergebnisse der Befragung hinsichtlich sozialer und technisch-sozialer Potenziale

Unternehmensübergreifend wurde darauf verwiesen, dass bei der Mineralölherstellung keine regelbaren Potenziale bereitgestellt werden können. Begründet wird dies mit der Komplexität der Prozesskette, deren eng verknüpfte Teilprozesse (u. a. mit Einsatz von Kompressoren, Lüftern und Pumpen) sich nicht im Sinne dieser Auswertung regeln lassen. Ferner käme es in vielen Fällen einer Teilabschaltung zu höheren Umweltbelastungen, die nicht gewünscht sind.

Lediglich ein Not-Aus der gesamten Raffinerie kommt (technisch) in Frage. Die Kosten seien jedoch sehr hoch und die Auswirkungen nur bedingt absehbar.⁵²⁹ In der Realität wird eine geplante Abschaltung nur alle 5 bis 6 Jahre zwecks TÜV-Prüfungen vorgenommen.⁵³⁰

⁵²⁴ Dass es jedoch eine gewisse Flexibilität mit mehr als 50 MW Abschaltleistung an einem Standort gibt, kann auch daraus abgeleitet werden, dass sich ein Betreiber eines Braunkohletagebaus für die Vermarktung nach AbLaV präqualifizieren wollte. Allerdings konnte aufgrund der Nicht-Einhaltung der Voraussetzungen kein positiver Bescheid gegeben werden. Vgl. Deutscher Bundestag (2015), S. 13.

⁵²⁵ Vgl. Dena (2011), S. 23.

⁵²⁶ Vgl. ebd., S. 35. Eine detailliertere Darstellung findet sich in Anhang B.3.

⁵²⁷ Vgl. MWV (2013).

⁵²⁸ Vgl. Dena (2011), S. 29.

⁵²⁹ Angegeben wurden Ausfälle mit einer Dauer von 2 bis 3 Tagen bei Kosten von etwa 2 Mio. € pro Tag.

Für die Zukunft ist nicht mit einer nennenswerten Zunahme an Flexibilität zu rechnen, da eine Reduktion der Komplexität der Prozesse nicht zu erwarten ist. Zudem wird die ökonomische Lage der Branche als angespannt bezeichnet, da es bereits heute Produktionsüberkapazitäten gäbe, die bei zukünftig erwartetem sinkenden Inlandsabsatz aller Voraussicht nach abgebaut werden. Somit werden für die vorliegende Auswertung auch in Zukunft keine Potenziale angenommen.

5.5.8.4 Kosten des Lastmanagements

Zu den Kosten einer Zu- bzw. Abschaltung wurden keine detaillierten Angaben gemacht. Es wurde lediglich, wie in Kapitel 5.5.8.3 bereits erwähnt, darauf hingewiesen, dass Abschaltungen mit sehr hohen Kosten einhergehen und deshalb nicht gewünscht seien.

5.5.8.5 Vergleich der Ergebnisse mit ausgewählter Fachliteratur

Die im Rahmen der Befragung gemachten Erfahrungen decken sich mit denen aus Sekundärquellen. Zwar sind Raffinerien hoch ausgelastet und auf kontinuierlichen Betrieb ausgelegt. Doch sind eine Regelung und insbesondere ein häufiges An- und Abfahren aufgrund notwendiger Drücke und Temperaturen nicht möglich.⁵³¹

5.6 Zusammenfassende Auswertung der empirischen Analyse

In der Folge werden die zuvor beschriebenen branchenscharfen Ergebnisse zusammengefasst dargestellt. Die Auswertung der per Fragebogen ermittelten Informationen hat ergeben, dass bei den Produktionsprozessen der chemischen Industrie (Chlorelektrolyse und Luftzerlegung), der Stahlindustrie, der Papierherstellung, der Zementproduktion sowie im Braunkohletagebau Optionen zur Lastverlagerung oder Lastreduktion bestehen. Die Regelung der Elektrolysen in der NE-Metallindustrie hingegen führt zu einer Lastreduktion. In der Glasindustrie kann bedingt Leistung abgeschaltet, jedoch prozentual deutlich mehr Leistung zugeschaltet werden. Raffinerien können trotz hoher Stromverbräuche keine regelbaren Lasten anbieten.

Abbildung 35 zeigt eine Zusammenfassung der summierten sozialen Abschaltpotenziale.

⁵³⁰ Anmerkung: Allerdings wurde auf das Potenzial von Industriekraftwerken hingewiesen, deren Flexibilität aus diversen Gründen bisher nicht oder nicht vollständig gehoben wird.

⁵³¹ Vgl. Dena (2011), S. 35.

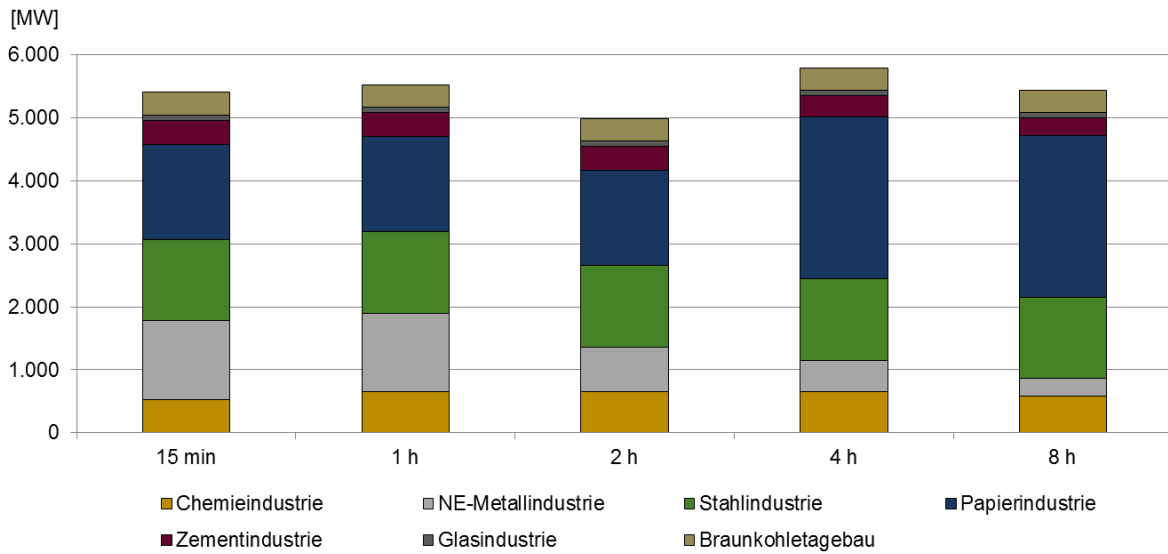


Abbildung 35: Summiertes soziales Abschaltpotenzial in Abhängigkeit von der Abschaltdauer

Das soziale Abschaltpotenzial variiert wie die Einzelpotenziale mit der Dauer der Abschaltdauer. Es liegt zwischen etwa 5 GW bei einer Abschaltung über 2 Stunden und ca. 5,8 GW bei Abschaltungen über 4 Stunden.

Abbildung 36 beschreibt die ermittelten technisch-sozialen Potenziale, die z. T. deutlich unter den sozialen Potenzialen liegen. Das technisch-soziale Potenzial variiert zwischen ca. 3,6 GW bei Abschaltung über 2 Stunden und rund 4,2 GW bei Abschaltung über 4 Stunden.

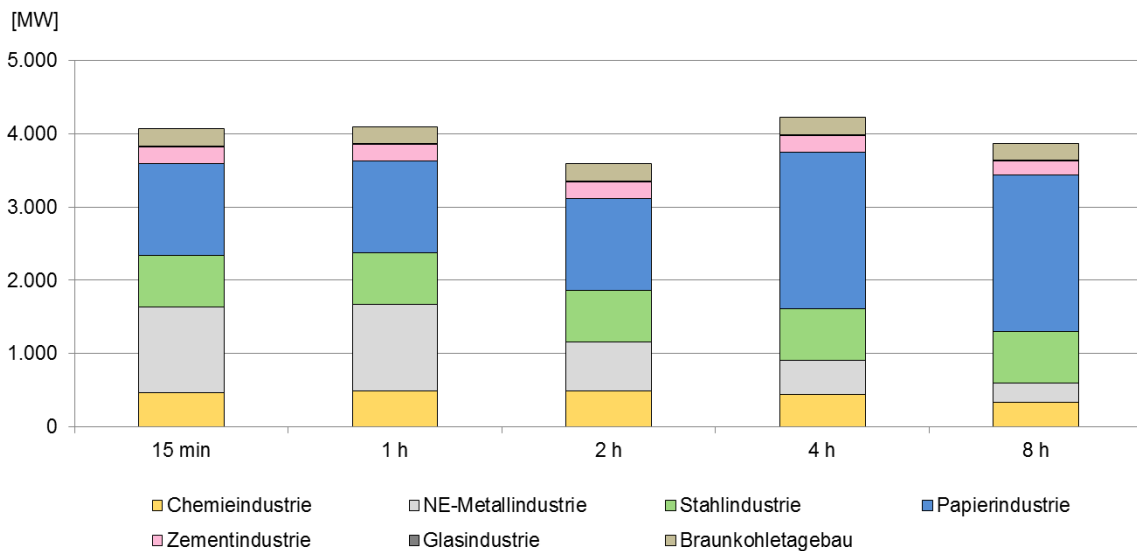


Abbildung 36: Summiertes technisch-soziales Abschaltpotenzial in Abhängigkeit von der Abschaltdauer

Die in der Fachliteratur angegebenen Potenziale sind im Vergleich auf unterschiedlich hohem Niveau, wie Abbildung 37 zu entnehmen ist.

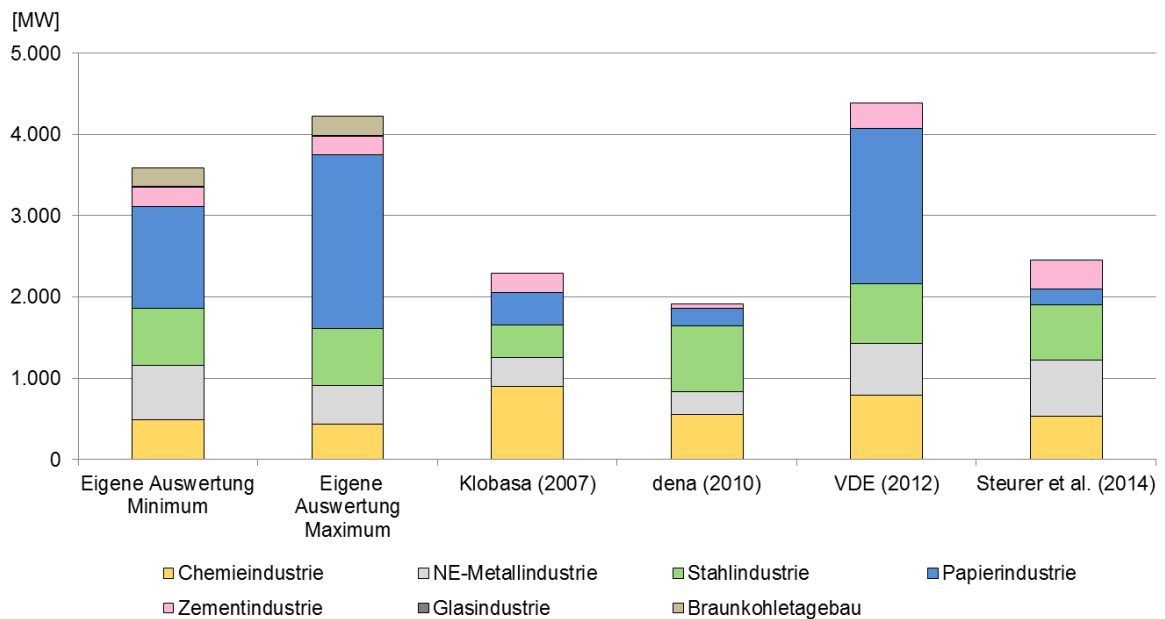


Abbildung 37: Vergleich der Abschaltpotenziale diverser Literaturquellen

Der Vergleich zeigt, dass lediglich VDE (2012b) Abschaltpotenziale auf ähnlich hohem Niveau ermittelt hat. Die übrigen Autoren kommen auf z. T. deutlich geringere Abschaltpotenziale. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht in jeder Veröffentlichung die gleichen Branchen betrachtet wurden wie die, die in der vorliegenden Arbeit ausgewertet sind.

Die folgende Abbildung 38 stellt die summierten sozialen Zuschaltpotenziale dar. Sie sind etwa ein Drittel so hoch wie die Abschaltpotenziale und kommen bei den sozialen Potenzialen auf bis zu 1,8 GW bei 1 h.

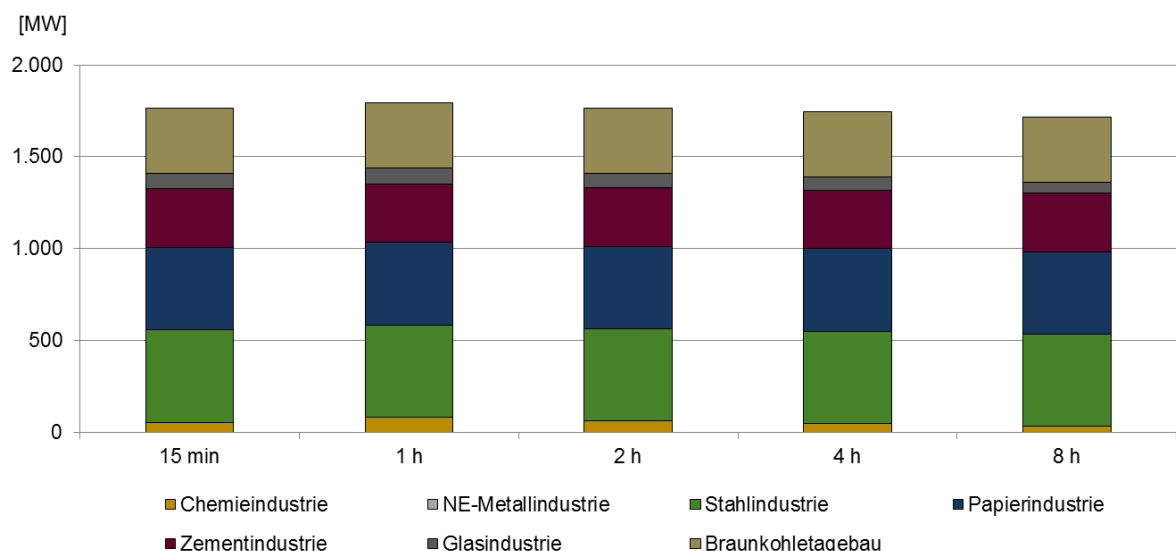


Abbildung 38: Summiertes soziales Zuschaltpotenzial in Abhängigkeit von der Zuschaltdauer

Die folgende Abbildung 39 zeigt die technisch-sozialen Zuschaltpotenziale.

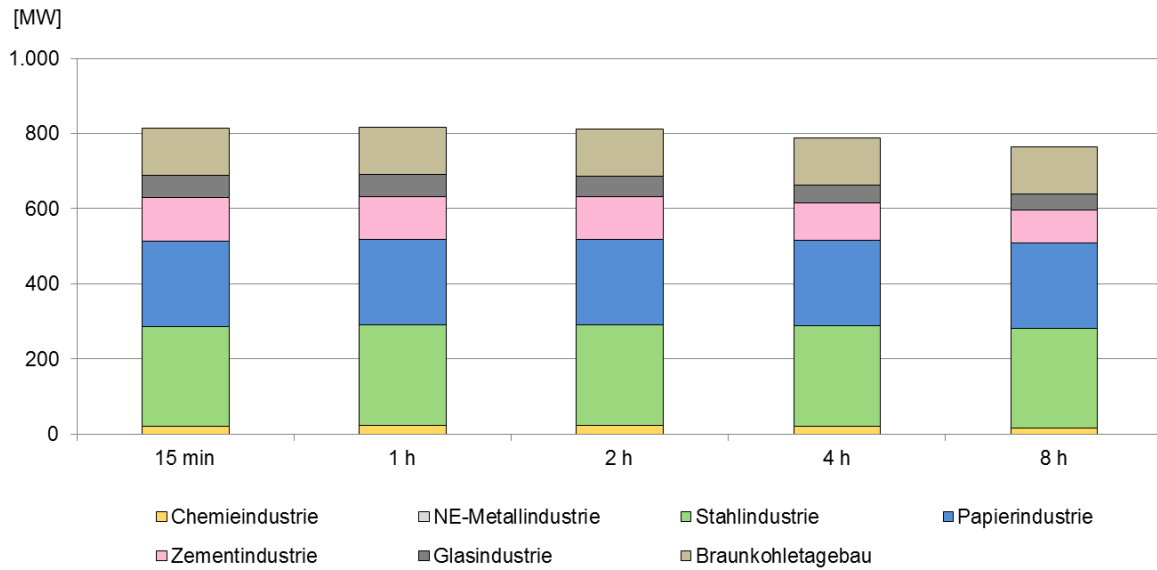


Abbildung 39: Summiertes technisch-soziales Zuschaltpotenzial in Abhängigkeit von der Zuschaltdauer

Die Potenziale werden unabhängig von der Zuschaltdauer auf rund 0,8 GW geschätzt, wobei sie über die Dauer der Abschaltung leicht abnehmen.

Beim Vergleich der selbst ermittelten Zuschaltpotenziale mit denen anderer Literaturquellen zeigt sich eine hohe Spreizung der Ergebnisse. Abbildung 40 gibt einen Überblick.

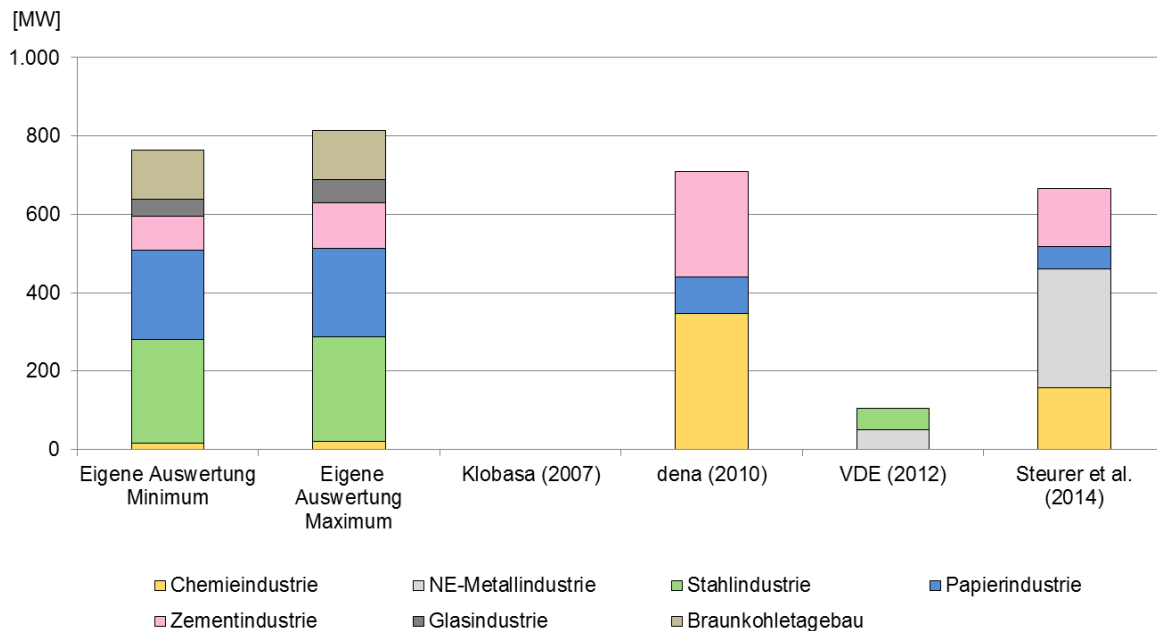


Abbildung 40: Vergleich der Zuschaltpotenziale diverser Literaturquellen

Hinzuweisen ist analog zu den Abschaltpotenzialen, dass nicht in jeder der übrigen Veröffentlichungen Angaben zu Zuschaltpotenzialen gemacht wurden. Die Potenziale nach Dena (2010) und

Steurer et al. (2014) sind jedoch nahe an den eigenen Ergebnissen, was bei Betrachtung der Zusammensetzung der Potenziale nach Branchen jedoch allenfalls zufällig wirkt.

Das ermittelte virtuelle Speichervolumen der chemischen Industrie beträgt in diesem Zusammenhang ca. 3,25 GWh. Dena (2010) ermittelt zum Vergleich 0,355 GWh und VDE (2012b) 38 GWh. Bei den NE-Metallen werden 1,1 GWh als „virtueller“ Speicher erwartet. VDE (2012b) sieht 0,2 GWh Speicherkapazität. Im Bereich der Stahlherstellung werden 12,7 GWh Kapazität als Nachholung der Produktion innerhalb von 24 Stunden erwartet. VDE (2012b) geht hier hingegen von einer unendlich langen Abschaltbarkeit aus. Speicher im Bereich der Papierproduktion können etwa 12,9 GWh bereitstellen. Dena (2010) kommt auf 0,47 GW und VDE (2012b) auf 9,2 GWh. Die Speicherpotenziale der Zementindustrie liegen bei 23,6 GWh. VDE (2012b) gibt 9,63 bis 24,1 GWh an. Beim Braunkohletagebau wird analog zur Stahlherstellung von einer Nachholung innerhalb von 48 Stunden ausgegangen, so dass Speicherpotenziale in Höhe von 6 GWh zur Verfügung stehen. Im Vergleich liegt das Speichervolumen der deutschen PSKW bei rund 40 GWh.⁵³²

In Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Potenziale wurden im Rahmen der Befragung qualitative Erwartungen zur ökonomischen Entwicklung bzw. dem Ausbaupotenzial von Flexibilität aufgenommen.

Tabelle 19 gibt eine Zusammenfassung.

Tabelle 19: Einschätzungen der Branchen hinsichtlich ökonomischer Entwicklung ihrer Branche sowie Flexibilitätsausbaupotenzialen

	Ökonomische Entwicklung der Branche	Flexibilitätsausbaupotenzial der Branche
Chemische Industrie	Negativ bis stabil	Positiv
Nicht-Eisen-Metallindustrie	Stabil	Stabil bis positiv
Stahlindustrie	Stabil bis positiv	Stabil bis positiv
Papierindustrie	Negativ bis stabil	Positiv
Zementindustrie	Negativ bis stabil	Stabil
Glasindustrie	Stabil	Stabil
Braunkohletagebau	Negativ bis stabil	Stabil
Raffinerien	Negativ bis stabil	Stabil

⁵³² Vgl. Tabelle 76 im Anhang B.8.

Das Flexibilitätsausbaupotenzial wird von der chemischen und der Papierindustrie als positiv bewertet. Stabile bis positive Entwicklungen werden in der NE-Metall- und der Stahlindustrie erwartet. Stabil werden die Potenziale in der Zement- und Glasindustrie, beim Braunkohletagebau und in den Raffinerien gesehen.

Die Kosten für Lastmanagement variieren je nach Branche und des für ein Lastmanagement geeigneten Prozesses. Nachfolgende Tabelle 20 gibt einen Überblick.

Tabelle 20: Kosten des Lastmanagements

	Variable Kosten [€/MWh]	Fixkosten [€/MW/a]
Chemische Industrie (Lastreduktion)	80 bis 300	ca. 3.800
Chemische Industrie (Lastverlagerung Bestand)	20 bis 60	ca. 3.800
Chemische Industrie (Lastverlagerung Neubau)	20 bis 60	ca. 295.000
Nicht-Eisen-Metallindustrie (Lastreduktion)	200 bis 800	ca. 290
Nicht-Eisen-Metallindustrie (Lastverlagerung Neubau)	100	ca. 145.000
Stahlindustrie (Lastreduktion)	230 bis 300	ca. 1.650
Stahlindustrie (Lastverlagerung Bestand)	70 bis 300	ca. 1.650
Papierindustrie (Lastreduktion)	150 bis 670	ca. 2.320
Papierindustrie (Lastverlagerung Bestand)	5 bis 20	ca. 2.320
Zementindustrie (Lastreduktion)	350	ca. 8.000
Zementindustrie (Lastverlagerung)	5 bis 12	ca. 8.000

Glasindustrie (Lastreduktion)	265	ca. 20
Glasindustrie (Lastzuschaltung)	67,20	ca. 1.270
Braunkohletagebau (Lastreduktion)	120 bis 200	ca. 1.700
Braunkohletagebau (Lastverlagerung)	120	ca. 1.700
Raffinerien	Keine Angabe	Keine Angabe

Inwieweit sich mit den ermittelten Kosten ein Einsatz rechtfertigen lässt, wird im folgenden Kapitel bestimmt. In dem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass neben den zuvor genannten quantitativen Kosten einer Ab- bzw. Zuschaltung von den Befragten weitere qualitative Hemmnisse genannt wurden, die in der Praxis dazu führen können, dass weniger oder keine Potenziale in den diversen Märkten angeboten werden. Unterschieden werden in der Folge – entsprechend der Beschreibung zum Erhebungsinstrument in Kapitel 5.3.2 – organisatorische, produktionstechnische sowie wirtschaftliche Hemmnisse.

Im Kontext organisatorischer Hemmnisse werden beispielsweise ein fehlendes Energiemanagement oder eine mangelnde Flexibilität des Energielieferanten angegeben. So können Klauseln in bestehenden Strombezugsverträgen dazu führen, dass der Verbraucher keine Flexibilität vermarkten darf. Vor einer Vermarktung sind die Verträge somit ggf. nachzuverhandeln. Alternativ ist bei einem Neuabschluss bzw. einer Verlängerung des Altvertrages darauf zu achten, die Flexibilitätswermarktung zu erlauben. Als weiterer organisatorischer Aufwand wird die Verfügbarkeit von Personal in Zeiten von kurzfristigen Zu- und Abschaltungen bzw. für eine mögliche Nachproduktion angegeben (Arbeitszeitregelungen). Darüber hinaus werden Probleme in der Verhandlung und Umsetzung von Service Level Agreements über Zu- und Abschaltungen zwischen dem Produktions- und dem Energiemanagementbereich eines Unternehmens gesehen.

Produktionstechnische Hemmnisse umfassen i. d. R. den Unternehmen bekannte Restriktionen im Produktionsprozess, die bereits im Rahmen der Prozessbeschreibung genannt wurden (z. B. Qualitäts- und Mengenverluste oder die Abstimmung mit vor- bzw. nachgelagerten Prozessen). Darüber hinaus haben einige Unternehmen angegeben, dass nicht alle Auswirkungen einer Ab- bzw. Zuschaltung auf Vor- und Nachfolgeprozesse vollständig bekannt sind. In solchen Fällen sind die Kosten dementsprechend schwer zu quantifizieren, da sie grundsätzlich zwischen wenigen € für eine Lastverlagerung und den Opportunitätskosten eines durch Störung induzierten Folgeproduktionsausfalls über mehrere Stunden oder Tage liegen können. Als wichtig werden im Hinblick auf produktionstechnische Hemmnisse ferner haftungsrechtliche Fragestellungen insbesondere im

Zusammenhang mit einer externen Steuerung des Leitsystems bzw. der Produktionsanlagen genannt.

Wirtschaftliche Hemmnisse sind neben quantifizierbaren Kosten der Zu- bzw. Abschaltung qualitative Aussagen zu drohenden Kosten wie z. B. einem Entfall der Ausnahmeregelung zur Reduktion von Netzentgelten.⁵³³ Lastreduktionen senken die Vbh der Produktionsanlage, so dass die Ausnahmeregelung ggf. nicht mehr greift. Zudem kann der Fall eintreten, dass eine Zuschaltung von Verbrauchsleistung zur neuen Jahreshöchstlast und somit sowohl zu einem höheren Leistungspreis der Netznutzung als auch geringeren Vbh führt. Kontraproduktiv kann die Lastregelung auch im Hinblick auf Energieeffizienzbemühungen sein. Denn eine Produktion in Teillast kann mit Wirkungsgradverlusten einhergehen. Diese lassen sich zwar kostenseitig kurzfristig decken. Die daraus resultierende Verschlechterung der Energieeffizienz kann jedoch mittelfristig zum Verfehlen von Zielen und z. B. zu hohen Einbußen bei der besonderen Ausgleichsregelung nach EEG führen, die die kurzfristig orientierten Erlöse einer Lastverlagerung nicht kompensieren können.⁵³⁴

⁵³³ Anmerkung: dieser Umstand wird im nach der Umfrage entwickelten Weißbuch bereits als Maßnahme 8 („Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen“) adressiert. Dementsprechend ist in naher Zukunft mit einer Lösung der Herausforderung zu rechnen. Vgl. BMW (2015b), S. 70 ff.

⁵³⁴ Alternativ müssten Arbeitspreise im mittleren fünfstelligen €/MWh-Bereich gewählt werden, um diese Risiken zu kompensieren bzw. eliminieren.

6 Methodik und Ergebnisse der energieökonomischen Modellierung

Im vorangegangenen Kapitel wurden die technisch-sozialen Potenziale als Eingangsdaten für eine Darstellung von regelbaren Lasten im Modell hergeleitet. Im folgenden Kapitel werden darauf aufbauend die ökonomischen Potenziale in einer Marktsimulation bestimmt, um den Einsatz und damit den Wert von regelbaren Lasten im Strommarkt zu zeigen.

Hierfür wird ein Modell entwickelt, das unter Berücksichtigung von Wärmevorgaben und technischen Restriktionen das Marktgleichgewicht bestimmt. Dem Modell wird kein vollständiger „Greenfield-Ansatz“ zugrunde gelegt, bei dem es lediglich unter Berücksichtigung von Kosten- und technischen Parametern frei ist in der Zusammenstellung eines kostenminimalen Kraftwerksparks. Vielmehr werden Obergrenzen für die Nutzung der Leistung von Bestandskraftwerken (z. B. Braunkohlekraftwerke) vorgegeben. Darüber hinaus werden bei Bedarf exogen Obergrenzen für die Option zum Neubau von Kraftwerken und weitere Flexibilität wie z. B. DSM festgelegt. Das Modell ermittelt anschließend den kostenminimalen Kraftwerkeinsatz bei ebenfalls exogen vorgegebenen Wärme- und Strombedarfskennlinien sowie einer erwarteten EE-Einspeisung. Auf Basis eines Vergleichs der Kosten der Lastdeckung durch einen Kraftwerkspark mit und ohne nachfrageseitiger Flexibilität kann der Wert von DSM für das Stromsystem bestimmt werden.

Abbildung 41 veranschaulicht die Vorgehensweise.

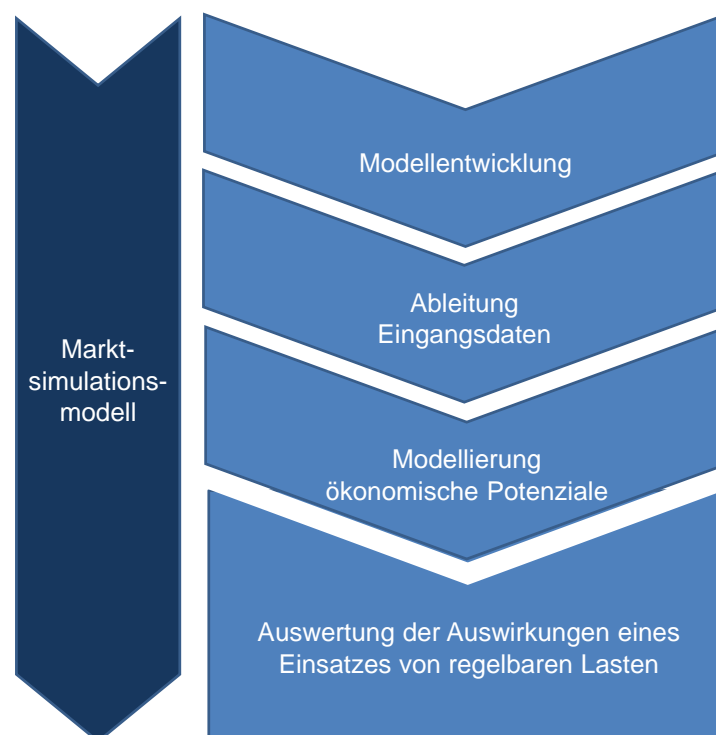


Abbildung 41: Methodik hinsichtlich der Modellierung von ökonomischen Potenzialen

In Sinne der Methodik wird in Kapitel 6.1 die Umsetzung des Marktsimulationsmodells mit Bezug zum PLP vorgestellt. Kapitel 6.2 geht auf die Eingangsparameter des Modells ein, wobei diverse

Szenarien für unterschiedliche Stützjahre definiert werden. In Kapitel 6.3 werden die Modellergebnisse für die gewählten Stützjahre und Szenarien dargelegt. Kapitel 6.4 widmet sich der kritischen Diskussion der Ergebnisse.

6.1 Modellbeschreibung

Für die Lösung der Aufgabenstellung können verschiedene Optimierungsverfahren wie z. B. die lineare Optimierung oder die gemischt-ganzzahlige Optimierung herangezogen werden. Bei der gemischt-ganzzahligen Optimierung werden zusätzlich ganzzahlige Variablen betrachtet, so dass beispielsweise binäre Entscheidungen abgebildet werden können.⁵³⁵ Auf diese Weise lässt sich z. B. die Verfügbarkeit eines Kraftwerksblocks zu einem bestimmten Zeitpunkt abbilden. Bei der linearen Optimierung hingegen kann nicht verhindert werden, dass nicht-ganzzahlige Werte auftreten. Dementsprechend lässt sich keine kraftwerksscharfe Abbildung für ein System mit mehr als einem Kraftwerk durchführen. Im Vergleich der beiden Verfahren hat eine Lösung mit ganzen Zahlen also den Vorteil, dass die Realität grundsätzlich genauer abgebildet werden kann. Dennoch ist die lineare Optimierung im Rahmen energiewirtschaftlicher Simulationen üblich, da sie in Bezug auf die Rechendauer im Allgemeinen deutlich schneller als die gemischt-ganzzahlige Optimierung ist.⁵³⁶ Letztere wird fast ausschließlich im Bereich der operativen kurzfristigen Modellierung, d. h. bei der Ermittlung des kostenminimalen Einsatzes eines ausgewählten Kraftwerksportfolios, verwendet. Für eine Simulation über einen längeren Betrachtungszeitraum und Berücksichtigung multipler Kraftwerksklassen sollte die Modellierung somit nach dem nicht-ganzzahligen Ansatz erfolgen.⁵³⁷

Zur Reduktion der Komplexität werden für die Modellierung der Realität bestimmte Vereinfachungen vorgenommen. So werden die diversen technischen Einheiten einer Klasse jeweils durch einen repräsentativen Kraftwerksblock abgebildet. Folglich wird auf eine blockscharfe Darstellung verzichtet, wodurch eine Verringerung der Modellrechenzeit angestrebt wird.

Im folgenden Kapitel wird die Umsetzung der auf Basis der Erkenntnisse nach Kapitel 3.3 abgeleiteten Marktsimulation von regelbaren Lasten auf dem Elektrizitätsmarkt mit kostenminimierendem Systemansatz dargestellt. Dazu wird eine Diskretisierung der Planungsperiode $[0, T]$ vorgenommen mit äquidistanten Zeitabschnitten $t \in \{1, \dots, T\}$. Das Modell kann somit z. B. viertelstunden- bzw. stunden- oder tagesscharf über Betrachtungszeiträume von Stunden, Tagen oder Jahren gelöst werden.

Das Modell gliedert sich weiterhin in eine Zielfunktion und mehrere Nebenbedingungen. Die Zielfunktion beschreibt ein Kostenminimierungsproblem. Die Nebenbedingungen bilden technische Eigenschaften und Restriktionen von verschiedenen Erzeugungs-, Speicher- und Verbraucherklassen ab, die zur Deckung einer Strom- bzw. Wärmenachfrage eingesetzt werden können.

⁵³⁵ Anmerkung: Weiterhin wäre es möglich, nicht-lineare Zielfunktionen oder Restriktionen zu nutzen.

⁵³⁶ Vgl. z. B. Krey (2006) oder Kallrath (2013), S. 48 f. sowie S. 199.

⁵³⁷ Vgl. z. B. Krey (2006) oder Kallrath (2013), S. 48 f.

Im Modell nicht abgebildet werden hingegen Im- und Exporte sowie etwaige innerdeutsche Netzrestriktionen.

Eine Besonderheit stellt die Berücksichtigung der zuvor bereits erwähnten Wärmenachfrage dar. Hiermit wird dem Fakt Rechnung getragen, dass bestimmte Anlagen auf dem Strom- und Wärme- markt genutzt werden. Das Wärmenetz in Deutschland wird dabei aus Vereinfachungsgründen als überregionales Netz mit zentralem Wärmebedarf abgebildet. Es wird angenommen, dass die Wärmequellen angemessen nahe am Wärmebedarf liegen, so dass analog zum Stromnetz Ein- und Ausspeiseorte für die Modellierung irrelevant sind. Das Wärmenetz fungiert allerdings, anders als das Stromnetz, als Pufferspeicher mit einer vorgegebenen Gesamtkapazität, einem Füllstand und einem Wärmeverlust über die Zeit.

In der Folge werden die wesentlichen Entscheidungsvariablen in Kapitel 6.1.1, die Zielfunktion in Abschnitt 6.1.2 und die Nebenbedingungen in Kapitel 6.1.3 detailliert beschrieben. In Kapitel 6.1.4 werden der gewählte Lösungsansatz für das aufgestellte Optimierungsproblem sowie Grenzen der Modellierung erläutert.

Zur besseren Übersichtlichkeit sind Variablen mit Großbuchstaben und Parameter mit Kleinbuchstaben gekennzeichnet.

6.1.1 Kraftwerksklassen zur Strom- und Wärmedeckung sowie wesentliche Entscheidungsvariablen

Nachfolgend werden die Kraftwerksklassen zur Strom- und Wärmedeckung sowie die wesentlichen Entscheidungsvariablen eingeführt, um das Verständnis für die Zielfunktion und die Nebenbedingungen zu verbessern.

Im Rahmen der Modellierung werden folgende Kraftwerksklassen genutzt:

- Thermische Kraftwerke ohne KWK (TKW) als U_{TKW} mit $u_{TKW} \in U_{TKW}$,
- Thermische Kraftwerke mit KWK (KWK) als U_{KWK} mit $u_{KWK} \in U_{KWK}$ ⁵³⁸,
- Reine Wärmeerzeuger (WE) als U_{WE} mit $u_{WE} \in U_{WE}$,
- Erneuerbare Energien (EE) als U_{EE} mit $u_{EE} \in U_{EE}$,
- Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) als U_{PSKW} mit $u_{PSKW} \in U_{PSKW}$,
- DSM ohne Speicher (DSMO) als U_{DSMO} mit $u_{DSMO} \in U_{DSMO}$ sowie
- DSM mit Speicher (DSMM) als U_{DSMM} mit $u_{DSMM} \in U_{DSMM}$.

Die Klassen unterscheiden sich in erster Linie dahingehend, ob sie Strom oder Wärme erzeugen oder verbrauchen. Tabelle 21 gibt einen Überblick.

⁵³⁸ Thermische Kraftwerke mit KWK sind entweder Entnahmekondensationsanlagen (EKA) oder Gegendruckanlagen (GDA), so dass gilt $U_{KWK} = (U_{EKA} \cup U_{GDA})$ mit $u_{EKA} \in U_{EKA}$ und $u_{GDA} \in U_{GDA}$.

Tabelle 21: Beiträge der Klasse zur Strom- und Wärmelastdeckung

	Erzeugung Strom	Verbrauch Strom	Erzeugung Wärme	Speicher verfügbar
Thermische Kraftwerke ohne KWK	Ja	Nein	Nein	Nein
Thermische Kraftwerke mit KWK	Ja	Nein	Ja	Nein
Reine Wärme-erzeuger	Nein	Teilweise (Wärme aus Strom)	Ja	Nein
Erneuerbare Energien	Ja	Ja (Abschaltbarkeit)	Ja (Biogasanlagen)	Ja (Biogasanlagen)
Pumpspeicher-kraftwerke	Ja	Ja	Nein	Ja
DSM ohne Speicher	Nein	Ja (Lastreduktion ist möglich)	Nein	Nein
DSM mit Speicher	Ja (Lastverlagerung ist möglich)	Ja (Lastverlagerung ist möglich)	Nein	Ja

DSM ohne Speicher beschreibt eine Lastreduktion und verhält sich im Modell analog zu einer Erzeugungssteigerung. Hinsichtlich DSM mit Speicher wird zwischen Lastverlagerung mit virtuellem Speicher bzw. Lastverlagerung mit realem Speicher unterschieden. Erstere findet Anwendung bei Restriktionen bezüglich der Nachholdauer oder Wiederholbarkeit. Letztere wird genutzt bei der Produktion von speicherbaren Zwischen- und Endprodukten.

Zur Vereinfachung der Lesbarkeit wird die Menge aller betrachteten Technologien definiert als U_{Ges} , d. h. $U_{Ges} := U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE} \cup U_{EE} \cup U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup U_{DSMO}$ mit $u \in U_{Ges}$.

Wesentliche Entscheidungsvariablen sind hinsichtlich der elektrischen Leistung für $u \in (U_{Ges} \setminus (U_{WE} \cup U_{EE}))$ und für $t \in \{1, \dots, T\}$:⁵³⁹

- Installierte elektrische Leistung $P_{Inst}(u)$ und
- Elektrische Ist-Leistung $P_{Ist}(u, t)$.

Weiterhin wird u. a. zur Darstellung von Erzeugungskosten der Stromproduktion die angefahrne Leistung $P_{On}(u, t)$ für $u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})$ und für $t \in \{1, \dots, T\}$ definiert. Diese beschreibt die Leistung, die sich aktuell in der aktiven Erbringung befindet. Zu beachten ist, dass t nun einem Zeitschritt aus der Menge der diskreten Zeitschritte $\{1, \dots, T\}$ entspricht statt einem Zeitpunkt im stetigen Zeitintervall $[0, T]$ wie in Kapitel 3.

Für alle $u \in (U_{Ges} \setminus (U_{WE} \cup U_{EE}))$ mit einer installierten Leistung $P_{Inst}(u)$ und einer Ist-Leistung $P_{Ist}(u, t)$ kann der Ausbau durch eine Leistungsobergrenze $p_{OG}(u)$ beschränkt werden, wie Formel (39) zeigt.⁵⁴⁰

$$p_{OG}(u) \geq P_{Inst}(u) \geq P_{Ist}(u, t) \geq 0$$

$$\forall u \in (U_{Ges} \setminus (U_{WE} \cup U_{EE})) \quad \forall t \in \{1, \dots, T\},$$
(39)

Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten werden in diesem Kontext vereinfachend durch eine Restriktion der angefahrenen Leistung abgebildet. Der Faktor $f_{Verf}(u) \in [0, 1]$ beschreibt den Grad der Verfügbarkeit der installierten Leistung einer Kraftwerksklasse $P_{Inst}(u)$ für $u \in (U_{Ges} \setminus (U_{WE} \cup U_{EE}))$. Es gilt somit in Erweiterung zu Formel (39):

$$f_{Verf}(u)P_{Inst}(u) \geq P_{On}(u, t) \geq P_{Ist}(u, t) \geq f_{Min}(u)P_{On}(u, t) \geq 0$$

$$\forall u \in (U_{Ges} \setminus (U_{WE} \cup U_{EE})) \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$
(40)

Ferner gibt es wesentliche Entscheidungsvariablen hinsichtlich der thermischen Leistung für $u \in (U_{WE} \cup U_{KWK})$ und für $t \in \{1, \dots, T\}$:

- Installierte thermische Leistung $W_{Inst}(u)$,
- Thermische Ist-Leistung $W_{Ist}(u, t)$ sowie
- Angefahrne thermische Leistung $W_{On}(u, t)$.

Analog zu den Restriktionen der elektrischen Leistung gibt es eine Beschränkung der Entscheidungsvariablen für die Wärmeabbildung. So gilt, dass die Ist-Wärme $W_{Ist}(u, t)$ begrenzt ist durch die angefahrne Leistung $W_{On}(u, t)$ und die installierte Wärmeleistung $W_{Inst}(u, t)$ bei einer ggf. vorgegebenen Obergrenze $w_{OG}(u)$, wie Formel (41) für alle $u \in (U_{KWK} \cup U_{WE})$ zeigt.

⁵³⁹ Für Speicher werden die installierte bzw. die Ist-Leistung nach Erzeugung bzw. Last getrennt dargestellt als $P_{Inst,Last}$ bzw. $P_{Inst,Erz}(u)$ sowie $P_{Ist,Last}(u, t)$ bzw. $P_{Ist,Erz}(u, t)$.

⁵⁴⁰ Für die Obergrenzen bei Speichern werden, getrennt nach Last und Erzeugung, $p_{OG,Last}(u)$ bzw. $p_{OG,Erz}(u)$ eingeführt.

$$\begin{aligned}
 w_{OG}(u) \geq W_{Inst}(u) \geq W_{On}(u, t) \geq W_{Ist}(u, t) \geq 0 \\
 \forall u \in (U_{KWK} \cup U_{WE}) \quad \forall t \in \{1, \dots, T\},
 \end{aligned} \tag{41}$$

Für die Abschaltbarkeit der EE wird die abzuregelnde Leistung $P_{Abs,EE}(u_{EE}, t)$ für $u_{EE} \in U_{EE}$ und für $t \in \{1, \dots, T\}$ als wesentliche Entscheidungsvariable eingeführt mit:

$$\begin{aligned}
 P_{Inst}(u_{EE}) \geq P_{Abs,EE}(u_{EE}, t) \geq 0 \\
 \forall u_{EE} \in U_{EE} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\},
 \end{aligned} \tag{42}$$

6.1.2 Zielfunktion

Die zu minimierende Funktion der Gesamtkosten stellt die Zielfunktion dar. Berücksichtigt werden hierbei die jährlichen Fixkosten K_{Fix} sowie die variablen Kosten K_{var} der Stromerzeugung zum Zeitpunkt $t \in \{1, \dots, T\}$.

Dabei gibt es für die EE Besonderheiten, die der Subventionierung und Vorrang einspeisung nach EEG geschuldet sind. Einerseits werden Fixkosten nicht gesondert abgebildet, da sich diese über die Förderung nach EEG refinanzieren sollen, wie in Kapitel 2.2.1 dargelegt wird. Andererseits wird die Einspeisung der EE für alle Technologien außer Biogasanlagen (BGA) über exogen gesetzte Kapazität und Erzeugung abgebildet. Für BGA wiederum wird angenommen, dass diese ihre Erzeugung in einer vorgegebenen Bandbreite durch den Einsatz von Gas- und Wärmespeichern verlagern können.⁵⁴¹

In dem Kontext wird erwartet, dass die verpflichtende Direktvermarktung sowie die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit nach EEG (2014) eine stärkere Integration aller EE in den Elektrizitätsmarkt fördern. Dadurch wird in der Praxis ermöglicht, dass Vermarkter von EE die Leistung der Anlagen bedarfsgerecht vermarkten und Einspeisung bei entsprechenden Preissignalen reduzieren.⁵⁴² Im Modell wird die Preissensitivität für EE mit $u_{EE} \in U_{EE}$ so abgebildet, dass auf die Nutzung des exogenen Einspeiselastgangs zur Lastdeckung verzichtet werden kann, wodurch Kosten anfallen.

Es gilt:⁵⁴³

$$\min_{\substack{P_{Inst}(u), P_{Ist}(u, t), P_{On}(u, t), \\ P_{Anf}(u, t), P_{Abs,EE}(u_{EE}, t)}} K_{Ges} \left(P_{Inst}(u), P_{Ist}(u, t), P_{On}(u, t), P_{Anf}(u, t), P_{Abs,EE}(u_{EE}, t) \right) \tag{43}$$

⁵⁴¹ Vgl. Kapitel 6.1.3.7.

⁵⁴² Vgl. EEG (2014), § 19 sowie §§ 35-36.

⁵⁴³ Der Übersichtlichkeit halber wird darauf verzichtet, die Terme für Kosten der Wärmebereitstellung unter Berücksichtigung von $W_{Inst}(u)$, $W_{Ist}(u, t)$ und $W_{On}(u, t)$ mit darzustellen.

$$\begin{aligned}
 & K_{Ges} \left(P_{Inst}(u), P_{Ist}(u, t), P_{On}(u, t), P_{Anf}(u, t), P_{Abs,EE}(u_{EE}, t) \right) = \\
 & \sum_{u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})} K_{Fix}(P_{Inst}(u)) + \sum_{u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})} \sum_{t \in \{1, \dots, T\}} K_{Var} \left(P_{Ist}(u, t), P_{On}(u, t), P_{Anf}(u, t) \right) \\
 & + \sum_{u_{EE} \in U_{EE}} \sum_{t \in \{1, \dots, T\}} K_{Var} \left(P_{Abs,EE}(u_{EE}, t) \right). \quad (44)
 \end{aligned}$$

Die Fixkosten K_{Fix} ergeben sich aus der Multiplikation der jeweiligen jährlichen Fixkosten $k_{Fix} > 0$ mit den installierten Leistungen der jeweiligen Kraftwerksklasse $P_{Inst}(u)$. Die jährlichen Fixkosten $k_{fix}(u)$ wiederum bestimmen sich aus jährlichen Kapitalkosten und fixen Betriebskosten. Zur Bestimmung der jährlichen Kapitalkosten sind die spezifischen Investitionskosten $k_{Inv}(u)$ mit einem Abzinsungsterm zu versehen, wobei $a(u)$ die Abschreibungsdauer und z den Zinssatz darstellen. Ferner werden jährliche Instandhaltungskosten $k_{Ins}(u)$, Personalkosten $k_{Pers}(u)$ sowie sonstige Kosten $k_{Sonst,fix}(u)$ berücksichtigt. Dabei bestehen letztere Kosten aus Hilfs- und Betriebsmittelkosten, Versicherungskosten, sonstigem Overhead sowie ggf. Rücklagen für die Stilllegung.⁵⁴⁴

Folgende Formel (45) zeigt die Bestimmung der Fixkosten in mathematischer Notation für $u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})$:

$$\begin{aligned}
 & K_{Fix}(P_{Inst}(u)) = k_{Fix}(u)P_{Inst}(u) = \\
 & \left(k_{Inv}(u) \frac{z(1+z)^{a(u)}}{(1+z)^{a(u)} - 1} + k_{Ins}(u) + k_{Pers}(u) + k_{Sonst,fix}(u) \right) P_{Inst}(u) \quad (45) \\
 & \forall u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE}) .
 \end{aligned}$$

Die variablen Kosten fallen i. d. R. in Abhängigkeit der erzeugten Energiemengen an. Hierfür werden Anfahrkosten $K_{Anf}(P_{On}(u, t)) \geq 0$ und Erzeugungskosten $K_{Erz}(P_{Ist}(u, t), P_{On}(u, t)) \geq 0$ berücksichtigt. Es gilt Formel (46):

$$\begin{aligned}
 & K_{Var}(P_{Ist}(u, t), P_{On}(u, t)) = K_{Anf}(P_{Anf}(u, t)) + K_{Erz}(P_{Ist}(u, t), P_{On}(u, t)) \\
 & \forall u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE}) \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}. \quad (46)
 \end{aligned}$$

Die Anfahrkosten bilden die höhere Belastung von Bauteilen sowie den Brennstoffmehrerverbrauch während einer Anfahr- bzw. Abfahrphase ab. Sie werden für $u \in U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE}$ bestimmt. Für alle anderen Klassen werden die Anfahrkosten mit Null angenommen.

Die Anfahrkosten sind abhängig von der angefahrenen Leistung P_{Anf} und den spezifischen Anfahrkosten k_{Anf} .⁵⁴⁵ Es gilt mit $P_{Anf}(u, t) \geq 0$:⁵⁴⁶

⁵⁴⁴ Anmerkung: Beim Neubau von Heizwerken wird statt der installierten elektrischen Leistung die installierte thermische Leistung $W_{Inst}(u)$ herangezogen. Der Übersichtlichkeit halber wird W_{Inst} ("HW") in der Formel nicht erwähnt bzw. mit P_{Inst} ("HW") gleichgesetzt.

⁵⁴⁵ Die spezifischen Anfahrkosten bestimmen sich aus der Multiplikation der Brennstoffkosten mit dem jeweiligen Brennstoffmehrerbedarf über die Dauer des Startvorgangs. Die Kosten für eine höhere Belastung der Bauteile sind berücksichtigt. Vgl. Krämer (2002), S. 49 ff.

$$K_{Anf}(u, t) = k_{Anf}(u)P_{Anf}(u, t) \quad (47)$$

$$\forall u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK} \cup U_{WE}) \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Die Modellierung der Erzeugungskosten variiert je nach Technologie. Für thermische Kraftwerken lassen sie sich auf Brennstoffkosten $k_{Brenn}(u_{TKW})$ und CO₂-Kosten $k_{CO_2}(u_{TKW})$ sowie sonstige variable Kosten $k_{Sonst}(u_{TKW})$ aufteilen, die mit der aktuellen Ist-Leistung $P_{Ist}(u_{TKW})$ zu multiplizieren sind.⁵⁴⁷ Unter der zuvor bereits erwähnten Annahme, dass jede Klasse ein großes Kraftwerk mit entsprechenden Eigenschaften repräsentiert, können Brennstoff- und CO₂-Kosten in Abhängigkeit vom Arbeitspunkt zwischen einer Mindestlast und der Nennleistung angegeben werden. Hierfür sind der Wirkungsgrad in Teillast $\eta_{Teil}(u_{TKW}) \in [0,1]$ sowie der marginale Wirkungsgrad zwischen Mindest- und Volllast $\eta_{Zuwachs}(u_{TKW}) \in [0,1]$ anzugeben.⁵⁴⁸ Der Wirkungsgrad in Teillast entspricht dem Wirkungsgrad in Volllast $\eta_{Voll}(u_{TKW})$ abzüglich des Verlusts für Fahren in Mindestteillast $\eta_{V,Teil}(u_{TKW})$. Ferner werden Faktoren für die prozentualen Mindestleistungen $f_{Min}(u_{TKW}) \in [0,1]$ sowie die verfügbare Kapazität $P_{On}(u_{TKW}, t)$ der jeweiligen Klasse in t benötigt.

Es ergeben sich die Erzeugungskosten in Abhängigkeit von der Auslastung für $P_{Ist}(u_{TKW}, t) \neq 0$ zu:⁵⁴⁹

$$\begin{aligned} K_{Erz}(u_{TKW}, t) = & \left(\frac{k_{Brenn}(u_{TKW}) + k_{CO_2}(u_{TKW})}{\eta_{Teil}(u_{TKW})} f_{Min}(u_{TKW}) P_{On}(u_{TKW}, t) \right. \\ & + \frac{k_{Brenn}(u_{TKW}) + k_{CO_2}(u_{TKW})}{\eta_{Zuwachs}(u_{TKW})} (P_{Ist}(u_{TKW}, t) - f_{Min}(u_{TKW}) P_{On}(u_{TKW}, t)) \\ & \left. + k_{Sonst}(u_{TKW}) P_{Ist}(u_{TKW}, t) \right) \Delta t \end{aligned} \quad (48)$$

$$\forall u_{TKW} \in U_{TKW} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Der erste Term gibt die Kostenstruktur für eine Erzeugung im untersten Teillastbereich wieder. Der zweite Term beschreibt die Erzeugungskosten unter Berücksichtigung der Wirkungsgradsteigerung bis Erreichen der Volllast. Addiert werden hierzu die sonstigen variablen Kosten. Da Brennstoffkosten üblicherweise pro MWh angegeben werden, muss oben genannte Gleichung mit einem Faktor Δt versehen werden.

⁵⁴⁶ Anmerkung: Für Heizwerke sind die in der Folge eingeführten $P_{Anf}(P_{On}(u, t), P_{On}(u, t - 1))$, $P_{Abf}(P_{On}(u, t), P_{On}(u, t - 1))$ und $P_{On}(u, t)$ durch die wärmeseitige Anfahrleistung $W_{Anf}(W_{On}("HW", t), W_{On}(HW, t - 1))$, die wärmeseitige Abfahrleistung $W_{Abf}(W_{On}(HW, t), W_{On}(HW, t - 1))$ und die verfügbare Wärmeleistung $W_{On}("HW", t)$ zu ersetzen. Der Übersicht halber werden die Formeln nicht noch einmal explizit aufgeführt.

⁵⁴⁷ Die CO₂-Kosten werden durch die Multiplikation brennstoffspezifischer Emissionsfaktoren [Tonnen CO₂/MWh_{th}] mit Preisen für CO₂-Zertifikate [€/Tonnen CO₂] ermittelt.

⁵⁴⁸ Die Herleitung von $\eta_{Zuwachs}$ erfolgt in Anhang B.4.

⁵⁴⁹ Vgl. Weber (2004), S. 37 f.

Für KWK-Anlagen mit Gegendruck $u_{GDA} \in U_{GDA}$ kann mit der gleichen Begründung eine analoge Vorgehensweise mit $\eta_{Teil}(u_{GDA}) \in [0,1]$, $\eta_{Zuwachs}(u_{GDA}) \in [0,1]$, $f_{Min}(u_{GDA}) \in [0,1]$ bzw. $f_{Verf}(u_{GDA}) \in [0,1]$ gewählt werden. Es wird definiert:

$$\begin{aligned}
 K_{Erz}(u_{GDA}, t) = & \left(\frac{k_{Brenn}(u_{GDA}) + k_{CO2}(u_{GDA})}{\eta_{Teil}(u_{GDA})} f_{Min}(u_{GDA}) P_{On}(u_{GDA}, t) \right. \\
 & + \frac{k_{Brenn}(u_{GDA}) + k_{CO2}(u_{GDA})}{\eta_{Zuwachs}(u_{GDA})} (P_{Ist}(u_{GDA}, t) - f_{Min}(u_{GDA}) P_{On}(u_{GDA}, t)) \\
 & \left. + k_{Sonst}(u_{GDA}) P_{Ist}(u_{GDA}, t) \right) \Delta t
 \end{aligned} \tag{49}$$

$$\forall u_{GDA} \in U_{GDA} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Bei KWK-Anlagen mit Entnahmekondensation $u_{EKA} \in U_{GDA}$ werden die Wärmekosten nicht direkt, sondern indirekt mit einem Stromäquivalent unter Berücksichtigung der Stromverlustkennziffer $r_{SVK}(u_{EKA})$ bepreist. Diese Herangehensweise wird genutzt, da der Wirkungsgrad nicht auf jedem Produktionsniveau gleich hoch ist (vgl. Abschnitt 6.1.3.3). So ist beispielsweise der Wirkungsgrad im reinen Kondensationsbetrieb deutlich geringer, als wenn Strom und Wärme zeitgleich ausgekoppelt werden. Mit $\eta_{Teil}(u_{EKA}) \in [0,1]$, $\eta_{Zuwachs}(u_{EKA}) \in [0,1]$, $f_{Min}(u_{EKA}) \in [0,1]$, $f_{Verf}(u_{EKA}) \in [0,1]$ und $r_{SVK}(u_{EKA})$ ergibt sich:

$$\begin{aligned}
 K_{Erz}(u_{EKA}, t) = & \left(\frac{k_{Brenn}(u_{EKA}) + k_{CO2}(u_{EKA})}{\eta_{Teil}(u_{EKA})} f_{Min}(u_{EKA}) P_{On}(u_{EKA}, t) \right. \\
 & + \frac{k_{Brenn}(u_{EKA}) + k_{CO2}(u_{EKA})}{\eta_{Zuwachs}(u_{EKA})} (P_{Ist}(u_{EKA}, t) - f_{Min}(u_{EKA}) P_{On}(u_{EKA}, t)) \\
 & \left. + r_{SVK}(u_{EKA}) W_{Ist}(u_{EKA}, t) + k_{Sonst}(u_{EKA}) P_{Ist}(u_{EKA}, t) \right) \Delta t
 \end{aligned} \tag{50}$$

$$\forall u_{EKA} \in U_{GDA} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Die Erzeugungskosten der reinen Wärmeerzeugungsanlagen $K_{Erz}(u_{WE}, t)$ werden vereinfacht abgebildet als Summe der sonstigen variablen Kosten $k_{Sonst}(u_{WE})$ und dem Quotient der Brennstoffkosten $k_{Brenn}(u_{WE})$ und des Wirkungsgrads $\eta_{Voll}(u_{WE}) \in [0,1]$ multipliziert mit der erzeugten Wärme $W_{Ist}(u_{WE}, t)$. Es gilt:

$$K_{Erz}(u_{WE}, t) = \left(\frac{k_{Brenn}(u_{WE}) + k_{CO2}(u_{WE})}{\eta_{Voll}(u_{WE})} + k_{Sonst}(u_{WE}) \right) W_{Ist}(u_{WE}, t) \tag{51}$$

$$\forall u_{WE} \in U_{WE} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Für die Klasse DSM mit Speicher werden die Kosten mit $\eta_{Erz}(u_{DSMM}) \in [0,1]$ bzw. $\eta_{Last}(u_{DSMM}) \in [0,1]$ analog definiert zu:

$$K_{Erz}(u_{DSMM}, t) = \left(\frac{k_{Brenn}(u_{DSMM})}{\eta_{Erz}(u_{DSMM})} + k_{Sonst}(u_{DSMM}) \right) P_{Ist,Erz}(u_{DSMM}, t) + \left(\frac{k_{Brenn}(u_{DSMM})}{\eta_{Last}(u_{DSMM})} + k_{Sonst}(u_{DSMM}) \right) P_{Ist,Last}(u_{DSMM}, t) \quad (52)$$

$$\forall u_{DSMM} \in U_{DSMM} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Unter Brennstoffkosten werden die Opportunitätskosten einer Lastverlagerung verstanden.

Auf die Berücksichtigung einer Verfügbarkeit wird verzichtet, da die ermittelten Lastreduktions- bzw. Lastverlagerungspotenziale nach Kapitel 5.5 bereits die durchschnittlich verfügbare Leistung darstellen. Allerdings kann es dazu kommen, dass bestimmte Prozesse nicht in jedem $t \in \{1, \dots, T\}$ abrufbar sind (z. B. Sommer-/Winter- oder Tag-/Nachtproduktion). Um möglichen Einschränkungen Rechnung zu tragen, kann für die Verfügbarkeit $f_{Verf,JZ}(u_{DSMM}, t)$ ein Faktor ungleich 1 gewählt werden nach:

$$P_{Ist,Erz}(u_{DSMM}, t) \leq f_{Verf,JZ}(u_{DSMM}, t) P_{Inst}(u_{DSMM}, t) \quad (53)$$

$$\forall u_{DSMM} \in U_{DSMM} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}$$

sowie

$$P_{Ist,Last}(u_{DSMM}, t) \leq f_{Verf,JZ}(u_{DSMM}, t) P_{Inst}(u_{DSMM}, t) \quad (54)$$

$$\forall u_{DSMM} \in U_{DSMM} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Eine weitestgehend analoge Vorgehensweise ist für die Klasse DSM ohne Speicher zu wählen. Da diese Klasse allerdings nicht über Lastzuschaltung verfügt, verkürzt sich die Darstellung zu:

$$K_{Erz}(u_{DSMO}, t) = \left(\frac{k_{Brenn}(u_{DSMO})}{\eta_{Erz}(u_{DSMO})} + k_{Sonst}(u_{DSMO}) \right) P_{Ist,Erz}(u_{DSMO}, t) \quad (55)$$

$$\forall u_{DSMO} \in U_{DSMO} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Die Brennstoffkosten werden hier als Opportunitätskosten einer Lastreduktion verstanden.

Für Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) ergibt sich der Einsatz aus der Möglichkeit in Zeiten mit günstigen Strompreisen einzuspeichern und in Zeiten mit Knappheitspreisen auszuspeichern. Dabei ist der Wirkungsgrad der Ein- bzw. Ausspeicherung zu berücksichtigen. In einer Systemperspektive fallen somit keine variablen Kosten an.

Die Kostendarstellung gilt, wie zuvor beschrieben, für alle Technologien außer EE. Deren resultierende Kosten der Nicht-Nutzung geförderter Energiemengen ergeben sich unter Berücksichtigung

der Abschaltkosten $k_{Abs,EE}(u_{EE}, t)$ und der abzuregelnden Leistung $P_{Abs,EE}(u_{EE}, t)$ für alle $t \in \{1, \dots, T\}$ zu:⁵⁵⁰

$$K_{Var}(u_{EE}, t) = k_{Abs,EE}(u_{EE}, t)P_{Abs,EE}(u_{EE}, t) \quad (56)$$

$$\forall u_{EE} \in U_{EE} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

EE können im Modell somit maximal bis zum Einspeisewert einer Viertelstunde heruntergefahren werden. Abschaltkosten werden veranschlagt, da dem Anlagenbetreiber i. d. R. im Rahmen der Direktvermarktung bzw. der Vergütung nach EEG entgangene Erlöse nach einer Energiereduzierung erstattet werden. Die daraus resultierenden Kosten reicht der Vermarkter im Modell ab einem bestimmten Preis an den Markt weiter.

6.1.3 Nebenbedingungen

Die Nebenbedingungen beschreiben Eigenschaften und Restriktionen des Kraftwerksparks. Hierzu gehören nach dem Verständnis im Rahmen dieser Arbeit:

- Gleichung zur Deckung der Stromnachfrage,
- Gleichung zur Deckung der Wärmenachfrage,
- Wärmebereitstellung durch Kraft-Wärme-Kopplung und reine Wärmeerzeuger,
- Klassen- bzw. technologieübergreifende Leistungsgrenzen,
- Grenzen der Anfahr- und Abfahrvorgänge,⁵⁵¹
- Must-Run-Anforderung sowie
- Abbildung von Speicheroptionen.

6.1.3.1 Gleichung zur Deckung der Stromnachfrage

Die Stromnachfrage wird als zu deckende Residuallast $d_{Res}(t)$ für alle $t \in \{1, \dots, T\}$ dargestellt.⁵⁵² Die Residuallast bestimmt sich aus der Stromnachfrage $d(t)$ abzüglich einer vorgegebenen Einspeisestruktur von WEA an Land, WEA auf See, WKW sowie von PV-Anlagen, die als $g(u_{EE}, t)$ dargestellt werden:

⁵⁵⁰ EE können im Modell maximal bis zum Einspeisewert einer Viertelstunde gedrosselt werden. Opportunitätskosten werden veranschlagt, da dem Anlagenbetreiber i. d. R. im Rahmen der Direktvermarktung bzw. der Vergütung nach EEG entgangene Erlöse nach einer Energiereduzierung erstattet werden. Die daraus resultierenden Kosten reicht der Vermarkter im Modell ab einem bestimmten Preis an den Markt weiter.

⁵⁵¹ In energieökonomischen Modellierungen wird darüber hinaus häufig auf Laständerungsgradienten von Periode t nach $t + 1$ eingegangen. Im Rahmen der vorliegenden Modellierung wird darauf verzichtet, da angenommen wird, dass das abgebildete Großkraftwerk in der Realität aus diversen kleinen Anlagen besteht, die z. T. parallel an- bzw. abgefahren werden können.

⁵⁵² Für T wird bei einer stundenscharfen Modellierung 8.760 angesetzt (entsprechend der Anzahl Stunden eines Jahres). Sofern Viertelstunden betrachtet werden, ist T entsprechend gleich 35.400.

$$d_{Res}(t) = d(t) - \sum_{u_{EE} \in U_{EE}} g(u_{EE}, t) \quad (57)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Der residualen Last hinzuzurechnen sind Lasterhöhungen $P_{Ist,Last}(u, t)$ aufgrund von Energieeinspeicherung, Zuschaltung nach Lastverlagerung sowie Wärmeerzeugung mittels Power-to-heat-Anlagen. Der daraus resultierende Stromverbrauch ist durch die Ist-Leistung der Erzeugungsklassen $P_{Ist}(u, t)$, den Beitrag von Speichern und abschaltbaren Lasten $P_{Ist,Erz}(u, t)$ bzw. die Abschaltleistung von EE $P_{Abs,EE}(u_{EE}, t)$ zu decken.

Die folgende Gleichung definiert diesen Zusammenhang:

$$d_{Res}(t) = - \sum_{u \in (U_{WE} \cup U_{PSKW} \cup U_{DSMM})} P_{Ist,Last}(u, t) + \sum_{u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK})} P_{Ist}(u, t) \quad (58)$$

$$+ \sum_{u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM} \cup U_{DSMO})} P_{Ist,Erz}(u, t) - \sum_{u_{EE} \in U_{EE}} P_{Abs,EE}(u_{EE}, t)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Die Abregelung der Erzeugung aus EE mit Ausnahme von BGA wiederum wird durch folgende Formel ermöglicht:

$$P_{Abs,EE}(u_{EE}, t) \leq g(u_{EE}, t) \quad (59)$$

$$\forall u_{EE} \in U_{EE} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

6.1.3.2 Gleichung zur Deckung der Wärmenachfrage

Neben der Stromnachfrage ist ein vorgegebener Wärmelastgang $w(t) \geq 0$ durch die Ist-Wärmeerzeugung der KWK-Technologien $W_{Ist}(u_{EKA}, t)$ und $W_{Ist}(u_{GDA}, t)$ sowie durch die reinen Wärmeerzeuger $W_{Ist}(u_{WE}, t)$ und BGA $W_{Ist,EE}("BGA", t)$ zu decken. Weiterhin kann auf eine Ein- bzw. Ausspeicherung in einen bzw. aus einem Wärmespeicher $SW_{Ein/Aus}(t)$ zurückgegriffen werden.⁵⁵³

Es gilt folgende Gleichung zur Deckung der Wärmelast mit $W_{Ist}(u, t) \geq 0$ für $u \in (U_{KWK} \cup U_{WE})$:

$$w(t) + SW_{Ein/Aus}(t) = \sum_{u \in (U_{KWK} \cup U_{WE})} W_{Ist}(u, t) + W_{Ist,EE}("BGA", t) \quad (60)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Ferner gilt die Definition von $W_{Ist,EE}("BGA", t)$ über die Stromkennzahl $r_{SK,BGA}$:

⁵⁵³ Die detaillierte Darstellung des Wärmespeichers erfolgt in Kapitel 6.1.3.7.

$$W_{Ist,EE}("BGA", t) = r_{SK,BGA} P_{Ist}("BGA", t) \quad (61)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

6.1.3.3 Wärmebereitstellung durch Kraft-Wärme-Kopplung und reine Wärmeerzeuger

Eine Besonderheit gilt für die Abbildung von KWK-Anlagen, die in einem bestimmten Verhältnis zur erzeugten Strommenge Wärme produzieren können. Zu unterscheiden sind in diesem Kontext Gegendruckanlagen (GDA), bei denen Strom- und Wärmeproduktion starr gekoppelt sind, sowie Entnahme-Kondensationsanlagen (EKA), wo je nach Wärmeproduktion unterschiedliche Niveaus an Stromproduktion möglich sind.

GDA besitzen demnach hinsichtlich der Einsatzflexibilität einen Freiheitsgrad zur Erzeugung. Dieser wird über ein konstantes Verhältnis von Strom- und Wärmeproduktion⁵⁵⁴ abgebildet, wobei mit der installierten elektrischen Leistung P_{Inst} bzw. installierten Wärmeleistung W_{Inst} Obergrenzen und mit der Mindestleistung P_{Min} Untergrenzen vorgegeben sind. Eine vereinfachte Darstellung zeigt Abbildung 42.

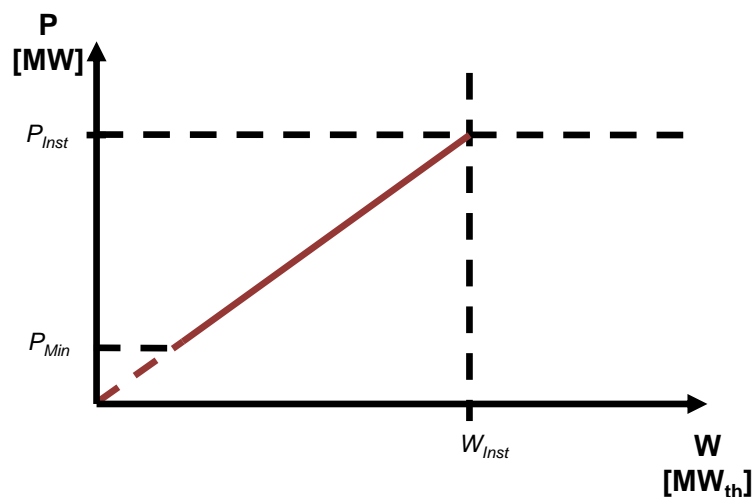


Abbildung 42: Zulässiger Arbeitsbereich für Gegendruckanlagen

Es gilt folgende Gleichungen mit der Stromkennzahl $r_{SK}(u_{GDA})$:⁵⁵⁵

$$P_{Ist}(u_{GDA}, t) = r_{SK}(u_{GDA}) W_{Ist}(u_{GDA}, t) \quad (62)$$

$$\forall u_{GDA} \in U_{GDA} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Um sicherzustellen, dass wärmegeführte Anlagen im Sommer und in den Übergangsphasen in Frühling und Herbst tendenziell weniger häufig als im Sommer fahren, kann ein Verfügbarkeitsfak-

⁵⁵⁴ Vgl. z. B. Blesl (2014), S. 29.

⁵⁵⁵ Vgl. z. B. Meibom et al. (2006), S. 22 f.

tor je Jahreszeit $f_{Verf,JZ}(u_{GDA}, t)$ eingesetzt werden, der die Online-Leistung durch Multiplikation mit der installierten Leistung wie folgt begrenzt:⁵⁵⁶

$$P_{On}(u_{GDA}, t) \leq f_{Verf,JZ}(u_{GDA}, t)P_{Inst}(u_{GDA})$$

$$\forall u_{GDA} \in U_{GDA} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$
(63)

EKA besitzen demgegenüber zwei Freiheitsgrade. Sie sind demnach nicht nur in einem konstanten Verhältnis einsetzbar, sondern können in einem rein stromerzeugenden oder in einem strom- und wärmeerzeugenden Betrieb gefahren werden. Abbildung 43 gibt ein Beispiel für das Leistung-Wärme-Diagramm. Hierbei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Gegendruckbetrieb analog zu Abbildung 42 ab dem Start linear durchgeführt werden kann, was durch die gestrichelte rote Linie in Abbildung 43⁵⁵⁷ angedeutet wird. Denn der die Realität besser abbildende Sprung in einen Betriebsmodus entsprechend der blauen Linie wäre nur im Rahmen einer gemischt-ganzzahligen Optimierung mit Binärvariablen möglich.

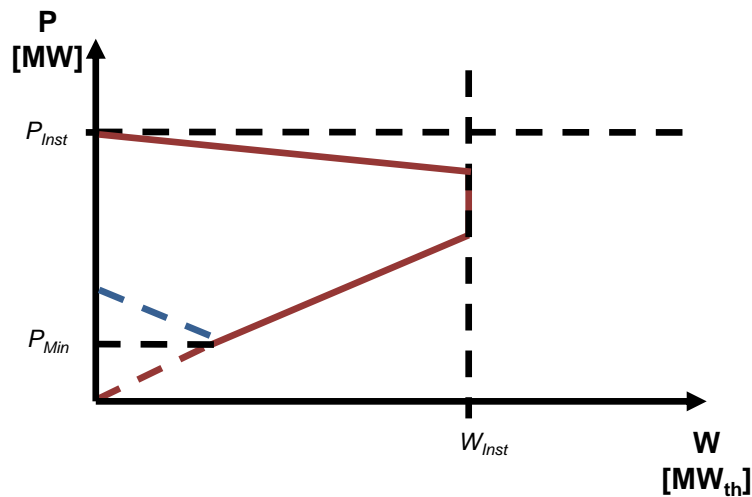


Abbildung 43: Zulässiger Arbeitsbereich für Entnahme-Kondensationsanlagen

Für EKA gelten folgende Gleichungen unter Berücksichtigung der Stromverlustkennziffer $r_{SVK}(u_{EKA}) \in [0,1]$ sowie der Stromkennzahl $r_{SK}(u_{EKA})$:⁵⁵⁸

$$P_{Ist}(u_{EKA}, t) \leq P_{Inst}(u_{EKA}) - r_{SVK}(u_{EKA})W_{Ist}(u_{EKA}, t)$$

$$\forall u_{EKA} \in U_{EKA} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\},$$
(64)

$$P_{Ist}(u_{EKA}, t) \geq r_{SK}(u_{EKA})W_{Ist}(u_{EKA}, t)$$

$$\forall u_{EKA} \in U_{EKA} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$
(65)

⁵⁵⁶ Der Verfügbarkeitsfaktor wird darüber hinaus für die wärmegeführten BHKW genutzt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird darauf verzichtet, die Formel noch einmal niederzuschreiben.

⁵⁵⁷ Vereinfachte eigene Darstellung nach Blesl (2014), S. 20.

⁵⁵⁸ Vgl. z. B. Meibom et al. (2006), S. 22 f.

Grundsätzlich gilt, dass die Größe der Stromkennzahl vom Auskopplungsdruck abhängig ist. Mit steigendem Auskopplungsdruck nimmt sie stark ab. Die Stromverlustkennziffer nimmt i. d. R. mit steigendem Auskopplungsdruck und sinkendem Kondensationsdruck zu.⁵⁵⁹ Zur Vereinfachung des Modells wird lediglich eine Druckstufe mit fixen Stromkennzahlen, Gesamtwirkungsgraden und Stromverlustkennziffern dargestellt. Eine Dynamisierung der Druckstufen und damit einhergehend eine Variabilität von $r_{SVK}(u_{EKA})$ und $r_{SK}(u_{EKA})$ sind somit nicht möglich.

Weiterhin können dem Modell Klassen vorgegeben werden, die reine Wärmeerzeuger sind. So liefern Heizwerke (HW) lediglich Wärme $W_{Ist}(u_{WE}, t)$ und damit Beiträge zu $w(t)$, tragen jedoch nicht zur Deckung von $d_{Res}(t)$ bei.⁵⁶⁰ Die Kosten der Wärmeerzeugung werden, wie in Kapitel 6.1.1 beschrieben, $K_{Fix}(u_{WE})$ bzw. $K_{Var}(u_{WE}, t)$ zugeordnet, so dass eine Kostenminimierung der Strom- und Wärmeerzeugung gewährleistet wird.

Power-to-heat-Anlagen (PTH-Anlagen) können für die Erzeugung von Wärme Strom verbrauchen. Diese Anlagen erhöhen die residuale Last analog zu einer Einspeicherung von Energie in einen Stromspeicher. Für sie gilt mit einem Wirkungsgradverlust der Umwandlung $\eta_{Konv}("PTH") \in [0,1]$:

$$W_{Ist}("PTH", t) = \eta_{Konv}("PTH")P_{Ist,Last}("PTH", t) \quad (66)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

6.1.3.4 Klassen- bzw. technologieübergreifende Leistungsgrenzen

Neben den zuvor erwähnten Ober- und Untergrenzen für die jeweiligen Klassen kann es auch klassen- bzw. technologieübergreifende Restriktionen geben. So ist es im Zusammenhang mit DSM denkbar, dass eine Leistung sowohl zur Lastreduktion als auch zur Lastverlagerung, jedoch nicht für beides gleichzeitig genutzt werden kann. Für einen solchen Fall ist branchenspezifisch eine Grenze $p_{OG,Erz}(k)$ zu hinterlegen, die die Summe aus Ist-Erzeugung durch Lastreduktion und Ist-Erzeugung durch Lastverlagerung für die jeweilige Technologie der Branche u_{DSM} einschränkt:

$$p_{OG,Erz}(k) \geq \sum_{u_{DSM} \in ((U_{DSMO} \cup U_{DSMM}) \cap U_{DSM}(k))} P_{Ist,Erz}(u_{DSM}, t) \quad (67)$$

$$\forall k \in B \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Weiterhin ist es möglich, dass Anlagen auf Basis eines bestimmten Energieträgers sowohl als konventioneller Stromerzeuger als auch als KWK-Anlage konzipiert werden können. Um regulatorische Vorgaben, die den Zubau von Anlagen mit Verwendung des Energieträgers beschränken, abzubilden, wird eine Grenze p_{OG} für die Summe aus Bestand und Zubau der relevanten Klassen mit Einsatz dieses Energieträgers gesetzt. So gilt folgende Ungleichung für thermische und KWK-Anlagen für den Energieträger Braunkohle mit $u_{BKW} \in U_{BKW}$ sowie $U_{BKW} \subseteq (U_{TKW} \cup U_{KWK})$:

⁵⁵⁹ Vgl. Konstantin (2013), S. 426 ff.

⁵⁶⁰ Die entsprechende Gleichung für die Abbildung von Wärmenachfrage und -angebot findet sich in Kapitel 6.1.3.2.

$$\begin{aligned}
 p_{OG}(\text{"Braunkohle"}) & \geq \sum_{u \in (U_{TKW} \cup U_{BKW})} P_{Inst}(u) \\
 & + \sum_{u \in ((U_{KWK} \cup U_{GDA}(\text{"Braunkohle"})) \cup (U_{KWK} \cup U_{EKA}(\text{"Braunkohle"})))} P_{Inst}(u) \\
 & = P_{Inst}(\text{"TKW, Braunkohle, Bestand"}) \\
 & + P_{Inst}(\text{"TKW, Braunkohle, Neubau"}) \\
 & + P_{Inst}(\text{"KWK, Braunkohle, Bestand"}) \\
 & + P_{Inst}(\text{"KWK, Braunkohle, Neubau"}).
 \end{aligned} \tag{68}$$

6.1.3.5 Grenzen der Anfahr- und Abfahrvorgänge

Zur Abbildung von Kraftwerksrestriktionen hinsichtlich der Mindestbetriebsdauer, der Mindeststillstanddauer sowie von Kosten bei Fahrweise im Teillastbereich wird die angefahrte Kapazität $P_{On}(u, t)$ herangezogen.

Die Anfahrleistung $P_{Anf}(u, t)$ ergibt sich für alle $t \in \{2, \dots, T\}$ zu:

$$\begin{aligned}
 P_{Anf}(u, t) & \geq P_{On}(u, t) - P_{On}(u, t - 1). \\
 \forall u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK}) \quad \forall t \in \{2, \dots, T\}
 \end{aligned} \tag{69}$$

Die Abfahrleistung P_{Abf} wird mit $P_{Abf}(u, t) \geq 0$ für alle $t \in \{2, \dots, T\}$ definiert als:

$$\begin{aligned}
 P_{Anf}(u, t) - P_{Abf}(u, t) & = P_{On}(u, t) - P_{On}(u, t - 1) \\
 \forall u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK}) \quad \forall t \in \{2, \dots, T\}.
 \end{aligned} \tag{70}$$

Da $K_{Anf}(P_{Anf}(u, t))$ Teil der zu minimierenden Zielfunktion ist, wird das Modell die mit dem konstanten Kostenfaktor $k_{Anf}(u, t)$ zu multiplizierende Anfahrleistung $P_{Anf}(u, t)$ ebenfalls minimieren. Wenn die Differenz aus $P_{On}(u, t)$ und $P_{On}(u, t - 1)$ gleich Null ist, folgt daraus $P_{Anf}(u, t)$ ist gleich $P_{Abf}(u, t)$. Bei Minimierung der Kosten werden beide gleich Null sein.

Im Fall, dass die oben genannte Differenz größer als Null ist, ist $P_{Anf}(u, t)$ größer als $P_{Abf}(u, t)$. Bei Minimierung der Kosten wird $P_{Anf}(u, t)$ möglichst gering gewählt, so dass bestenfalls $P_{Abf}(u, t)$ gleich Null ist und $P_{Anf}(u, t)$ genau der Differenz entspricht.

Im Fall, dass die oben genannte Differenz kleiner als Null ist, ist $P_{Anf}(u, t)$ kleiner als $P_{Abf}(u, t)$. Unter Berücksichtigung der Kostenminimierung wird $P_{Anf}(u, t)$ zu Null und $P_{Abf}(u, t)$ entspricht genau der Differenz.

Für das Ein- und Ausschalten von Kraftwerken gibt es neben den berücksichtigten ökonomischen Grenzen in Form von Anfahrkosten technische Vorgaben, die von Kraftwerksbetreibern in der Realität einzuhalten sind. So können größere Kraftwerke i. d. R. nicht innerhalb von 15 min komplett ein- oder ausgeschaltet werden. Um diese Restriktion im Modell abzubilden, werden Mindestbetriebs- und Mindeststillstanddauern eingeführt. Diese haben Auswirkungen auf die Höhe von $P_{Anf}(u, t)$ sowie $P_{On}(u, t)$.

Die Mindestbetriebsdauer $t_{Betr,min}(u)$ wird mit folgender Restriktion umgesetzt für alle $t \in \{2, \dots, T\}$:⁵⁶¹

$$P_{On}(u, t) \geq \sum_{t_{Betr}=\max\{1, t-t_{Betr,min}(u)+1\}}^t P_{Anf}(u, t_{Betr}) \quad (71)$$

$$\forall u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK}) \quad \forall t \in \{2, \dots, T\}.$$

Mit der Formel wird sichergestellt, dass die angefahrne Leistung in t mindestens so groß ist wie die sich noch in der Mindestbetriebsdauer befindlichen angefahrenen Kraftwerksleistungen.

Um den Mindeststillstand abzubilden gilt mit $t_{Still,min}(u)$ für alle $t \in \{2, \dots, T\}$:⁵⁶²

$$P_{Inst}(u, t) - P_{On}(u, t) \geq \sum_{t_{Still}=\max\{1, t-t_{Still,min}(u)+1\}}^t P_{Abf}(u, t_{Still}) \quad (72)$$

$$\forall u \in (U_{TKW} \cup U_{KWK}) \quad \forall t \in \{2, \dots, T\}.$$

Die obige Gleichung lässt sich so interpretieren, dass die stillstehende Leistung in t als Differenz aus installierter und verfügbarer Kapazität größer oder gleich der abgefahrenen Leistung der Vorgängerperioden unter Berücksichtigung der Mindeststillstanddauer sein muss.

6.1.3.6 Must-run-Anforderung

Die Must-run-Anforderung bildet ab, dass es in einem System Kapazitäten gibt, die am Netz sein müssen, um z. B. Systemdienstleistungen nach Abschnitt 2.1.3 vorzuhalten oder kurzfristigen Wärmebedarf decken zu können. Die folgende Formel sorgt dafür, dass zu einem Zeitpunkt t ausreichend Leistung $p_{Mustring}$ bereitgehalten wird:

$$p_{Mustring}(t) \leq \sum_{u \in (U_{Ges} \setminus U_{EE})} P_{On}(u, t) f_{Must}(u) \quad (73)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Der Must-run-Anteil einer Klasse wird hierbei als Faktor $f_{Must}(u) \in [0,1]$ der verfügbaren Leistung $P_{On}(u, t)$ dargestellt.

⁵⁶¹ Vgl. Weber (2004), S. 38.

⁵⁶² Vgl. ebd.

6.1.3.7 Abbildung von Speicheroptionen

Bei der Modellierung der Speicher wird grundsätzlich zwischen zwei verschiedenen Klassen unterschieden. Bei der ersten existieren Ein- und Ausspeicherleistungen, durch die sich der Speicher befüllen bzw. leeren lässt (z. B. Wärme- oder Pumpspeicher). Die zweite geht von einer separaten Speicherbefüllung aus, wie es z. B. bei Speichern mit natürlichem Zufluss (u. a. BGA mit Gasspeicher) oder bei virtuellen Speichern mit Grenzen im Hinblick auf Abrufhäufigkeit bzw. -dauer (u. a. bestimmte DSM-Maßnahmen) der Fall ist.

Speicher mit Ein- und Ausspeicherung

Zu den Speichern mit Ein- und Ausspeicherung gehören im Rahmen dieser Arbeit der zentrale Wärmespeicher, der Pumpspeicher sowie die Lastverlagerung.

Der Wärmespeicher $SW_{Ist}(t)$ wird zentral als Teil eines globalen Netzes ohne Engpässe dargestellt.⁵⁶³ Für ihn gilt im Rahmen der vorliegenden Modellierung, dass der aktuelle Füllstand der Summe des Speicherstands der Vorperiode $SW_{Ist}(t-1)$ unter Berücksichtigung eines Verlustfaktors $f_{V,th} \in [0,1]$ sowie der ein- bzw. ausgespeicherten Wärmeleistung $SW_{Ein/Aus}(t)$ entspricht:

$$SW_{Ist}(t) = f_{V,th}SW_{Ist}(t-1) + SW_{Ein/Aus}(t) \quad (74)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

$SW_{Ein/Aus}(t)$ befindet sich in den Grenzen der maximalen Ausspeicherleistung $sw_{Ein/Aus,UG} \leq 0$ und der maximalen Einspeicherleistung $sw_{Ein/Aus,OG} \geq 0$ (vgl. Gleichung (75)).

$$sw_{Ein/Aus,OG} \geq SW_{Ein/Aus}(t) \geq sw_{Ein/Aus,UG} \quad (75)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Für die Speicherklassen der PSKW und der Lastverlagerung durch DSM ohne künstlichen Zufluss mit $u \in (U_{PSKW} \cup U_{DSMM})$ werden der Speicherfüllstand der Vorperiode $S_{Ist}(u, t-1)$ mit einem Verlustfaktor $f_{V,el}(u) \in [0,1]$ sowie eine Einspeicherleistung zur Energieaufnahme $P_{Ist,Last}(u, t)$ mit Wirkungsgrad $\eta_{Last}(u) \in [0,1]$ und die Ausspeicherleistung zur Energieabgabe $P_{Ist,Erz}(u, t)$ mit Wirkungsgrad $\eta_{Erz}(u) \in [0,1]$ herangezogen.⁵⁶⁴

Der Speicherfüllstand in t kann daraufhin wie folgt beschrieben werden:⁵⁶⁵

⁵⁶³ Vgl. z. B. Meibom et al. (2006), S. 19.

⁵⁶⁴ Die Wirkungsgrade für Einspeicherung und Ausspeicherung stellen indirekt variable Kosten dar. Diese lassen sich ergänzen um weitere variable Kosten für den Einsatz. Für Neubauten und Instandhaltung sind analog zu thermischen Kraftwerken annuitätische Fixkosten bzw. Betriebskosten zu zahlen.

⁵⁶⁵ Obergrenzen z. B. für den Bestand an Pumpspeicherkapazität lassen sich abbilden.

$$S_{Ist}(u, t) = f_{V,el}(u)S_{Ist}(u, t - 1) + P_{Ist,Last}(u, t)\eta_{Last}(u)\Delta t - P_{Ist,Erz}(u, t)\frac{1}{\eta_{Erz}(u)}\Delta t \quad (76)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}$$

mit:

$$0 \leq S_{Ist}(u, t) \leq s_{Ist,OG}(u) \quad (77)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}.$$

Der Parameter $s_{Ist,OG}(u)$ beschreibt in diesem Zusammenhang eine definierte Obergrenze der Speicherkapazität.

Um sicherzustellen, dass der Speicher in der Optimierung nicht nur kostengünstig leer gefahren wird, findet folgende Restriktion Anwendung, durch die der Speicher zum Zeitpunkt $t = T$ den gleichen Füllstand hat wie zu $t = 0$:

$$\sum_{t \in \{1, \dots, T\}} P_{Ist,Last}(u, t)\eta_{Last}(u)\Delta t = \sum_{t \in \{1, \dots, T\}} P_{Ist,Erz}(u, t)\frac{1}{\eta_{Erz}(u)}\Delta t. \quad (78)$$

Speicher mit separater Speicherbefüllung

Zu den Speichern mit separater Speicherbefüllung gehören im Rahmen dieser Arbeit BGA sowie regelbare Lasten mit künstlichen Speicherrestriktionen, die eine Teilmenge von U_{DSMM} sind.

BGA mit $u \in U_{EE}$ ("BGA") werden, wie in Kapitel 6.1.1 erwähnt, mit einem konstanten Zufluss an Biogas in einen Gasspeicher abgebildet. Hierbei ersetzt ein konstanter Parameter $p_{Ist,Last}(u)$ die Variable $P_{Ist,Last}(u)$ der obigen Speicherformel.⁵⁶⁶ Um vorzubeugen, dass ein Speicher mit künstlicher Befüllung nach Erreichen des maximalen Speichervolumens im Modell gezwungen wird, Entleerungen vorzunehmen, wird statt einer Gleichung eine Ungleichung gewählt. Es gilt mit einem Verlustfaktor $f_{V,el}(u) \in [0,1]$ und den Wirkungsgraden $\eta_{Last}(u) \in [0,1]$ bzw. $\eta_{Erz}(u) \in [0,1]$:

$$S_{Ist}(u, t) \leq f_{V,el}(u)S_{Ist}(u, t - 1) + p_{Ist,Last}(u)\eta_{Last}(u)\Delta t - P_{Ist,Erz}(u, t)\frac{1}{\eta_{Erz}(u)}\Delta t \quad (79)$$

mit:

$$0 \leq S_{Ist}(u, t) \leq s_{Ist,OG}(u). \quad (80)$$

⁵⁶⁶ So lässt sich z. B. für BGA durch eine konstante Last $p_{Ist,Last}$ bei $\eta_{Last} = 1$ ein kontinuierliches Füllen des Gasspeichers simulieren. Gleiches gilt für einen Produktionsprozess im DSM-Bereich, der über ein bestimmtes Volumen als Produkt von Zeit und maximaler Leistung verfügt, das sich in Folge eines Abrufs nach einer gewissen Zeit wieder regeneriert.

Die abgeregelte Leistung $P_{Abs,EE}("BGA", t)$ entspricht dabei der Differenz der durch einen künstlichen, konstanten Zufluss von elektrischer Energie dargestellten Biogasproduktion $p_{Ist,Last}("BGA")$ in einen virtuellen Speicher und der Ist-Erzeugung $P_{Ist}("BGA", t)$:

$$P_{Abs,EE}("BGA", t) = p_{Ist,Last}("BGA") - P_{Ist}("BGA", t). \quad (81)$$

Die Abbildung von DSM mit virtuellen Speichern erfolgt analog.

6.1.4 Lösungsansatz und Grenzen der Modellierung

Es gibt verschiedene mathematische Ansätze, um ein lineares Optimierungsproblem der vorliegenden Form zu lösen. Das im Rahmen dieser Arbeit gewählte Verfahren zur Lösung des formulierten Optimierungsproblems verwendet einen exakten Lösungsalgorithmus.

Zur Umsetzung der Modellierung wird die Software "General Algebraic Modeling System" (GAMS) in der Version 24.0.2 verwendet. Die Lösung erfolgt durch den Solver CPLEX 12.5.

Der Grad der Modellierung der Realität steht dabei häufig in einem Zusammenhang zur Rechenzeit. Aus dem Grund werden i. d. R. Vereinfachungen vorgenommen, die die Modellierung jedoch eingrenzen. So werden die Kraftwerksklassen in der vorliegenden Modellierung zur Verringerung der Komplexität beispielsweise nicht blockscharf mit entsprechender Kostenstruktur und den spezifischen Eigenschaftsparametern abgebildet. Die gewählten Nebenbedingungen können dabei tendenziell zu Über- oder Unterschätzung der Kosten für den optimalen Kraftwerkseinsatz führen. In der Folge werden die erwarteten Auswirkungen diskutiert.

Im Hinblick auf die Abbildung der Verfügbarkeit ist anzumerken, dass dem Modell nicht freigestellt wird, wann Nicht-Verfügbarkeitsphasen anfallen. Dies mag für über das Jahr gleichverteilte ungeplante Ausfälle keine Auswirkung haben. Allerdings ist davon auszugehen, dass einige Kraftwerke in der Realität geplante Revisionen tendenziell in die Stunden, Wochen bzw. in das Quartal legen, in denen die erwarteten Strompreise gering sind. Die Umsetzung der Restriktion als dauerhafte Begrenzung der verfügbaren Kapazität führt demnach zu einer Überschätzung der Gesamtkosten.

Bei der Umsetzung der Anfahrkosten wird vereinfachend angenommen, dass fixe Kosten pro MW angefahrener Leistung anfallen. In der Realität sind die Anfahrkosten z. B. abhängig von der Stillstanddauer.⁵⁶⁷ Durch die zuvor genannten Annahmen könnten je Wahl des Parameters die Gesamtkosten für das Modell systematisch über- oder unterschätzt werden. Die Modellierung der Restriktionen zu An- bzw. Abfahrdauern wiederum könnte je nach Residuallastsituation dazu führen, dass bei extremer Volatilität der Residuallast Kraftwerke zugebaut werden müssen. Dies wäre dann der Fall, wenn sich die gesamte Kapazität in der Mindestbetriebs- oder Mindeststillstandphase befindet und deswegen nicht flexibel hoch- oder heruntergefahren werden kann. Diese Überlegung ist jedoch eine theoretische Möglichkeit.

⁵⁶⁷ Eine Möglichkeit der kraftwerksscharfen Modellierung der Anfahrkosten in Abhängigkeit von der Stillstandzeit (Heiz-, Warm- bzw. Kaltstart) findet sich z. B. in Silberagl, Huber und Brandenburg (2014).

Bei der Modellierung von EKA im Bereich der KWK-Anlagen wird davon ausgegangen, dass der Gegendruckbetrieb linear bis zum Nullpunkt durchgeführt werden kann. Für die Abbildung der Realität besser geeignet wäre die Nutzung einer Binärvariablen, worauf jedoch aus Vereinfachungsgründen verzichtet wird. Weiterhin findet keine Dynamisierung der Druckstufen statt. Die Implikationen für den Wirkungsgrad, die Stromverlustkennziffer und die Stromkennzahl können somit nicht dargestellt werden. Je nach Wahl der Parameter werden die Kosten somit über- oder unterschätzt.

In Bezug auf die Umsetzung der Lastverlagerung ist darauf hinzuweisen, dass Restriktionen hinsichtlich der Nachproduktion nur bedingt aufgegriffen wurden, um die Komplexität des Modells nicht weiter zu erhöhen. Dies resultiert darin, dass der Modellklasse DSMM zwar eine Speichervolumenbegrenzung vorgegeben werden kann; allerdings besteht kein Zwang, die Produktion nach Leerung des Speichers in den nächsten Perioden nachzuholen. Damit werden die Kosten tendenziell unterschätzt, da das Modell zu den kostengünstigsten Zeitpunkten Energie einspeichert.

Ferner werden technisch oder ökonomisch induzierte Im- und Exporte aus dem bzw. in das angrenzende Ausland vernachlässigt, da im Rahmen der Modellierung zur Reduktion der Komplexität und Rechenzeit Energieautarkie für Deutschland unterstellt wird. Dies führt dazu, dass weder Kuppelkapazitäten zum Ausland noch ausländische Nachfrage bzw. Kraftwerksparks modelliert werden. Es könnte dazu kommen, dass die Gesamtkosten hierdurch ebenfalls überschätzt werden.

Ebenfalls nicht berücksichtigt werden etwaige stromseitige Netzrestriktionen. Diese Vereinfachung führt dazu, dass die Standorte, an denen Energie erzeugt oder verbraucht wird, nicht relevant sind. Demnach können weder Maßnahmen des Redispatches noch die Regelung durch Einspeisemanagement zur Spannungshaltung dargestellt werden.

Analog ist darauf zu verweisen, dass der Wärmebedarf nicht lokal, sondern zentral abgebildet wird. Ferner gibt es die Möglichkeit, Wärmeenergie aus einem globalen Wärmespeicher zu entnehmen. In der Realität ist abweichend von der Annahme davon auszugehen, dass Wärmequellen und -speicher über die Standortentscheidung oder Nahwärmenetze örtlich nah an der Wärmesenke der Verbraucher platziert sind. Großkraftwerke hingegen werden häufig an Fernwärmenetze angeschlossen, um die (Ab-)Wärme zu nutzen. Die Annahme simplifiziert somit die Realität.⁵⁶⁸

Es ist zu erwarten, dass durch die zuvor genannten Annahmen von der optimalen Lösung abgewichen wird. Allerdings lassen sich die Komplexität und Größe des Modells stark reduzieren.

Das Modell wäre jedoch grundsätzlich dahingehend erweiterbar, so dass perspektivisch die Abbildung des Einsatzes europäischer Flexibilitätpotenziale mit strom- und wärmeseitigen Netzrestriktionen denkbar wäre. Die Auswirkungen auf die Rechenzeit sind nicht absehbar.

6.2 Eingangsdaten zur Modellierung des ökonomischen Potenzials

In der Folge werden die Eingangsdaten zur Modellierung vorgestellt. Hierbei werden Szenarien für verschiedene Stützjahre unter Berücksichtigung von Sensitivitäten unterschieden.

⁵⁶⁸ Die Komplexität verschiedener Wärmespeichersysteme ist z. B. ETG (2015) zu entnehmen. Vgl. ETG (2015), S. 72 ff.

6.2.1 Festlegung der Szenarien

Ziel der Modellierung ist es herauszufinden, inwiefern der Einsatz von regelbaren Lasten in einem Elektrizitätsmarkt mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien kostenseitig vorteilhaft sein kann. Um diskutierbare Ergebnisse zu erhalten, wird ein viertelstündlicher Kraftwerkseinsatz über diverse Szenarien modelliert. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der EE-Einspeisung und der Flexibilität des Systems bzw. der Anlagenklassen. Aus diesem Grund werden über ein Basisszenario im Startjahr 2013 hinaus für die Stützjahre 2023 und 2033 verschiedene Sensitivitäten mit mehr bzw. weniger Flexibilitätsbedarf im Erzeugungssystem gerechnet. Unterschieden werden:

- Basis (b): Das Basisszenario dient insbesondere dem Vergleich zwischen realem Kraftwerkseinsatz bzw. realer Preisstruktur und den Modellergebnissen.
- Niedrig (n): Im Szenario mit Index n findet ein stark unterdurchschnittlicher Ausbau von EE im Vergleich zum angestrebten Korridor nach EEG statt.
- Mittel (m): Im mittleren Szenario werden EE unterdurchschnittlich ausgebaut.
- Hoch (h): Im Szenario h werden die Ziele des Ausschreibungsmodells voll erreicht.

Daraus lassen sich folgende Szenarien ableiten:

- Szenario 2013_b: In Basisszenario 2013_b werden die historische Last sowie die historische Einspeisung durch Wind, PV und Wasserkraft für das Jahr 2013 herangezogen. Weiterhin werden Informationen zum aktuellen Kraftwerkspark genutzt. Der Flexibilitätseinsatz beschränkt sich auf bereits installierte PSKW sowie PTH und die flexible Einsatzweise von KWK-Anlagen. EE sind noch nicht abregelbar. Neubauten sind nicht zugelassen.
- Szenario 2023_n: In Szenario 2023_n werden die Einspeisung aus EE und damit die Residuallast auf einen Wert für das Betrachtungsjahr 2023 mit wenig EE skaliert. Effizienzgewinne durch technologische Weiterentwicklungen werden teilweise berücksichtigt. Bestandskraftwerke ergeben sich aus der installierten Leistung nach Szenario 2013_b abzüglich einer modellexogen vorgegebenen Sterbelinie.⁵⁶⁹ Bessere Wirkungsgrade und niedrigere Mindestlast werden i. d. R. ebenso erwartet wie eine geringere Mindeststillstand- und Mindestbetriebsdauer. Der Neubau von Kraftwerken ist möglich. DSM-Potenziale sind ebenso nutzbar wie flexible BMA oder PTH. EE sind abregelbar.
- Szenario 2023_m: Szenario 2023_m unterscheidet sich von 2023_n maßgeblich darin, dass insbesondere die Einspeisung durch Wind und PV höher ist. Ferner wird die DSM-Flexibilität aufgrund bestimmter Erwartungen zu Energieeffizienz bzw. zu wirtschaftlichem Ausblick der Branche angepasst.
- Szenario 2023_h: In Szenario 2023_h wird mit dem im Vergleich zu den anderen Szenarien stärksten Ausbau der EE gerechnet. Hinsichtlich der DSM-Flexibilität werden ebenfalls

⁵⁶⁹ Anmerkung: Es wird erwartet, dass nicht genutzte Kraftwerkskapazitäten nach Szenario 2013_b eingemottet und erst mit Erreichen der maximalen Nutzungsdauer stillgelegt werden.

Energieeffizienzmaßnahmen und Branchenperspektive berücksichtigt; allerdings wird für dieses Szenario das höchste Flexibilitätspotenzial unterstellt.

- Szenario 2033_n: Die Einspeisung durch Wind und PV wird als moderat steigend im Vergleich zu Szenario 2023_n angenommen. Bestandskraftwerke ergeben sich aus Szenario 2023_n. Der Neubau von Kraftwerken und die Nutzung sonstiger Flexibilität (Abschaltung von EE, flexible KWK, DSM, PSKW) sind möglich.
- Szenario 2033_m: Für Szenario 2033_m wird vorgegeben, dass die Einspeisung durch Wind und PV im Vergleich zu 2023_m steigt. Bestandskraftwerke ergeben sich aus Szenario 2023_m. Der Neubau von Kraftwerken und die Nutzung sonstiger Flexibilität sind analog zu Szenario 2023_n möglich.
- Szenario 2033_h: In Szenario 2033_h wird die Einspeisung durch Wind und PV als stark steigend im Vergleich zu Szenario 2023_h angenommen. Es beschreibt das Szenario im Jahr 2033 mit dem größten EE-Ausbau. Bestandskraftwerke ergeben sich aus Szenario 2023_h. Der Neubau von Kraftwerken und die Nutzung von sonstiger Flexibilität sind möglich.

Es wird erwartet, dass nicht voll ausgenutzte Kraftwerkskapazitäten eingemottet und erst mit Erreichen der maximalen Nutzungsdauer stillgelegt werden.

Um den Wert des Einsatzes von DSM zu quantifizieren, gibt es für jedes Szenario außer Szenario 2013_b, wo keine DSM-Verfügbarkeit im System unterstellt wird, eine Vergleichsrechnung der Kosten eines Kraftwerkseinsatzes mit und ohne DSM. Tabelle 22 fasst die Szenarien zusammen, wobei es immer ein jeweiliges Analog Szenario ohne DSM gibt:

Tabelle 22: Überblick über die Szenarien

Szenario	2013 _b	2023 _n	2023 _m	2023 _h	2033 _n	2033 _m	2033 _h
	Verbraucherlast Flexibilität (*DSM im jeweiligen Basis-szenario nicht vorhanden)	Lastgang des Jahres 2013	Lastgang des Jahres 2013	Lastgang des Jahres 2013	Lastgang des Jahres 2013	Lastgang des Jahres 2013	Lastgang des Jahres 2013
Bestandskraftwerke	Kraftwerkspark 2013	Kraftwerkspark nach Szenario 2013 _b abzüglich Sterbelinie	Kraftwerkspark nach Szenario 2013 _b abzüglich Sterbelinie	Kraftwerkspark nach Szenario 2013 _b abzüglich Sterbelinie	Kraftwerkspark nach Szenario 2023 _n abzüglich Sterbelinie	Kraftwerkspark nach Szenario 2023 _m abzüglich Sterbelinie	Kraftwerkspark nach Szenario 2023 _h abzüglich Sterbelinie
Erneuerbare Energien	Installierte Leistung und Einspeiseleistung des Jahres 2013	Einspeiseleistung des Jahres 2013 skaliert auf Ausbaupfad nach EEG 2014 abzüglich 30 Prozent	Einspeiseleistung des Jahres 2013 skaliert auf Ausbaupfad nach EEG 2014 abzüglich 15 Prozent	Einspeiseleistung des Jahres 2013 skaliert auf Ausbaupfad nach EEG 2014	Einspeiseleistung des Jahres 2013 skaliert auf Ausbaupfad nach EEG 2014 abzüglich 30 Prozent	Einspeiseleistung des Jahres 2013 skaliert auf Ausbaupfad nach EEG 2014 abzüglich 15 Prozent	Einspeiseleistung des Jahres 2013 skaliert auf Ausbaupfad nach EEG 2014

6.2.2 Stromlast, Residuallast und Wärmenachfrage

Im folgenden Kapitel wird erläutert, wie die Kennlinien des Strom- und Wärmebedarfs je Szenario ermittelt werden. Ferner wird die Must-run-Kapazität festgelegt.

6.2.2.1 Strombedarfskennlinie

Für eine Modellierung eines viertelstündlichen Kraftwerkseinsatzes bedarf es zunächst einer viertelstündlichen Struktur des Stromlastgangs. Dieser wird synthetisch generiert. Basis stellt die stündliche Netzlast des Jahres 2013 nach European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-e) dar.⁵⁷⁰ Zur Ermittlung eines Viertelstundenlastgangs wird die Struktur der vertikalen Netzlast herangezogen, die die Summe der aus dem Übertragungsnetz der vier ÜNB übergebenen Energie zu Verteilnetzen bzw. Endverbrauchern beschreibt.⁵⁷¹ Die so gewonnene viertelstündliche Laststruktur kann daraufhin auf den zugrunde gelegten Jahresnettostrombedarf hoch oder herunter skaliert werden.

Für die vorliegende Modellierung wird für jedes betrachtete Szenario ein Nettostrombedarf von 535,4 TWh/a angenommen. Dieser Wert entspricht dem erwarteten Verbrauch in allen Szenarien nach Netzentwicklungsplan 2013.⁵⁷² Die Daten nach Entso-e wurden hierfür mit einem Faktor von 1,1555 multipliziert. Als Mindestlast ergibt sich für die errechnete Verbrauchsstruktur ein Wert in Höhe von 32,16 GW und als Jahreshöchstlast 89,67 GW. Für die verschiedenen Szenarien werden die gleichen Lastverläufe angenommen.⁵⁷³

Um die Residuallast der jeweiligen Szenarien zu bestimmen, ist anschließend die viertelstündliche Einspeisung aus Wind, PV und WKW von der Last abzuziehen. Hierfür werden für Wind und PV als Basis die veröffentlichten Hochrechnungen der Netztransparenzseite für das Jahr 2013 genutzt.⁵⁷⁴ Da die veröffentlichten Werte lediglich Energiemengen ohne die Mengen in der Direktvermarktung darstellen, sind sie anschließend auf die Gesamtstromerzeugung je Technologie zu normieren.⁵⁷⁵ Für WKW werden die Transparenzdaten von EEX genutzt und ebenfalls skaliert.⁵⁷⁶

Abbildung 44 gibt die resultierenden geordneten viertelstundenscharfen Residuallasten wieder.

⁵⁷⁰ Vgl. Entso-e (2013).

⁵⁷¹ Vgl. 50 Hertz (2014); Amprion (2014); Tennet (2014b); TransnetBW (2014).

⁵⁷² Vgl. 50 Hertz et al. (2013b), S. 30.

⁵⁷³ Diese Annahme deckt sich mit ebd.

⁵⁷⁴ Vgl. 50 Hertz et al. (2014e); 50 Hertz et al. (2014d); Tennet (2014a).

⁵⁷⁵ Die der Modellierung zugrunde gelegten Energiemengen für das Jahr 2013 betragen 46,5 TWh für Wind an Land, 29,7 TWh für PV und 0,9 TWh für Wind auf See. Vgl. Burger (2014), S. 2; Fraunhofer IWES (2014), S. 7.

⁵⁷⁶ Vgl. EEX (2015). Die Normierung findet entsprechend den Energiemengen nach Tabelle 34 in Anhang B.5 statt.

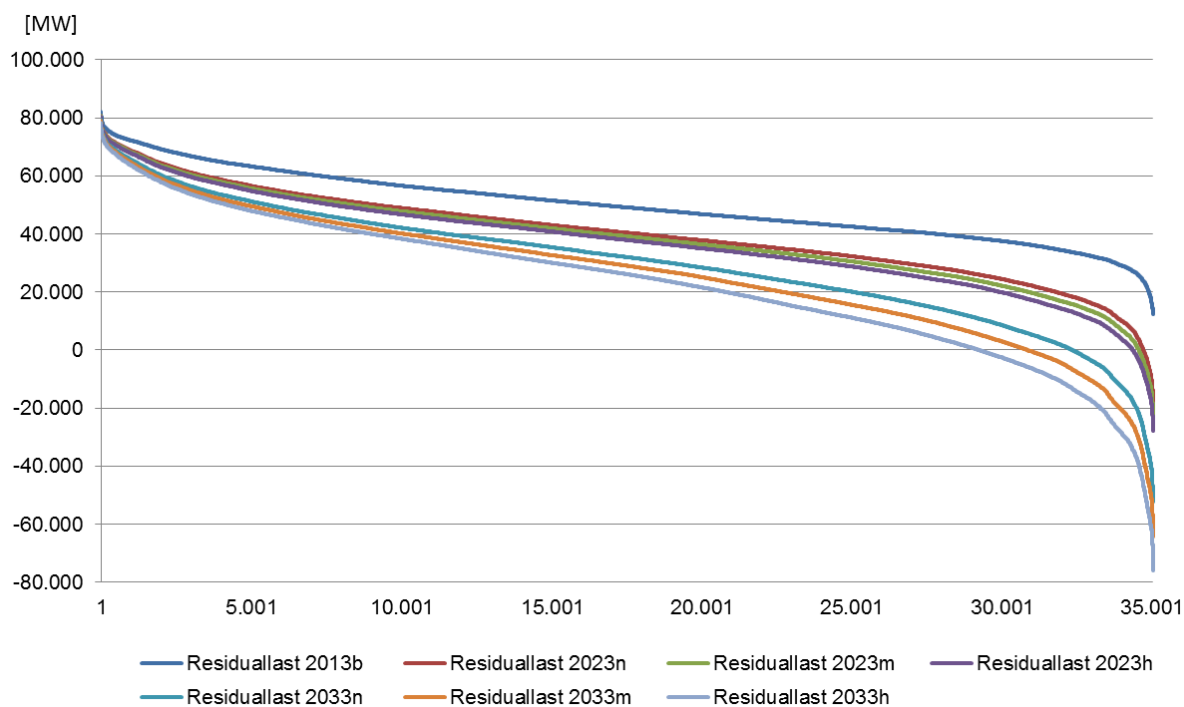


Abbildung 44: Geordnete Residuallasten der diversen Szenarien

Es wird ersichtlich, dass ab dem Szenario 2023_n mit negativer Residuallast zu rechnen ist. Die maximal zu deckende Residuallast hingegen bleibt über alle Szenarien auf ähnlich hohem Niveau.

Da eine Modellierung mit 35.040 Zeitschritten zu hohen Rechenzeiten führt, werden die sich ergebenden Residuallasten durch typische Zeitsegmente abgebildet.⁵⁷⁷ Gewählt wird eine exemplarische Woche je Quartal, die die geordnete Residuallastkurve möglichst gut abbildet.⁵⁷⁸

Als geordnete Lastkurve ergibt sich eine Darstellung entsprechend Abbildung 45. Es zeigt sich, dass die gewählten Beispielwochen so gut wie die gesamte Angebotskurve abdecken. Dies bedeutet, dass fast jeder Punkt der realen Nachfrage durch die exemplarischen Wochen mindestens ein Mal berücksichtigt wird.

⁵⁷⁷ Das Vorgehen wird z. B. bei Spiecker, Vogel und Weber (2013) aus gleichem Grund verwendet. Vgl. Spiecker, Vogel und Weber (2013), S. 117 f.

⁵⁷⁸ Hinweis: Die Erzeugungskosten nach Kapitel 6.1.3 sind dementsprechend mit einem Faktor 13 zu multiplizieren, um die Gesamtkosten von vier exemplarischen Wochen auf ein Jahr hoch zu rechnen.

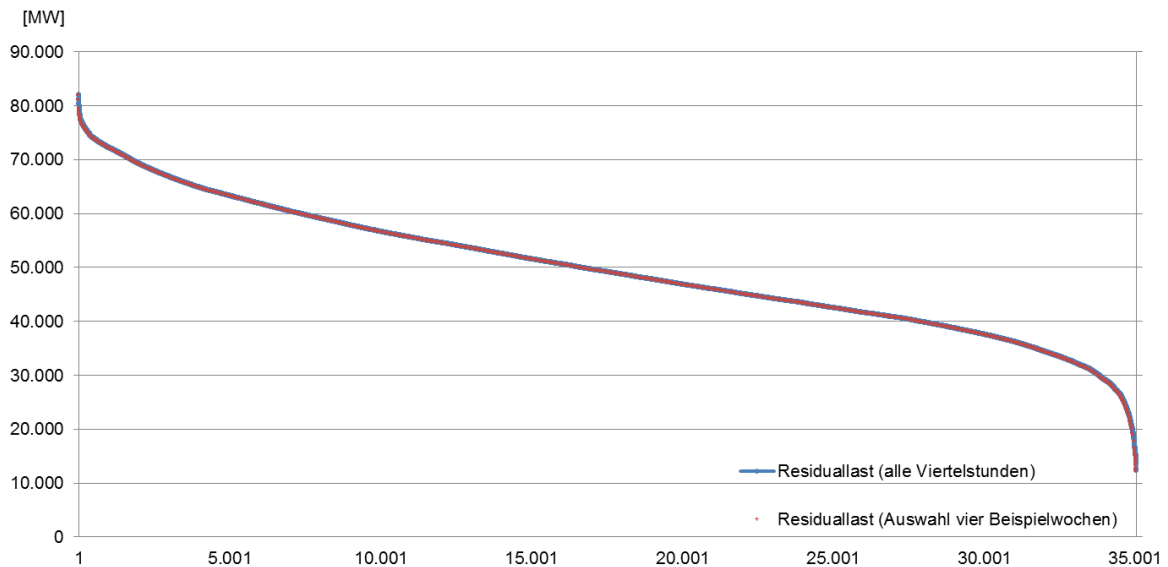


Abbildung 45: Vergleich vier exemplarischer Wochen mit der gesamten Residuallast (als geordnete Lastkurve)

Im Zuge der Auswertung sind die Energiemengen entsprechend auf 535,4 TWh hochzurechnen. Mögliche Lasterhöhung durch Pumpspeicherkraftwerke, Power-to-heat oder weitere zuschaltbare Verbraucher sind zu berücksichtigen.

6.2.2.2 Wärmebedarfskennlinie

Um den Einsatz von Anlagen zur KWK möglichst realitätsnah abbilden zu können, bedarf es zusätzlich einer Wärmelastkurve, die KWK-Anlagen in Kombination mit Heizwerken abzufahren haben. Für das Wärmegrundprofil der allgemeinen Versorgung werden Daten des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen herangezogen.⁵⁷⁹ Der Gesamtwärmebedarf der allgemeinen Versorgung wurde anschließend auf Basis veröffentlichter Informationen auf 96,9 TWh_{th} normiert.⁵⁸⁰

Dem hinzugerechnet wird ein Wärmeprofil für den industriellen Wärmebedarf. Es wird vereinfachend angenommen, dass über das Jahr hinweg ein konstanter industrieller Wärmebedarf besteht. Für das Referenzjahr 2013 liegt dieser bei etwa 83,6 TWh_{th} und dementsprechend bei rund 9,5 GW_{th}/h.⁵⁸¹ Abbildung 46 zeigt den sich ergebenden Wärmelastgang $w(t)$.

Der maximale Wärmebedarf liegt im betrachteten Zeitraum bei 41,5 GW_{th}, der maximale Bedarf ohne den Anteil von Industrie bei rund 32 GW_{th}. Die minimale Leistung zur Wärmedeckung liegt bei rund 11,5 GW.⁵⁸²

⁵⁷⁹ Vgl. z. B. Bucksteeg et al. (2014).

⁵⁸⁰ Vgl. AG Energiebilanzen e.V. (2015); Kammer et al. (2015), S. 55.

⁵⁸¹ Vgl. AG Energiebilanzen e.V. (2015).

⁵⁸² Im Vergleich hierzu kommen Conrad, Schmid und Pellingner (2015) auf eine maximale Last von 48 GW_{th} und eine minimale Last von 8,1 GW_{th}. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass eine Energiesystemanalyse mit Abbildung von Fernwärmeversorgung und KWK zu einer starken Erhöhung der Komplexität führt

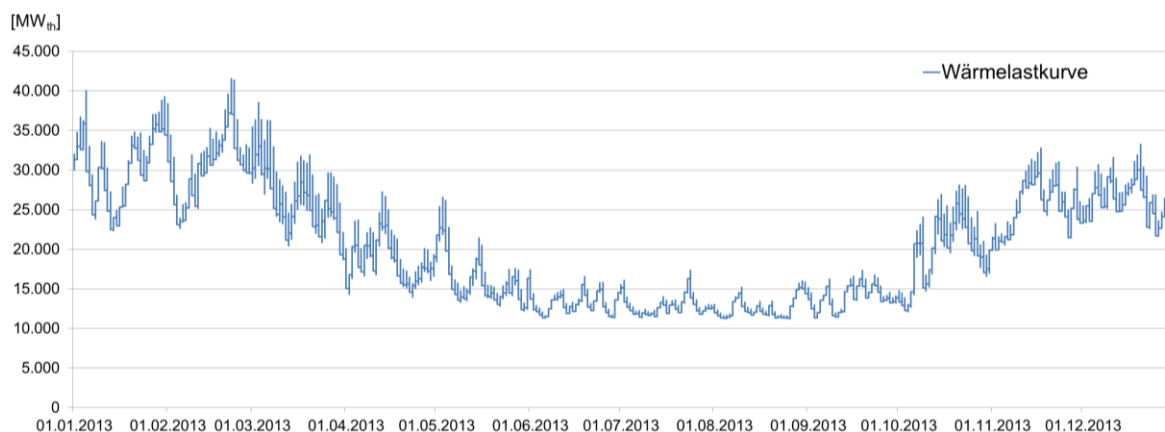


Abbildung 46: Wärmelastgang

Hinsichtlich der zuvor erläuterten Reduktion auf vier Beispielwochen werden die Wärmebedarfe als Eingangsdaten genutzt, die zum Zeitpunkt der gewählten stromseitigen Residuallast anfallen.

6.2.2.3 Must-run-Kapazitäten

Die Must-run-Kapazitäten betragen für Szenario 2013_b mindestens 20 GW, für die Szenarien 2023_n bis 2023_h mindestens 17,5 GW sowie für die Szenarien 2033_n bis 2033_h mindestens 5 GW.⁵⁸³

Zu begründen ist die Einführung des Must-run-Sockels und der Wahl der Höhe u. a. mit der benötigten Flexibilität für Systemdienstleistungen wie Regelleistung. So können bestimmte Kraftwerkstechnologien Beiträge zur vorzuhaltenden PR, SR und MR liefern, jedoch i. d. R. nicht in Höhe der Nennleistung. Das führt dazu, dass mehr Leistung als Must-run-Kapazität zur Verfügung stehen muss, als in Summe in Form von Regelleistung akquiriert wird.⁵⁸⁴

Weiterhin wird im Rahmen der vorliegenden Modellierung die Wärmebereitstellung zentral abgebildet. Dies gibt dem System zusätzliche Flexibilität, der durch erhöhte Must-run-Kapazität entgegen gewirkt werden soll.

6.2.3 Erneuerbare Energien

EE werden differenziert nach den fluktuierend einspeisenden Erzeugern WEA, PV-Anlagen und WKW sowie der stetigen Einspeisung aus Biomasseanlagen (BMA).⁵⁸⁵ Ein Überblick über die erwarteten installierten Leistungen, Speichervolumina und Opportunitätskosten der Abschaltung findet sich in Anhang B.5.

und dass eine Vergleichbarkeit durch eine i. d. R. uneinheitliche Datenbasis und Schätzungen zum Anlageneinsatz erschwert wird. Vgl. Conrad, Schmid und Pellingner (2015), S. 52 ff.

⁵⁸³ Vgl. Plattform Strommarkt (2014), S. 4. In der Realität wurde für die Jahre 2012 bis 2014 sogar ein Must-run-Sockel von 20 bis 49 GW ermittelt. Vgl. Hirth (2015), S. 9 ff.

⁵⁸⁴ Der Umstand, dass KWK-Anlagen nur teilweise bzw. nicht mit voller möglicher Flexibilität in die Regelleistung bieten, wird in Kapitel 6.2.5 berücksichtigt.

⁵⁸⁵ Zu den BMA werden in der Folge BMKW und BGA gezählt. Die Definition findet aus Vereinfachungsgründen statt, um die Anzahl an Klassen für die Modellierung und damit die Rechenzeit zu senken.

Für WEA, PV-Anlagen und WKW sind dem Modell exogene Einspeisezeitreihen vorzugeben. Für das Szenario 2013_b wird die reale Einspeisezeitreihe des Jahres 2013 gewählt.

Für die zukünftigen Szenarien wird diese Zeitreihe entsprechend den zu diesem Zeitpunkt installierten Leistungen hochskaliert, teilweise ergänzt um einen Korrekturfaktor für Effizienzgewinne (z. B. aufgrund von größeren Anlagen mit besserer Energieausbeute).

Um eine mögliche Abschaltbarkeit der Erzeugung im Sinne der aktuellen Vergütungsstruktur verursachergerecht zu hinterlegen, sind Opportunitätskosten der Abschaltung notwendig. Diese werden für die vorliegende Modellierung aus dem Delta zwischen garantierter EEG-Vergütung und den an der Strombörse im Rahmen der Vermarktung erzielbaren Marktwerten berechnet.⁵⁸⁶

Für stetige Einspeiser wird in den Jahren 2023 bis 2033 davon ausgegangen, dass eine Verlagerung von Erzeugung möglich ist. Der Anreiz des Aufbaus von Überkapazitäten durch die Flexibilitätsprämie nach EEG⁵⁸⁷ wird dadurch abgebildet, dass eine BMA-Zusatzleistung besteht, die zur Erzeugungsverschiebung im Sinne einer stromgeführten Fahrweise genutzt werden kann. Weiterhin wird ein Gasspeichervolumen vorgegeben.⁵⁸⁸

6.2.4 Konventioneller Kraftwerkspark

Zu den im Rahmen der Modellierung betrachteten konventionellen Kraftwerken gehören AKW, SKW, BKW, GuD und GT.⁵⁸⁹ Um den Einsatz der Einheiten im Elektrizitätsmarkt modellieren zu können, bedarf es diverser Eingangsdaten, die technologie- und szenarienspezifisch anzugeben sind. Hierzu gehören unterschiedliche technische und ökonomische Parameter.

Zu den technischen Parametern zählen:

- Leistungsobergrenze $p_{OG}(u_{TKW})$ in [MW],
- Wirkungsgrad unter Volllast $\eta_{Voll}(u_{TKW})$ in [%],
- Wirkungsgradverluste in Teillast $\eta_{V,Teil}(u_{TKW})$ in [%-Punkte],
- Mindestlast $f_{Min}(u_{TKW})$ in [% der installierten Leistung],
- Mindeststillstanddauer $t_{Still,max}(u_{TKW})$ in [Viertelstunden],
- Mindestbetriebsdauer $t_{Betr,max}(u_{TKW})$ in [Viertelstunden],
- Must-Run-Anteil $f_{Must}(u_{TKW})$ in [% der Ist-Leistung] sowie
- Verfügbarkeit nach Abzug von geplanten Ausfällen (z. B. Wartungen) und ungeplanten Ausfällen $f_{Verf}(u_{TKW})$ in [% der maximalen Energiemenge p. a.].

Die relevanten ökonomischen Parameter sind:

⁵⁸⁶ Vgl. 50 Hertz et al. (2013c), S.7; 50 Hertz et al. (2014c).

⁵⁸⁷ Vgl. Kapitel 2.2.1.

⁵⁸⁸ Annahmen auf Basis eigener Erfahrungen in der Direkt- und Regelernergievermarktung.

⁵⁸⁹ Ölturbinen werden aufgrund niedriger Wirkungsgrade und (z. T. daraus resultierender) hoher variabler Kosten nicht berücksichtigt.

- Fixkosten $k_{fix}(u_{TKW})$ in [€/MWh],⁵⁹⁰
- Brennstoffkosten $k_{Brenn}(u_{TKW})$ in [€/MWh_{th}],
- CO₂-Kosten $k_{CO_2}(u_{TKW})$ in [€/MWh_{th}],⁵⁹¹
- Sonstige variable Kosten $k_{sonst}(u_{TKW})$ in [€/MWh],
- Anfahrkosten $k_{Anf}(u_{TKW})$ in [€/MW].

Es wird, sofern nicht anderweitig angegeben, zwischen Bestandskraftwerken und Neukraftwerken differenziert. Für die Bestimmung der Bestandsanlagen in Szenario 2013_b wird die Kraftwerksliste der BNetzA als Referenz genutzt.⁵⁹²

Für AKW werden in diesem Zusammenhang lediglich für das Szenario 2013_b Bestandskraftwerke abgebildet. Für die Zukunft wird davon ausgegangen, dass alle Atomkraftwerke, wie gesetzlich vorgeschrieben, bis Ende 2022 abgeschaltet werden. Für die Szenarien 2023_n bis 2033_n stehen somit keine Bestandskraftwerke und keine Neubaukapazitäten zur Verfügung.

Bei SKW und BKW wird von 45 Jahre Laufzeit ausgegangen, bevor sie aus technischen Gründen stillgelegt werden.⁵⁹³ Ergänzend wird für BKW erwartet, dass (politisch motiviert) in Deutschland ab 2013 keine Neubauten über die in dem Jahr installierte Gesamtkapazität hinaus gebaut werden dürfen. Zu begründen ist dies mit den fortlaufenden Diskussionen um einen Braunkohleausstieg und die Einführung eines Klimabeitrags.⁵⁹⁴ Aus gleichem Grund wird für die Jahre 2023 und 2033 mit einem weiteren, politisch motivierten Rückgang der installierten Leistung gerechnet. Bei GuD wird eine Laufzeit von 40 Jahre angenommen.⁵⁹⁵ Für GT gelten 50 Jahre.⁵⁹⁶

Die Neubauten der Szenarien 2023 werden den Bestandskraftwerken in Szenario 2033 zugerechnet. KWK-Anlagen nach Kapitel 6.2.5 sind abzuziehen.

Eine detaillierte Auflistung der weiteren Eingangsparameter findet sich Anhang B.6.

6.2.5 Anlagen zur Erbringung und Speicherung von Wärme

Im folgenden Kapitel werden Kapazitäten des Wärmenetzes sowie Anlagen vorgestellt, die zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden können. Unterschieden werden strom- und wärmegeführte KWK-Anlagen, Erdgas-BHKW, Heizwerke (HW) und Power-to-heat-Anlagen (PTH-Anlagen).

⁵⁹⁰ Bei Wahl der Abschreibungsdauer wird vereinfachend davon ausgegangen, dass das Entscheidungskalkül eines Investors maßgeblich durch die ökonomische und nicht die technische Lebensdauer beeinflusst wird.

⁵⁹¹ Der CO₂-Zertifikatspreis wird einheitlich festgelegt auf den Jahresdurchschnittswert in 2013 von 4,47 €/Tonne CO₂ bzw. die erwarteten Zertifikatspreise nach Netzentwicklungsplan 2013 in Höhe von 27 €/Tonne CO₂ für die Szenarien im Jahr 2023 bzw. 45 €/Tonne CO₂ für die Szenarien im Jahr 2033. Vgl. 50 Hertz et al. (2013b), S. 32.

⁵⁹² Vgl. BNetzA (2014).

⁵⁹³ Vgl. Dena (2008), S. 9; BNetzA (2014).

⁵⁹⁴ Vgl. z. B. Roider (2015) oder Greenpeace e. V. (2015).

⁵⁹⁵ Vgl. BNetzA (2014); Dena (2008), S. 9.

⁵⁹⁶ Vgl. Dena (2008), S. 9.

6.2.5.1 Potenziale des Wärmenetzes

Das Wärmenetz stellt im Rahmen dieser Arbeit, wie unter 6.1.3 beschrieben, einen überregionalen Speicher für Wärme dar. In Phasen, in denen es wirtschaftlich ist, können Wärmeüberschüsse in den Speicher eingelagert bzw. Wärmebedarf aus dem Speicher gedeckt werden.⁵⁹⁷

Das maximale Volumen des Speichers $sw_{Ist,max}$ beläuft sich auf rund 50,6 GWh.⁵⁹⁸ Der Füllstand zu Beginn der jeweiligen Szenariorechnung liegt bei 80 Prozent dieses Maximalvolumens. Die Wärmeverluste liegen bei durchschnittlich 11 Prozent pro Jahr. Bei einem Verlust pro Viertelstunde in Höhe von $3,323 \cdot 10^{-4}$ Prozent ergibt sich $f_{V,th}$ zu 99,9996677 Prozent.⁵⁹⁹

6.2.5.2 Besonderheiten der Fahrweise von wärmegeführten KWK-Anlagen und Erdgas-BHKW

GDA und Erdgas-BHKW werden im Modell mit einem Verfügbarkeitsfaktor $f_{Verf,JZ}(t)$ versehen. Der Faktor beschreibt die maximale Auslastung einer Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt und ist abhängig von der Jahreszeit.

Für den Winter wird $f_{Verf,JZ}(u, \text{„Woche 1“}) = 0,95$. Für den Frühling („Woche 2“) nimmt $f_{Verf,JZ}$ einen Wert von 0,5 an, für den Sommer („Woche 3“) 0,25 und für den Herbst („Woche 4“) 0,65.

Normiert auf 8.760 Stunden eines Jahres bedeutet dies eine maximale Auslastung von rd. 58,8 Prozent bzw. 5.147 Volllaststunden.

6.2.5.3 Erläuterungen zu den betrachteten Technologien

Zu den stromgeführten Anlagen gehören EKA mit den Brennstoffen Braunkohle, Steinkohle und Erdgas (als GuD). Weiterhin gibt es Klassen für wärmegeführte SKW, GuD-Anlagen und GT.

Da der Ausbau der KWK, wie in Kapitel 2.2.2 beschrieben, politisch forciert wird, wird angenommen, dass Mehrkosten der Investition in KWK-Anlagen durch eine angemessene Förderung ausgeglichen werden.⁶⁰⁰ Die aktuell nach KWKG festgelegte einspeiseabhängige Vergütung über 30.000 Vbh wirkt in diesem Kontext wie ein Investitionskostenzuschuss.⁶⁰¹

In Szenario 2013_b wird der Zubau von KWK-Anlagen exogen mit 0 vorgegeben. Zur Bestimmung der jeweiligen Obergrenze in den einzelnen Szenarien wurde eine sogenannte „Sterbelinie“ für

⁵⁹⁷ Vgl. Prognos AG (2013), S. 47.

⁵⁹⁸ Es wird angenommen, dass der Anschlusswert in Höhe von 50,6 GW jederzeit aus dem zentral abgebildeten Speicher gedeckt werden kann. Die Ausnutzungsdauer des Anschlusswerts in der Realität liegt mit ca. 1.600 h/a deutlich darunter. Vgl. AGFW (2014), S. 11 f. Allerdings gibt es in der Realität häufig lokale Wärmespeicher nahe den Wärmezeugern, die eine Reichweite von bis zu 12 h haben. Vgl. z. B. Schulz und Brandstät (2013), S. 23 f. Prognos AG (2013) verweist darauf, dass über die o. g. eigene Annahme hinaus Wärmespeicher mit einem Speichervolumen von bis zu 200 GWh sinnvoll für das System wären. Die Refinanzierung kann z. B. über Markt Mehrerlöse bei strompreisorientierter Fahrweise oder KWKG-Förderung erfolgen. Vgl. Prognos AG (2013), S. 47 ff.

⁵⁹⁹ Vgl. AGFW (2014), S. 15.

⁶⁰⁰ Die angemessene bzw. notwendige Vergütungshöhe wird z. B. in Schulz und Brandstät (2013) diskutiert. Vgl. Schulz und Brandstät (2013).

⁶⁰¹ Vgl. ebd., S. 15 f.

konventionelle Anlagen angewendet, die sich aufgrund des Inbetriebnahmezeitpunkts und der erwarteten technischen Lebensdauer errechnen lässt.

Die technischen Parameter für die übrigen Szenarien, die sich z. T. maßgeblich von denen der konventionellen Anlagen unterscheiden, finden sich in Anhang B.7. Der Wirkungsgrad für stromgeführte Anlagen wird dabei entsprechend der gewählten Modellierung für EKA nach Kapitel 6.1.3 auf die äquivalente Stromerzeugung bezogen. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken wird der Wirkungsgrad jedoch mit einem Abschlag versehen, da davon ausgegangen wird, dass KWK-Anlagen durchschnittlich kleiner als konventionelle Anlagen sind und damit einen niedrigeren Wirkungsgrad haben. GDA erhalten hingegen einen Gesamtwirkungsgrad der Strom- und Wärmeerzeugung zugeordnet.

BHKW als Lösung für die Deckung dezentraler Wärmesenken werden vereinfacht als Leistungsband mit Einspeisung von Strom und Wärme abgebildet. Hintergrund ist, dass sich die variablen Kosten nicht einfach mit denen von sonstigen Anlagen vergleichen lassen. Denn bei den sonstigen Kosten werden zwar erhöhte Wartungskosten erwartet.⁶⁰² Da BHKW jedoch häufig zur Eigenstrom- und Eigenwärmenutzung eingesetzt werden, senken sie beim Betreiber i. d. .R. die Strombezugs-kosten, die kostensenkend gegengerechnet werden können. Vermeiden lassen sich insbesondere die Letztverbraucherabgaben.⁶⁰³ In Summe spart ein Kunde somit gegenüber dem alternativen Strombezug über Netz. Wird der Wert mit negativem Vorzeichen im Modell berücksichtigt, überkompensiert er die variablen Kosten für den Erdgasbezug, so dass im Modell ohne Zubaubegrenzung stark BHKW zugebaut werden.

Im Rahmen dieser Modellierung wird jedoch erwartet, dass die bestehenden Kapazitäten von ca. 4,3 GW in Zukunft nicht überschritten werden, da die lokalen Wärmesenken häufig schon gedeckt sind. Unter Berücksichtigung der Faktoren nach Abschnitt 6.2.5.2 findet eine Reduktion der Residuallast bzw. der Wärmenachfrage um die jeweilige BHKW-Einspeisung statt. Die Stromkennzahl r_{SK} liegt dabei für alle Szenarien bei 1. Die Stromverlustkennziffer r_{SVK} beträgt 0.⁶⁰⁴

HW und PTH-Anlagen werden zur reinen Wärmeerzeugung eingesetzt. Die Sterbelinie von HW erfolgt proportional zu der von GT. Mindestleistung, Stillstands- und Betriebsdauern sowie Verfügbarkeit werden von GuD übernommen. Die übrigen technischen und wirtschaftlichen Parameter finden sich ebenfalls in Anhang B.7.

PTH-Anlagen produzieren Wärme, indem sie ein Medium durch den Einsatz von Strom erhitzen. Für den Parameter η_{Konv} , der den Wirkungsgradverlust bei Wärmeerzeugung aus Strom beschreibt, wird ein Wert von 0,98 verwendet.⁶⁰⁵ In den Szenarien 2013 sowie 2023_n bis 2033_n wird die installierte Leistung mit rund 385 MW_{th} festgesetzt bei einem Ausbaupotenzial auf bis zu

⁶⁰² Vgl. Konstantin (2013), S. 414 ff.

⁶⁰³ Dazu zählen die Stromsteuer mit 20,50 €/MWh, die EEG-Umlage mit 52,27 €/MWh, die KWKG-Umlage mit 0,6 €/MWh, die §19-Umlage mit 0,5 €/MWh, die Offshore-Haftungsumlage mit 2,50 €/MWh und die Konzessionsabgabe mit rund 1,10 €/MWh für Sondervertragskunden. Vgl. EnBW (2014); 50 Hertz et al. (2014b); Schulz und Brandstätter (2013), S. 59.

⁶⁰⁴ Vgl. Kail und Haberberger (2001); Konstantin (2013), S. 434 f.

⁶⁰⁵ Vgl. Böttger, Götz und Bruckner (2014), S. 20.

11,7 GW_{th}.⁶⁰⁶ Die weiteren technischen und ökonomischen Eingangsparameter können Anhang B.7 entnommen werden.

6.2.6 Stromspeicher

Im Bereich der Stromspeicher werden (über flexible BMA hinaus) lediglich PSKW ohne natürlichen Zufluss berücksichtigt. Die Festlegung beruht auf zwei Annahmen. Einerseits stellen PSKW gemäß den Schlussfolgerungen in Kapitel 2.4.2 die noch wirtschaftlichste Speicherform dar. Andererseits weisen PSKW entsprechend aktueller Studien aus den Jahren 2014 und 2015 für Bestandsanlagen eine vergleichsweise geringe Rendite auf und die zu erwartenden Deckungsbeiträge lassen eine Investition in Neuanlagen nicht zu.⁶⁰⁷

Nichtsdestotrotz sollen die Einsatzmöglichkeiten von PSKW, differenziert nach Bestandskraftwerken und Neubauten, im Modell berücksichtigt werden. Zu den notwendigen technischen Parametern zur Abbildung zählen:

- Leistungsobergrenze Einspeicher- bzw. Ausspeicherleistung $p_{OG}(u_{PSKW})$ in [MW],⁶⁰⁸
- Obergrenze des Speichervolumens $sp_{Ist,max}(u_{PSKW})$ in [MWh],
- Wirkungsgrad der Erzeugung $\eta_{Erz}(u_{PSKW})$ in [%],
- Wirkungsgrad der Last $\eta_{Last}(u_{PSKW})$ in [%],
- Mindestlast $f_{Min}(u_{PSKW})$ in [% der installierten Leistung],
- Must-Run-Anteil $f_{Must}(u_{PSKW})$ in [% der Ist-Leistung],⁶⁰⁹
- Verfügbarkeit nach Abzug von geplanten Ausfällen (z. B. Wartungen) und ungeplanten Ausfällen $f_{Verf}(u_{PSKW})$ in [% der maximalen Energiemenge p. a.] sowie
- Faktor für den Speicherverlust $f_{v,el}(u_{PSKW})$ in [%].

Der einzig relevante ökonomische Parameter sind die jährlichen Fixkosten $k_{fix}(u_{PSKW})$ in [€/MW/a] inklusive der Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung. Denn die variablen Kosten werden über Wirkungsgradverluste bei der Umwandlung indirekt berücksichtigt, wie in Abschnitt 6.1.2 dargestellt.⁶¹⁰

Eine Zusammenfassung der technischen Parameter für Bestandskraftwerke zeigt Tabelle 76 in Anhang B.8. Für Neubauten gelten die Eingangsdaten nach Tabelle 77.

Tabelle 78 zeigt die angenommenen ökonomischen Parameter für Bestandskraftwerke und Tabelle 79 gibt die Annahmen für Neubauten wieder.

⁶⁰⁶ Vgl. Miller (2014); Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 36.

⁶⁰⁷ Vgl. Weber et al. (2014), S. 28; Agora Energiewende (2014), S. 3 ff.; FfE (2014); Schill, Diekmann und Zerrahn (2015), S. 196.

⁶⁰⁸ Der Parameter $p_{OG}(u_{PSKW})$ gilt der Einfachheit halber sowohl für $p_{OG,Erz}(u_{PSKW})$ als auch $p_{OG,Last}(u_{PSKW})$.

⁶⁰⁹ Nur der Beitrag zur Stromerzeugung wird berücksichtigt.

⁶¹⁰ In diesem Zusammenhang wird davon ausgegangen, dass PSKW keine Abgaben auf Stromverbrauch wie z. B. EEG-Umlage, Stromsteuer oder Netznutzungsentgelte zahlen. Vgl. z. B. IER (2014), S. 109 sowie S. 116 f.

6.2.7 Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale

In Kapitel 5.5 sind für sieben Branchen Lastmanagementpotenziale ermittelt worden, wobei in sechs Branchen Produktionsprozesse als für Lastmanagement geeignet charakterisiert werden konnten. Im Hinblick auf regelbare Lasten werden entsprechend der Ausführungen nach Kapitel 6.1.1 drei Typklassen unterschieden:

- **Lastreduktion:** Eine Lastreduktion ohne Möglichkeit oder Notwendigkeit der Nachproduktion, Beschränkung der Abrufzeit und Restriktionen zur Wiederholbarkeit wird analog zur Klasse thermischer Kraftwerke behandelt.
- **Lastverlagerung:** Bei einer Lastverlagerung wird ein Speicher implementiert, dessen Füllstand sich durch Lastverzicht verringert und durch Lastzuschaltung erhöht.
- **Lastreduktion oder -verlagerung mit einem virtuellen Speicher:** Bei Restriktionen im Hinblick auf die Erbringungsdauer oder Wiederholbarkeit wird ein virtueller Speicher implementiert, der über ein aus den Restriktionen abgeleitetes Speichervermögen verfügt, wobei sich der Füllstand kontinuierlich bis zum Erreichen der Obergrenze erhöht und bei Abschaltung der Produktion verringert.

Die folgende Tabelle 23 bietet einen qualitativen Überblick der Zuordnung der Ergebnisse nach Kapitel 5.5 zu den DSM-Optionen Lastreduktion bzw. Lastverlagerung unter Berücksichtigung der zuvor genannten Nebenbedingungen.

Tabelle 23: Eignung der ermittelten Demand Side Management-Potenziale für Lastreduktion bzw. Lastverlagerung

Branche / Eignung	Lastreduktion	Lastverlagerung	Lastreduktion bzw. -verlagerung mit virtuellem Speicher
Chemische Industrie	Geeignet	Geeignet (Bestandsspeicher)	Kein virtueller Speicher notwendig
NE-Metall-industrie	Nicht geeignet	Geeignet (Neubau notwendig)	Geeignet (Lastreduktion)
Stahlindustrie	Geeignet	Nicht geeignet	Geeignet (Lastverlagerung)
Papier-industrie	Geeignet	Geeignet (Bestandsspeicher)	Kein virtueller Speicher notwendig
Zement-industrie	Geeignet	Geeignet (Bestandsspeicher)	Kein virtueller Speicher notwendig

Glasindustrie	Geeignet	Nicht geeignet (Zuschaltung möglich)	Nicht geeignet
Braunkohle- tagebau	Geeignet	Nicht geeignet	Geeignet (Lastverlagerung)
Raffinerien	Nicht geeignet	Nicht geeignet	Kein virtueller Speicher notwendig

Es wird gemäß den Rückmeldungen der Befragten davon ausgegangen, dass es keine „Wirkungsgradverluste unter Teillast“ gibt. Da die verfügbaren technischen Regelpotenziale nach Kapitel 5.5 als Eingangsdaten für die Modellierung genutzt werden, bedarf es weiterhin keiner Darstellung der Restriktionen hinsichtlich der Mindestlast, der Verfügbarkeit bzw. der maximalen Erbringungszeit. Ferner wird definiert, dass DSM keinen Beitrag zur Must-run-Kapazität liefert. Der Faktor für den Speicherverlust liegt bei $f_{v,el}(u) = 1$. Es werden somit keine Verluste angenommen.

Zu den relevanten technischen Parametern für Lastreduktionen bestimmter Technologien $u \in (U_{DSMO} \cup U_{DSMM})$ zählt:

- Leistungsobergrenze für Verbrauchsabschaltung $p_{OG,Erz}(u)$ in [MW].

Die relevanten ökonomischen Parameter für Lastreduktionen sind:

- Fixkosten $k_{fix}(u)$ in [€/MW/a] sowie
- Brennstoffkosten im Sinne von Opportunitätskosten $k_{Brenn}(u)$ in [€/MWh_{th}].

Demgegenüber finden folgende Parameter für Lastverlagerung bestimmter Technologien $u \in U_{DSMO} \cup U_{DSMM}$ Berücksichtigung:

- Leistungsobergrenze für Verbrauchsabschaltung $p_{OG,Erz}(u)$ in [MW],
- Leistungsobergrenze für Verbrauchszuschaltung $p_{OG,Last}(u)$ in [MW],
- Obergrenze des Speichervolumens $sp_{Ist,max}(u)$ in [MWh],
- Wirkungsgrad der Erzeugung (Lastreduktion) $\eta_{Erz}(u)$ in [%] sowie
- Wirkungsgrad der Last (Lastzuschaltung) $\eta_{Last}(u)$ in [%].

Ferner werden die folgenden ökonomischen Parameter genutzt:

- Fixkosten $k_{fix}(u)$ in [€/MW/a] sowie
- Brennstoffkosten im Sinne von Opportunitätskosten $k_{Brenn}(u)$ in [€/MWh_{th}].

Die Eingangsparameter für die diversen Klassen sind technologie- und szenarienspezifisch anzugeben. In Szenario 2013_b wird entsprechend der Ergebnisse der empirischen Befragung unterstellt, dass es über die aktiv vorgenommene saisonale Lastverlagerung der Zementindustrie hinaus noch keine Flexibilitätsbereitstellung durch DSM gibt.

In den übrigen Szenarien gelten die technischen und ökonomischen Parameter nach Anhang B.9. Die aggregierte Leistung aus Lastreduktion und Lastverlagerung einer Technologie darf dabei die angegebenen Obergrenzen nicht überschreiten. Die Speicher sind zu Beginn des Modellierungsdurchlaufs gefüllt. Eine Lastverlagerung kann, wie zuvor in Kapitel 5.5 ermittelt, i. d. R. mit geringeren variablen Kosten als eine Lastreduktion der gleichen Technologie umgesetzt werden.

Besonderheiten finden sich bei der chemischen Industrie, der NE-Metallindustrie und der Zementindustrie. In der chemischen Industrie wird im Rahmen der Lastverlagerung zwischen Bestandsanlagen und Neubauten unterschieden. Ein Neubau von bis zu 50 Prozent der installierten Abschaltleistung zur Lastverlagerung ist möglich. Die maximalen Speichervolumina wachsen mit der installierten Leistung linear (vgl. Tabelle 83).

Bei der NE-Metallindustrie ließe sich eine über eine Lastreduktion hinaus verlagerbare Flexibilität, wie zuvor in Kapitel 5.5.2 beschrieben, durch die Installation von steuerbaren Wärmetauschern und zusätzlichen Elektrolyseuren gewinnen. Es wird erwartet, dass rund 25 Prozent der installierten Leistung zugebaut werden kann (vgl. Tabelle 88).

Eine Besonderheit der Zementindustrie ist die Abbildung der hauptsächlichen Produktion nachts und am Wochenende im Frühjahr, Sommer und Herbst, was über entsprechende Verfügbarkeitsfaktoren $f_{Verf,JZ}$ in den Viertelstunden 673 bis 2.688 abgebildet wird. Aus dem Grund beträgt die Verfügbarkeit einer Lastreduktion bzw. Lastabschaltung im Sinne einer Lastverlagerung in dieser Zeit tagsüber von Montag bis Freitag von 8 bis 20 Uhr $f_{Verf,JZ} = 0,35$. Nachts und an den Wochenenden liegt die Verfügbarkeit bei $f_{Verf,JZ} = 1$. Im Winter, im Modell abgebildet durch die Viertelstunden 1 bis 672, gibt es tagsüber innerhalb der Woche keine Abschaltleistung, so dass $f_{Verf,JZ} = 0$ gilt. In der Nacht und am Wochenende wird $f_{Verf,JZ} = 0,2$ angenommen.

Die Annahmen bedeuten eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 60,8 Prozent bzw. 5.326 Volllaststunden. Die Eingangsparameter werden daher nicht als durchschnittlich verfügbare Leistung, sondern als maximale Leistung angegeben. Eine Zusammenfassung zeigt Tabelle 98 in Anhang B.9. In Tabelle 99 werden die Eingangsparameter zusammengefasst.

Für die Verbrauchszuschaltung im Zuge der Lastverlagerung werden entsprechend folgende Annahmen getroffen. Im Frühjahr, Sommer und Herbst bzw. in den Viertelstunden 673 bis 2.688 kann nachts und am Wochenende bei $f_{Verf,JZ} = 0$ keine Leistung und tagsüber innerhalb der Woche bei einer Verfügbarkeit von $f_{Verf,JZ} = 0,65$ rund zwei Drittel der Leistung zugeschaltet werden. Im Winter bzw. in den Viertelstunden 1 bis 672 gilt tagsüber innerhalb der Woche $f_{Verf,JZ} = 1$ und nachts und am Wochenende $f_{Verf,JZ} = 0,8$.

Über die zuvor genannten DSM-Potenziale hinaus wird eine weitere Klasse eingeführt, mit der ein Energieverzicht zu einem Preis in Höhe von 12.000 €/MWh dargestellt wird. Für diese Preisschwelle wird erwartet, dass freiwillig weitere Lasten abgeschaltet werden, wie bereits in Kapitel 3.3 diskutiert.⁶¹¹

⁶¹¹ Vgl. z. B. energate messenger (2015).

6.3 Modellgestützte Analyse ökonomischer Potenziale von Lastmanagement

Im nachfolgenden Kapitel werden die Ergebnisse getrennt nach dem Ausgangsszenario 2013_b sowie den Szenarien 2023_n bis 2033_n vorgestellt.

Ausgewertet werden insbesondere die Zusammensetzung des Kraftwerksparks mit ggf. resultierenden Kraftwerksneubauten und die produzierten Energiemengen je Technologie. Für EE werden zudem die abgeschalteten Energiemengen ermittelt. Darüber hinaus wird die maximal eingesetzte Online- bzw. Ist-Leistung im Vergleich zur begrenzten installierten Leistung je Periode (ermittelt als Produkt aus installierter Leistung und Verfügbarkeit entsprechend Kapitel 6.1.3) angegeben. Ferner werden Vollbenutzungsstunden (Vbh) je Technologie, skaliert auf das Betrachtungsjahr, berechnet. Für DSM findet eine Bestimmung von Energiemengen zur Lastreduktion bzw. Lastverlagerung statt.

Im Hinblick auf Strompreise gibt es für das Szenario 2013_b einen Vergleich realer und modellierter Strompreise.⁶¹² Bei den Szenarien 2023 und 2033 werden die modellierten Preise im Vergleich ausgewertet.

6.3.1 Ausgangsszenario 2013_b

Aus dem Modelllauf ergibt sich die Zusammensetzung des thermischen Kraftwerksparks. Die eingesetzten Kraftwerke fließen unter Berücksichtigung der vorgegebenen Sterbelinie als Inputparameter (Bestandskraftwerke) in die Modellierung der Szenarien 2023_n bis 2033_n ein. Die Dauer des Rechenlaufs beträgt 00 h 30 min 06 s.

6.3.1.1 Zusammensetzung des Kraftwerksparks

Der resultierende Kraftwerkspark für das Szenario 2013_b wird in Abbildung 47 beschrieben. Entsprechend den Annahmen gibt es keinen Neubau.

Nicht vollständig ausgenutzt werden im vorliegenden Szenario GWK. Hier stehen ca. 13,4 GW still, was bedeutet, dass eine Überkapazität zur Deckung der vorgegebenen residualen Last zur Verfügung stand. Bestehende PSKW werden mit einer maximalen Einspeicherleistung von ca. 4,7 GW und einer maximalen Ausspeicherleistung von 6,7 MW eingesetzt. Dementsprechend beträgt die ungenutzte Pumpleistung rund 2 GW.

⁶¹² Die modellierten Strompreise ergeben sich als duale Variable der Modellierung und spiegeln die Grenzkosten der Erzeugung wider.

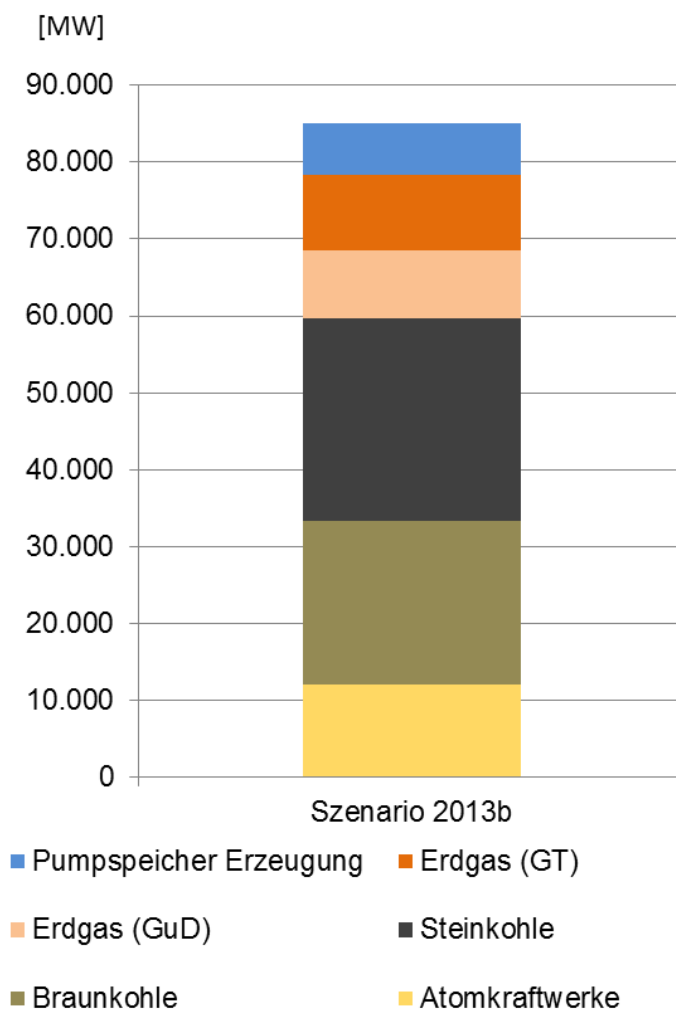


Abbildung 47: Genutzte Leistung (Szenario 2013_b)

Heizwerke werden mit rund 11,8 GW_{th} eingesetzt bei einer installierten Leistung von 19,4 GW_{th}.

6.3.1.2 Beiträge zur Lastdeckung und Auslastung der Kraftwerkstechnologien

Hinsichtlich der Energiebereitstellung liefern BKW mit knapp 31,2 Prozent den größten Anteil an der Stromerzeugung. Es folgen Steinkohle mit 24,7 Prozent und AKW mit 20,1 Prozent. Die EE kommen in Summe auf 17,2 Prozent. Die dem Modell exogen vorgegebene Last von 535,4 TWh wird dabei um 8,5 TWh für Pumpenergie erhöht.

Abbildung 48 gibt einen Überblick zum ermittelten Energiemix. Im Vergleich zur maximal genutzten Leistung P_{on} liegt die Auslastung von KKW bei etwa 99 Prozent, die von BKW bei rund 90 Prozent. EKA mit Energieträger Braunkohle kommen auf 72 Prozent gefolgt von GDA auf Steinkohle-Basis mit 67 Prozent. EKA mit Steinkohleverfeuerung haben eine Auslastung von 62 Prozent, GuD als EKA haben 55 Prozent, SKW 53 Prozent. Es folgen wärmegeführte GuD mit 31 Prozent, konventionelle GuD mit 19 Prozent, wärmegeführte GT mit 18 Prozent sowie konventionellen GT mit 4 Prozent. PSKW werden lastseitig mit 17 Prozent und erzeugungsseitig mit 10 Prozent eingesetzt.

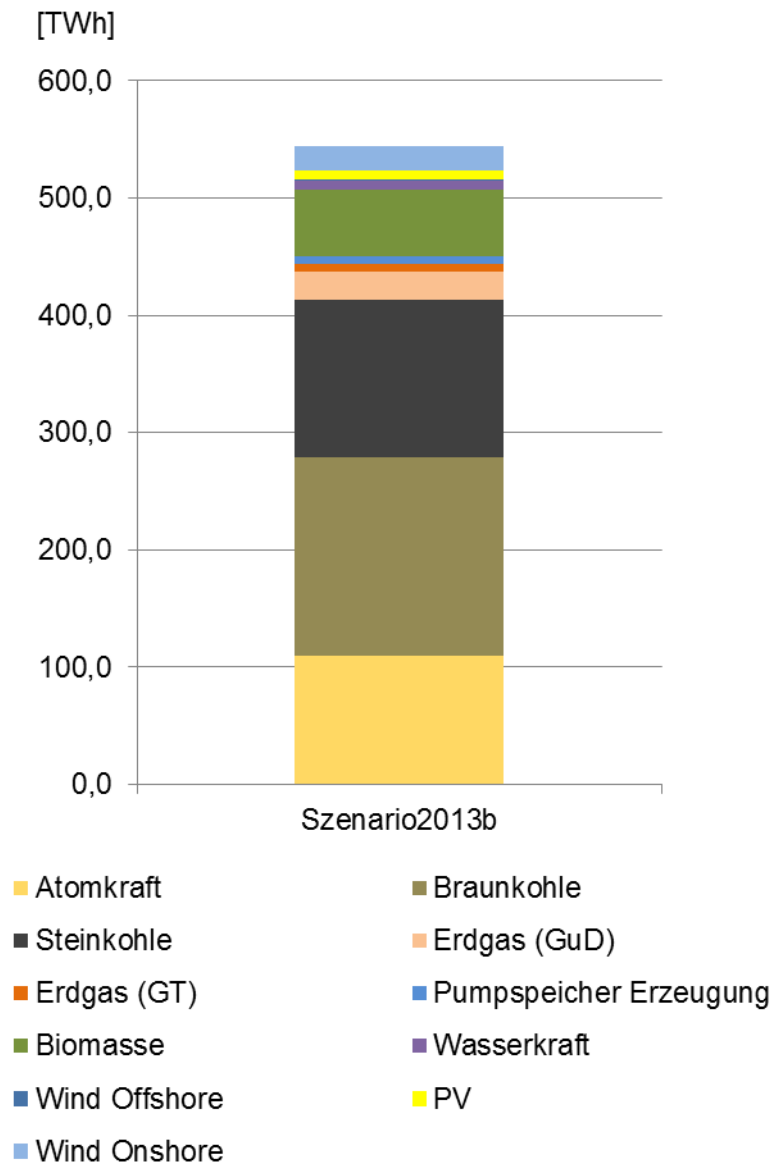


Abbildung 48: Energiemix (Szenario 2013_b)

Die Vbh der stromerzeugenden Technologien können Anhang B.10 entnommen werden. Eine Abregelung von EE findet in Szenario 2013_b nicht statt. HKW liefern etwa 28 TWh_{th} an Wärmeenergie. Die Auslastung liegt somit bei rund 31 Prozent. Die Anlagen kommen dabei auf Vbh von 1.444 h pro Jahr.

6.3.1.3 Auswertung der modellierten Preise

Im Rahmen der Modellierung ergibt sich ein durchschnittlicher Preis in Höhe von 37,76 € pro MWh. Die realen Preise im Vergleichszeitraum liegen durchschnittlich bei 37,78 € pro MWh. Die folgende Abbildung 49 zeigt die geordneten Preiskurven.

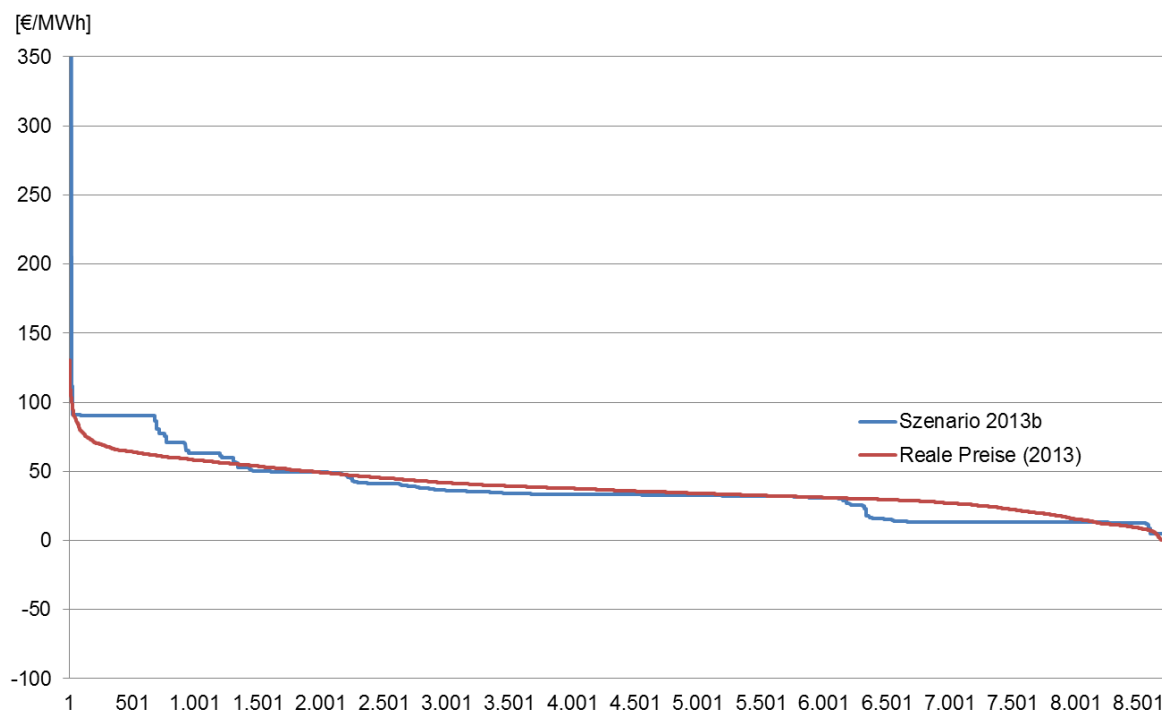


Abbildung 49: Darstellung der geordneten Preiskurve (Szenario 2013_b)

Das Maximum der Preise der eigenen Rechnungen liegt bei 866,18 €/MWh, das Minimum bei 3,58 €/MWh. Dabei gibt es hochgerechnet 26 Stunden mit Preisen oberhalb von 100 €/MWh. Die realen Preise hingegen variieren zwischen -100,03 €/MWh und 130,27 €/MWh mit 17 Stunden über 100 € pro MWh und 63 Stunden mit negativen Preisen.

Für die Preisunterschiede kann es vielfältige Gründe geben. Die fehlende Abbildung von Im- und Exporten kann dafür sorgen, dass Preisspitzen nicht gedämpft werden. Die vereinfachte Darstellung der Kraftwerke als Klasse mit einem Wirkungsgrad und damit einem Arbeitspreis (€/MWh_{el}) bildet die reale Merit-order nur im Mittel ab, wodurch es zu Preisniveausprüngen kommen kann, wie z. B. in Abbildung 49 zwischen Preisen von 80 und 90 €/MWh deutlich wird. Darüber hinaus ist zu diskutieren, inwieweit sich die Ergebnisse einer viertelstundenscharfen linearen Optimierung mit realen stündlichen Preisen vergleichen lassen, wobei Inflexibilitäten wie z. B. ungeplante Kraftwerksausfälle oder Wartungen im Modell nur durch eine mittlere Verfügbarkeit berücksichtigt werden.

6.3.2 Szenarien für das Jahr 2023

Nachfolgend werden die Ergebnisse für die Szenarien 2023_n bis 2023_h jeweils für ein Szenario mit und ohne DSM dargestellt. Die Dauer der Rechenläufe gibt Tabelle 24 wieder.

Tabelle 24: Dauer der Modellläufe Szenarien 2023

Ausprägung		
Szenario	mit DSM [h]	ohne DSM [h]
2023 _n	02:09:27	01:38:59
2023 _m	02:31:04	01:40:13
2023 _h	02:10:50	01:46:23

Es wird deutlich, dass die Szenarien mit DSM eine größere Rechenzeit benötigen als die ohne DSM.

6.3.2.1 Zusammensetzung des Kraftwerksparks

In Abbildung 50 werden die Ergebnisse der installierten Leistung für die Szenarien 2023_n bis 2023_h mit und ohne DSM dargestellt. In jedem Szenario zeigt sich, dass im Fall ohne DSM mehr konventionelle Kraftwerke vorgehalten werden müssen als im Fall mit DSM. Für das Szenario 2023_n sind es rund 2,9 GW, für 2023_m etwa 3,1 GW und für 2023_h ca. 3,3 GW. Verdrängt werden insbesondere GuD, GT und PSKW.

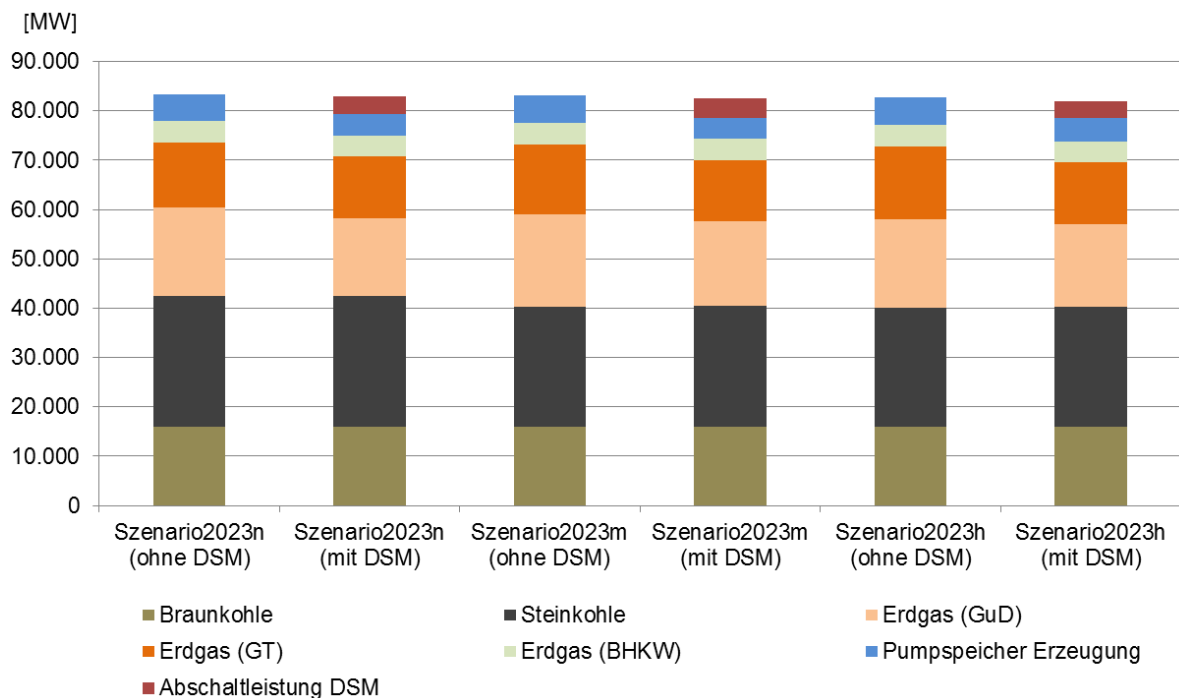


Abbildung 50: Installierte Leistung (Szenarien 2023)

Einen Überblick über die installierten Leistungen nach Bestandskraftwerken und Neubauten wird in Anhang B.10 gegeben.

Reine Wärmeerzeuger werden in keinem der Szenarien eingesetzt. Die Wärmeanforderungen werden dementsprechend voll durch KWK-Anlagen erfüllt.

Bei den DSM-Technologien variieren die Abschaltleistungen je Szenario, wie Abbildung 51 darlegt.⁶¹³ Während das ökonomische Potenzial in Szenario 2023_n in Summe bei etwa 3,6 GW aus unterschiedlichen Technologien liegt, so sind es in Szenario 2023_m rund 4 GW und in 2023_h ca. 3,4 GW. Die maximal mögliche Abschaltleistung liegt in jedem der Szenarien bei rund 5 GW.

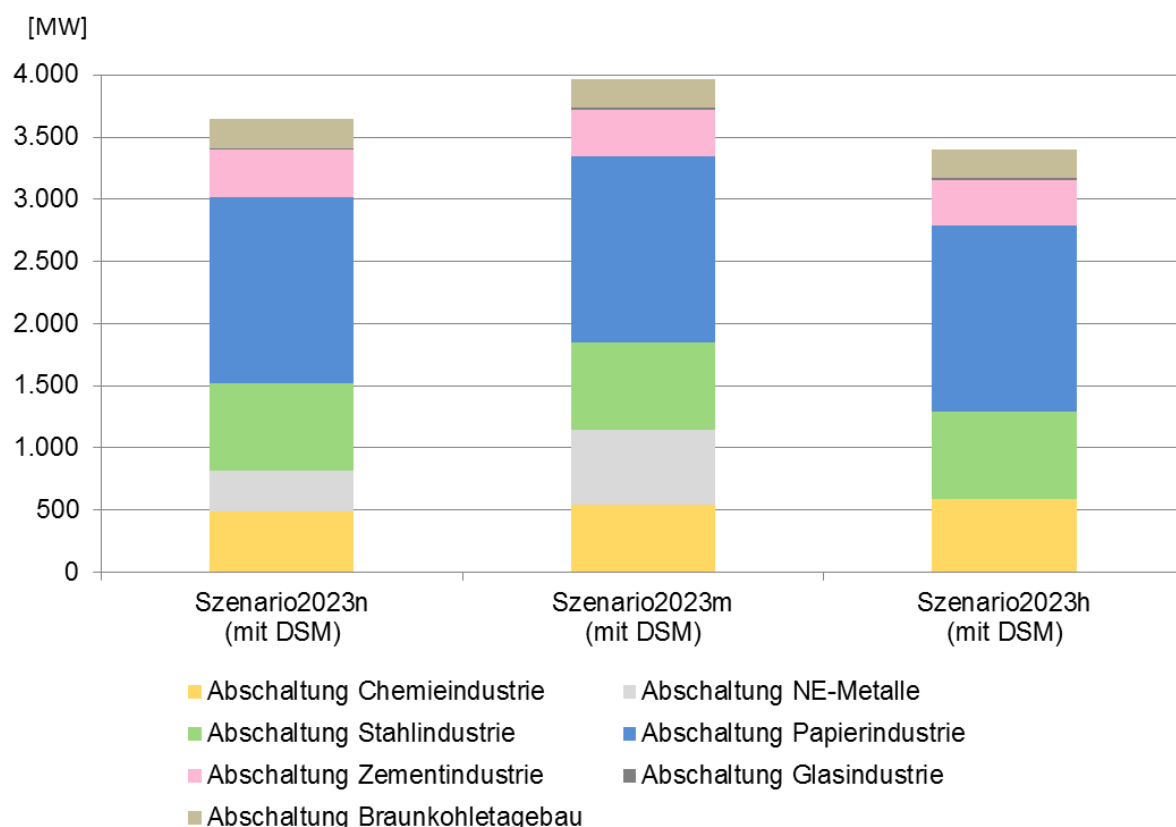


Abbildung 51: Ökonomische DSM-Potenziale (Szenarien 2023)

Es zeigt sich, dass für jede Klasse außer für NE-Metalle die maximal mögliche technische Leistung (Bestand) genutzt wird. In Szenario 2023_n wird die Flexibilität von NE-Metallen in der Spitze lediglich zu 28 Prozent eingesetzt. In 2023_m sind es 53 Prozent. In 2023_h findet keine Nutzung von Flexibilität bei NE-Metallen statt. Es gibt in keinem der Szenarien einen Neubau von DSM-Optionen.

Zu begründen ist dies durch eine andere Zusammensetzung des restlichen Kraftwerksparks. Im Szenario 2023_n mit der geringsten Einspeisung aus EE werden rund 2 GW mehr SKW eingesetzt als in den beiden anderen Szenarien.

⁶¹³ Zwecks besserer Darstellbarkeit werden Lastreduktionen und Abschaltungen im Sinne der Lastverlagerung zusammengefasst. Die getrennten Ergebnisse der Modellierung finden sich in Anhang B.10.

In Szenario 2023_m unterstützen stattdessen 1,5 GW an GuD-Kapazität das DSM bei einer um 0,5 GW niedrigeren maximalen Residuallast. In Szenario 2023_n werden bei einer um 0,9 GW gesunkenen maximalen Residuallast rund 1 GW mehr GuD- sowie ca. 0,5 GW mehr PSKW-Kapazität eingesetzt als in Szenario 2023_n.

Das heißt, die Mittellast sinkt kontinuierlich, während die Spitzenlast als Summe aus PSKW-Erzeugung und DSM steigt von 7,9 GW in 2023_n über 8,1 GW in 2023_m auf 8,2 GW in 2023_n. Dabei wird jedoch im Szenario 2023_n im Vergleich zu 2023_m ein Teil der DSM-Leistung durch PSKW substituiert und ein Teil durch GuD-Anlagen, da diese auch anderweitig in diesem Szenario genutzt werden können.

Die Lastzuschaltung liegt demgegenüber in Summe bei 936 MW in Szenario 2023_n, 944 MW in 2023_m sowie 924 MW in 2023_n. Die installierten Zuschaltleistungen je DSM-Technologie finden sich in Anhang B.10.

6.3.2.2 Beiträge zur Lastdeckung und Auslastung der Kraftwerkstechnologien

Im Jahr 2023 wird die angenommene Gesamtlast von 535,4 TWh in jedem Szenario durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken erhöht und in den Szenarien mit DSM durch Nachfrageflexibilität verschoben. Nachfolgende Tabelle 25 gibt einen Überblick.

Tabelle 25: Zusätzliche bzw. verschobene Nachfrage (Szenarien 2023)

Szenario	Pumpspeicherkraftwerke		DSM	
	ohne DSM [TWh]	mit DSM [TWh]	ohne DSM [TWh]	mit DSM [TWh]
2023 _n	9,9	9,4	0	2,3
2023 _m	11,8	10,9	0	2,4
2023 _n	14,3	13,1	0	2,5

Die Lastdeckung erfolgt maßgeblich durch SKW, die mit rund 28 bis 32 Prozent den größten Anteil konventioneller Kraftwerke an der Stromerzeugung haben. Es folgen BKW mit ca. 26 Prozent. Die EE liegen in Summe bei rund 27 bis 31 Prozent. Lastreduktion und Lastverlagerung kommen auf einen Anteil von etwa 0,5 Prozent an der Lastdeckung. Abbildung 52 gibt einen Überblick der Ergebnisse.

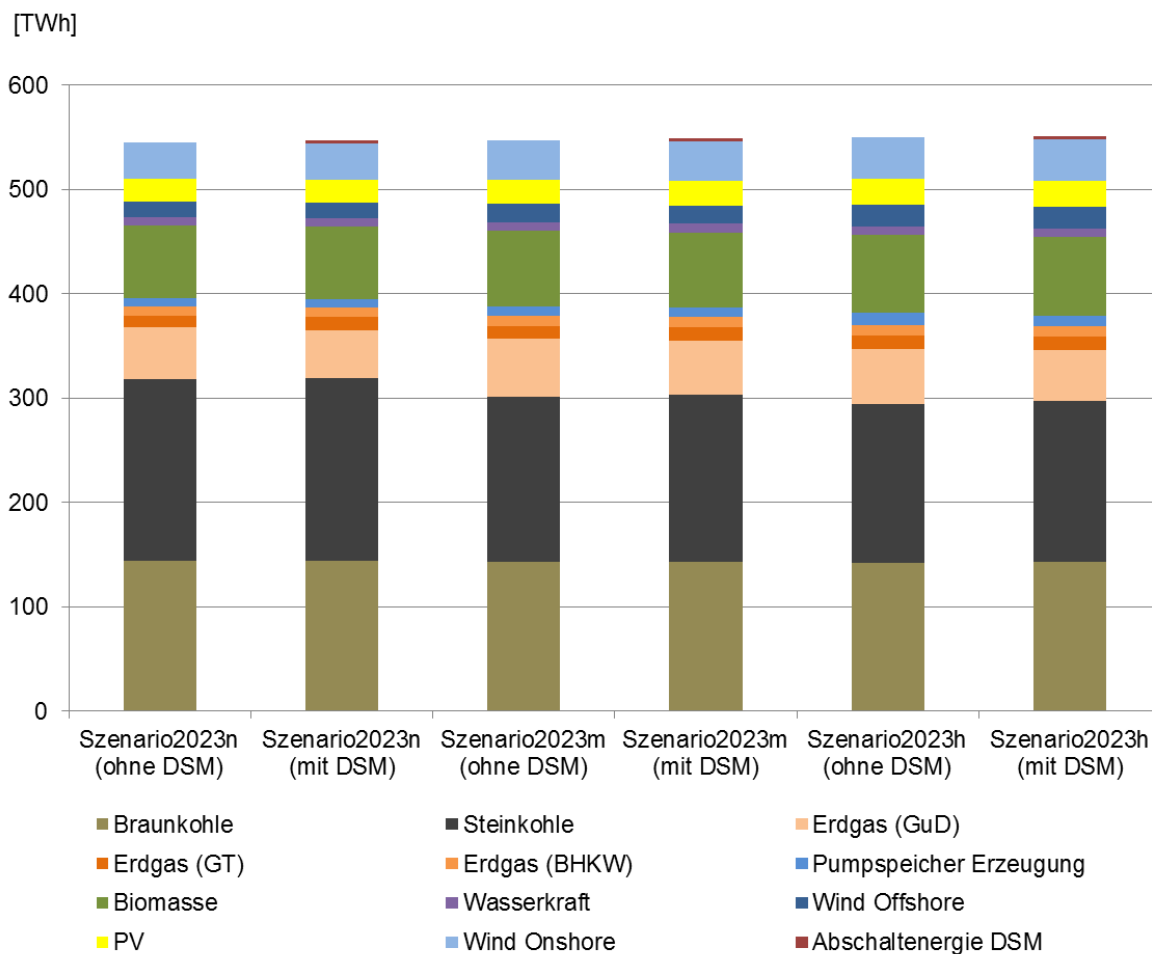


Abbildung 52: Energiemix (Szenarien 2023)

Wenn man Lastreduktion und Lastverlagerung voneinander abgrenzt, wird deutlich, dass i. d. R. kaum Last reduziert und damit auf Produktion verzichtet wird (vgl. Abbildung 53). Von den 2,7 bis 2,9 TWh an DSM-Maßnahmen findet je Szenario nur bei rund 290 bis 330 GWh eine Lastreduktion statt, was rund 10 bis 12 Prozent der Abschaltmenge entspricht. In den anderen Fällen wird die Last verlagert und die Produktion entsprechend den Vorgaben nachgeholt.

Die Vbh der jeweiligen stromerzeugenden Technologien sowie von DSM-Anwendungen können Anhang B.10 entnommen werden.

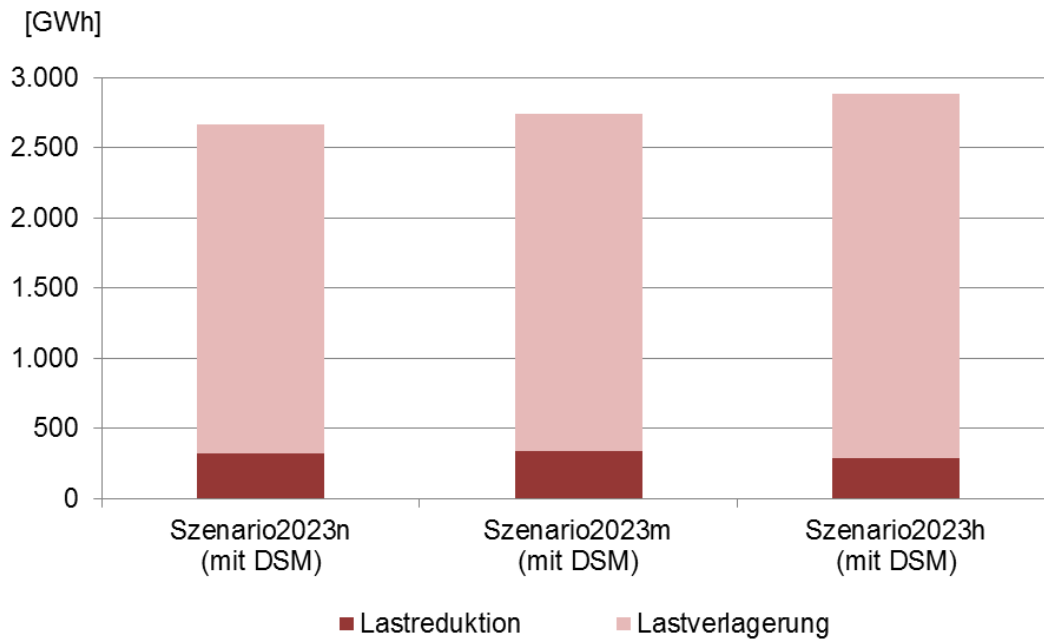


Abbildung 53: Lastverlagerung versus Lastreduktion (Szenarien 2023)

In den Szenarien 2023_n bis 2023_h werden EE abgeregelt. Der Umfang und die betroffenen Technologien differieren von Szenario zu Szenario. In Szenario 2023_n wird lediglich Wind onshore, in den übrigen Szenarien werden Wind onshore und WKW abgeregelt. Die meisten EE-Mengen werden im Szenario 2023_h mit etwa 3,3 bis 3,6 TWh abgeschaltet, die wenigsten in Szenario 2023_n mit rund 1 bis 1,2 TWh. Das entspricht rund 0,7 bis 2,1 Prozent der erwarteten Erzeugung aus EE.

Es zeigt sich, dass in den Szenarien mit DSM-Einsatz weniger EE abgeschaltet werden müssen. Die Abschaltmengen sinken durch die Verstetigung des Verbrauchs um ca. 143 bis 307 GWh bzw. rund 9 bis 12 Prozent.

Abbildung 54 gibt einen Überblick über die Abschaltmengen je Technologie und Szenario.

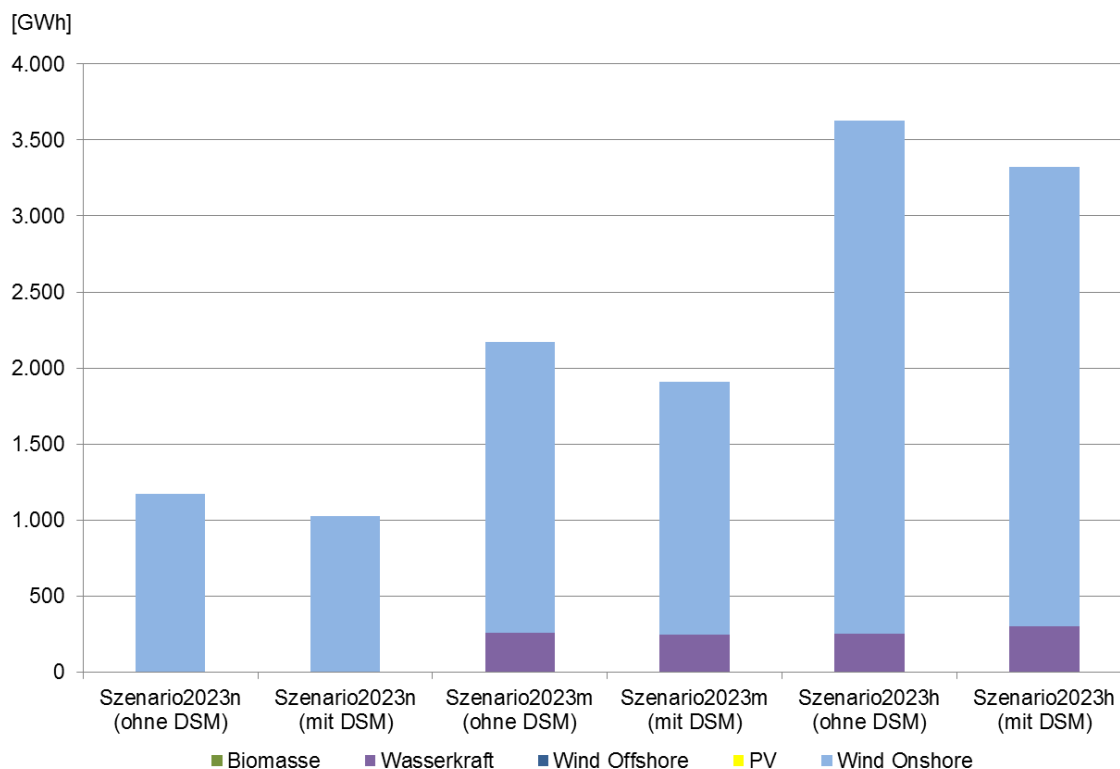


Abbildung 54: Abschaltung von Erneuerbaren Energien (Szenarien 2023)

Abschließend ist im Hinblick auf die Wärmeerzeugung festzuhalten, dass reine Wärmeerzeuger keinen Beitrag zur Wärmelastdeckung liefern.

6.3.2.3 Auswertung der modellierten Preise

In den Szenarien 2023_n bis 2023_h werden jeweils die Preise für die Szenarien mit und ohne DSM bestimmt. Im Vergleich sind dabei die durchschnittlichen Preise im Szenario mit DSM leicht höher (vgl. Tabelle 26).

Tabelle 26: Durchschnittliche Preise je Szenario

Szenario	2023 _n	2023 _m	2023 _h
Ohne DSM [€/MWh]	57,46	53,77	51,40
Mit DSM [€/MWh]	57,74	54,08	51,47

Exemplarisch wird in Abbildung 55 die geordnete Dauerlinie der Preise für das Szenario 2023_n mit und ohne DSM dargestellt.

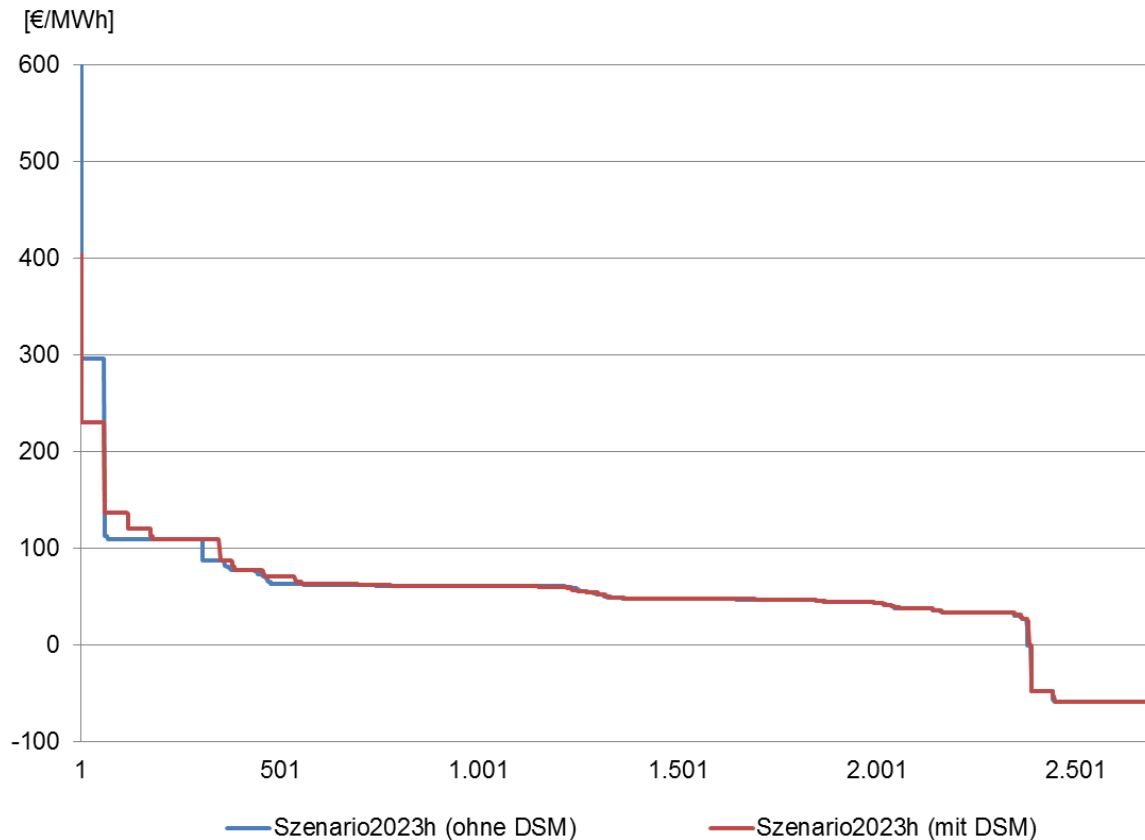


Abbildung 55: Darstellung der geordneten Preiskurve (Szenario 2023_n mit und ohne DSM)

Das Maximum der Preise im Szenario ohne DSM liegt bei 845,26 €/MWh, das Minimum bei -59,16 €/MWh. Die Preise für das Szenario mit DSM hingegen variieren zwischen -59,16 €/MWh und 404,09 €/MWh. Somit werden im Wesentlichen die Preisspitzen durch den Einsatz von DSM gedämpft. Die Lastverlagerung führt jedoch zu vermehrtem Einsatz von teureren Grenzkraftwerken in anderen Stunden und damit über die Zeit gemittelt zu höheren Preisen. Werden die Preise jedoch mit den jeweiligen Nachfragemengen gewichtet, so sind diese im Mittel von den Konsumenten gezahlten Preise mit DSM um 0,6 bis 1 Prozent niedriger als ohne DSM.

6.3.3 Szenarien für das Jahr 2033

Die Szenarien 2033_n bis 2033_n werden für die Modellläufe mit und ohne DSM nachfolgend ausgewertet. Tabelle 27 gibt einen Überblick über die Dauer der Rechenläufe. Die Modellierung mit DSM dauert dabei analog zu den Szenarien 2023 z. T. deutlich länger als die Modellierung der Szenarien ohne DSM.

Tabelle 27: Dauer der Modellläufe Szenarien 2033

Ausprägung		
Szenario	mit DSM [h]	ohne DSM [h]
2033 _n	01:58:05	00:49:30
2033 _m	02:30:13	01:40:58
2033 _h	01:45:23	00:41:48

6.3.3.1 Zusammensetzung des Kraftwerksparks

Abbildung 56 gibt die sich ergebenden Kraftwerksparks für die Szenarien 2033_n bis 2033_h mit und ohne DSM wieder. Analog zu den Szenarien 2023 ergibt sich, dass in der Ausprägung ohne DSM z. T. deutlich mehr konventionelle Kraftwerkleistung vorgehalten werden muss als im Fall mit DSM. Für das Szenario 2033_n sind es rund 3,0 GW, für 2033_m etwa 3,4 GW und für 2033_h ca. 4,2 GW. Maßgeblich wird auf GuD verzichtet, gefolgt von Erzeugungskapazität bei PSKW und bei GT. Einen Überblick über die installierten Leistungen nach Bestandskraftwerken und Neubauten wird in Anhang B.10 gegeben.

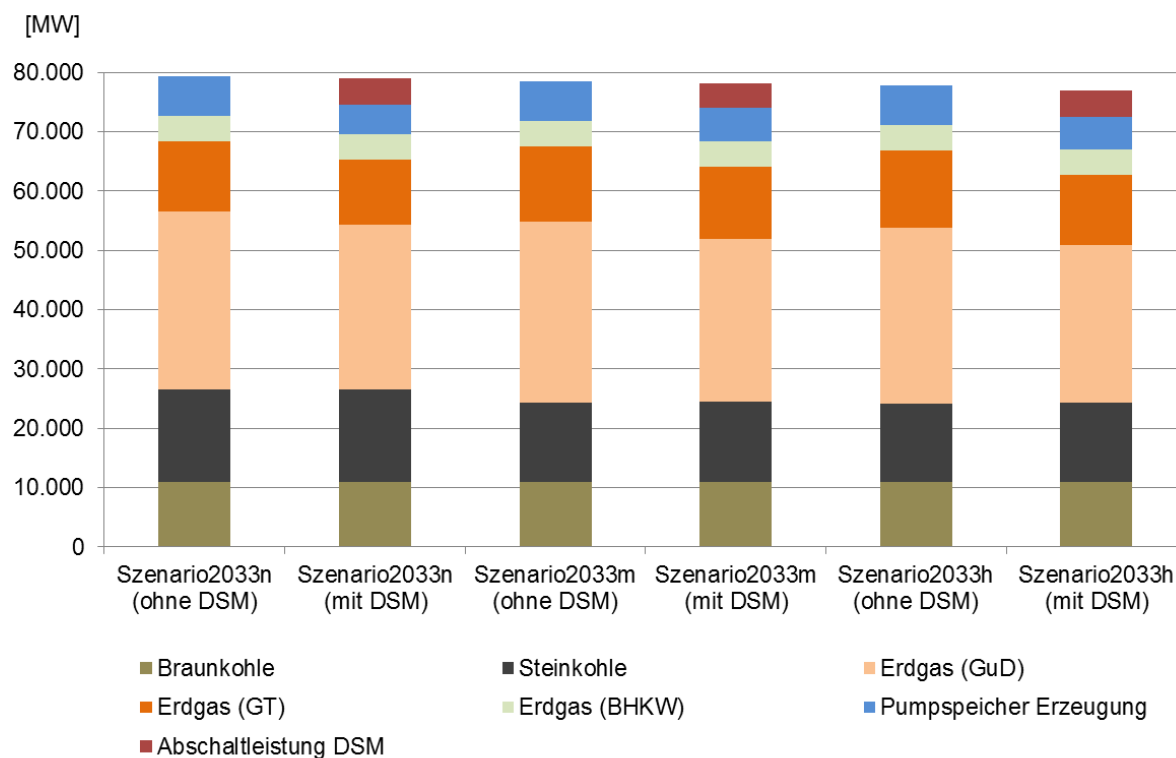


Abbildung 56: Installierte Leistung (Szenarien 2033)

Bei reinen Wärmeerzeugern werden lediglich HW eingesetzt. Die maximalen Leistungen variieren je nach Szenario. In Szenario 2033_n ohne DSM liegt die genutzte installierte Leistung bei 8,1 GW, im Szenario mit DSM unwesentlich niedriger bei 8 GW. Für Szenario 2033_m ändert sich die maximal eingesetzte Leistung für die Ausprägungen ohne DSM auf 8 GW und mit DSM auf 8,3 GW. In 2033_h wiederum sind es für beide Ausprägungen jeweils 9,2 GW, was der Obergrenze der Klasse HW entspricht. Ein Neubau findet in keinem Szenario statt.

In Bezug auf DSM werden in Szenario 2033_n in Summe maximal etwa 4,5 GW, in 2033_m ca. 4,2 GW und in 2033_h rund 4,5 GW an abschaltbarer Leistung eingesetzt. Im Vergleich zum vorherigen Szenario 2023_n steigt die maximale Abschaltleistung um rund 0,9 GW, im Vergleich zu 2023_m um etwa 0,2 GW und im Vergleich zu Szenario 2023_h um ca. 1,1 GW.

Die Zusammenstellung der ökonomischen Potenziale je Klasse findet sich in Abbildung 57.

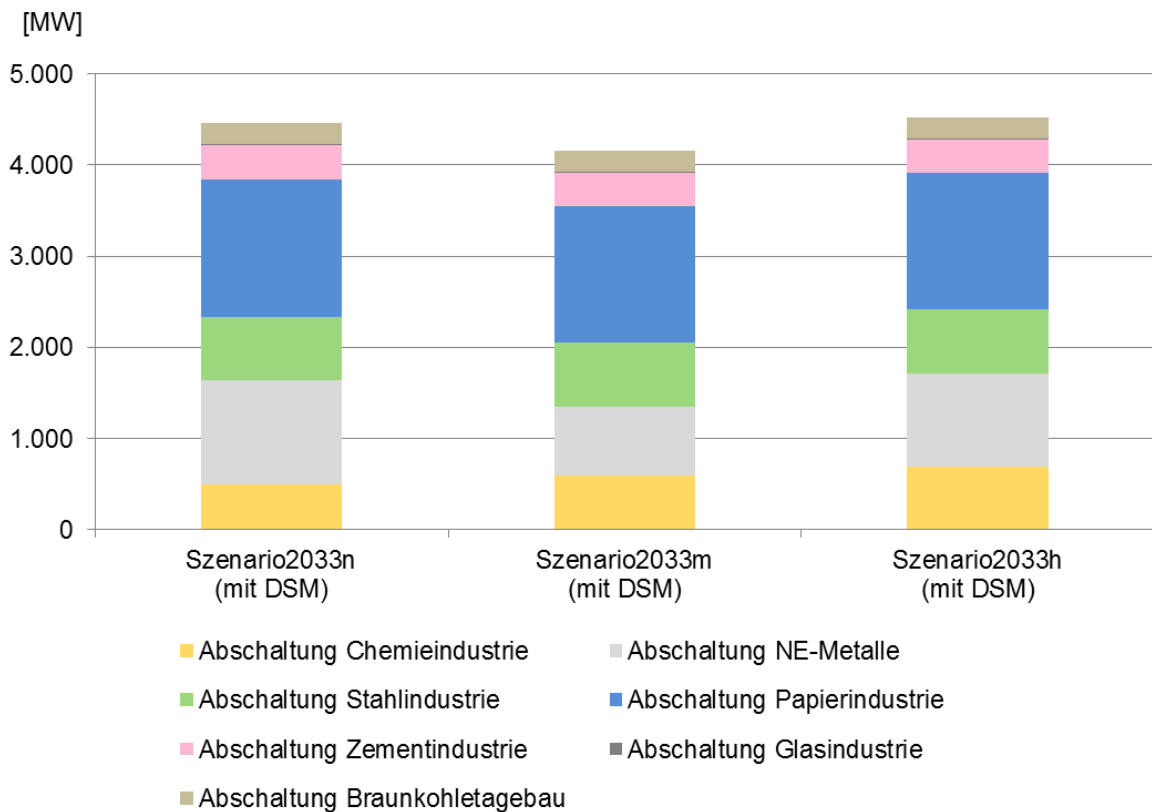


Abbildung 57: Ökonomische DSM-Potenziale (Szenarien 2033)

Dabei werden, analog zu den Szenarien 2023, i. d. R. die maximalen technisch-sozialen DSM-Leistungen aller Klassen genutzt. Die Ausnahmen bilden NE-Metalle in Szenario 2033_m, wo lediglich 68 Prozent der maximal möglichen Bestandsleistung eingesetzt wird. In den Szenarien 2033_m und 2033_n findet zudem erstmals ein (vergleichsweise geringer) Neubau von Flexibilität in der Chemie- und in der NE-Metallindustrie statt.

Zu begründen sind die Unterschiede bei der DSM-Ausnutzung mit dem jeweiligen resultierenden Kraftwerkspark bei vorgegebener Residuallast. So ist die Leistung aller Flexibilitäten in Szenario 2033_m im Vergleich zu 2033_n um 1 GW geringer. Das Modell baut zudem rund 2 GW weniger SKW- und 0,5 GW weniger GuD-Kapazität hinzu. Stattdessen steigen die Spitzenlastkapazitäten aus GT um 1,3 GW und bei PSKW werden ca. 0,7 GW mehr Kapazitäten genutzt.

In Szenario 2033_n hingegen liegt die maximale Leistung um 2 GW niedriger als im Szenario 2033_m. SKW-Kapazitäten sinken dabei im Vergleich um 2,3 GW, GuD um 1,2 GW. Demgegenüber steigen GT-Leistungen um 0,8 GW und PSKW um 0,6 GW.

Die maximale Leistung der Mittellastkraftwerke sinkt dabei um 2,5 GW beim Vergleich der Szenarien 2033_n und 2033_m bzw. um 3,5 GW beim Vergleich von Szenario 2033_n mit Szenario 2033_h. Die Summe der Spitzenlastkapazitäten aus GT, PSKW und DSM wiederum steigen in Szenario 2033_m bzw. Szenario 2033_h im Vergleich zu Szenario 2033_n um rund 2 GW bzw. 1,5 GW.

Die Zuschaltleistungen wachsen über die Szenarien kontinuierlich an. In Szenario 2033_n sind es 942 MW, in Szenario 2033_m etwa 1.068 MW und in Szenario 2033_h rund 1.075 MW. Eine detaillierte Darstellung der Zuschaltleistung je Technologie findet sich im Anhang B.10.

6.3.3.2 Beiträge zur Lastdeckung und Auslastung der Kraftwerkstechnologien

Die in den Szenarien für das Jahr 2033 angenommene Gesamtlast von 535,4 TWh wird analog zu den Szenarien für das Jahr 2023 durch den Einsatz von Pumpspeichern und in den Szenarien mit DSM durch Nachfrageflexibilität erhöht. Nachfolgende Tabelle 28 gibt einen Überblick.

Tabelle 28: Zusätzliche bzw. verschobene Nachfrage (Szenarien 2033)

Szenario	Pumpspeicher		DSM	
	ohne DSM [TWh]	mit DSM [TWh]	ohne DSM [TWh]	mit DSM [TWh]
2023_n	23,7	22,0	0	2,4
2023_m	24,2	25,4	0	3,0
2023_h	28,0	31,2	0	3,4

Im Rahmen der Modellierung stellt sich heraus, dass unter den konventionellen Kraftwerken GuD auf Erdgasbasis mit 18 bis 21 Prozent den größten Anteil an der Lastdeckung bereitstellen. SKW kommen auf etwa 14 bis 18 Prozent, die EE auf rund 38 bis 44 Prozent. Somit erhöht sich der Anteil der EE entsprechend den Eingangsdaten, wobei der Beitrag von Kohlekraftwerken im Vergleich zu den Szenarien 2023 sinkt und der von GuD steigt.

Lastmanagementmaßnahmen liegen bei 0,5 bis 0,7 Prozent Anteil an der Lastdeckung. Es kommt somit zu prozentual betrachtet gleichbleibenden oder steigenden Beiträgen durch die eingesetzten regelbaren Verbraucher im Vergleich zu den Szenarien 2023_n bis 2023_h.

Abbildung 58 gibt einen Überblick der Ergebnisse zu den Energiemengen je eingesetzter Technologie.

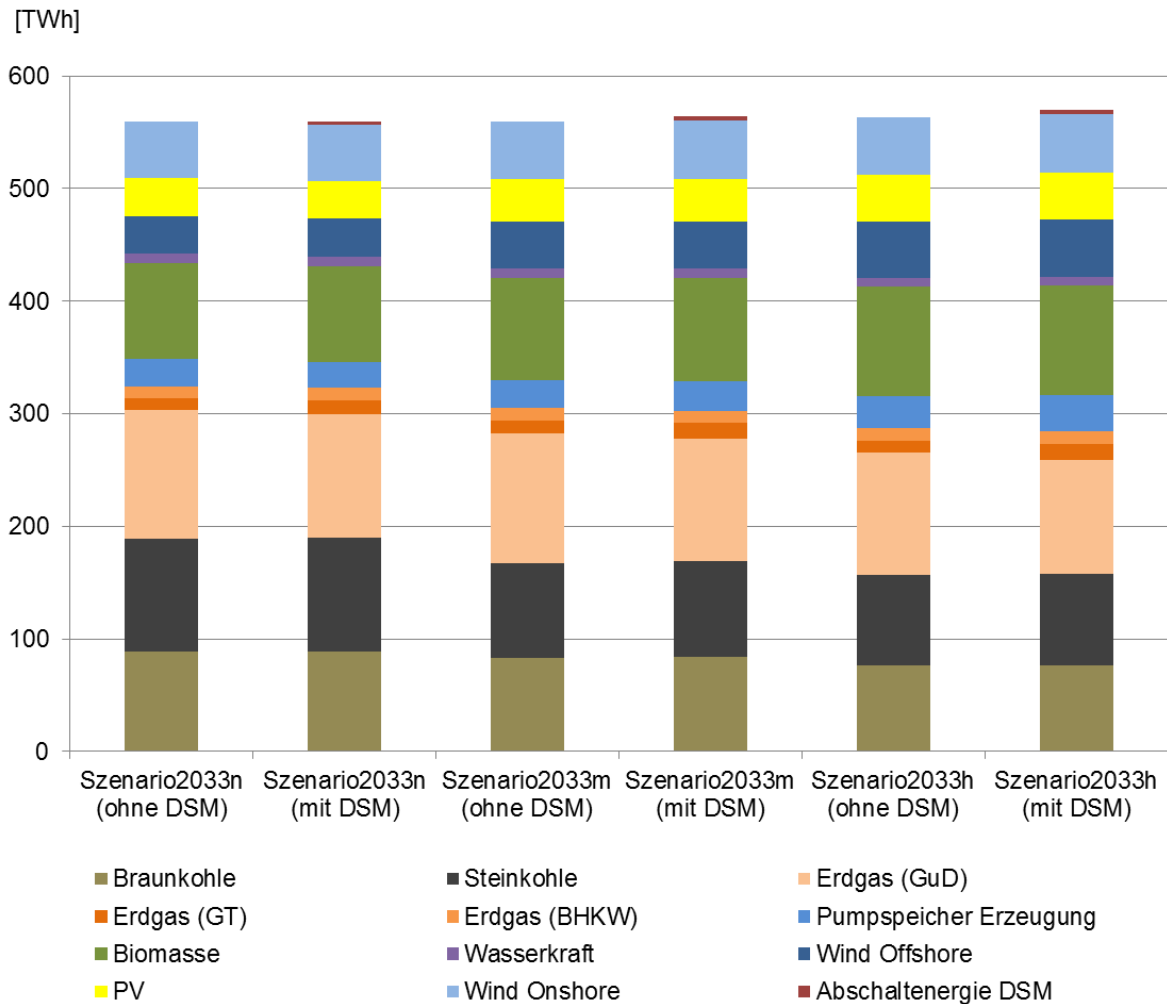


Abbildung 58: Energiemix (Szenarien 2033)

Bei der Abgrenzung von Lastreduktion und Lastverlagerung zeigt sich analog zu den Szenarien 2023, dass mit nur 3 bis 4 Prozent der Abschaltmengen wenig Last reduziert und damit auf Produktion verzichtet wird.

Die folgende Abbildung 59 zeigt die Energiemengen, die durch DSM-Maßnahmen bereitgestellt werden können.

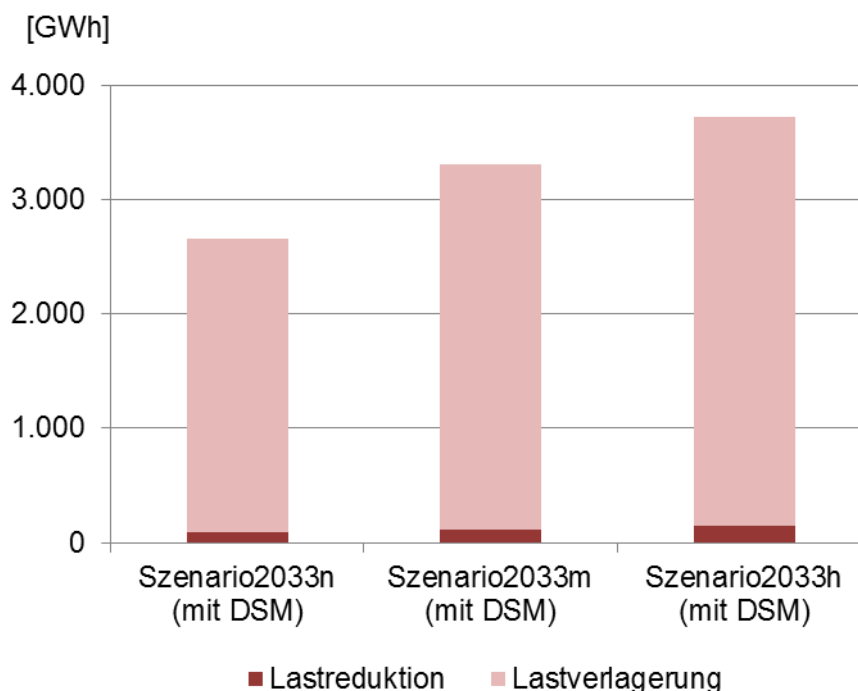


Abbildung 59: Lastverlagerung versus Lastreduktion (Szenarien 2033)

Im Vergleich zu den Szenarien 2023 mit 10 bis 12 Prozent wird in den Szenarien 2033 mit 3 bis 4 Prozent in Bezug auf den Anteil der Lastreduktion an der Abschaltung deutlich weniger Last reduziert bzw. mehr Last verlagert. In Szenario 2033_n wird dabei im Vergleich zu Szenario 2023_n in Summe etwa gleich viel Last abgeschaltet. Von Szenario 2023_m nach Szenario 2033_m steigt die Abschaltmenge um knapp 20 Prozent und von Szenario 2023_h nach 2033_h um rund 30 Prozent an.

Angaben zu Vollbenutzungsstunden (Vbh) der jeweiligen stromerzeugenden Technologien und der DSM-Maßnahmen finden sich in Anhang B.10.

In den Szenarien 2033_n bis 2033_h werden analog zu den Szenarien 2023 EE abgeregelt. Die Höhen differieren von Szenario zu Szenario, wobei in allen Szenarien Wind onshore, WKW und PV-Anlagen heruntergeregelt werden. Die meisten EE-Mengen müssen im Szenario 2033_h mit bis zu 32 TWh abgeschaltet werden, die wenigsten in Szenario 2033_n mit bis zu 13 TWh. Das entspricht zwischen 6 und 11 Prozent der erwarteten Einspeisung aus EE.

Erneut kommt es dazu, dass durch den Einsatz von DSM die Abschaltung von EE reduziert werden kann. Die Abschaltmengen sinken durch die Verstetigung des Verbrauchs um ca. 480 bis 890 GWh bzw. 3 bis 4 Prozent.

Abbildung 60 zeigt die erwarteten Abschaltmengen je Technologie und Szenario.

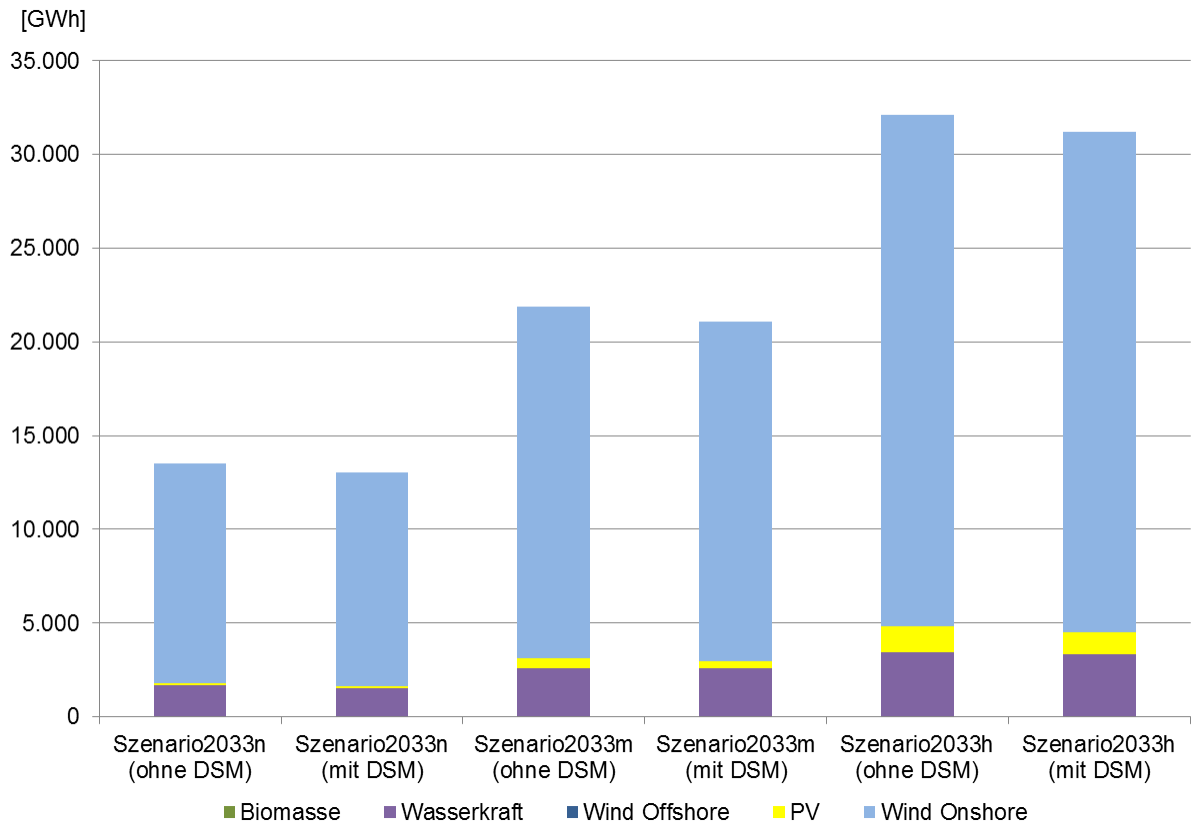


Abbildung 60: Abschaltung von Erneuerbaren Energien (Szenarien 2033)

Heizwerke (HW) liefern je Szenario unterschiedliche Beiträge zur Wärmelastdeckung. In Szenario 2033_n ohne DSM liegt die Auslastung bei 22,13 Prozent bzw. 1.486 Vbh, im Szenario mit DSM bei 22,04 Prozent bzw. 1.476 Vbh. Im Szenario 2033_m steigt die Auslastung auf 30,12 Prozent bei 2.016 Vbh bzw. 30,05 Prozent bei 2.068 Vbh. Die höchste Auslastung gibt es in Szenario 2033_h mit 36,20 Prozent bzw. 2.759 Vbh (Szenario ohne DSM) sowie 36,76 Prozent bzw. 2.802 Vbh (Szenario mit DSM).

6.3.3.3 Auswertung der modellierten Preise

Analog zu den Szenarien 2023 werden auch für Szenario 2033_n bis 2033_h jeweils die Preise für die Szenarien mit und ohne DSM bestimmt, wobei die durchschnittlichen Preise des Szenarios mit DSM höher sind als im Szenario ohne DSM.

Tabelle 29 gibt die ermittelten durchschnittlichen Preise je Szenario an.

Tabelle 29: Durchschnittliche Preise je Szenario

Szenario	2033 _n	2033 _m	2033 _h
Ohne DSM [€/MWh]	48,19	39,37	30,62
Mit DSM [€/MWh]	49,46	39,68	30,96

Um Unterschiede im Verlauf der Preiskurven zu verdeutlichen, wird in Abbildung 61 die geordnete Dauerlinie der Preise für das Szenario 2033_h mit und ohne DSM dargestellt.

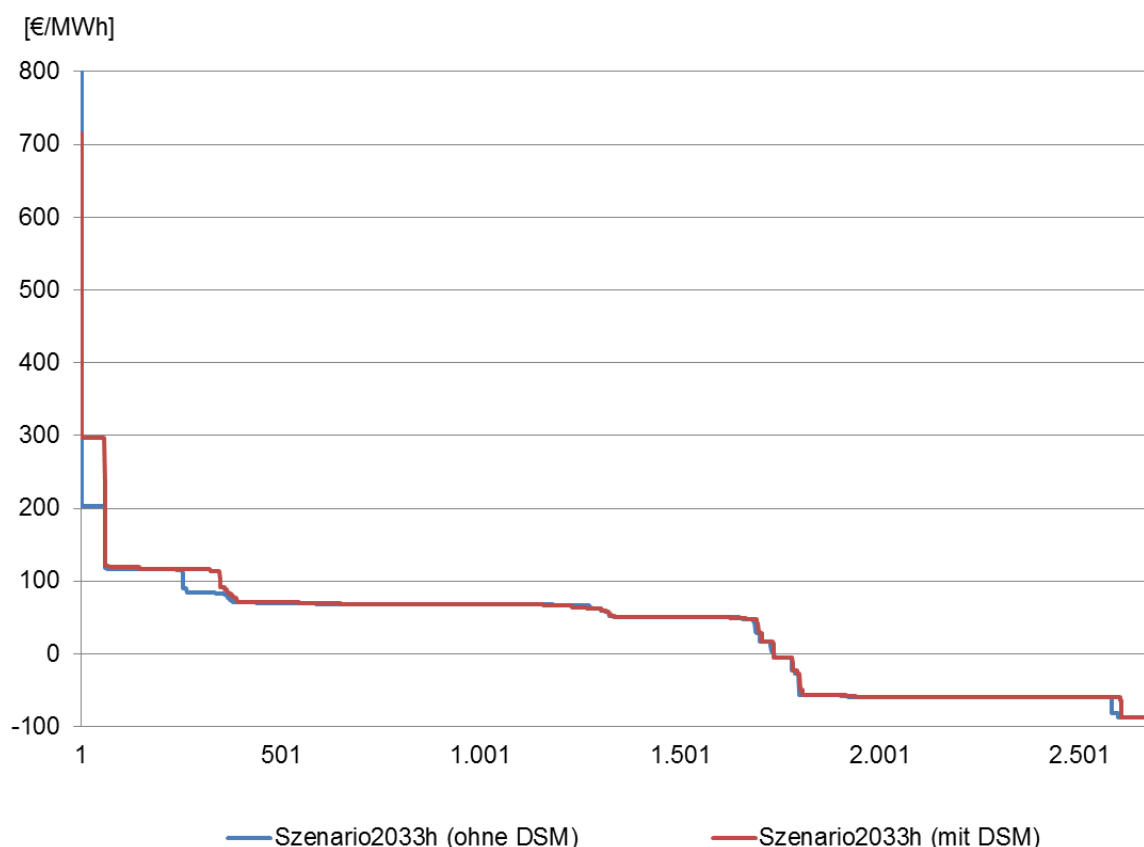


Abbildung 61: Darstellung der geordneten Preiskurve (Szenario 2033_h mit und ohne DSM)

Die Preise für das Szenario ohne DSM variieren zwischen -87,24 €/MWh und 9.852,89 €/MWh, wobei die absolute Preisspitze nur in einer der modellierten 2.688 Viertelstunden auftritt. Das Maximum der Preise im Szenario mit DSM liegt im Vergleich bei deutlich geringeren 714,96 €/MWh, das Minimum analog bei -87,24 €/MWh. Die größte Preisspitze wird somit durch den Einsatz von DSM deutlich gedämpft. Die durchschnittlichen Preise sind dennoch im Szenario mit DSM höher. Analog zu den Szenarien 2023 kann dies damit begründet werden, dass im Szenario mit DSM vermehrt Gasturbinen statt GuD und damit teurere Grenzkraftwerke eingesetzt werden.

Werden die Preise jedoch mit den jeweiligen Nachfragemengen gewichtet, so sind diese im Mittel von den Konsumenten gezahlten Preise mit DSM um 0,8 bis 2,7 Prozent niedriger als ohne DSM.

6.4 Zusammenfassende Auswertung der Modellergebnisse

Die Modellergebnisse in Kapitel 6.3 zeigen, dass DSM im Energieversorgungssystem vor anderen Flexibilitätsquellen eingesetzt wird. Die Nutzung von DSM sorgt dafür, dass auf bis zu 4,2 GW an konventionellen Spitzenlastkapazitäten verzichtet werden kann. Zudem wird weniger Energie durch konventionelle Kraftwerke erzeugt, was die Umwelt tendenziell entlastet. Ergänzend fördert der Einsatz von DSM in Form von Lastverlagerung die Verstetigung des Verbrauchs und damit eine bessere Integration von EE. Die Abschaltmengen von EE konnten hierbei um bis zu 890 GWh reduziert werden.

In dem Kontext wird ersichtlich, dass mit bis zu 12 Prozent der Lastabschaltmengen in den Szenarien 2023 bzw. 4 Prozent der Lastabschaltmengen in den Szenarien 2033 nur wenig Lastreduktion notwendig wird. Stattdessen wird überwiegend Lastverlagerung vorgenommen, die vergleichsweise wenig Auswirkungen auf die Produktion und Lieferverpflichtungen hat und somit kostengünstiger zu realisieren ist.

Aus ökonomischen Gründen wird lediglich in zwei von drei Szenarien im Jahr 2033 die gesamte maximal verfügbare Abschaltleistung aus DSM genutzt. Weiterhin werden neue Lastverlagerungstechnologien mit Speicherfähigkeit erst in kleinem Umfang in den Szenarien 2033_m und 2033_h zu gebaut. Das bedeutet, dass das Heben der aufgezeigten Lastverlagerungspotenziale sowie bestimmter Lastreduktionsmengen unter den gegebenen Annahmen ausreichend Flexibilität für das Energieversorgungssystem bereitstellt. Weitere Flexibilitäten aus den betrachteten Branchen mit DSM-Potenzialen stünden theoretisch bei über die in den Szenarien 2023_h und 2033_h hinausgehenden EE-Einspeisemengen bereit.

7 Fazit und Ausblick

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist anhand der Durchführung und Auswertung einer empirischen Analyse zunächst die offene Frage beantwortet worden, durch welche technischen Prozesse und Verfahren regelbare Potenziale bereitgestellt werden können. Hierbei wird auf die acht energieintensiven Branchen der chemischen Industrie, der NE-Metall-, der Stahl-, der Papier-, der Zement- und der Glasindustrie sowie des Braunkohletagebaus und der Raffinerien fokussiert.

Unter Berücksichtigung von Verfügbarkeiten werden auf Basis der erhobenen Informationen soziale und technisch-soziale Potenziale in Abhängigkeit von der Abschalt- bzw. Zuschaltdauer ermittelt. Ohne Beachtung möglicher Zubauten liegen die heutige technisch-soziale Abschaltleistung im Maximum bei über 4,2 GW und die technisch-soziale Zuschaltleistung bei rund 800 MW. Mögliche Märkte für Flexibilität durch regelbare Lasten werden unter Beachtung von möglichen Eingangsbarrieren diskutiert, wobei sich herausstellt, dass zunächst der Day-ahead-Markt zu betrachten ist.

Mit Bezug auf die erwartete Verfügbarkeit in Zukunft sind technische Eingangsdaten für eine energieökonomische Modellierung des Day-ahead-Marktes gewonnen worden. Die ökonomischen Eingangsparameter werden den Ergebnissen der empirischen Analyse entnommen und als Branchendurchschnitte in das Modell gegeben.

Im Rahmen der energieökonomischen Analyse ergibt sich, dass u. a. durch den Einsatz von bis zu 4,5 GW Abschaltleistung auf bis zu 4,2 GW an konventioneller Kraftwerksleistung verzichtet werden kann. Ferner werden durch Lastmanagement die kostengetriebenen Abschaltmengen von EE reduziert. Dabei muss von der Industrie weitestgehend nicht auf Produktion verzichtet werden, sondern es ist lediglich eine Lastverlagerung notwendig. Dementsprechend wird durch Auswertung der energieökonomischen Analyse gezeigt, dass die Vorhaltung und der Einsatz von regelbaren Lasten eine sinnvolle und kostengünstige Flexibilisierungsmaßnahme darstellen.

Wesentlich bei der Bewertung der resultierenden ökonomischen Potenziale ist, dass die Auswertung im Durchschnitt zeigt, ob eine Teilnahme einer DSM-Klasse am Day-ahead-Markt betriebs- und volkswirtschaftlich gegenüber einer anderen Flexibilität vorteilhaft ist oder nicht. Die Entscheidung einer aktiven Teilnahme obliegt letztlich den Unternehmen, wobei der Elektrizitätsmarkt bzw. die Sekundärmärkte (z. B. Regelleistungsmärkte oder die Vermarktung nach AbLaV) dazu in Zukunft attraktive finanzielle Anreize setzen müssen.

Hinsichtlich der vorliegenden Modellierung sind sowohl Grenzen der Modellierungsansätze als auch gewählte Eingangsparameter kritisch zu diskutieren. In Bezug auf das Modell ist zu beachten, dass ein modellendogener Zubau von Kapazitäten unter Annahme eines Marktgleichgewichts umgesetzt wird. Dabei finden grenzüberschreitende Flüsse und Nachbarmärkte keine Berücksichtigung, da vereinfachend Energieautarkie unterstellt wird. Sekundärmärkte wie die Regelleistung werden vernachlässigt und über Must-run-Vorgaben abgebildet. Der Intradayhandel wird nicht abgebildet. Zudem werden die Auswirkungen des Einsatzes aller Technologien, aber insbesondere auch der EE und des DSM auf (lokale) Strom- und Wärmenetze außer Acht gelassen. Kurz-

schlussströme, Anforderungen an die Frequenz- und Spannungshaltung sowie Blindleistungskompensation werden nicht berücksichtigt.

Um die Auswirkungen dieser Vereinfachungen ermitteln und bewerten zu können, sollten in zukünftigen Forschungsarbeiten insbesondere die Effekte von nachfrageseitiger Lastverschiebung auf die Netze und die ökonomischen Potenziale im Fall grenzüberschreitenden Handels unter Hinzunahme des Intraday- und Regelleistungsmarktes modelliert werden. Das vorliegende Modell ist dahingehend grundsätzlich erweiterbar, so dass perspektivisch die Abbildung des Einsatzes europäischer Flexibilitätspotenziale unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen denkbar wäre.

In Bezug auf die gewählten Eingangsparameter ist zu diskutieren, dass aus Gründen der Komplexitätsreduktion im Modell je Technologie eine repräsentative Klasse genutzt wird, deren Einsatz über vier exemplarische Wochen bestimmt wird. Energieeffizienzmaßnahmen, die mit weniger Energieverbrauch und Veränderungen der Laststruktur einhergehen, finden keine Berücksichtigung. Für die Anlagen wird die technische Lebensdauer herangezogen und nicht eine ökonomische Lebensdauer, bei der Kraftwerke über die technische Lebensdauer hinaus vermarktet werden, bis die Betriebs- und Wartungskosten nicht mehr gedeckt werden können, was die Realität ggf. besser abbildet. PSKW werden ohne natürlichen Zufluss dargestellt und BHKW mit jahreszeit-spezifischem Einsatz abgebildet. In Bezug auf DSM-Maßnahmen wird aus Vereinfachungsgründen teilweise auf den Zubau von Speichern, z. B. in Form von Speicherbütten für Papier oder Silospeicher für Zement, verzichtet. Die Potenzialbestimmung für DSM beschränkt sich auf die betrachteten acht Branchen.

In zukünftigen Modellläufen können mehr Klassen je Technologie eingesetzt werden und ggf. mit allen Viertelstunden eines Jahres gerechnet werden, wodurch sich jedoch die Dauer der Modellläufe erheblich erhöhen wird. Sensitivitätsrechnungen hinsichtlich des Energieverbrauchs und der technischen sowie ökonomischen Eingangsparameter der verschiedenen Klassen sind denkbar. Weitere DSM-Potenziale und relevante Prozesse in Großindustrie, Gewerbe und Haushaltskundensegment können erhoben und ebenso abgebildet werden wie Szenarien mit weiteren Speichermedien (z. B. Batteriespeichern), die in Zukunft je nach Kostendegression oder regulatorischer Förderung wirtschaftlich sinnvoll in das Energiesystem integriert werden können.

A Literaturverzeichnis

"et"-Redaktion (2012): Nur Gaskraftwerke können Flexibilität? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jahrgang (3), S. 59.

"et"-Redaktion (2013): Vattenfall: 2 MW Stromspeicher eingeweiht. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jahrgang (3), S. 127.

50 Hertz (2012) – 50 Hertz Transmission GmbH (2012): Modell zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise der vier ÜNB. Online verfügbar unter http://www.50hertz.com/de/file/Modell_zur_Berechnung_der_Ausgleichspreise_der_4_UeNB.pdf, zuletzt geprüft am 22.07.2012.

50 Hertz (2013a) – 50 Hertz Transmission GmbH (2013a): Einspeisung Photovoltaik. Online verfügbar unter Deutschland hinkt bei Offshore-Windparks hinterher, zuletzt geprüft am 09.03.2013.

50 Hertz (2013b) – 50 Hertz Transmission GmbH (2013b): Erwartete und tatsächliche Einspeisung aus Windenergie. Online verfügbar unter http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xml/152.htm?rdeCOQ=SID-4F3C68DC-1E7428C4, zuletzt geprüft am 31.01.2013.

50 Hertz (2013c) – 50 Hertz Transmission GmbH (2013c): Windenergieeinspeisung. Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/de/1983.htm>, zuletzt geprüft am 31.01.2013.

50 Hertz (2014) – 50 Hertz Transmission GmbH (2014): Kennzahlen. Online verfügbar unter http://www.50hertz.com/sync/Netzkennzahlen/Netzlast/xls/Vertikale_Netzlast_2011.xls, zuletzt geprüft am 10.07.2014.

50 Hertz et al. (2012a) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; Transnet BW GmbH (2012a): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm>, zuletzt geprüft am 10.10.2012.

50 Hertz et al. (2012b) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; Transnet BW GmbH (2012b): Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&index=VIVTZa6edIM%3D>, zuletzt geprüft am 30.09.2013.

50 Hertz et al. (2012c) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2012c): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2012,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 07.04.2013.

50 Hertz et al. (2013a) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013a): Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/provider>, zuletzt geprüft am 19.04.2013.

50 Hertz et al. (2013b) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013b): Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2014.

50 Hertz et al. (2013c) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013c): Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.PDF, zuletzt geprüft am 29.08.2014.

50 Hertz et al. (2014a) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; Transnet BW GmbH (2014a): Ausschreibungsübersicht. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>, zuletzt geprüft am 10.07.2014.

50 Hertz et al. (2014b) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; Transnet BW GmbH (2014b): EEG-Umlage, KWK-Aufschläge, Umlage § 18 AblV, Umlage § 17f EnWG, Umlage §19 Abs. 2 StromNEV. Online verfügbar unter <http://www.netztransparenz.de/>.

50 Hertz et al. (2014c) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014c): Netztransparenz.de – Referenzmarktwerte. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm>, zuletzt geprüft am 29.08.2014.

50 Hertz et al. (2014d) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014d): Netztransparenz.de. Solarenergie Hochrechnung. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/Solarenergie_Hochrechnung.htm, zuletzt geprüft am 01.08.2014.

50 Hertz et al. (2014e) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2014e): Netztransparenz.de. Windenergie Hochrechnung. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/Windenergie_Hochrechnung.htm, zuletzt geprüft am 01.08.2014.

50 Hertz et al. (2015) – 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; Transnet BW GmbH (2015): Ausschreibungsübersicht. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/tender>, zuletzt geprüft am 31.01.2015.

AbschaltVO (2012): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbschaltVO). Deutscher Bundestag, 17. Wahlperiode, Drucksache 17/11671 vom 28.11.2012. Online verfügbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/116/1711671.pdf>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.

AG Energiebilanzen e.V. (2015): Auswertungstabellen. Auswertungstabellen (Stand 26.08.2015) zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2014. Berlin, Köln. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>, zuletzt geprüft am 01.06.2016.

- AGFW (2013) – AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2013): AGFW-Hauptbericht 2012. Frankfurt am Main. Dezember 2013.
- AGFW (2014) – AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2014): AGFW - Hauptbericht 2013. Frankfurt am Main. Oktober 2014.
- Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Berlin. September 2014.
- Amprion (2011) – Amprion GmbH (2011): Bilanzkreisvertrag. Online verfügbar unter http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/20120504_BNetzA%20Bilanzkreisvertrag.pdf, zuletzt geprüft am 05.07.2012.
- Amprion (2013a) – Amprion GmbH (2013a): Einspeisung Photovoltaik. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/photovoltaikeinspeisung#>, zuletzt geprüft am 09.03.2013.
- Amprion (2013b) – Amprion GmbH (2013b): Erwartete und tatsächliche Einspeisung aus Windenergie. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/bilanzkreis-eeg>, zuletzt geprüft am 31.03.2013.
- Amprion (2013c) – Amprion GmbH (2013c): Windenergieeinspeisung. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung#>, zuletzt geprüft am 31.01.2013.
- Amprion (2014) – Amprion GmbH (2014): Vertikale Netzlast. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/vertikale-netzlast#>, zuletzt geprüft am 10.07.2014.
- Aschemann-Pilshofer und Preamsberger (2001) – Aschemann-Pilshofer, B.; Preamsberger, E. (2001): Wie erstelle ich einen Fragebogen? Ein Leitfaden für die Praxis. 2. Auflage. Wissenschaftsladen Graz - Institut für Wissens- und Forschungsvermittlung. Graz.
- AtG (2012): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren. Atomgesetz (AtG). Fundstelle: BGBl. 1985, Teil I, Nr. 41, S. 1565–1583, zuletzt durch Artikel 5 Absatz 6 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 BGBl. 2012, Teil I, Nr. 10, S. 212–264 geändert.
- Aurubis AG (2013): Kupfer ist unser Antrieb. Geschäftsbericht 2011/12. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.aurubis.com/fileadmin/media/documents/de/Geschaeftsberichte_Quartalsberichte/Geschaeftsbericht_Aurubis_2011_12_d.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2013.
- Ausschuss für Bildung (2012) – Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (18. Ausschuss) gemäß § 56a der Geschäftsordnung Technikfolgenabschätzung (TA). Berlin (Drucksache 17/10579).
- Bader (2014) – Bader, A. (2014): Wie beeinflussen Prognoseabweichungen von EEG-Anlagen den Regelenergieeinsatz in Deutschland? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jahrgang (12), S. 56.

BAFA (2015) – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2015): Drittlandskohlepreis. Hg. v. Referat 422. Eschborn. Online verfügbar unter <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/>, zuletzt geprüft am 10.09.2015.

Bardt und Niehues (2013) – Bardt, H.; Niehues, J. (2013): Verteilungswirkungen des EEG. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 37. Jahrgang (3), S. 211–218.

Barzantny et al. (2013) – Barzantny, K.; Haverkamp, M.; König, E.; Meyer, J.; Niehage, U.; Orioli, V.; Trautmann, A. (2013): Energieeffizienzpotenziale und Umsetzungshemmnisse in der Industrie. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jahrgang (11), S. 16–20.

Baten, Buttermann und Nieder (2014) – Baten, T.; Buttermann, H.-G.; Nieder, T. (2014): Gesamtbilanz der Kraft-Wärme-Kopplung 2003 bis 2012. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jahrgang (5), S. 37–44.

BBS et al. (2013) – Bundesverband Baustoffe - Steine und Erden e. V.; Verband der Chemischen Industrie e. V.; Der Bundesverband Glasindustrie e. V.; Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V.; Verband Deutscher Papierfabriken e. V.; Stahl-Zentrum (2013): Energieintensive Industrien in Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.energieintensive.de>, zuletzt geprüft am 25.06.2013.

BDEW (2008a) – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2008a): Leitfaden – Marktzugang für neue Marktteilnehmer. Berlin. 2008.

BDEW (2008b) – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2008b): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin. 2008.

BDEW (2012) – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2012): Einflussfaktoren auf die weitere Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland. Diskussionspapier. Berlin. 2012.

BDEW (2014) – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2014): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282014%29_24.02.2014_final_Journalisten.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282014%29_24.02.2014_final_Journalisten.pdf), zuletzt geprüft am 29.08.2014.

Befesa Steel (2014) – Befesa Steel and Galvanization Waste Recycling (2014): Elektroreduktionsverfahren. Online verfügbar unter http://www.befesa-steel.com/export/sites/bma_steel/resources/images/de/servicios03.gif, zuletzt geprüft am 16.02.2014.

Behr, Agar und Jörissen (2010) – Behr, A.; Agar, D. W.; Jörissen, J. (2010): Einführung in die Technische Chemie. Heidelberg. 2010.

BGR (2014) – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2014): Silizium. Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe. Hannover. Online verfügbar unter http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohstoffsteckbrief_si.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 24.09.2015.

- Blesl (2014) – Blesl, M. (2014): KWK Anlagen und Systeme. Bewertung von KWK-Systemen, 2014. Online verfügbar unter <http://www2.ier.uni-stuttgart.de/lehre/skripte/kwk/Bewertung%20von%20KWK%20Systemen.pdf>, zuletzt geprüft am 21.10.2014.
- BMU (2012) – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin. Juli 2012.
- BMU (2013a) – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013a): Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland. Konsultationspapier. Berlin. 2013.
- BMU (2013b) – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013b): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. 26.02.2013.
- BMU (2014) – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2014): EU-Emissionshandel – Reparatur beginnt. Pressemitteilung Nr. 047/14. Berlin. 17.03.2014.
- BMU (2015) – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2015): Hendricks: Jetzt bekommt der europäische Emissionshandel wieder eine Zukunft. Pressemitteilung Nr. 101/15. Berlin. 06.05.2015.
- BMU et al. (2013) – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.; Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.; Consentec; Ecofys; r2b; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs "Strategische Reserve". Berlin. Mai 2013.
- BMWE (2014a) – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014a): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/gruenbuch,did=666414.html>, zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- BMWE (2014b) – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014b): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013. Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 22.12.2014.
- BMWE (2014c) – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014c): Größter kommerzieller Batteriespeicher Europas in Betrieb. Online verfügbar unter <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/29/Meldung/groesster-kommerzieller-batteriespeicher-europas-in-betrieb.html>, zuletzt geprüft am 22.12.2014.
- BMWE (2014d) – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014d): Zahlen und Fakten. Energiedaten. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob>, zuletzt geprüft am 29.08.2014.

BMWE (2015a) – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2015a): Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Eckpunktepapier. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/ausschreibungen-foerderung-erneuerbare-energien-anlage,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 22.12.2015.

BMWE (2015b) – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin. Juli 2015.

BMWi und BMU (2010) – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. 28.09.2010.

BMWi und BMU (2012) – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Energiewende auf gutem Weg – Zwischenbilanz und Ausblick. Berlin. Juni 2012.

BNetzA (2011a) – Bundesnetzagentur (2011a): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve. BK6-10-099. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 23.07.2013.

BNetzA (2011b) – Bundesnetzagentur (2011b): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung. BK6-10-097. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 23.07.2013.

BNetzA (2011c) – Bundesnetzagentur (2011c): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung. BK6-10-098. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 23.07.2013.

BNetzA (2012a) – Bundesnetzagentur (2012c): Fortschritt der Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz. Online verfügbar unter http://www.netzausbau.de/cIn_1911/DE/Netzausbau/EnLAG-Monitoring/enlag-monitoring_node.html, zuletzt geprüft am 21.08.2012.

BNetzA (2012b) – Bundesnetzagentur (2012b): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 10.05.2012.

- BNetzA (2014) – Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerksliste. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, zuletzt geprüft am 29.08.2014.
- BNetzA (2016) – Bundesnetzagentur (2016): Leitungsvorhaben. Bonn. Online verfügbar unter: www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html, zuletzt geprüft am 05.06.2016.
- Bodenstab, H. (2014): Deutschlands Pumpspeicherpotenziale sind deutlich größer als bislang gedacht. Düsseldorf. Online verfügbar unter <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Deutschlands-Pumpspeicherpotenziale-deutlich-groesser-bislang-gedacht>, zuletzt geprüft am 21.10.2014.
- bofest consult GmbH (2014): Beitrag von zentralen und dezentralen KWK-Anlagen zur Netzstützung. Untersuchung im Auftrag des Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK). Berlin. Online verfügbar unter http://www.bkww.de/fileadmin/users/bkww/infos/studien/bc_BKWK_Beitrag_von_zentralen_und_dezentralen_KWK-Anlagen_zur_Netzstuetzung_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2014.
- Boiteux (1960) – Boiteux, M. (1960): Peak-Load Pricing. In: The Journal of Business 33. Jahrgang (2), S. 157–179.
- Böttger, Götz und Bruckner (2014) – Böttger, D.; Götz, M.; Bruckner, T. (2014): Negative Sekundärregelleistung durch Power-to-Heat-Anlagen: Mögliche Kosten- und CO₂-Effekte. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jahrgang (4), S. 20–22.
- Brunner (2014) – Brunner, C. (2014): Berücksichtigung von Flexibilität im zukünftigen Strommarktdesign. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64. Jahrgang (4), S. 8–12.
- BSW (2014) – Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2014): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Online verfügbar unter https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2014.
- BSW (2015) – Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2015): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Online verfügbar unter https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2015_6_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf, zuletzt geprüft am 22.12.2015.
- Bucksteeg et al. (2014) – Bucksteeg, M.; Niesen, L.; Himmes, P.; Schober, D.; Weber, C.; Baumgart, B.; Plöger, T.; Willemsen, D.; Nailis, D.; Schuffelen, L.; Bittner, M. (2014): Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien. DESIRE. Essen, Aachen. 24.10.2014.
- Bukold (2015) – Bukold, S. (2015): Gaspreise 2014 & 2015 – Höhere Margen zulasten der Verbraucher. Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.energieverbraucher.de/files_db/1419940840_8026__7.pdf, zuletzt geprüft am 10.09.2015.

Bundeskartellamt (2000): Bundeskartellamt gibt Fusion RWE/VEW mit Auflagen frei. Online verfügbar unter http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/archiv/PressemeldArchiv/2000/2000_07_04.php, zuletzt geprüft am 18.08.2012.

Bundesministerium der Finanzen (2012): Glossar. Online verfügbar unter http://www.bundesfinanzministerium.de/nn_39836/DE/BMF__Startseite/Service/Glossar/M/004__Monopol.html, zuletzt geprüft am 30.03.2012.

Bundesregierung (2012): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Abschaltbare Lasten als möglicher Beitrag der Industrie zur Energiewende (Drucksache 17/10417). Online verfügbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/104/1710417.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2013.

Bundesregierung (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 02.01.2016.

Burger (2014) – Burger, B. (2014): Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 03.04.2014. Online verfügbar unter <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2013.pdf>, zuletzt geprüft am 29.08.2014.

BV Glas (2014a) – Bundesverband Glasindustrie e.V. (2014a): Branchensektoren auf einen Blick. 2010 und 2011. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.bvglas.de/fileadmin/media/Branche/Branchenzahlen_2011/2_Branchensektoren_auf_einen_Blick.pdf, zuletzt geprüft am 25.04.2014.

BV Glas (2014b) – Bundesverband Glasindustrie e.V. (2014b): Deutsche Glasindustrie auf einen Blick. 2011 und 2012. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.bvglas.de/index.php?elD=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1396576293&hash=4636dda2d1b9d53bc3e991cedb2c731ba66d0da8&file=fileadmin/media/Presse/Jahresberichte/Deutsche_Glasindustrie_auf_einen_Blick_2011_2012.pdf, zuletzt geprüft am 25.04.2014.

BWE (2014) – Bundesverband WindEnergie e.V. (2014): Statistiken. Online verfügbar unter <http://www.wind-energie.de/themen/statistiken>, zuletzt geprüft am 01.08.2014.

BWE (2015) – Bundesverband WindEnergie e.V. (2015): Statistiken. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/themen/statistiken>, zuletzt geprüft am 22.12.2015.

Capgemini Consulting (2008): Demand Response: a decisive breakthrough for Europe. How Europe could save Gigawatts, Billions of Euros and Millions of tons of CO₂. Online verfügbar unter https://www.capgemini.com/wp-content/uploads/2017/07/Demand_Response__a_decisive_breakthrough_for_Europe.pdf, zuletzt geprüft am 07.09.2017.

Chao (1983) – Chao, H.-P. (1983): Peak Load Pricing and Capacity Planning with Demand and Supply Uncertainty. In: The Bell Journal of Economics 14 (1), S. 179–190.

- Charles River Associates (2005): Primer on Demand-Side Management. With an emphasis on price-responsive programs. Studie im Auftrag von The World Bank. Online verfügbar unter <http://siteresources.worldbank.org/INTENERGY/Resources/PrimeronDemand-SideManagement.pdf>, zuletzt geprüft am 19.04.2013.
- Christidis und Tsatsaronis (2011) – Christidis, A.; Tsatsaronis, G. (2011): Das ökonomische Potential von Wärmespeichern bei Heizkraftwerken im heutigen Strommarkt. VDI-Berichte 2157. 9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Nürtingen. 22.11.2011.
- Connect Energy Economics GmbH (2014): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Berlin. 02.07.2014.
- Conrad, Schmid und Pellingner (2015) – Conrad, J.; Schmid, T.; Pellingner, C. (2015): Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jahrgang (9), S. 52–54.
- Consentec (2010): Gutachten zum Wert der Abschaltbarkeit der energieintensiven Industrien und zur intensivierten Nutzung der energieintensiven Industrien bei der Ausregelung der Netze. Abschlussbericht im Auftrag der Bundesnetzagentur. Bonn. 2010.
- Consentec (2011): Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Abschlussbericht im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft. Berlin. 05.10.2011.
- Consentec (2012): Weiterentwicklung des Ausgleichsenergie-Preissystems im Rahmen des Verfahrens BK6-12-024 der Bundesnetzagentur. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Aachen. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeiten-Datenbank/BK6-GZ/2012/BK6-12-001bis100/BK6-12-024/BK6-12-024_consentec_Gutachten_2012_10_10.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 10.07.2014.
- Consentec und r2b (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Aachen. 30.06.2010.
- Cramton und Stoft (2006) – Cramton, P.; Stoft, S. (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity. A White Paper for the Electricity Oversight Board. Online verfügbar unter: <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-market-design-for-ressource-adequacy.pdf>, zuletzt geprüft am 20.05.2016.
- Crew, Fernando und Kleindorfer (1995) – Crew, M. A.; Fernando, C. S.; Kleindorfer, P. R. (1995): The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey. In: Journal of Regulatory Economics 8. Jahrgang (3), S. 215–248.
- de Vries (2004) – de Vries, L. J. (2004): Securing the public interest in electricity generation markets. Dissertation. Technische Universität Delft, Delft. 29.06.2004.

DEBRIV (2013) – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V. (2013): Braunkohle in Deutschland 2013. Profil eines Industriezweiges. Online verfügbar unter <http://www.braunkohle.de/pages/layout3sp.php?page=228>, zuletzt geprüft am 30.09.2013.

Demling (2012) – Demling, A. (2012): CO₂-Zertifikate. EU will Klimaabgabe für Flugzeuge aussetzen. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/eu-kommission-setzt-handel-mit-co2-verschmutzungsrechten-aus-a-866745.html>, zuletzt geprüft am 10.05.2016.

Dena (2008) – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Kurzanalyse_KuN-Planung_D_2020_2030_lang.pdf, zuletzt geprüft am 09.03.2013.

Dena (2010) – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Berlin. November 2010.

Dena (2011) – Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2011): Ungeliebt, aber unentbehrlich. Bedarf und Produktion von Mineralöl im künftigen Energiemix. Berlin. September 2011.

Dena (2012a) – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012a): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Berlin. 15.08.2012.

Dena (2012b) – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012b): Handbuch Lastmanagement. Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen. Berlin. 2012.

Dena (2014) – Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2014): dena -Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin. 11.02.2014.

Destatis (2012a) – Destatis Statistisches Bundesamt (2012a): Unternehmensregister 2010. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/UnternehmenHandwerk/Unternehmensregister/Tabellen/UnternehmenBeschaeftigteUmsatzWZ08.html>, zuletzt geprüft am 19.04.2013.

Destatis (2012b) – Destatis Statistisches Bundesamt (2012b): Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe 2010. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabellen/KohleErdgasStrom2010.html?nn=196318>, zuletzt geprüft am 07.05.2012.

Destatis (2013a) – Destatis Statistisches Bundesamt (2013a): Bevölkerungszahlen. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/LangeReihen/Bevoelkerung/1rbev05.html>, zuletzt geprüft am 19.04.2013.

Destatis (2013b) – Destatis Statistisches Bundesamt (2013b): Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes nach ausgewählten Wirtschaftszweigen 2010. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabellen/EnergieverwendungBeschaeftigte10.html>, zuletzt geprüft am 19.04.2013.

Destatis (2013c) – Destatis Statistisches Bundesamt (2013c): Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-/3-/4-Steller). Online verfügbar unter https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=ECCEFAAC6ACBC5B35226C6A76A4C4A7E.tomcat_GO_2_2?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1372412688145&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=42271-0002&auswahltext=&nummer=9&variable=1 &name=WZ08X2&werteabruf=Werteabruf, zuletzt geprüft am 28.06.2013.

Destatis (2013d) – Destatis Statistisches Bundesamt (2013d): Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe 2010. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabellen/KohleErdgasStrom.html>, zuletzt geprüft am 28.06.2013.

Deutsche WindGuard GmbH (2015): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Varel. Online verfügbar unter http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/b6ff13ecabb86fbbdd45851e498d686432a81a2c/Factsheet-Status-Windenergieausbau-an-Land-1.-Halbj.-2015.pdf, zuletzt geprüft am 22.12.2015.

Deutscher Bundestag (2012): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Netznutzungsentgelte für Höchststromverbraucher (Drucksache 17/8659).

Deutscher Bundestag (2013): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Abgeschaffte Strom-Netzentgelte für die Industrie (Drucksache 17/13199).

Deutscher Bundestag (2015): Bericht zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Erforderlichkeit und Eignung abschaltbarer Lasten, um Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Unterrichtung durch die Bundesregierung (Drucksache 18/6096). Online verfügbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/060/1806096.pdf>, zuletzt geprüft am 08.10.2015.

Deutsches Kupferinstitut e. V. (2013): Wirtschaftliche Bedeutung der Kupferindustrie in Deutschland. Online verfügbar unter http://www.kupferinstitut.de/front_frame/frameset.php3?client=1&lang=1&idcat=34&parent=14, zuletzt geprüft am 03.12.2013.

DLR, Fraunhofer IWES und IFNE (2012) – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht.

Stuttgart, Kassel, Teltow. 29.03.2012 Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf.

Dötsch, Kanngießler und Wolf (2009) – Dötsch, C.; Kanngießler, A.; Wolf, D. (2009): Speicherung elektrischer Energie – Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien. In: *uwf Umwelt-WirtschaftsForum* 17. Jahrgang (4), S. 351–360.

DPA (2013): Deutschland hinkt bei Offshore-Windparks hinterher Deutschland hinkt bei Offshore-Windparks hinterher. Hg. v. Frankfurter Allgemeine Zeitung. Online verfügbar unter <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepolitik/energie-wende-deutschland-hinkt-bei-offshore-windparks-hinterher-12041136.html>, zuletzt geprüft am 09.03.2013.

Drake et al. (2013) – Drake, F.-D.; Gatzert, C.; Hauptmeier, E.; Schulte, F.; Zähringer, M. (2013): Sind Speicher wirklich der fehlende Baustein zur Energiewende? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (8), S. 34–38.

DVG (1998) – Deutsche Verbundgesellschaft (1998): *Der GridCode – Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. 1. Auflage. Heidelberg. Juli 1998.

DVG (2000) – Deutsche Verbundgesellschaft (2000): *GridCode 2000 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Heidelberg. 20.04.2000.

e21.newsletter (2015): Biogas macht Kapazitätsmarkt unnötig. e21.newsletter vom 28.01.2015.

ECC (2012): *European Commodity Clearing – one clear connection*. Informationsblatt. Online verfügbar unter http://cdn.eex.com/document/103899/ECC_Imagebroschuere_2012.pdf, zuletzt geprüft am 06.07.2012.

Ecofys (2004): *Analysis of the National Allocation Plans for the EU Emission Trading Scheme*. London. August 2004.

Ecofys (2012a): *Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen – Endbericht. Gutachten im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft*. Berlin. 14.09.2012.

Ecofys (2012b): *Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland - Zwischenbericht. Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes*. Berlin. Juli 2012.

Ecofys und Prognos (2011) – Ecofys Germany GmbH; Prognos AG (2011): *Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien*. BMWi Vorhaben Nr. 50/10. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/potenziale-der-waermepumpe.pdf>, zuletzt geprüft am 19.04.2013.

EDL-G (2010): *Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen. Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G)*. Fundstelle: BGBl. 2010, Teil I, Nr. 55, S. 1483–1488.

EEG (2000): *Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)*. Fundstelle: BGBl. 2000, Teil I, Nr. 13, S. 305–309.

EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Fundstelle: BGBl. 2012, Teil I, Nr. 38, S. 754–764.

EEG (2014): Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Fundstelle: BGBl. 2014, Teil I, Nr. 33, S. 1066–1132.

EEWärmeG (2015): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz). EEWärmeG. Fundstelle: BGBl. 2008, Teil I, Nr. 36, S. 1658–1665, zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 BGBl. 2015, Teil I, Nr. 40, S. 1722–1735 geändert.

EEX (2012): Marktpreise. Online verfügbar unter <http://www.eex.com/de/Downloads>, zuletzt geprüft am 10.10.2012.

EEX (2015): Produktion des Vortages. Online verfügbar unter <http://www.eex-transparency.com/startseite/strom/deutschland/produktion/nutzung/produktion-des-vortages-/produktion-des-vortages-tabelle->, zuletzt geprüft am 22.12.2015.

Einhellig und Eisfelder (2012) – Einhellig, L.; Eisfelder, A. (2012): Stromspeicher als intelligente Lösung für den deutschen Markt? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62. Jahrgang (7), S. 74–77.

Elsen, Körber und Kulik (2013) – Elsen, R.; Körber, T.; Kulik, L. (2013): Moderne Braunkohlenkraftwerke – ein flexibler Baustein für die Energiewende. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63. Jahrgang (1/2), S. 68–72.

EnBW (2014) – EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2014): Preisbestandteile. Gesamtübersicht für das Jahr 2014. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/media/industriekunden/docs/strom/b2b/uebersicht-ueber-die-preisbestandteile.pdf>, zuletzt geprüft am 22.12.2014.

energate messenger (2015): Preisspitzen bis 15.000 Euro zulassen. Essen. Online verfügbar unter <http://www.energate-messenger.de/news/151076>, zuletzt geprüft am 13.03.2015.

energate messenger (2016): Wirtschaftsministerium senkt Hürden bei abschaltbaren Lasten. Essen. Online verfügbar unter <http://www.energate-messenger.de/news/161368/Wirtschaftsministerium-senkt-HFCrden-bei-abschaltbaren-Lasten>, zuletzt geprüft am 30.03.2016.

Energieeffizienzrichtlinie (2015): Gesetz zur Teilumsetzung der Energieeffizienzrichtlinie und zur Verschiebung des Außerkrafttretens des § 47g Absatz 2 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen. Fundstelle: BGBl. 2015, Teil I, Nr. 15, S. 578–582.

EnergieStG (2009): Energiesteuergesetz. Energiesteuergesetz (EnergieStG). Fundstelle: BGBl. 2009, Teil I, Nr. 43, S. 1979.

Energiequelle GmbH (2014): New energy battery storage system to be installed. Online verfügbar unter <http://www.energiequelle.de/index.php/en/home/51-neuigkeiten-en/299-new-energy-battery-storage-system-to-be-installed-pilot-project-is-a-milestone-and-a-research-project>, zuletzt geprüft am 07.09.2014.

Enertrag AG (2014): Das Hybridkraftwerk. Dauerthal. Online verfügbar unter <https://www.enertrag.com/projektentwicklung/hybridkraftwerk.html>, zuletzt geprüft am 01.08.2014.

EnEV (2009): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. Energieeinsparverordnung (EnEV). Fundstelle: BGBl. 2009, Teil I, Nr. 23, S. 954–989.

Entso-e (2012): Zeitreihen zur historischen Last in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/>, zuletzt geprüft am 10.10.2012.

Entso-e (2013): Production, Consumption, Exchange Package 2013. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package>, zuletzt geprüft am 01.08.2014.

EnWG (1935): Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Fundstelle: RGBl. 1935, Teil I, Nr. 139, S. 1451–1455.

EnWG (1998): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Fundstelle: BGBl. 1998, Teil I, Nr. 23, S. 730–736.

EnWG (2005): Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Fundstelle: BGBl. 2005, Teil I, Nr. 42, S. 1970–2018.

EnWG (2012): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Fundstelle: BGBl. 2012, Teil I, Nr. 61, S. 2730–2744.

EPEX SPOT SE (2011): EPEX Spot Training. Foliensatz in der Version vom 03.01.2011. Hamburg, 13.12.2011.

EPEX SPOT SE (2013): EPEX SPOT Handelsbedingungen. Regeln und Regelungen. Paris.

EPEX SPOT SE (2015a): 15 Minuten-Intraday-Auktion mit Lieferung in den deutschen Regelzonen. Paris. Online verfügbar unter <http://www.epexspot.com/de/produkte/intradayauction/deutschland>, zuletzt geprüft am 28.03.2015.

EPEX SPOT SE (2015b): Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen. Paris. Online verfügbar unter <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>, zuletzt geprüft am 28.03.2015.

EPEX SPOT SE (2016): EPEX SPOT Handelsbedingungen vom 19.08.2016. Online verfügbar unter <http://www.epexspot.com/de/extras/download-center>, zuletzt geprüft am 02.11.2016.

Erdmann und Dittmar (2010) – Erdmann, G.; Dittmar, L. (2010): Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Berlin. März 2010.

- Ernst & Young GmbH (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Endbericht zur Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html>, zuletzt geprüft am 23.08.2013.
- ETG (2008) – Energietechnische Gesellschaft im VDE (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik und Handlungsbedarf. Frankfurt am Main. 01.12.2008.
- ETG (2015) – Energietechnische Gesellschaft im VDE (2015): Potenziale für Strom im Wärme- markt bis 2050. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Frankfurt am Main. Juni 2015.
- Eurochlor (2013): Chlorine Industry Review 2012-2013. Towards a new European Industrial Policy for more Competitiveness. Brüssel. 2013.
- Europäische Gemeinschaften (2009): EU-Maßnahmen gegen den Klimawandel – Das Emissions- handelssystem der EU. Ausgabe 2009. Luxemburg. 2009.
- Europäische Kommission (2001): First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market. Commission Staff Working Paper. SEC (2001) 1957. Brüssel. 03.12.2001.
- Europäische Kommission (2012): Leitlinien für bestimmte Beihilfemassnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012. C(2012) 3230 final. Straßburg.
- Europäisches Parlament (2011): Funktionsweise des EHS und der flexiblen Mechanismen. Themenpapier. Brüssel.
- Europäisches Parlament und Rat (1996): Richtlinie betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. 96/92/EG. Fundstelle: ABl. L 027.
- Europäisches Parlament und Rat (2003a): Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. 2003/87/EG. Fundstelle: ABl. L 275.
- Europäisches Parlament und Rat (2003b): Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. 2003/54/EG. Fundstelle: ABl. L 176.
- Europäisches Parlament und Rat (2006): Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. 2006/32/EG. Fundstelle: ABl. L 114/64.
- Europäisches Parlament und Rat (2012): Richtlinie zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG. 2012/27/EU. Fundstelle: Abl. L 315/1.

Ewen (2009) – Ewen, C. (2009): Rahmenbedingungen für den Strombezug für stromintensive Unternehmen in Deutschland. Online verfügbar unter http://www.energiedialog.nl/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=22&Itemid=60, zuletzt geprüft am 05.01.2014.

EWI (2012) – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Marktdesign. Studie im Auftrag für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Köln.

Fakultät für Ingenieurwissenschaften (2011): Verfahrenstechnik. Duisburg, Essen. Online verfügbar unter <https://www.uni-due.de/imperia/md/content/verfahrenstechnik/et52010.pdf>, zuletzt geprüft am 21.10.2014.

Faulstich et al. (2008) – Faulstich, S.; Durstewitz, M.; Hahn, B.; Knorr, K.; Rohrig, K. (2008): Windenergie Report Deutschland 2008. Kassel. 2008.

FfE (2010) – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2010): Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland. München. 2010.

FfE (2014) – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2014): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. München. 2014.

Fleiter (2013) – Fleiter, T. (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart.

Flörcken und Täumel (2013) – Flörcken, O. D.; Täumel, N. (2013): 100 Tage abschaltbare Lasten – erste Erfahrungen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jahrgang (11), S. 38–40.

FNN (2009) – Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) (2009): TransmissionCode 2007. Anhang D2 Teil 1 - Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB. Berlin. 2009.

Focken (2003) – Focken, U. (2003): Leistungsvorhersage räumlich verteilter Windkraftanlagen unter besonderer Berücksichtigung der thermischen Schichtung der Atmosphäre. Düsseldorf. 2003.

Fraunhofer ISE (2015) – Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2015): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, zuletzt geprüft am 22.12.2015.

Fraunhofer ISI und KIT (2013) – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Karlsruher Institut für Technologie (KIT) (2013): Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen. Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland. Online verfügbar unter http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Energiewende/isi_kit_2013_perspektiven_zur_aktuellen_kapazitaetsmarktdiskussion_in_Deutschland_bf.pdf, zuletzt geprüft am 07.04.2013.

Fraunhofer IWES (2011) – Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Kassel. 2011.

Fraunhofer IWES (2013) Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2013): Regelenergie durch Windkraftanlagen. Online verfügbar unter <http://www.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/regelenergie-durch-windkraftanlagen.html>, zuletzt geprüft am 18.03.2013.

Fraunhofer IWES (2014) – Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2014): Windenergie Report Deutschland 2013. Kassel. Online verfügbar unter http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windenergie_Report_Deutschland_2013.pdf, zuletzt geprüft am 29.08.2014.

Fraunhofer IWES und IAEW (2014) – Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) (2014): Roadmap Speicher – Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014. Kassel. Online verfügbar unter http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-et al_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 05.06.2016.

Fritsche und Rausch (2008) – Fritsche, W. R.; Rausch, L. (2008): Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme. Berlin. Online verfügbar unter <http://opus.kobv.de/zlb/volltexte/2008/6405/pdf/3476.pdf>, zuletzt geprüft am 21.10.2014.

Frontier Economics (2008): Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen. Foliensatz einer Studie im Auftrag der RWE AG. London, 04.07.2008. Online verfügbar unter http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/PRS-Frontier-RWE_VOLL%20Study_18082008-stc.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2013.

Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014) – Frontier Economics; Formaet Services GmbH (2014): Strommarkt in Deutschland. Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? London. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 29.08.2014.

Gasch und Bade (2007) – Gasch, R.; Bade, P. (2007): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 5. Auflage. Wiesbaden. 2007.

Gatzen und Riechmann (2011) – Gatzen, C.; Riechmann, C. (2011): Stationäre Stromspeicher - zukünftiger Nischenmarkt oder Milliardengeschäft? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jahrgang (3), S. 20–23.

Gawel, Korte und Tews (2016) – Gawel, E.; Korte, K.; Tews, K. (2016): Thesen zur Sozialverträglichkeit der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG – eine kritische Analyse. In: Sozialer Fortschritt (3), S. 51–60.

Gellings und Smith (1989) – Gellings, C. W.; Smith, W. M. (1989): Integrating Demand-Side Management into Utility Planning. In: Proceedings of the IEEE 77. Jahrgang (6), S. 908–918.

Geyler und Caselitz (2009) – Geyler, M.; Caselitz, P. (2009): Regelung von drehzahlvariablen Windenergieanlagen. In: at - Automatisierungstechnik 56. Jahrgang (12), S. 614–626.

Giebel und Kariniotakis (2007) – Giebel, G.; Kariniotakis, G. (2007): Best Practice in Short-Term Forecasting. A Users Guide. 2007 Online verfügbar unter http://hal-enscm.archives-ouvertes.fr/docs/00/52/59/31/PDF/EWEC2007_-_giebel.pdf, zuletzt geprüft am 09.03.13.

Gölz et al. (2012) – Gölz, S.; Götz, K.; Klobasa, M.; Schleich, J.; Sunderer, G. (2012): Führt Verbrauchsfeedback zu Stromeinsparungen? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jahrgang (8), S. 32–35.

Görke (2012) – Görke, J. (2012): Energiewende in Deutschland – Herausforderungen für Netzführung und Betrieb. TenneT BKV-Forum. TenneT TSO GmbH. Nürnberg, 13.06.2012.

Götz et al. (2014) – Götz, P.; Henkel, J.; Lenck, T.; Lenz, K. (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen - und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Berlin. 2014.

Gottstein und Skillings (2012) – Gottstein, M.; Skillings, S. (2012): Über Kapazitätsmärkte hinausdenken: Flexibilität als Kernelement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jahrgang (11), S. 18–25.

Greenpeace e. V. (2015): Vattenfalls Chance. Eine Zukunft für die Lausitz ohne Braunkohle. Hamburg. Online verfügbar unter <http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/vattenfalls-chance-roadmap-150424.pdf>, zuletzt geprüft am 30.04.2015.

Grömling (2011) – Grömling, M. (2011): Volkswirtschaftliches Porträt der deutschen Baustoffindustrie. Hg. v. Bundesverband Baustoffe – Steine und Erden e. V. Online verfügbar unter http://www.baustoffindustrie.de/root/img/pool/downloads_2011/branchenportrait_2011.pdf, zuletzt geprüft am 25.06.2013.

Groscurth und Bode (2012) – Groscurth, H.-M.; Bode, S. (2012): Zielkonflikte in der Stromerzeugung im Kontext der Energiewende. Discussion Paper (7). Hamburg. Online verfügbar unter http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_7_-_Zielkonflikte.pdf, zuletzt geprüft am 09.03.2013.

Grünwald et al. (2012) – Grünwald, R.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Winkler, J. (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Arbeitsbericht Nr. 147. Hg. v. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Online verfügbar unter <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/untersuchungen/u140.html>, zuletzt geprüft am 07.04.2013.

- Gunkel und Möst (2015) – Gunkel, D.; Möst, D. (2015): Netzausbauplanung unter Beachtung von dezentralen Speichersystemen in Deutschland im Jahr 2030. Beitrag zur 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT. Wien. 2015.
- Gust (2013) – Gust, S. (2013): Mit Elektro-Erhitzer am Regelenergiemarkt. In: ZfK - Zeitung für kommunale Wirtschaft 2013, 28.10.2013. Online verfügbar unter <http://www.zfk.de/newsticker/artikel/mit-elektro-erhitzer-am-regelenergiemarkt.html>, zuletzt geprüft am 22.12.2014.
- Hasche (2007) – Hasche, B. (2007): Analyse von Prognosen der Windgeschwindigkeit und Windstromeinspeisung. Teilbericht zu AP 1.5 im Projekt NetMod. Stuttgart. 2007.
- Hau (2008) – Hau, E. (2008): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 4. Auflage. Berlin, Heidelberg. 2008.
- Hauck (2011) – Hauck, H. (2011): Voraussetzungen & Rahmenbedingungen zur erfolgreichen Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie. IHK Siegen. Vortrag Heribert Hauck. Siegen, 2011. Online verfügbar unter http://www.ihk-siegen.de/fileadmin/Geschaeftsfelder/Innovation_und_Umwelt/Energie/Branchenforum_Hauck_TRIMET_Praesentation_16.02.2011.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2014.
- Haverkamp (2009) – Haverkamp, V. (2009): Prädiktive dynamische Lastkontrolle für ein Elektrostahlwerk. Dissertation. Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Hamburg. Fakultät für Maschinenbau. 2009.
- Hensing, Pfaffenberger und Ströbele (1998) – Hensing, I.; Pfaffenberger, W.; Ströbele, W. (1998): Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik. 1. Auflage. München, Wien. 1998.
- Heier (2007) – Heier, S. (2007): Nutzung der Windenergie. 5. Auflage. Karlsruhe. 2007.
- Heier (2009) – Heier, S. (2009): Windkraftanlagen. Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. 5. Auflage. Wiesbaden. 2009.
- Herrmann und Dittert (2014) – Herrmann, S.; Dittert, F. (2014): 2 MW-Stromspeicher soll Regelenergie erbringen. Berlin. Online verfügbar unter <http://corporate.vattenfall.de/newsroom/presse-meldungen/2014/erstes-solarkraftwerk-europas-erbringt-regelenergie/>, zuletzt geprüft am 13.12.2014.
- Heuterkes und Janssen (2008) – Heuterkes, M.; Janssen, M. (2008): Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland. Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster Nr. 29. Münster. 2008.
- Hirst (2000) – Hirst, E. (2000): Maximizing Generator Profits across Energy and Ancillary-Services Markets. In: The Electricity Journal 13. Jahrgang (5), S. 61–69.
- Hirth (2015) – Hirth, L. (2015): Minimal Thermal Generation in Power Systems-Infering Private Cost Parameters from Observed Firm Behavior. Berlin. 2015.

Horlacher (2003) – Horlacher, H.-B. (2003): Globale Potenziale der Wasserkraft. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit". Berlin, Heidelberg. 2003.

Hundt et al. (2010) – Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Brand, H.; Voß, A. (2010): Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag der E.ON Energie AG. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 14.04.2013.

Hull (2009) – Hull, J. C. (2009): Options, Futures und other Derivatives. 7. Auflage. New Jersey. 2009.

Icha (2014) – Icha, P. (2014): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 10.09.2015.

Ifeu, GEF und AGFW (2013) – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu); GEF Ingenieur AG (GEF); AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energien. Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main. Online verfügbar unter https://www.ifeu.de/energie/pdf/TRAFO_final_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 22.12.2014.

IER (2014) – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (2014): Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/evaluation-ausgewaehlter-massnahmen-zur-energiewende-langfassung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 25.01.2015.

Izesg (2012) – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft; Institut für ZukunftsEnergieSysteme (izesg) GmbH (2012): Strom- und Energiekosten der Industrie. Pauschale Vergünstigungen auf dem Prüfstand. Kurzstudie von Swantje Kuchler und Juri Horst im Auftrag von Greenpeace e. V. Berlin.

Jarass, Obermair und Voigt (2009) – Jarass, L.; Obermair, G. M.; Voigt, W. (2009): Windenergie. Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2. Auflage. Berlin, Heidelberg. 2009. Online verfügbar unter <http://www.gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=450706>.

Jolly (2012a) – Jolly, C. (2012a): Stadtwerke heizen bald mit Gratis-Strom. In: Flensburger Tageblatt 2012, 28.01.2012. Online verfügbar unter <http://www.shz.de/lokales/flensburger-tageblatt/stadtwerke-heizen-bald-mit-gratis-strom-id107719.html>, zuletzt geprüft am 22.12.2014.

- Jolly (2012b) – Jolly, C. (2012b): Stadtwerke heizen bald mit Gratis-Strom. Online verfügbar unter <http://www.shz.de/lokales/flensburger-tageblatt/stadtwerke-heizen-bald-mit-gratis-strom-id107719.html>, zuletzt geprüft am 03.12.2013.
- Jopp (2013) – Jopp, K. (2013): Stahlindustrie arbeitet weiter an Effizienzsteigerungen. In: Stahl und Eisen 133. Jahrgang (9), S. 68–70.
- Joskow (2006) – Joskow, P. (2006): Competitive Electricity Markets and Investing in new Generating Capacity. Working Paper WP 06-009. Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR). Cambridge, USA. April 2009.
- Just (2010) – Just, S. (2010): Appropriate Contract Duration in the German Markets for On-line Reserve Capacity. EWL Working Paper No. 2/10. Chair for Management Sciences and Energy Economics, University of Duisburg-Essen. Essen. 2010.
- Just und Weber (2008) – Just, S.; Weber, C. (2008): Pricing of reserves: Valuing system reserve capacity against spot prices in electricity markets. In: Energy Economics 30. Jahrgang, S. 3198–3221.
- Kail, Spahn und Grupczynski (2010) – Kail, C.; Spahn, K.; Grupczynski, M. (2010): Die Brennstoff-Frage. In: BWK - Das Energie-Fachmagazin 62. Jahrgang (1/2), S. 12.
- Kail und Haberberger (2001) – Kail, C.; Haberberger, G. (2001): Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. Erlangen. Online verfügbar unter http://www4.fh-swf.de/media/downloads/fbma/download_7/professorinnen/kail_1/veroeffentlichungen/vdi-1594.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2014.
- Kallrath (2013) – Kallrath, J. (2013): Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis. 2. Auflage. Wiesbaden. 2013.
- Kammer et al. (2015) – Kammer, A.; Zurmühle, D.; Salzmann, M.; Baumgartner, R.; Mignone, D. (2015): Die Schweiz als "Batterie Europas" – Utopie oder Realität. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jahrgang (4), S. 54–58.
- Kemfert und Traber (2011) – Kemfert, C.; Traber, T. (2011): Atom-Moratorium: Keine Stromausfälle zu befürchten. In: DIW Monatsbericht (20), S. 3–6.
- Kirsch und Singh (1995) – Kirsch, L. D.; Singh, H. (1995): Pricing Ancillary Electric Power Services. In: The Electricity Journal 8. Jahrgang (8), S. 28–36.
- Klobasa (2007) – Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. ETH Zürich, Zürich. 2007.
- Koch, Fuss, Grosjean und Edenhofer (2014) – Koch, N.; Fuss, S.; Grosjean, G.; Edenhofer, O. (2014): Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? – New evidence. In: Energy Policy 73. Jahrgang, S. 676–685.

Konstantin (2013) – Konstantin, P. (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Auflage. Berlin, Heidelberg. 2013.

Krämer (2002) – Krämer, M. (2002): Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie. Dissertation. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg. 2002.

Krey (2006) – Krey, V. (2006): Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. Dissertation. Ruhr-Universität Bochum, Bochum. Fakultät für Maschinenbau. 2006.

Krisp (2007) – Krisp, A. (2007): Der deutsche Strommarkt in Europa – zwischen Wettbewerb und Klimaschutz. Dissertation. Justus-Liebig-Universität Gießen, Gießen. Fachbereich Sozial- und Kulturwissenschaften. 2007.

Krüger (2014) – Krüger, T. (2014): €/US\$-Referenzkurse der Europäischen Zentralbank (EZB). Online verfügbar unter http://www.wifikon.de/?article_id=69, zuletzt geprüft am 25.04.2014.

Krzikalla, Achner und Brühl (2013) – Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V. Berlin. 2013.

KWKG (2000): Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Fundstelle: BGBl. 2000, Teil I., Nr. 22, S. 703–704.

KWKG (2002): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Fundstelle: BGBl. 2002. Teil I., Nr. 19, S. 1092–1096.

KWKG (2012): Gesetz zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Fundstelle: BGBl. 2012 Teil I, Nr. 33, S. 1494–1500.

Lambertz et al. (2012) – Lambertz, J.; Schiffer, H.-W; Serdarusic, I.; Voß, H. (2012): Flexibilität von Kohle- und Gaskraftwerken zum Ausgleich von Nachfrage- und Einspeiseschwankungen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jahrgang (7), S. 16–20.

Lamprecht (2013) – Lamprecht, F. (2013): „E-Energy“ – das Internet der Energie funktioniert. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jahrgang (3), S. 20–23.

Lange (2003) – Lange, M. (2003): Analysis of the uncertainty of wind power predictions. Dissertation. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg. Fakultät Mathematik und Naturwissenschaften. 2003.

Langrock et al. (2015) – Langrock, T.; Baumgart, B.; Achner, S.; Michels, A.; Otto, A.; Jungbluth, C.; Marambio, C.; Weinhard, P. (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Forschungskennzahl 3711 97 102. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. 2015.

- Leprich (2011) – Leprich, U. (2011): Systemtransformation statt Systemintegration: auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Marktdesign. In: D. Schütz und B. Klusmann (Hg.): Die Zukunft des Strommarktes – Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien. Bochum, S. 11–36.
- Leuthold (2014) – Leuthold, M. (2014): Stromspeicher und ihre Anwendungen im Überblick. 4. Fachkonferenz Energie- und Wärmespeicher - Potenziale, Grenzen und Erfahrungen. Köln, 24.06.2014.
- Linde AG (2013): Luftzerlegung. Das Linde-Verfahren. Online verfügbar unter http://www.linde-gase.de/produkte/down/26204_Luftzerleger.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2013.
- Lorenz et al. (2007) – Lorenz, E.; Hurka, J.; Heinemann, D.; Beyer, H. G. (2007): Solarleistungsvorhersage für die Netzintegration von verteilten Photovoltaikanlagen. Online verfügbar unter http://archive.iea-shc.org/publications/downloads/lorenz_dach_2007.pdf, zuletzt geprüft am 09.03.2013.
- Martin Brückner Infosource GmbH & Co. KG (2015): Stromnetz meistert Stresstest der Sonnenfinsternis. Montag, 23. März 2015. In: TRADENEWS ENERGY Jahrgang 2015 (57), S. 3.
- Matthes (2011) – Matthes, F. C. (2011): Kapazitätsmechanismen – Neue Herausforderungen und internationale Erfahrungen. In: Bundesverband Neuer Energieanbieter (Hg.): bne Kompass Erzeugung – Welches Marktdesign braucht die Energiewende? Berlin, S. 16–17.
- Maurer, Tersteegen und Jasper (2012) – Maurer, C.; Tersteegen, B.; Jasper, J. (2012): Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa: Wann gibt es wirklich einen Bedarf? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jahrgang (3), S. 32–37.
- Meibom et al. (2006) – Meibom, P.; Larsen, H.; Barth, R.; Brand, H.; Weber, C.; Voll, O. (2006): Wilmar Joint Market Model Documentation. Wilmar Deliverable D6.2 (b). Roskilde. 2006.
- Meyer (2013) – Meyer, J. (2013): Energieeffizienz-Potentiale und Umsetzungshemmnisse im Bereich Industrie. Dialogforum Energieeffizienz. Berlin, 07.06.2013. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/presentation-energieeffizienz-potentiale-und-umsetzungshemmnisse-im-bereich-industrie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 03.12.2013.
- Miller (2014) – Miller, J. (2014): Energiewende braucht Wärmenetze. In: Energie&Management Jahrgang 2014 (15/16), S. 19.
- Moll (2013) – Moll, K. (2013): Aluhütten können Stromspeicherkapazität um ein Drittel erhöhen. Hg. v. DowJones TradeNews Energy Jahrgang 2013 (43).
- Müsgens und Peek (2011) – Müsgens, F.; Peek, M. (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. In: Zeitschrift für Neues Energierecht Jahrgang 2011 (6), S. 576–583.

MWV (2013) – Mineralölwirtschaftsverband e. V. (2013): Raffinerien in Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.mwv.de/index.php/ueberuns/raffinerien>, zuletzt geprüft am 18.06.2013.

o. A. (2013): Fachgespräch vom 01.10.2013 mit einem Mitarbeiter der Trianel GmbH.

Ökoinstitut (2014) – Ökoinstitut e. V. (2014): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014). Berlin.

Oertel (2008) – Oertel, D. (2008): Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring "Nachhaltige Energieversorgung". Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Arbeitsbericht 123. Berlin. Februar 2008.

OhmEx (2013) – OhmEx Industrielle Elektrowärme GmbH (2013): Elektrische Prozessheizungen und Schaltanlagen. Großwallstadt. 2013. Online verfügbar unter <http://www.ohmex.de/datenblatt/engineering-broschuere.pdf>, zuletzt geprüft am 03.12.2013.

Oren (2003) – Oren, S. S. (2003): Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets. Berkeley. 2003. Online verfügbar unter <http://www.ieor.berkeley.edu/~oren/workingp/adequacy.pdf>, zuletzt geprüft am 11.03.2014.

Ortner und Graf (2013) – Ortner, A.; Graf, C. (2013): Multi-market unit-commitment and capacity reserve prices in systems with a large share of hydro power: a case study. Conference Paper, 10th International Conference on the European Energy Market. Stockholm. 2013.

Palensky und Dietrich (2011) – Palensky, P.; Dietrich, D. (2011): Demand Side Management. Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. IEEE Transactions on Industrial Informatics 7. Jahrgang (3), S. 381–388. 27.06.2011.

Pfaffel et al. (2012) – Pfaffel, S.; Berkhout, V.; Faulstich, S.; Kühn, P.; Linke, K.; Lyding, P.; Rothekegel, R. (2012): Windenergie Report Deutschland 2011. Kassel. 2012.

PG Fahrplanmanagement (2010): Fahrplananmeldung in Deutschland mit Hilfe des entso-e Scheduling System (ESS). Version 2 Release 1. Online verfügbar unter http://www.50hertz.com/de/file/ESS_Vorgaben_in_Deutschland_v2r1_20101201-1025.pdf, zuletzt geprüft am 16.07.2012.

Plattform EE (2012) – Plattform Erneuerbare Energien AG Interaktion (2012): Anhang: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen. Stand: 15.10.12. Online verfügbar unter http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Unterseiten/Themen/Klima_Energie/Erneuerbare_Energien/Plattform_Erneuerbare_Energien/121015_UEbersicht_Potenziale_und_Hemmnisse_der_Flexibilitaetsoptionen-bf.pdf, zuletzt geprüft am 07.04.2013.

Plattform Strommarkt (2014) – Plattform Strommarkt AG 1 - Versorgungssicherheit, Marktdesign (2014): 2. Sitzung am 16. Juli 2014. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/plattform-strommarkt-einleitungspraesentation-2-sitzung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 13.12.2014.

Porst (2011) – Porst, R. (2011): Fragebogen. Ein Arbeitsbuch. 3. Auflage. Wiesbaden. 2011.

- Prognos AG (2011a): Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Berlin, Basel. 2011.
- Prognos AG (2011b): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des AGFW. Berlin. 2011.
- Prognos AG (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin und des AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt a. M. Berlin. 2013.
- Quaschnig, (2015) – Quaschnig, V. (2015): Statistiken. Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter <http://volker-quaschnig.de/datserv/pv-deu/index.php>, zuletzt geprüft am 22.12.2015.
- Reinders et al. (2011) – Reinders, H.; Ditton, H.; Gräsel, C.; Gniewosz, B. (2011): Empirische Bildungsforschung. Strukturen und Methoden. 1. Auflage. Wiesbaden. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-531-93015-2>.
- RWI (2011) – Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2011): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft. Monitoringbericht 2010. Essen. 2011.
- Ringelband et al. (2012) – Ringelband, T.; Awater P.; Schäfer, S.; Moser, A. (2012): Gesicherte Leistung des deutschen Stromerzeugungssystems – Quantifizierung der Versorgungssicherheit. In: ew – das magazin für die energiewirtschaft 111. Jahrgang (1-2), S. 32–37.
- Ritzau (2012) – Ritzau, M. (2012): Flexibilität 8 „stromgeführte KWK“ und Flexibilität 9/14 „stromgeführte Fahrweise Biomasse“. 3. Sitzung der AG Interaktion der PEE im Bundesumweltministerium. Berlin. 2012.
- Roider (2015) – Roider, H. (2015): Müller bezeichnet „Klimabeitrag“ als Strafzahlung. Hg. v. E&M powernews. Online verfügbar unter http://www.energie-und-management.de/?id=84&no_cache=1&terminID=109423, zuletzt geprüft am 30.04.2015.
- Sauer (2006) – Sauer, D. U. (2006): Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: Solarzeitalter Jahrgang 2006 (4), S. 12–34.
- Schill, Diekmann und Zerrahn (2015) – Schill, W.-P.; Diekmann, J.; Zerrahn, A. (2015): Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende. In: DIW Wochenbericht Jahrgang 2015 (10), S. 195–204.
- Schmelter und Focken (2011) – Schmelter, J.; Focken, U. (2011): Operationelle Erfahrungen mit kombinierten Solarleistungsvorhersagen für deutsche ÜNBs und VNBs. Berlin. 2011.
- Schultz (2014) – Schultz, S. (2014): Energiewende: Fabriken werden wetterfähig. Hg. v. Spiegel Online. Hamburg. 2014. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/reportage-lastverschiebung-in-einer-siliziumfabrik-a-960881.html>, zuletzt geprüft am 24.09.2015.

Schulz (2006) – Schulz, D. (2006): Integration von Windkraftanlagen in Energieversorgungsnetze. Stand der Technik und Perspektiven für die dezentrale Stromerzeugung. Habilitation. Technische Universität Berlin, Berlin. 03.03.2006.

Schulz und Brandstätter (2013) – Schulz, W.; Brandstätter, C. (2013): Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Bochum. 2013.

Sensfuß (2011) – Sensfuß, F. (2011): Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien – Update für das Jahr 2010. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47928.php, zuletzt geprüft am 08.10.2012.

Sensfuß und Ragwitz (2007) – Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Karlsruhe.

Siebdruck-Partner (2014): Glasherstellung. Wiesloch. Online verfügbar unter <http://www.knowhowzentrum-siebdruck.de/inc/file.inc.php?id=28>, zuletzt geprüft am 25.04.2014.

Silbernagl, Huber und Brandenburg (2014) – Silbernagl, M.; Huber, M.; Brandenburg, R. (2014): Improving Accuracy and Efficiency of Start-up Cost Formulations in MIP Unit Commitment by Modeling Power Plant Temperatures. Online verfügbar unter <http://xxx.tau.ac.il/pdf/1408.2644.pdf>, zuletzt geprüft am 21.10.2014.

SMA Solar Technology (2012): PV-Netzintegration. Hintergründe, Anforderungen und SMA Lösungen. 4. Auflage. Niestetal. April 2012. Online verfügbar unter <http://files.sma.de/dl/10040/PV-Netzint-ADE123016w.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2013.

Spiecker, Vogel und Weber (2013) – Spiecker, S.; Vogel, P.; Weber, C. (2013): Evaluating interconnector investments in the north European electricity system considering fluctuating wind power penetration. In: Energy Economics 37. Jahrgang, S. 114–127.

Stadler (2005) – Stadler, I. (2005): Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation. Universität Kassel, Kassel. 2005.

Stahl-Informations-Zentrum (2009): Wege zum Stahl. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.stahl-info.de/schriftenverzeichnis/pdfs/D519_Schaubild_Wege_zum_Stahl.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2014.

Steffen und Weber (2013) – Steffen, B.; Weber, C. (2013): Efficient storage capacity in power systems with thermal and renewable generation. In: Energy Economics 36. Jahrgang, S. 556–567.

Steiner (1957) – Steiner, P. O. (1957): Peak Loads and Efficient Pricing. In: The Quarterly Journal of Economics 71. Jahrgang (4), S. 585–610.

Stenzel, Bongartz und Fleer (2013) – Stenzel, P.; Bongartz, R.; Fleer, J. (2013): Energiespeicher. In: BWK – Das Energie-Fachmagazin 65. Jahrgang (4), S. 58–69.

- Sterner et al. (2011) – Sterner, M.; Jentsch, M.; Trost, T.; Specht, M. (2011): Ökostrom als Erdgas speichern – Power-to-Gas. Fachtagung ABGnova. Frankfurt am Main, 04.05.2011. Online verfügbar unter http://www.abgnova.de/pdf/2011-05-04_IWES-Dr.-Ing.-Michael-Sterner.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2013.
- Steurer et al. (2014) – Steurer, M.; Sun, N.; Fahl, U.; Voß, A. (2014): Lastverschiebung in der Industrie – Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland. Beitrag zu Proceedings. 13. Symposium Energieinnovation. Graz (Austria). 12.-14.2.2014.
- Steurer et al. (2015) – Steurer, M.; Miller, M.; Fahl, U.; Hufendiek, K. (2015): Enabling demand side integration – assessment of appropriate information and communication technology infrastructures, their costs and possible impacts on the electricity system. Beitrag zu Proceedings. SMARTER EUROPE E-world energy & water 2015. Essen. 2015.
- Steurer et al. (2016) – Steurer, M.; Klemp, N.; Hufendiek, K.; Baumgart, B.; Steinhausen, B. (2016): Siebzig Prozent der deutschen Industriestandorte verschenken ihr Laststeuerungspotenzial. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66. Jahrgang (1/2), S. 83–87.
- Stoft (2002) – Stoft, S. (2002): Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Hoboken, USA. 2002.
- Stoller (2013) – Stoller, D. (2013): Probleme mit der Energiewende – Energiewirtschaft will fossile Kraftwerke vom Netz nehmen. Online verfügbar unter <http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Energiewirtschaft-fossile-Kraftwerke-Netz-nehmen>, zuletzt geprüft am 23.08.2013.
- Strauß et al. (2011) – Engel, B. (2011): Netzintegration von Photovoltaikanlagen: Anforderungen an Stromrichter bei hohem PV-Anteil im Insel- und Verbundnetz. In: 16. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik Netzintegration erneuerbarer Energien, S. 79–86. Kassel. 06.-07.10.2011.
- StromEinspG (1990): Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz. Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG). Fundstelle: BGBl. 1990, Teil I, Nr. 67, S. 2633–2634.
- StromNEV (2011): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Fundstelle: BGBl. 2005, Teil I, Nr. 46, S. 2225–2242, zuletzt durch das Gesetz vom 28. Juli 2011 BGBl. 2011, Teil I, Nr. 43, S. 1690–1701 geändert.
- StromNEV (2013): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Fundstelle: BGBl. 2005, Teil I, Nr. 46, S. 2225–2242, zuletzt durch das Gesetz vom 14. August 2013 BGBl. 2013, Teil I, Nr. 50, S. 3250–3258 geändert.
- StromNZV (2012): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). Fundstelle: BGBl. 2012, Teil I, Nr. 46, S. 2243–2251, zuletzt durch das Gesetz vom 30. April 2012 BGBl. 2012, Teil I, Nr. 19, S. 1002-1005 geändert.

StromStG (2011): Stromsteuergesetz. Stromsteuergesetz (StromStG). Fundstelle: BGBl. 1999, Teil I, Nr. 14, S. 378–380, zuletzt durch das Gesetz vom 01. März 2011 BGBl. 2011, Teil I, Nr. 8, S. 282-287 geändert.

Süddeutsche Zeitung GmbH (2011): Erstes Wind-Wasserstoff-Hybridkraftwerk am Netz. Online verfügbar unter <http://www.sueddeutsche.de/wissen/alternative-energie-erstes-wind-wasserstoff-hybridkraftwerk-am-netz-1.1173408>, zuletzt geprüft am 01.08.2014.

Süßenbacher, Schwaiger und Stigler (2011) – Süßenbacher, W.; Schwaiger, M.; Stigler, H. (2011): Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. Beitrag im Rahmen der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien. 16.-18.02.2011. Online verfügbar unter http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/plenarysessions_iewt2011/P_Suessenbacher.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2013.

Sunderkötter und Weber (2012) – Sunderkötter, M.; Weber, C. (2012): Valuing fuel diversification in power generation capacity planning. In: Energy Economics 34. Jahrgang, S. 1664-1674.

Tennet (2013a) – Tennet TSO GmbH (2013a): Einspeisung Photovoltaik. Online verfügbar unter <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solarenergieeinspeisung>, zuletzt geprüft am 09.03.2013.

Tennet (2013b) – Tennet TSO GmbH (2013b): Erwartete und tatsächliche Einspeisung aus Windenergie. Online verfügbar unter <http://www.transpower.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>, zuletzt geprüft am 31.03.2013.

Tennet (2014a) – Tennet TSO GmbH (2014a): Erwartete und tatsächliche Einspeisung aus Windenergie. Online verfügbar unter <http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>, zuletzt geprüft am 29.04.2014.

Tennet (2014b) – Tennet TSO GmbH (2014b): Vertikale Netzlast. Online verfügbar unter <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/vertikale-netzlast?tag=28&monat=06&jahr=2011>, zuletzt geprüft am 10.07.2014.

TransnetBW (2013a) – TransnetBW GmbH (2013a): Einspeisung Photovoltaik. Online verfügbar unter <http://transnet-bw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/photovoltaikeinspeisung/>, zuletzt geprüft am 09.03.2013.

TransnetBW (2013b) – TransnetBW GmbH (2013b): Erwartete und tatsächliche Einspeisung aus Windenergie. Online verfügbar unter <http://transnet-bw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windeinspeisung/>, zuletzt geprüft am 31.01.2013.

TransnetBW (2014) – TransnetBW GmbH (2014): Prognose + Hochrechnung. Online verfügbar unter <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/lastdaten/vertikale-netzlast/?app=vertNetzlast&activeTab=csv&auswahl=month&selectMonat=41>, zuletzt geprüft am 10.07.2014.

- U. S. Department of Energy (2006): Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. Washington, D. C., USA. 2006.
- UBA (2013) – Umweltbundesamt (2013): Kraft-Wärme-Kopplung. Dessau. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/kraft-waerme-kopplung>, zuletzt geprüft am 21.10.2014.
- UBA (2014) – Umweltbundesamt (2014): Daten. Daten zur Umwelt: Aktuelle Daten, Trends und Bewertungen zur Umweltsituation in Deutschland. Dessau. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=3438>, zuletzt geprüft am 31.01.2014.
- Vahlenkamp und Gohl (2013) – Vahlenkamp, T.; Gohl, M. (2013): Energiewende-Index Deutschland 2020. Bilanz der vergangenen zwölf Monate. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jahrgang (10), S. 26–28.
- van der Welle und van der Zwaan (2007) – van der Welle, A.; van der Zwaan, B. (2007): An Overview of Selected Studies on the Value of Lost Load (VOLL). Working Paper. Energy research Centre of the Netherlands (ECN). Amsterdam. Online verfügbar unter http://www.transust.org/workplan/papers/wp2_task_5_lost_load.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2013.
- VDE (1999) – Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V. (1999): Netzregeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen (Distribution Code). Berlin. 1999.
- VDE (2001) – Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (2001): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung. Berlin. 2001.
- VDE (2010) – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (2010): Übertragung elektrischer Energie. VDE-Positionspapier. Frankfurt am Main. 2010.
- VDE (2012a) – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (2012a): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke. Szenarien bis 2020. Frankfurt am Main. 2012.
- VDE (2012b) – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (2012b): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland (Gesamttext). VDE-Positionspapier. Frankfurt am Main. 2012.
- VDE (2012c) – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (2012c): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Gesamttext. Frankfurt am Main. 2012.
- VDE et al. (1998) – Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V.; Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.; Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (1998): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten. Frankfurt am Main. 1998.

VDE et al. (1999) – Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V.; Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.; Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (1999): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie. Frankfurt am Main. 1999.

VDI (2013a) – Verband der Chemischen Industrie e. V. (2013a): Branchenporträt der deutschen chemisch-pharmazeutischen Industrie 2013. Frankfurt am Main. 2013.

VDI (2013b) – Verband der Chemischen Industrie e. V. (2013b): Chemiewirtschaft in Zahlen 2013. Frankfurt am Main. 2013. Online verfügbar unter <https://www.vci.de/Die-Branche/WirtschaftMarktinformationen/Zahlen-und-Fakten/Seiten/Chemiewirtschaft-in-Zahlen-online.aspx#>, zuletzt geprüft am 30.09.2013.

VDN (2003) – Verband der Netzbetreiber e. V. (2003): Transmission Code 2007. Anhang D 1 – Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB. Berlin. 2003.

VDN (2004) – Verband der Netzbetreiber e. V. (2004): EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. Berlin. 2004.

VDN (2007a) – Verband der Netzbetreiber e. V. (2007a): Transmission Code 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1. Berlin. 2007.

VDN (2007b) – Verband der Netzbetreiber e. V. (2007b): Transmission Code 2007. Anhang D 3 – Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung. Berlin. 2007.

VDP (2013) – Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (2013): Papier 2013. Ein Leistungsbericht. Bonn. 2013.

VDP (2014) – Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (2014): Papier machen. Informationen zu Rohstoffen und Papierherstellung. Bonn. 2014. Online verfügbar unter https://www.vdp-online.de/de/publikationen/angebot.html?eID=dam_frontend_push&docID=320, zuletzt geprüft am 11.03.2014.

VDZ (2010) – Verein Deutscher Zementwerke e. V. (2010): Verminderung der CO₂-Emissionen. Monitoring-Bericht 2008 – 2009. Zehnte aktualisierte Erklärung zur Klimavorsorge. Düsseldorf. 2010.

VDZ (2013a) – Verein Deutscher Zementwerke e. V. (2013a): Das Produkt Zement und seine Herstellung. Düsseldorf. 2013. Online verfügbar unter <http://www.vdz-online.de/zementherstellung/>, zuletzt geprüft am 14.11.2013.

VDZ (2013b) – Verein Deutscher Zementwerke e. V. (2013b): Zahlen und Daten. Zementindustrie in Deutschland 2013. Düsseldorf. 2013.

Verstromungsgesetz (1980): Bekanntmachung der Neufassung des Dritten Verstromungsgesetzes. Fundstelle: BGBl. 1980, Teil I, Nr. 74, S. 2137–2146.

- VIK (2011) – Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (2011): VIK-Stellungnahme zum CONSENTEC-Gutachten zum Wert der Abschaltbarkeit der energieintensiven Industrien und zur intensivierten Nutzung der energieintensiven Industrien bei der Ausregelung der Netze. Essen. 2011.
- von Hirschhausen, Weigt und Zachmann (2007) – von Hirschhausen, C.; Weigt, H.; Zachmann, G. (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz. Hg. v. Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Dresden. 2007. Online verfügbar unter http://www.fh-brandenburg.de/~brasche/EU/k2/k23/k233/k2334/Strompreise_VIK_Hirschhausen_2007.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2012.
- von Roon (2012) – von Roon, S. (2012): Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom. Dissertation. Technische Universität München, München. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. 2012. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/article/463/20120228_Dissertation_von_Roon.pdf, zuletzt geprüft am 24.01.2016.
- von Roon und Wagner (2009) – von Roon, S.; Wagner, U. (2009): The interaction of Conventional Power Production and Renewable Power under the aspect of balancing Forecast Errors. Beitrag zu Proceedings. Hg. v. Policies and Technologies for Sustainable Economies 10th IAEE European Conference on Energy. Wien. 11.09.2009.
- Weber (2002) – Weber, C. (2002): Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten. Problembeschreibung und Lösungsansätze. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52. Jahrgang (11), S. 756–759.
- Weber (2004) – Weber, C. (2004): Models for decision support under uncertainty in the electricity industry. Habilitation. Universität Stuttgart, Stuttgart. 2004.
- Weber et al. (2014) – Weber, A.; Beckers, T.; Feuß, S.; von Hirschhausen, C.; Hoffrichter, A.; Weber, D. (2014): Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. Berlin. 2014.
- Weißbach (2014) – Weißbach, T. (2014): Bedeutung einer Erbringung von Systemdienstleistungen durch Lastmanagement in einem Stromsystem mit hohen Anteilen EE. Vortrag im Rahmen der BMWi Fachkonferenz "Beitrag von Lastmanagement für eine effiziente Stromversorgung in Deutschland und Europa". Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. 13.10.2014.
- Weltenergierat (2011) – Weltenergierat Deutschland e. V. (2011): Energie für Deutschland 2011. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Berlin. 2011.
- Westmetall (2014) – Westmetall GmbH & Co. KG (2014): Marktdaten. Online verfügbar unter <http://www.westmetall.com/de/marktdaten.php>, zuletzt geprüft am 25.04.2014.
- Williamson (1966) – Williamson, O. E. (1966): Peak-Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints. In: American Economic Review 56. Jahrgang (4), S. 810–827.
- WV Metalle (2012) – Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V. (2012): Industrie.Gesellschaft Perspektiven. Nichteisen-Metalle für eine moderne Gesellschaft. Berlin. 2012.

WV Metalle (2013) – Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V. (2013): Die NE-Metalle - Buntmetalle. Online verfügbar unter http://www.wvmetalle.de/welcome.asp?page_id=185&sessionid=, zuletzt geprüft am 03.12.2013.

WV Metalle (2014a) – Wirtschaftsvereinigung Metalle e.V. (2014a): Die Herstellung von Zink. Online verfügbar unter <http://www.initiative-zink.de/basiswissen/das-metall-zink/zinkerzeugung.html>, zuletzt geprüft am 05.01.2014.

WV Metalle (2014b) – Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V. (2014b): Rohstoff- und Energieeffizienz in der betrieblichen Praxis. Online verfügbar unter <http://www.initiative-zink.de/nachhaltigkeit/praxis-beispiele/produktion.html>, zuletzt geprüft am 05.01.2014.

WV Stahl (2013) – Wirtschaftsvereinigung Stahl (2013): Ressourcenschonung durch Stahleinsatz. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/08/201302_Ressourcenschonung_Schrotteinsatz.png, zuletzt geprüft am 05.01.2014.

WV Stahl und Stahlinstitut VDEh (2013) – Wirtschaftsvereinigung Stahl; Stahlinstitut VDEh (2013): Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2013|2014. Düsseldorf. 2013.

Wissen und Nicolosi (2008) – Wissen, R.; Nicolosi, M. (2008): Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58. Jahrgang (1/2), S. 110–115.

Xstrata plc (2012): Production Report for the six months ended 30 June 2012. Online verfügbar unter <http://www.glencorexstrata.com/media-centre/news/xstrata-news-archive/2012/new-article-page-15/>, zuletzt geprüft am 05.01.2014.

Xstrata Zink GmbH (2012): Projekt: Albion Demonstrationsanlage. Online verfügbar unter http://nbank.de/_downloads/Aktuell/VortragXstrataZink.pdf, zuletzt geprüft am 05.01.2014.

Zierdt und Lang (2012) – Zierdt, T.; Lang, D. (2012): Heizen wir künftig mit Ökostrom? Das große Potenzial lastvariabler Privatkundentarife. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jahrgang (9), S. 66–68.

Zimmer (2013) – Zimmer, W. (2013): emw in Zahlen – Die Auswirkungen der Energiewende auf den deutschen Stromhandelspreis. In: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb Jahrgang 2013 (1), S. 76–79.

Zimmermann (2011) – Zimmermann, J.-R. (2011): Windpropheten. In: neue energie. das magazin für erneuerbare energien Jahrgang 2011 (11), S. 50–52.

B Anhang

Anhangsverzeichnis

B Anhang	235
Anhangsverzeichnis	235
B.1 Erläuterungen zu Erzeugungstechnologien zum Markt- und Systemausgleich	237
B.2 Erläuterungen zu Speichertechnologien zum Markt- und Systemausgleich	246
B.3 Detaillierte Beschreibung von Produktionsprozessen	251
B.4 Herleitung des marginalen Wirkungsgrads	264
B.5 Eingangsparameter der Klassen Erneuerbarer Energien	265
B.6 Eingangsparameter der Klassen konventioneller Kraftwerke	270
B.7 Eingangsparameter der Klassen von KWK-Anlagen, Heizwerken und Power-to-heat	282
B.8 Eingangsparameter der Speicherklasse	299
B.9 Eingangsparameter der Klassen von Verbrauchern	302
B.10 Ergänzende Darstellung der Ergebnisse der Modellierung	320

B.1 Erläuterungen zu Erzeugungstechnologien zum Markt- und Systemausgleich

In der Folge werden die Flexibilitätsoptionen zum Markt- und Systemausgleich detailliert nach Technologie beschrieben.

Atomkraftwerke

Die Minimallast, die im Regelbetrieb nicht unterschritten werden sollte, beträgt bei AKW zwischen 40 und 55 Prozent der Nennleistung.⁶¹⁴ Durchschnittliche Lastgradienten liegen bei 10 Prozent der Nennleistung pro Minute für das Lastintervall zwischen 80 und 100 Prozent, bei 5 Prozent pro Minute zwischen 50 und 80 Prozent Auslastung sowie 2 Prozent pro Minute zwischen 20 und 50 Prozent Auslastung.⁶¹⁵ AKW können demnach durch die Regelbarkeit wertvolle Beiträge zur PR, SR und MR leisten.⁶¹⁶ Die Höhe von positiver respektive negativer Regelleistung hängt dabei maßgeblich vom aktuellen Arbeitspunkt ab.⁶¹⁷

Sofern eine Anlage stillstand, ist zu berücksichtigen, dass sie eine gewisse Anfahrzeit benötigt, um wieder voll regelbar zu sein. Diese liegt für einen Heißstart bei ca. 60 bis 120 min.⁶¹⁸ Bei einem Warmstart bedarf es etwa 120 bis 180 min. Bei einem Kaltstart ist eine Anfahrzeit von ungefähr 20 bis 50 h notwendig.

Im Hinblick auf gesicherte Leistung wird gemeinhin davon ausgegangen, dass konventionelle Kraftwerke aufgrund ihrer Zuverlässigkeit einen hohen Anteil ihrer Nennleistung bereitstellen können. Durch die Bestimmung des Verhältnisses von sicherer Leistung zur installierten Kapazität kann auf die zugrunde gelegte, prozentuale Sicherheitsbewertung geschlossen werden. Dena (2008) kommt in einer Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung zu einer gesicherten Leistung von AKW in Höhe von 93 Prozent.⁶¹⁹ Consentec und r2b (2010) sehen die Beiträge sogar bei 95,5 Prozent.⁶²⁰ Kemfert und Traber (2011) erwarten hingegen eine um rund zehn Prozentpunkte niedrigere Quote von 83 Prozent.⁶²¹ Bundesministerium für Umwelt (2013a), die neuste der betrachteten Studien, erhöht die Quote auf 93,1 Prozent.⁶²²

⁶¹⁴ Vgl. Dena (2010), S. 451; Weltenergierrat (2011), S. 37.

⁶¹⁵ Vgl. Weltenergierrat (2011), S. 37.

⁶¹⁶ Vorgaben wie z. B. Vorlaufzeiten für die Erbringung der verschiedenen Regelleistungsqualitäten wurden in Kapitel 2.1.3 vorgestellt.

⁶¹⁷ Anmerkung: Bei einem Abweichen von der optimalen Auslastung (Teillastbetrieb) kann es zu Wirkungsgradverlusten kommen.

⁶¹⁸ Vgl. hierzu und zum folgenden Weltenergierrat (2011), S. 37.

⁶¹⁹ Vgl. Dena (2008), S. 5.

⁶²⁰ Vgl. Consentec und r2b (2010), S. 62.

⁶²¹ Eigene Auswertung nach Kemfert und Traber (2011), S. 4.

⁶²² Vgl. BMU (2013a), S. 24.

Braun- und Steinkohlekraftwerke

Die Flexibilität von BKW wird in der Literatur differenziert nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme betrachtet. Für ältere Anlagen (bis 1989) liegt die Mindestlast bei 60 bis 70 Prozent bei Laständerungsgradienten von 0,5 bis 2 Prozent der Nennleistung pro Minute. Neuere Anlagen (ab 1990) kommen hingegen auf eine Mindestlast von 40 bis 50 Prozent sowie Laständerungsgeschwindigkeiten von 2 bis 2,5 Prozent der Nennleistung pro Minute.⁶²³ Neubauten, insbesondere mit Doppelblöcken, können eine Mindestlast von 25 bis 32 Prozent (des Einzelblockes) bei Gradienten von 3 bis 6 Prozent der Nennleistung pro Minute realisieren.⁶²⁴

Auch SKW werden in der Literatur nach Alter differenziert. Für Kraftwerke mit Inbetriebnahme bis 1989 wird eine Mindestlast von 40 bis 50 Prozent bei einem Lastgradienten von 1,5 bis 2,5 Prozent der Nennleistung pro Minute angenommen. SKW ab 1990 liegen bei 30 bis 40 Prozent Mindestlast mit Laständerungsgeschwindigkeiten von 3 bis 6 Prozent der Nennleistung pro Minute.⁶²⁵ Für Neubauten wird von einer Mindestlast von 25 bis 40 Prozent ausgegangen, wobei Gradienten von 3 bis 6 Prozent der Nennleistung pro Minute gefahren werden können.⁶²⁶

Hieraus lässt sich ableiten, dass auch BKW und SKW (je nach Arbeitspunkt) wertvolle Beiträge zur positiven bzw. negativen Regelleistung leisten können. Allerdings sind nach einem Stillstand analog zu AKW Anfahrzeiten zu berücksichtigen. Beim Heißstart betragen diese etwa 80 bis 150 min, beim Warmstart zwischen ca. 3 und 5 h sowie beim Kaltstart zwischen 5 und 10 h.⁶²⁷

Die Quoten für gesicherte Leistung von BKW werden mit 89,6 bis 92 Prozent angegeben. Als prozentuale gesicherte Leistung für SKW werden Quoten von 86 bis 91 Prozent genannt.⁶²⁸

Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

GuD sind, je nach Kraftwerkalter und Anzahl der Blöcke, bis zu einer Mindestlast von 40 bis 60 Prozent regelbar. Danach könnten zusätzlich Gasturbinen abgeschaltet werden. Die Gradienten liegen zwischen 3 und 6 Prozent der Nennleistung pro Minute.⁶²⁹

Hinsichtlich der Nutzung zur Flexibilitätsbereitstellung sind analog zu den anderen Erzeugungstechnologien Anfahrzeiten zu berücksichtigen. Beim Heißstart liegt die Anfahrzeit bei etwa 30 bis 60 min, beim Warmstart zwischen 60 und 90 min und beim Kaltstart bei 2 bis 3 h.⁶³⁰

Die gesicherte Leistung von GuD wird in der Literatur mit Quoten zwischen 86 und 88,8 Prozent angegeben.⁶³¹

⁶²³ Vgl. Dena (2010), S. 451.

⁶²⁴ Vgl. "et"-Redaktion (2012); Lambertz et al. (2012), S. 20; Elsen, Körber und Kulik (2013), S. 72.

⁶²⁵ Vgl. Dena (2010), S. 451.

⁶²⁶ Vgl. Lambertz et al. (2012), S. 20; Weltenergierat (2011), S. 37.

⁶²⁷ Vgl. Weltenergierat (2011), S. 37.

⁶²⁸ Vgl. Kemfert und Traber (2011), S. 4; Dena (2008), S. 5; Consentec und r2b (2010), S. 62; BMU (2013a), S. 24.

⁶²⁹ Vgl. Dena (2010), S. 451; "et"-Redaktion (2012), S. 59; Lambertz et al. (2012), S. 20.

⁶³⁰ Vgl. Weltenergierat (2011), S. 37.

Gasmotorkraftwerke

Die Minimallast von mit Erdgas oder Öl betriebenen Motorenkraftwerken liegt etwa bei 5 Prozent der Nennleistung. Laständerungsgeschwindigkeiten von 15 bis 25 Prozent pro Minute sind möglich. Für den Heißstart werden 5 min, für Warm- und Kaltstart etwa 15 min benötigt.⁶³²

Diese Anlagen sind demnach höchst flexibel. Allerdings müssen mehrere Aggregate (mit jeweils bis zu 10 MW) gekoppelt werden, um auf eine mit Großkraftwerken vergleichbare Kapazität zu kommen.⁶³³

Die Literaturangaben zur gesicherten Leistung von Gas- und Ölturbinen variiert stark. Die Quoten liegen zwischen 42 Prozent nach Dena (2008) und 93,5 Prozent bei Consentec und r2b (2010), je nachdem, welche Verfügbarkeit im Bedarfsfall angenommen wird.⁶³⁴

Windenergieanlagen

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen erfolgt durch die Auftriebskraft des Windes an den Rotorblättern, die in elektrische Energie umgewandelt wird. Hinsichtlich der Netzkopplung sowie des verwendeten Drehstromgeneratortyps gibt es folgende Konzepte:⁶³⁵

- Drehzahlstarre „stall“-geregelter WEA mit Asynchrongenerator und direkter Netzkopplung (Dänisches Konzept),
- „Pitch“-geregelter WEA mit Asynchrongenerator, direkter Netzkopplung und Schlupfsteuerung (Erweitertes Dänisches Konzept),
- „Pitch“-geregelter WEA mit variabler Drehzahl und doppelgespeistem Asynchrongenerator (Standard-Konzept) sowie
- „Pitch“-geregelter getriebelose WEA mit Synchrongenerator und variabler Drehzahl (Konzept mit Direktantrieb).

Mit ca. 44 Prozent verfügt der Großteil der installierten Kapazität aus WEA (Stand 2012) über einen Direktantrieb. Etwa 38 Prozent werden nach dem Standard-Konzept betrieben. Das Dänische Konzept kommt auf 12 Prozent, das Erweiterte Dänische Konzept auf 5 Prozent. Die beiden letzten Verfahren werden jedoch seit 2005 nicht mehr verwendet.⁶³⁶

Hinsichtlich einer variablen Leistungsregelung sind zwei Methoden anwendbar. Zum einen kann der Winkel zwischen der Rotor-Drehebene und dem Rotorblatt aktiv verändert werden (Blattein-

⁶³¹ Vgl. Kemfert und Traber (2011), S. 4; Dena (2008), S. 5; Consentec und r2b (2010), S. 62; BMU (2013a), S. 24.

⁶³² Vgl. Dena (2010), S. 451; Weltenergieat (2011), S. 37.

⁶³³ Vgl. Weltenergieat (2011), S. 37.

⁶³⁴ Vgl. Kemfert und Traber (2011), S. 4; Dena (2008), S. 5; Consentec und r2b (2010), S. 62; BMU (2013a), S. 24.

⁶³⁵ Vgl. Hau (2008), S. 369-381; Schulz (2006), S. 34 f.

⁶³⁶ Vgl. Pfaffel et al. (2012), S. 25.

stellwinkel). Zum anderen könnte die Drehzahl angepasst werden, sofern das Anlagenkonzept dies zulässt.⁶³⁷

Im Fall der Veränderung des Blatteinstellwinkels können die Rotorblätter mit Hilfe der Pitchverstellung in Richtung der Anströmung gedreht werden (Fahnenstellung). Ausgehend von einem zur maximalen Leistungsaufnahme optimierten Blattwinkel reduziert die Erhöhung des Blattwinkels das aerodynamische Antriebsmoment auf den Rotor und verringert so die Leistungsaufnahme.⁶³⁸ Abhängig von Anlagentyp und Hersteller kann dies mit einer normalen Verstellgeschwindigkeit von 2 bis 10 Grad/s durchgeführt werden.⁶³⁹ Sogenannte Schnellverstellvorgänge liegen bei 10 bis 20 Grad/s. Die Verstellung von 20 Grad kommt dabei einer vollständigen Abschaltung der Erzeugung gleich.⁶⁴⁰ Etwa 86,6 Prozent der Anlagen können (Stand 2012) über eine Veränderung des Blatteinstellwinkels geregelt werden.⁶⁴¹ Durch die sekundenschnelle Regelung über den Pitch-Mechanismus sind die Anforderungen aller Regelenergiequalitäten hinsichtlich Reaktionszeit und Leistungsgradient erfüllbar.

Als Alternative zur Veränderung des Blattwinkels kann eine Anpassung der Schnelllaufzahl genutzt werden. Die Schnelllaufzahl beschreibt das Verhältnis der Umfangsgeschwindigkeit des Rotors zur Windgeschwindigkeit. Mit Hilfe einer Drehzahlachsführung kann eine kurzzeitige Entkopplung des elektrischen Generatormoments vom Antriebsmoment des Rotors erfolgen, was sich glättend auf die Einspeiseleistung auswirkt.⁶⁴² Bei Böen und Turbulenzeffekten wirkt die große Massenträgheit des Rotors und der rotierenden Komponenten des Antriebstranges als Schwungradspeicher. Durch die einstellbare Rotordrehzahl lässt sich zudem die Leistungsentnahme vom Wind optimieren. Die Anregelzeiten liegen im Bereich von 10 Millisekunden.⁶⁴³ Etwa 82,5 Prozent der Anlagen können (Stand 2012) auf diese Weise geregelt werden.⁶⁴⁴

Über den aktuellen Stand der Technik hinaus gibt es diverse regulatorische Vorgaben, die beim Netzanschluss einzuhalten sind. Beispielfhaft müssen nach der Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ alle aktiven Erzeugungseinheiten bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz die momentane Wirkleistung mit einem konstanten Gradienten von 40 Prozent der Generatorleistung je Hz absenken können.⁶⁴⁵ Für dezentrale Erzeugungseinheiten über 100 kW hat sich hier eine Langwellen-Funkrundsteuertechnik mit Relaisausgängen für eine Begrenzung auf 60 Prozent, 30 Prozent und 0 Prozent der Anlagenleistung etabliert.⁶⁴⁶ Die Rückführung nach einer Störung darf mit maximal 10 Prozent der Nennleistung pro Minute erfolgen.⁶⁴⁷ Entsprechende Vorgaben gibt es für den Anschluss von EE an das Hochspannungs- und Höchstspannungsnetz. Die Leistungsreduktion muss nach Vorgabe des Netzbetreibers bei jedem Betriebszustand und Betriebs-

⁶³⁷ Zum Beispiel kommen WEA mit „Stall“-Regelung für beide Verfahren nicht in Frage, da die Anlagen mit konstanter Drehzahl betrieben werden und der Blattwinkel nicht direkt beeinflusst werden kann.

⁶³⁸ Vgl. Gasch und Bade (2007), S. 426.

⁶³⁹ Vgl. Jarass, Obermair und Voigt (2009), S. 356; Heier (2009), S. 90f.; Gasch und Bade (2007), S. 431.

⁶⁴⁰ Vgl. Heier (2009), S. 91.

⁶⁴¹ Eigene Auswertung nach Pfaffel et al. (2012), S. 25.

⁶⁴² Vgl. Heier (2007), S. 96.

⁶⁴³ Vgl. Geyler und Caselitz (2009), S. 614.

⁶⁴⁴ Eigene Auswertung nach Pfaffel et al. (2012), S. 25.

⁶⁴⁵ Vgl. BDEW (2008b), S. 27f.

⁶⁴⁶ Vgl. Strauß et al. (2011), S. 82.

⁶⁴⁷ Vgl. SMA Solar Technology (2012), S. 8.

punkt mit einem Gradienten von mindestens 10 Prozent der Anschlussleistung pro Minute durchführbar sein.⁶⁴⁸

Aus technischer Sicht können WEA somit fahrplangetreu Energie einspeisen bzw. an der Regelenenergieerbringung teilnehmen. Insbesondere in Phasen, in denen zu viel Energie eingespeist wird, sind sie schnell und punktgenau drosselbar. Allerdings sind weitere Anforderungen des aktuellen Regelenenergieregimes wie z. B. die Verfügbarkeit über die Ausschreibungsdauer (je nach Produkt zwischen 4 h und einer Woche) einzuhalten. Dies ist für WEA aufgrund der stochastischen Einspeisung und der mit Fehlern behafteten Prognose kaum bzw. nur mit sehr hohen Sicherheitsabschlägen möglich.⁶⁴⁹ Zudem ist eine permanente Drosselung von WEA zur Vorhaltung von positiver Regelleistung ökonomisch und ökologisch zu diskutieren.

Der Beitrag von WEA zur gesicherten Leistung ist nach Groscurth und Bode (2012) als gering einzustufen.⁶⁵⁰ Dena (2008) geben bis zu 10 Prozent der installierten Leistung an.⁶⁵¹ Weltenergieerat (2011), Kemfert und Traber (2011) und BMU (2013a) gehen von etwa 7 Prozent aus. Fraunhofer ISI und KIT (2013) erwarten 5 Prozent, 50 Hertz et al. (2012c) hingegen nur 1 Prozent.⁶⁵² Consentec und r2b (2010) wiederum differenzieren die gesicherte Leistung von WEA nach Jahreszeit. Danach lag sie in 2010 zwischen 4,8 Prozent im Sommer und 7,6 Prozent im Winter. Der Durchschnittswert lag bei 6 Prozent. Mit zunehmendem Ausbau der WEA wird erwartet, dass dieser Wert auf 7 Prozent in 2015 bzw. 8,5 Prozent in 2020 ansteigt.⁶⁵³

PV-Anlagen

PV-Anlagen wandeln die Energie der solaren Strahlung in elektrische Energie um. Analog zu WEA muss eine Regelung über Rundsteuerung möglich sein. Ferner kann eine frequenzabhängige Leistungsregelung über Wechselrichter erfolgen.⁶⁵⁴ PV-Anlagen sind damit grundsätzlich regelbar und können auf Preissignale mit Abschaltungen reagieren bzw. Beiträge zur Regelleistung liefern.

Erschwert wird eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt allerdings durch die derzeitigen Produktschnitte. Die Höhe der anbietbaren Regelleistung ist auf das Minimum der parabelförmig eingespeisten Leistung im jeweiligen Produktintervall beschränkt. Somit kann bei Zugrundelegung der aktuellen Ausschreibungsbedingungen lediglich MR und – wenn überhaupt – ein geringer Beitrag SR in den Segmenten zwischen 8 und 20 Uhr im Sommer bzw. sehr wenig MR zwischen 12 bis

⁶⁴⁸ Vgl. VDN (2004), S. 42.

⁶⁴⁹ Vgl. Fraunhofer IWES (2013). Alternative müsste die Kombination einer oder mehrerer WEA mit einem Speicher erfolgen, wie z. B. von der Belectric GmbH angedacht. Vgl. hierzu z. B. Herrmann und Dittert (2014).

⁶⁵⁰ Vgl. Groscurth und Bode (2012), S. 8.

⁶⁵¹ Vgl. Dena (2008), S. 6.

⁶⁵² Vgl. BMU (2013a), S. 22; Weltenergieerat (2011), S. 28; Kemfert und Traber (2011), S. 4.; Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 4; 50 Hertz et al. (2012c), S. 8.

⁶⁵³ Vgl. Consentec und r2b (2010), S. 65.

⁶⁵⁴ Vgl. SMA Solar Technology (2012), S. 8.

16 Uhr im Winter vermarktet werden.⁶⁵⁵ Analog zu WEA ist zu diskutieren, ob durch Drosselung positive Regelleistung vorgehalten werden sollte.⁶⁵⁶

Der Beitrag zur gesicherten Leistung wird in der Literatur als sehr gering bis nicht existent angesehen, da zu deren Bestimmung die Leistung zum Zeitpunkt der absoluten Lastspitze relevant ist, die i. d. R. in den Abendstunden im Winter oder Frühjahr auftritt, wo wenig bis keine PV-Einspeisung zu verzeichnen ist. Aus diesem Grund wird für PV im Allgemeinen eine Quote an gesicherter Leistung von 0 Prozent angenommen.⁶⁵⁷

Wasserkraftanlagen

Hydraulische Kraftwerke nutzen die kinetische Energie von strömendem Wasser. Die Erzeugung ist häufig von Umwelteinflüssen wie der Schneeschmelze oder der Niederschlagsmenge abhängig. Dennoch liefern WKW seit Jahrzehnten wichtige Beiträge zur elektrischen Arbeit und den Systemdienstleistungen.⁶⁵⁸

Negative Regelleistung wird erbracht, indem auf eine Stromerzeugung verzichtet wird. Das Wasser wird an den Turbinen vorbei geleitet. Je nach Peripherie kann das Wasser in begrenztem Umfang für eine spätere Nutzung gestaut und somit gespeichert werden. Darüber hinaus kann es zu einer zeitlichen Begrenzung der Abschaltung kommen, wenn z. B. eine allzu starke Beschleunigung der Strömungsgeschwindigkeit ausgeschlossen werden muss oder andere Umwelteinflüsse (z. B. eine Störung der Laichzeit von Fischen) gegen einen häufigen bzw. langen Einsatz sprechen.⁶⁵⁹

Positive Regelleistung kann nur erbracht werden, sofern die maximale Turbinenleistung noch nicht erreicht wurde und der Wasserstrom (ggf. inklusive des Stauwassers) für eine Mehrproduktion ausreichend ist. Eine Zuschaltung von Leistung ist i. d. R. zeitlich begrenzt. Aus der Praxis sind Zeiträume zwischen 5 und 30 Min bekannt.⁶⁶⁰

Für Laufwasserkraftwerke kommt Weltenergieerat (2011) auf einen Anteil zur sicheren Leistung von bis zu 50 Prozent der installierten Leistung.⁶⁶¹ Dena (2008) und BMU (2013a) nehmen etwa 40 Prozent an.⁶⁶² Mit 25 Prozent etwas geringer schätzen 50 Hertz et al. (2012c) sowie Fraunhofer

⁶⁵⁵ Eine Vorhaltung und bei Bedarf Erbringung in der SR über jeweils eine Woche im Zeitfenster HT erscheint mit Blick auf die Prognosegüte und ggf. auftretende Wolkenbänder, die zu Nicht-Verfügbarkeiten führen können, kaum möglich.

⁶⁵⁶ Eine Alternative stellt die Kombination einer PV-Anlage mit einem Speicher dar, wie z. B. von Vattenfall aktiv umgesetzt. Vgl. hierzu z. B. Herrmann und Dittert (2014).

⁶⁵⁷ Vgl. BMU (2013a), S. 22; Groscurth und Bode (2012), S. 8; Kemfert und Traber (2011), S. 4; Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 4. Gleiches gilt für 50 Hertz et al. (2012c), die für PV zum Referenzzeitpunkt dritter Mittwoch im Januar / Dezember um 19 Uhr keinen Erzeugungsbeitrag erwarten. Vgl. 50 Hertz et al. (2012c), S. 8. Lediglich Dena (2008) unterstellt eine gesicherte Leistung von 1 Prozent der installierten Leistung. Vgl. Dena (2008), S. 6.

⁶⁵⁸ Vgl. Groscurth und Bode (2012), S. 8.

⁶⁵⁹ Die Erkenntnisse basieren auf eigenen Erfahrungen mit der Vermarktung von WKW.

⁶⁶⁰ Die Erkenntnisse basieren auf eigenen Erfahrungen mit der Vermarktung von WKW.

⁶⁶¹ Vgl. Weltenergieerat (2011), S. 28.

⁶⁶² Vgl. Dena (2008), S. 6; BMU (2013a), S. 22.

ISI und KIT (2013) die gesicherte Leistung von WKW ein. Begründet wird dies mit zu erwartenden Schwankungen in der Produktion.⁶⁶³

Biomasse- und Biogas-BHKW

BMKW und BGA nutzen zur Verstromung nachwachsende Rohstoffe in gasförmiger, flüssiger oder fester Form. Sie verhalten sich im Allgemeinen wie thermische Kraftwerke.

BMKW verbrennen Biomasse und erzeugen den Strom analog zu SKW über Dampfturbinen. Die Anlagen nehmen aufgrund hoher Vbh i. d. R. an der negativen Regelleistung teil. BMKW kommen auf Lastgradienten von 2 bis 8 Prozent der Nennleistung pro Minute. Die Mindestlast liegt bei 50 bis 60 Prozent der Nennleistung. Einschaltvorgänge aus dem Stillstand dauern bis zu 60 min.⁶⁶⁴

Motorisierte BGA setzen Biogas als Brennstoff ein. Die Lastgradienten liegen im Bereich von 3 bis 20 Prozent der installierten Leistung pro Minute bei einer Mindestlast von 40 bis 50 Prozent der Nennleistung. Einschaltvorgänge aus dem Stillstand dauern bis zu 60 min. Kleinere BGA mit Nennleistungen bis 500 kW können i. d. R. in kurzer Frist aus- und wieder eingeschaltet werden. Auf Einschränkungen bzw. Begrenzungen der Arbeitsverfügbarkeit aufgrund der Füllstände von Gas- und Wärmespeichern ist zu achten.⁶⁶⁵

BGA bzw. BMKW kommen nach Dena (2008) und Bundesministerium für Umwelt (2013a) auf eine gesicherte Leistung von etwa 88 Prozent der installierten Leistung.⁶⁶⁶ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und Karlsruher Institut für Technologie (KIT) (2013) liegen mit einer Annahme von 80 Prozent leicht unter diesem Wert.⁶⁶⁷ 50 Hertz et al. (2012c) wiederum weisen auf Schwankungen in der Produktion hin und nehmen eine Verfügbarkeit von nur 50 Prozent der installierten Leistung an.⁶⁶⁸

Zusammenfassende Übersicht der Eigenschaften

Tabelle 30⁶⁶⁹ fasst die wesentlichen Eigenschaften je Technologie zusammen.

⁶⁶³ Vgl. Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 4; 50 Hertz et al. (2012c), S. 8.

⁶⁶⁴ Die Erkenntnisse basieren auf eigenen Erfahrungen mit der Vermarktung von BGA und BMKW.

⁶⁶⁵ Die Erkenntnisse basieren auf eigenen Erfahrungen mit der Vermarktung von BGA und BMKW.

⁶⁶⁶ Vgl. BMU (2013a), S. 22; Dena (2008), S. 6.

⁶⁶⁷ Vgl. Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 4.

⁶⁶⁸ Vgl. 50 Hertz et al. (2012c), S. 7.

⁶⁶⁹ Vgl. Dena (2008), S. 5 f.; Weltenergieerat (2011), S. 28 ff.; Consentec und r2b (2010), S. 62 ff.; Kemfert und Traber (2011), S. 4; BMU (2013a), S. 22 ff.; Dena (2010), S. 451; "et"-Redaktion (2012); Lambertz et al. (2012), S. 20; Elsen, Körber und Kulik (2013), S. 72; Hau (2008), S. 369-381; Schulz (2006), S. 34 f.; Pfaffel et al. (2012), S. 25; Gasch und Bade (2007), S. 426 ff.; Heier (2009), S. 90 ff.; Jarass, Obermair und Voigt (2009), S. 356; Geyler und Caselitz (2009), S. 614; BDEW (2008b), S. 27 f.; Strauß et al. (2011), S. 82; SMA Solar Technology (2012), S. 8; VDN (2004), S. 42; Fraunhofer IWES (2013); Groscurth und Bode (2012), S. 8; Fraunhofer ISI und KIT (2013), S. 4; 50 Hertz et al. (2012c), S. 8.

Tabelle 30: Übersicht der Eigenschaften von thermischen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien

	Mindestlast [% Nennleistung)	Gradient [% Nennleistung/min]	Anfahrdauer ⁶⁷⁰ [h]	Gesicherte Leistung [% Nennleistung]
Atomkraftwerke	40 bis 55	2 bis 10	1 bis 50	83 bis 95,5
Braunkohlekraftwerke (bis 1989)	60 bis 70	0,5 bis 2	1,5 bis 10	89,6 bis 92
Braunkohlekraftwerke (ab 1990)	25 bis 50	2 bis 6	1,5 bis 10	89,6 bis 92
Steinkohlekraftwerke (bis 1989)	40 bis 50	1,5 bis 2,5	1,5 bis 10	86 bis 91
Steinkohlekraftwerke (ab 1990)	25 bis 40	3 bis 6	1,5 bis 10	86 bis 91
Gas- und Dampfturbinenkraftwerke	40 bis 60	3 bis 6	0,5 bis 3	86 bis 88,8
Gasmotorenkraftwerke	5	15 bis 25	bis 0,25	42 bis 93,5
Windenergieanlagen	0	10 bis 100	ca. 0	1 bis 7
Photovoltaikanlagen	0	bis 100	ca. 0	0
Wasserkraftanlagen	0	bis 100	bis 0,25	25 bis 50
Biomasse- und Biogasanlagen	40 bis 60	2 bis 20	0,25 bis 1	50 bis 88

Aus der Tabelle lässt sich ableiten, dass Gasmotoren die flexibelsten konventionellen Kraftwerke darstellen. Bei den EE bieten WEA und PV hinsichtlich der Gradienten die höchste Flexibilität. Al-

⁶⁷⁰ Anmerkung: Die Anfahrdauer ist i. d. R. abhängig von der Stillstanddauer.

lerdings ist ihre gesicherte Leistung mit 0 bis 7 Prozent vergleichsweise gering. Biogas- und Biomasseanlagen können durch Gas- bzw. Wärmespeicher deutlich flexibler eingesetzt werden als die dargebotsabhängigen PV- und Windenergieanlagen.

B.2 Erläuterungen zu Speichertechnologien zum Markt- und Systemausgleich

Im nachfolgenden Abschnitt werden Speichertechnologien detailliert dargestellt.

Batteriespeicher

Batterien sind elektrochemische Speicher. Bei deren Ladung wird elektrische Energie in reaktionsfähigen, energiereichen Stoffen oder Zuständen gespeichert. Durch eine chemische Reaktion kann die gespeicherte Energie wieder freigesetzt werden. Wirkungsgrade für das Einlagern, Speichern und Ausspeisen liegen bei bis zu 90 Prozent. Die Leistung kann sehr schnell zur Verfügung gestellt werden. Reaktionszeiten liegen im Millisekundenbereich, weshalb eine Teilnahme am PR- und SR-Markt technisch möglich ist. Nachteile sind die begrenzte Speichermenge und Lebensdauer, die Selbstentladung und der Kapazitätsverlust bei häufiger Teilentladung (Memory-Effekt). Unterschieden werden Batteriesysteme mit internem Speicher (wie z. B. Blei-Säure-, Natrium-Schwefel- oder Lithium-Ionen-Batterien) und Batterien mit externem Speicher (z. B. Redox-flow).⁶⁷¹

Blei-Säure-Batterien gelten als marktreife Technologie, die typischerweise als Starterbatterie in Automobilen eingesetzt wird. Eine Umsetzung von Großprojekten im zweistelligen MW-Bereich ist möglich.⁶⁷² Der Wirkungsgrad liegt bei etwa 80 bis 85 Prozent bei einer Lebensdauer zwischen 200 und 2.000 Ladezyklen bzw. 5 bis 15 a.⁶⁷³ Das typische Verhältnis von Speicherkapazität zur Leistung beträgt 0,5 bis 5 Wh/W, die Selbstentladungsrate rund 5 Prozent pro Monat.⁶⁷⁴ Die in Deutschland installierten Groß-Kapazitäten liegen im Jahr 2012 bei ca. 210 MW mit einer Reichweite von 1 h.⁶⁷⁵

Natrium-Schwefel-Systeme gelten ebenfalls als ausgereift und kommen auf einen elektrischen Wirkungsgrad von 80 bis 91 Prozent bei einer Lebensdauer von 15 bis 25 a bzw. 2.500 bis 10.000 Volllastzyklen. Die Selbstentladungsrate liegt bei rund 3 Prozent pro Monat. Aufgrund der hohen Arbeitstemperatur sollte die Batterie kontinuierlich genutzt werden. Weltweit gibt es eine installierte Leistung von ca. 300 MW; in Deutschland sind Stand 2012 bisher etwa 2 MW installiert.⁶⁷⁶

Lithium-Ionen-Batterien sind prinzipiell marktreif, werden jedoch stetig weiterentwickelt. Sie werden aufgrund der hohen Energiedichte bereits heute in portablen Anwendungen (wie Laptops, Handys etc.) oder im Elektromobilitätssektor eingesetzt. Darüber hinaus gibt es in Deutschland diverse

⁶⁷¹ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 63; Grünwald et al. (2012), S. 74; Gatzen und Riechmann (2011), S. 21; Dena (2010), S. 445.

⁶⁷² Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 64.

⁶⁷³ Vgl. Dena (2010), S. 445; VDE (2012c), S. 40; Oertel (2008), S. 55 f. sowie S. 162 f.; Leuthold (2014), S. 22.

⁶⁷⁴ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 78.

⁶⁷⁵ Vgl. Plattform EE (2012), S. 26.

⁶⁷⁶ Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 75; VDE (2012c), S. 41; Oertel (2008), S. 61 ff. sowie S. 162 f.; Leuthold (2014), S. 26 ff. I. d. R. sind es Testbatterien, wie z. B. bei den Projekten von Yunicos in Berlin (Inselnetz, 1 MW Leistung, 6 MWh Energie) aus dem Jahr 2008 oder Enercon in Emden (Einspeisemanagement in Kombination mit einer WEA, 0,8 MW Leistung) aus dem Jahr 2009. Vgl. Stenzel, Bongartz und Fleer (2013), S. 63 f.

Großprojekte im MW-Bereich, die aus technischer Sicht die Anforderungen an die Erbringung von Primärregelenergie erfüllen.⁶⁷⁷ Die Ladezyklen liegen zwischen 1.000 und 10.000 bei einem Wirkungsgrad von 85 bis 95 Prozent und einer kalendarischen Lebensdauer zwischen 5 und 20 a. Das typische Verhältnis von Speicherkapazität zur Leistung beträgt 0,5 bis 2,5 Wh/W. Die Selbstentladungsrate ist rund 5 Prozent pro Jahr vergleichsweise gering.⁶⁷⁸

Bei Redox-flow handelt es sich um ein Verfahren, das sich noch in der Entwicklung befindet. Redox-flow-Batterien nutzen in flüssigen Elektrolyten gelöste Salze zur Energiespeicherung. Der Wirkungsgrad bewegt sich bei 60 bis 80 Prozent mit einer hohen Lebensdauer von bis zu 13.000 Zyklen bzw. 10 bis 15 a.⁶⁷⁹ Typische Anwendungsgrößen liegen bei 0,5 bis 2 MW mit einer Speicherkapazität von 1 bis 12 MWh.⁶⁸⁰ Das Verhältnis von Speicherkapazität zur Leistung variiert stark und beträgt bis zu 200 Wh/W, die Selbstentladungsrate 0 Prozent pro Jahr.⁶⁸¹

Der Beitrag zur sicheren Leistung hängt von der Verfügbarkeit, dem Speicherfüllstand bzw. der Leistungsabnahme der jeweiligen Technologien zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ab. Tendenziell werden Speichern aufgrund der ungewissen Verfügbarkeit nur moderate Beiträge zur gesicherten Leistung zugewiesen.⁶⁸² Da die Dauer der Leistungsabgabe im Allgemeinen begrenzt ist, sollte im Hinblick auf längere Phasen mit hoher Residuallast zusätzlich zur Verfügbarkeit die jeweils (maximal) verfügbare Speicherkapazität bzw. der Speicherfüllstand berücksichtigt werden.⁶⁸³

Druckluftspeicher

In Druckluftspeichern (DLS) wird Energie in Form komprimierter und gekühlter Luft in meist unterirdischen Reservoirs gespeichert. Im Falle einer Rückwandlung wird die Luft in einer (Gas-) Turbine unter Nutzung einer Wärmequelle entspannt. Der angeschlossene Generator wandelt die kinetische in elektrische Energie. Unterschieden werden das diabate und adiabate Verfahren.⁶⁸⁴

Bei diabaten DLS findet bei der Rückwandlung in elektrische Energie eine Gaszuführung statt. Der Anlagenwirkungsgrad liegt bei etwa 40 bis 50 Prozent. Adiabate DLS verfügen über Wärmespeicher, die die Kompressionswärme aufnehmen können. Bei der Ausspeicherung wird dem Luftstrom die Speicherwärme zugeführt. Eine Gaszuführung entfällt somit. Das adiabate Verfahren

⁶⁷⁷ Vgl. Stenzel, Bongartz und Fleer (2013), S. 64 f.; Sauer (2006), S. 24. Im Februar 2013 wurde zudem eine 2 MW Lithium-Ionen-Batterie durch Vattenfall in Berlin in Betrieb genommen. Es handelt sich um eine der ersten kommerziell genutzten Batterien. Vattenfall erklärte in diesem Zusammenhang, dass es mit diesem Projekt „gelungen sei, das Konzept der Regelleistungsbatterie endgültig aus dem Versuchsstadium“ her auszuführen. "et"-Redaktion (2013), S. 127. Das bis zum Jahr 2014 größte bekannte Batteriesystem Deutschlands wurde in Feldheim mit einer Leistung von 10 MW und einer Kapazität von 10 MWh gebaut. Vgl. Energiequelle GmbH (2014). Ein weiteres Batteriesystem mit 5 MW Leistung und 5 MWh Kapazität wurde in Schwerin in Betrieb genommen. Vgl. BMW (2014c).

⁶⁷⁸ Vgl. Dena (2010), S. 445; VDE (2012c), S. 40; Leuthold (2014), S. 24; Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 78.

⁶⁷⁹ Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 76; Leuthold (2014), S. 28.

⁶⁸⁰ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 67.

⁶⁸¹ Vgl. ebd., S. 78.

⁶⁸² Vgl. Groscurth und Bode (2012), S. 8.

⁶⁸³ Vgl. z. B. Consentec (2011), S. 23 f.

⁶⁸⁴ Vgl. Hundt et al. (2010), S. 25; Einhellig und Eisfelder (2012), S. 75.

erhöht so den Wirkungsgrad auf bis zu 70 Prozent, senkt Emissionen und fördert die Brennstoffautarkie. Es befindet sich allerdings noch im Entwicklungsstadium.⁶⁸⁵

Das Verhältnis von Speicherkapazität zur Leistung beträgt zwischen 4 und 10 Wh/W, die Selbstentladungsrate 0 bis 10 Prozent pro Tag.⁶⁸⁶ Die technischen Voraussetzungen für eine Teilnahme an den Systemdienstleistungsmärkten sind erfüllt. Es wird erwartet, dass in 10 bis 15 min Starts der Kompressoren und Turbinen von 0 auf 100 Prozent möglich sind.⁶⁸⁷ Die maximalen Volllaststunden hängen von der Größe des Speichervolumens ab. Typische Leistungen liegen bei 10 bis 1.000 MW mit einer Reichweite von 8 h bis hin zu mehreren Tagen.⁶⁸⁸ Die Lebensdauer der Speicherkaverne wird auf etwa 40 a geschätzt, die des Kompressors auf 25 a und die der Turbine auf 35 a.⁶⁸⁹ Die installierte Leistung diabater DLS in Deutschland umfasst im Jahr 2012 rund 320 MW bei einer Speicherkapazität von maximal zwei Volllaststunden. Die Leistungsaufnahme über den Kompressor liegt bei ca. 70 MW.⁶⁹⁰

Die gesicherte Leistung ist, analog zu Batteriespeichern, stark abhängig vom Füllstand sowie den Ein- und Ausspeicherkapazitäten.

Pumpspeicher

Mithilfe einer Generatorpumpeinheit kann in einem PSKW Speicherwasser zwischen einem Ober- und einem Unterbecken hin- und hergeleitet werden. Potenzielle Energie wird gespeichert, indem Wasser aus dem Unter- ins Oberbecken gepumpt wird. Die Energie wird wieder freigesetzt, indem das Wasser aus dem Oberbecken über die Turbine und den Generator geleitet wird. Der Wirkungsgrad liegt bei 65 bis 80 Prozent, die Selbstentladungsrate 0 bis 0,5 Prozent pro Tag.⁶⁹¹

Als typisch gelten Anlagen mit Leistungen zwischen 10 und 1.000 MW.⁶⁹² Die Reichweite bei maximaler Leistung liegt i. d. R. bei mehreren Stunden. Das typische Verhältnis von Speicherkapazität zur Leistung beträgt zwischen 3,5 und 12 Wh/W.⁶⁹³ Die Lebensdauer wird auf über 100 a geschätzt.⁶⁹⁴ Dabei müssen einzelne Komponenten (Pumpe, Turbine, Generator) ggf. früher ersetzt werden.⁶⁹⁵

PSKW stellen heutzutage große Beiträge zu den Systemdienstleistungen bereit.⁶⁹⁶ Hochflexible Anlagen fahren innerhalb von 30 s von Stillstand auf Volllast.⁶⁹⁷ Durchschnittlich können PSKW

⁶⁸⁵ Vgl. Gatzert und Riechmann (2011), S. 20; Grünwald et al. (2012), S. 73; Dena (2010), S. 438 ff.

⁶⁸⁶ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 78.

⁶⁸⁷ Vgl. ETG (2008), S. 42; Einhellig und Eisfelder (2012), S. 75.

⁶⁸⁸ Vgl. Leuthold (2014), S. 18; Prognos AG (2011b), S. 26.

⁶⁸⁹ Vgl. Prognos AG (2011b), S. 26; VDE (2012c), S. 39.

⁶⁹⁰ Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 73.

⁶⁹¹ Vgl. Leuthold (2014), S. 16; Grünwald et al. (2012), S. 71; Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 78.

⁶⁹² Vgl. Prognos AG (2011b), S. 26; Leuthold (2014), S. 16.

⁶⁹³ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 60 ff.

⁶⁹⁴ Vgl. Prognos AG (2011b), S. 26.

⁶⁹⁵ VDE (2012c) nimmt z. B. eine Lebensdauer von etwa 35 a an. Vgl. VDE (2012c), S. 38.

⁶⁹⁶ Vgl. Groscurth und Bode (2012), S. 8.

⁶⁹⁷ Vgl. Einhellig und Eisfelder (2012), S. 75. Die ETG (2008) geht von Anfahrzeiten von 75 s bis Vollast für die Turbine bzw. 185 s für die Pumpen aus. Vgl. ETG (2008), S. 42.

innerhalb von 75 bis 110 s hochgefahren bzw. abgeschaltet werden.⁶⁹⁸ In Deutschland sind im Jahr 2012 etwa 30 PSKW mit einer Turbinenleistung von ca. 6,7 GW installiert.⁶⁹⁹ Die Pumpleistung liegt mit 6,3 GW etwas niedriger. Die Reichweite liegt bei etwa 7 h, das Speicherpotenzial bei knapp 40 GWh.

Für PSKW werden im Hinblick auf die gesicherte Leistung in der Literatur zwischen 80 und 95,6 Prozent der Leistung angegeben.⁷⁰⁰

Gas- und Wasserstoffspeicher

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von elektrischer Energie ist die Herstellung von Wasserstoff oder Methan. In einem Elektrolyseprozess wird dabei Wasser mithilfe von Strom in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Eine Reaktion mit Kohlendioxid führt zur Konvertierung in synthetisches Erdgas (Methan).⁷⁰¹ Methan kann, ebenso wie ein geringer Anteil Wasserstoff von bis zu 5 Prozent⁷⁰², langfristig im Erdgasnetz gespeichert werden. Alternativ können lokale Speicher (z. B. Röhren-, Kugel- oder Kavernenspeicher) zum Einsatz kommen.

Das Verfahren befindet sich noch im Entwicklungsprozess. Der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff wird auf ca. 54 bis 77 Prozent geschätzt, der zur Herstellung von Methan wiederum auf lediglich 80 Prozent von dem der Wasserstoffherstellung.⁷⁰³ Typische Größen liegen bei 10 kW bis hin zu 1 GW.⁷⁰⁴ Die Wirkungsgrade bei der Rückverstromung durch Verbrennung in einem GuD sind relativ gering und liegen bei 15 bis 40 Prozent.⁷⁰⁵ In Kombination mit der Weiterentwicklung der Elektrolyseure sowie neueren Gasturbinen bzw. GuD kann der Wirkungsgrad erhöht werden.

Bei der Elektrolyse sind fast verzögerungsfreie Reaktionen auf einen Lastwechsel bzw. -sprung über den gesamten Teillastbereich möglich. Die An- bzw. Abfahrtszeit von 0 auf 100 Prozent beträgt etwa 15 min.⁷⁰⁶ Die installierte Leistung beschränkt sich im Jahr 2013 auf Testanlagen.⁷⁰⁷

Zusammenfassende Übersicht der Eigenschaften

Tabelle 31⁷⁰⁸ fasst die wesentlichen Eigenschaften je Technologie zusammen.

⁶⁹⁸ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 61.

⁶⁹⁹ Vgl. hierzu und zum folgenden Plattform EE (2012), S. 22; Hundt et al. (2010), S. 22.

⁷⁰⁰ Vgl. Dena (2008), S. 6; BMU (2013a), S. 23.

⁷⁰¹ Eine Rückverstromung von Wasserstoff erfolgt heute über eine Beimischung von ca. 50 bis 60 Prozent Erdgas. Turbinen zur Verbrennung von reinem Wasserstoff sind derzeit in Entwicklung. Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 80.

⁷⁰² Vgl. Fraunhofer IWES (2011), S. 3.

⁷⁰³ Vgl. Sterner et al. (2011), S. 22.

⁷⁰⁴ Vgl. Leuthold (2014), S. 19.

⁷⁰⁵ Vgl. hierzu und zum folgenden Grünwald et al. (2012), S. 81 f.; Gatzen und Riechmann (2011), S. 21.

⁷⁰⁶ Vgl. Einhellig und Eisfelder (2012), S. 76.

⁷⁰⁷ Vgl. z. B. Enertrag AG (2014) oder Süddeutsche Zeitung GmbH (2011).

⁷⁰⁸ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 60 ff.; Grünwald et al. (2012), S. 71 ff.; Gatzen und Riechmann (2011), S. 20 f.; Dena (2010), S. 438 ff.; VDE (2012c), S. 38 ff.; Oertel (2008), S. 55 ff.; Leuthold (2014), S. 16 ff.; Plattform EE (2012), S. 22 ff.; Stenzel, Bongartz und Fleer (2013), S. 64 f.; Sauer (2006), S. 24;

Tabelle 31: Übersicht der Eigenschaften von Speichertechnologien

Technologie / Eigenschaften	Kapazität zu Leistung [Wh/W]	Wirkungs- grad [%]	Selbstent- ladungs- rate	Lebensdauer [Zyklen]	Lebensdauer [a]
Blei-Säure	0,5 bis 5	80 bis 85	5 % pro Monat	200 bis 2.000	5 bis 15
Natrium- Schwefel	Keine Angabe	80 bis 91	3 % pro Monat	2.500 bis 10.000	15 bis 25
Lithium-Ionen	0,5 bis 2,5	85 bis 95	5 % pro Jahr	5.000 bis 10.000	5 bis 20
Redox-flow	0 bis 200	60 bis 80	ca. 0 %	bis 13.000	10 bis 15
Diabate Druck- luftspeicher	Keine Angabe	40 bis 50	Keine Angabe	Keine Angabe	25 bis 40
Adiabate Druck- luftspeicher	4 bis 10	50 bis 70	0 bis 10 % pro Tag	Keine Angabe	25 bis 40
Pumpspeicher	3,5 bis 12	65 bis 80	0 bis 0,5 % pro Tag	Keine Angabe	bis 100
Gas- und Was- serstoffspeicher	Keine Angabe	15 bis 40	ca. 0 %	Keine Angabe	Keine Angabe

B.3 Detaillierte Beschreibung von Produktionsprozessen

In diesem Kapitel werden die relevanten Produktionsprozesse je Branche detailliert dargestellt.

Chemische Industrie: Chlorherstellung

Beim Diaphragmaverfahren werden zwei Elektroden durch eine ca. 5 mm dicke Schicht aus Polymer- und Asbest-Fasern getrennt. Die Flüssigkeit im Anodenraum steht höher als die im Kathodenraum, so dass es zu einem Flüssigkeitsstrom durch das Diaphragma in den Kathodenraum kommt. Chlor und Wasserstoff werden entzogen, überschüssige Salze zurück in den Prozess gegeben. Natronlauge (mit hohem Kochsalzgehalt) wird abgetrennt.⁷⁰⁹ Der spezifische Stromeinsatz liegt bei etwa 2,97 MWh pro Tonne.⁷¹⁰

Abbildung 62⁷¹¹ zeigt den Prozess der Chlorherstellung nach dem Diaphragma-Verfahren.

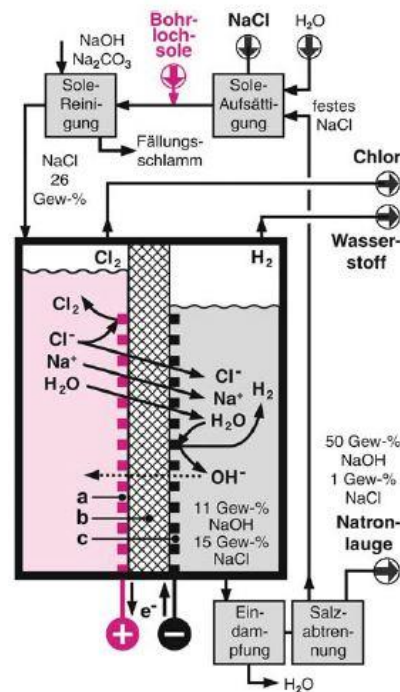


Abbildung 62: Prozess der Chlorherstellung (Diaphragma-Verfahren)

Beim Amalgamverfahren gemäß Abbildung 63⁷¹² wird im Gegensatz zum Diaphragmaverfahren ein fließender Quecksilberfilm als Kathode eingesetzt.⁷¹³ Nach dem Anlegen von elektrischer Energie kommt es zu einer Reaktion, bei der Chlor und Natrium-Amalgam entstehen. Ersteres entweicht zur weiteren Produktion. Letzterem werden in einem nächsten Prozessschritt Wasser und Graphit zugeführt. Bei der anschließenden Reaktion werden Quecksilber, Natronlauge und Wasserstoff

⁷⁰⁹ Vgl. Behr, Agar und Jörissen (2010), S. 233.

⁷¹⁰ Vgl. Fleiter (2013), S. 150.

⁷¹¹ Behr, Agar und Jörissen (2010), S. 233.

⁷¹² Ebd., S. 234.

⁷¹³ Anmerkung: Für Anlagen mit Amalgamverfahren gilt eine Selbstverpflichtung des Europäischen Branchenverbands Eurochlor zur Stilllegung aus ökologischen Gründen bis 2020.

freigesetzt.⁷¹⁴ Der spezifische Stromverbrauch liegt im Vergleich zum Diaphragmaverfahren etwa höher bei ca. 3,56 MWh pro Tonne.⁷¹⁵

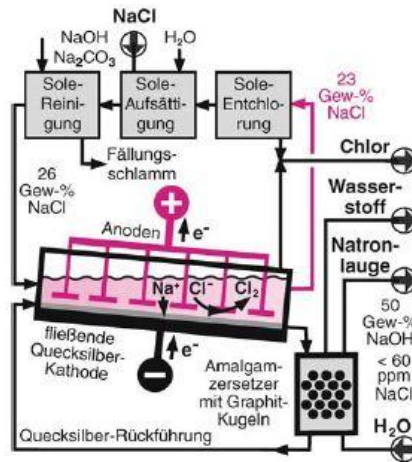


Abbildung 63: Prozess der Chlorherstellung (Amalgam-Verfahren)

Als drittes Verfahren wird das Membran-Verfahren nach Abbildung 64⁷¹⁶ eingesetzt. Es gleicht vom Ablauf her dem Diaphragma-Verfahren, gilt durch den Einsatz von Kationenaustauschermembranen jedoch als energiesparender und umweltfreundlicher.⁷¹⁷ Der spezifische Stromverbrauch ist mit etwa 2,79 MWh pro Tonne im Vergleich zu den beiden anderen Verfahren am geringsten.⁷¹⁸

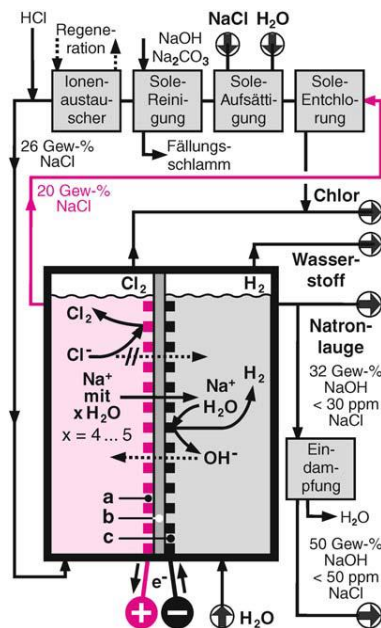


Abbildung 64: Prozess der Chlorherstellung (Membran-Verfahren)

⁷¹⁴ Vgl. Behr, Agar und Jörissen (2010), S. 234.

⁷¹⁵ Vgl. Fleiter (2013), S. 150.

⁷¹⁶ Behr, Agar und Jörissen (2010), S. 234.

⁷¹⁷ Vgl. ebd. (2010), S. 234 f.

⁷¹⁸ Vgl. Fleiter (2013), S. 150.

Chemische Industrie: Luftzerlegung

Zunächst wird bei der Luftzerlegung die Umgebungsluft über einen Verdichter angesaugt, auf 5 bar komprimiert und heruntergekühlt. Anschließend wird die Luft gereinigt und bei ca. -190 Grad Celsius rektifiziert, wobei die Auftrennung der Luft in die einzelnen Bestandteile erfolgt. Abbildung 65⁷¹⁹ stellt den Prozess dar.

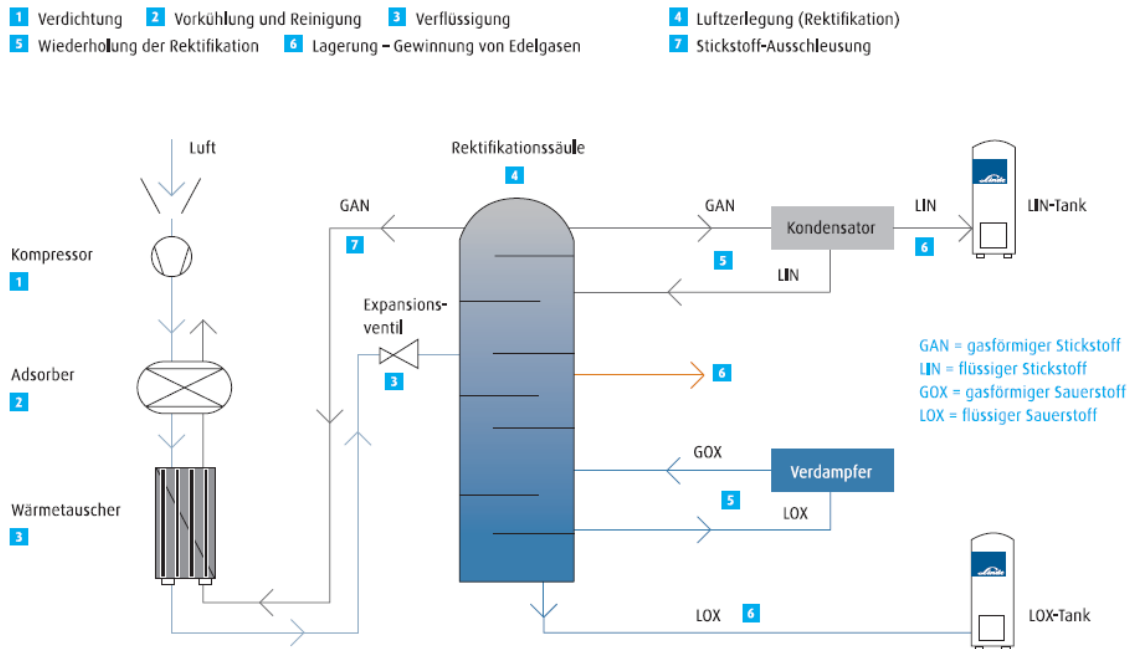


Abbildung 65: Prozess der Luftzerlegung

Der spezifische Stromverbrauch bei der Sauerstoffherstellung liegt bei ca. 0,26 MWh pro Tonne.⁷²⁰ Die getrennten Gase können flüssig oder gasförmig in Tanks bzw. Pipelines gespeichert werden.

Nicht-Eisen-Metallindustrie: Primäraluminiumherstellung

Abbildung 66⁷²¹ zeigt den Querschnitt durch eine Elektrolysezelle mit zwei Graphit-Anoden in einer Kathodenwanne.

⁷¹⁹ Linde AG (2013), S. 2.

⁷²⁰ Vgl. Fleiter (2013), S. 151.

⁷²¹ Behr, Agar und Jörissen (2010), S. 237.

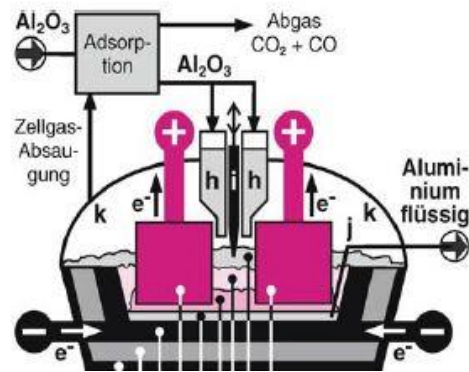


Abbildung 66: Prozess der Aluminiumherstellung (Schmelzfluss-Elektrolyse)

Im Herstellungsprozess wird zunächst unter Druck und Hitze das in Beauzit enthaltene Aluminiumhydroxid herausgelöst. Dieses wird anschließend gemeinsam mit Kryolith in die Schmelzfluss-Elektrolyse gegeben. Bei der Schmelze durch Anlegen elektrischer Energie verflüssigt sich das Aluminium bei ca. 950 Grad Celsius und setzt sich auf dem Boden der Graphit-Kathodenwanne ab, von wo aus es abgesaugt wird. Das dann flüssige Aluminium wird anschließend zu Walzbarren gegossen oder in flüssigem Zustand an Abnehmer zur direkten Weiterverarbeitung geliefert.⁷²² In der Praxis werden mehrere Elektrolysezellen parallel betrieben. Der spezifische Stromverbrauch beträgt 13 bis 16 MWh pro Tonne Aluminium.⁷²³ Darüber hinaus kann sogenanntes Sekundäraluminium durch Recycling gewonnen werden. Der Stromeinsatz ist im Vergleich zum Primäraluminium vernachlässigbar gering.⁷²⁴

Nicht-Eisen-Metallindustrie: Primärkupferherstellung

Zunächst wird Garkupfer aus gereinigtem Kupfererz gewonnen, indem in Rostöfen in mehreren Schritten das Kupfererz zu Kupferoxid oxidiert und danach mit Kupfersulfid zu unreinem Garkupfer reduziert wird.⁷²⁵ Anschließend erfolgt eine Raffination durch Elektrolyse, bei der sich reines Kupfer an der Kathode absetzt. Unedlere Metallionen (z. B. Zink- und Bleiionen) verbleiben in der Lösung.⁷²⁶ Der Stromeinsatz der elektrolytischen Reinigung liegt bei ca. 2,7 MWh pro Tonne Primärkupfer.⁷²⁷ Wie Aluminium kann Kupfer darüber hinaus recycelt werden. Der Strombedarf bei der Sekundärkupferherstellung ist jedoch (wie bei der Sekundäraluminiumherstellung) vernachlässigbar gering.⁷²⁸

⁷²² Vgl. Behr, Agar und Jörisen (2010), S. 236 f.

⁷²³ Vgl. Izesg (2012), S. 23; Dena (2012b), S. 35.

⁷²⁴ Vgl. Fleiter (2013), S. 323.

⁷²⁵ Vgl. WV Metalle (2013).

⁷²⁶ Vgl. ebd.

⁷²⁷ Vgl. Fleiter (2013), S. 324.

⁷²⁸ Vgl. ebd., S. 325.

Nicht-Eisen-Metallindustrie: Zinkherstellung

Analog zum Kupfer wird zunächst Erz durch Mahlen, Rösten und Brennen in Zinkoxid gewandelt. Danach wird (beim stromintensiven hydrometallurgischen Verfahren) konzentrierte Schwefelsäure zugeführt, um Zinksulfat herzustellen. Bei der anschließenden Elektrolyse setzt sich Zink mit einem Reinheitsgrad von 99,99 Prozent an der eingesetzten Aluminiumkathode ab. Der spezifische Stromeinsatz liegt bei ca. 4 MWh pro Tonne Zink.⁷²⁹

Nicht-Eisen-Metallindustrie: Siliziumherstellung

Silizium wiederum wird hergestellt aus dem Rohmaterial Siliziumdioxid sowie Kohlenstoff bei einer angelegten Temperatur von ca. 2.000 Grad Celsius.⁷³⁰ Der Stromeinsatz im Schmelzfluss-Ofen liegt bei rund 14 MWh pro Tonne Silizium.

Stahlindustrie: Elektrolichtbogen

Abbildung 67⁷³¹ zeigt den Stahlherstellungsprozess vom Beladen des Ofenraums mit i. d. R. mehr als 100 Tonnen Stahlschrott und Zusatzstoffen bis zum Abstich des flüssigen Stahls. Der abgeschlossene Gesamtprozessschritt wird Charge genannt.

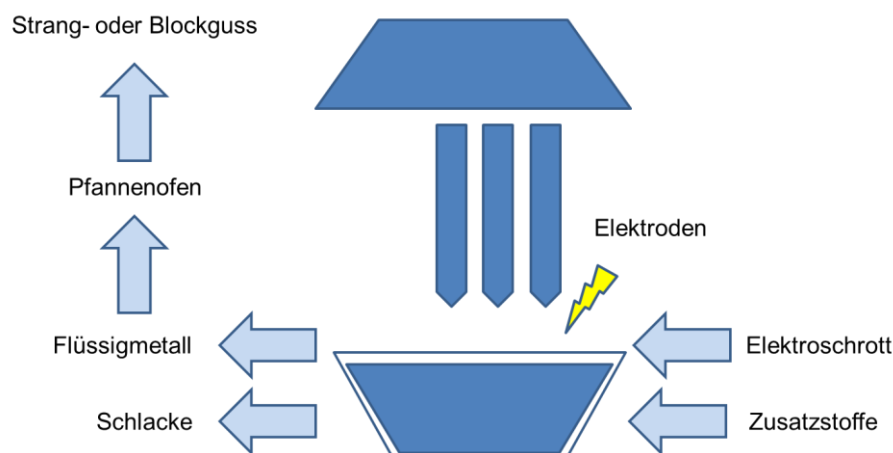


Abbildung 67: Prozess der Stahlherstellung (Elektrolichtbogenverfahren)

Der energieintensive Teil ist die Schmelze. Hierfür wird Strom mit hoher Spannung und Stromstärke auf Niedrigspannung mit hoher Stromstärke transformiert. Im Schmelzofen entsteht zwischen Kohlenstoffelektrode und Stahlschrott ein Lichtbogen, der den gesammelten Stahlschrott durch die Freisetzung von Wärme (bei ca. 3.500 Grad Celsius zwischen den Elektroden und 1.800 Grad Celsius in der Stahlschmelze) verflüssigt.⁷³²

⁷²⁹ Vgl. WV Metalle (2013); WV Metalle (2014a); Ewen (2009), S. 3.

⁷³⁰ Vgl. Schultz (2014).

⁷³¹ In Anlehnung an Befesa Steel (2014).

⁷³² Vgl. Stahl-Informations-Zentrum (2009), S. 3.

Während dieses Prozesses fällt der Stahlschrott nach und nach in sich zusammen, so dass sich der Lichtbogen und damit der Strombedarf einer Charge ständig verändert.⁷³³ Zudem kann der Strombedarf von der Qualität des Schrotts und dem Einsatz von chemischer Energie in Form von Kohlen- oder Sauerstoff abhängen. Je mehr Sauer- und Kohlenstoff hinzugegeben wird, desto geringer wird der Stromverbrauch.⁷³⁴ Der Schmelzvorgang einer Charge dauert je nach Ofengröße und Einsatzmaterial zwischen 40 und 75 min.⁷³⁵ Der spezifische Verbrauch liegt zwischen ca. 345 und 530 kWh pro Tonne Stahl.⁷³⁶

Nach der Schmelze findet der Abstich in den Pfannenofen statt. In diesem von der Leistungsaufnahme her kleineren Elektrolichtbogenofen wird im Rahmen der Sekundärmetallurgie eine Qualitätsprüfung und bei Bedarf eine Qualitätsanpassung des Stahls durchgeführt. Hierdurch können der Gehalt von Kohlen-, Wasser- und Stickstoff sowie Phosphor und Legierungselementen im Stahl reguliert werden. Anschließend wird der Flüssigstahl im Strangguss (ca. 95 Prozent) bzw. Blockguss (ca. 5 Prozent) zu Brammen, Blechen oder Blöcken weiter verarbeitet.⁷³⁷

Papierindustrie: Holzstoffherstellung

Abbildung 68⁷³⁸ zeigt den Herstellungsprozess nach dem mechanischen (linke Grafik) und dem thermomechanischen Verfahren (rechte Grafik).

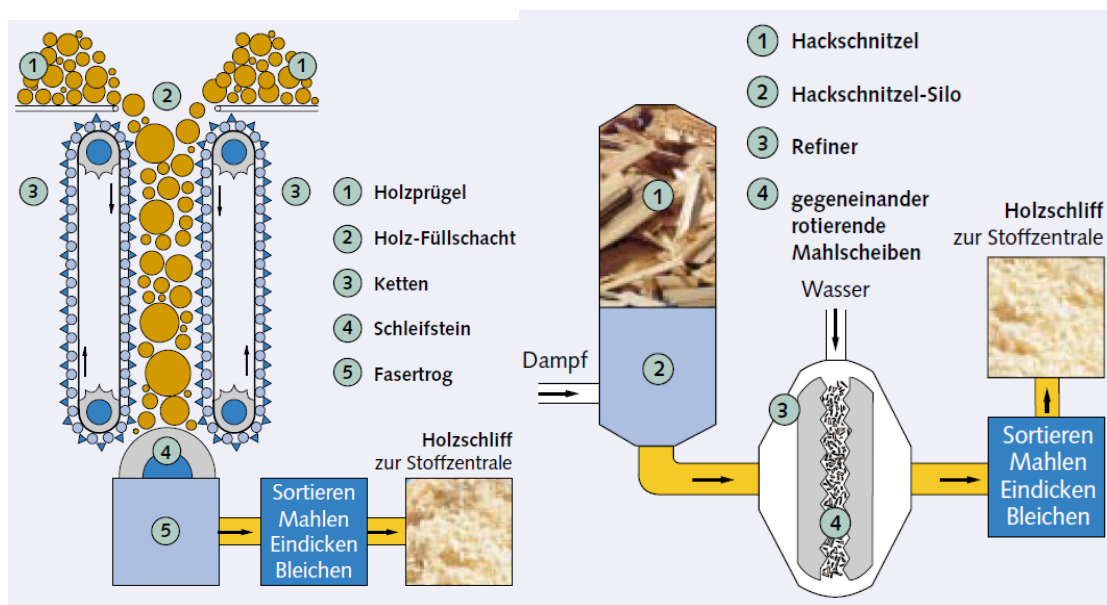


Abbildung 68: Herstellung von Holzstoff

⁷³³ Typische Lastverläufe finden sich z. B. in Haverkamp (2009), S. 13.

⁷³⁴ Vgl. Fleiter (2013), S. 284.

⁷³⁵ Vgl. Jopp (2013), S. 69.

⁷³⁶ Vgl. Izesg (2012), S. 26; Fleiter (2013), S. 289; Jopp (2013), S. 69.

⁷³⁷ Vgl. Stahl-Informations-Zentrum (2009), S. 6.

⁷³⁸ Vgl. Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (2014), S. 6.

Beim mechanischen Verfahren werden Holzprügel in heißem Wasser an einem Schleifstein abgerieben. Es entstehen feine Faserpartikel, abgebrochene Faserstücke sowie ganze Fasern, die anschließend sortiert, gemahlen, eingedickt und gebleicht werden. Das thermomechanische Verfahren wiederum nutzt Holzhackschnitzel, die in Wasser bei hoher Temperatur gekocht und dabei von zwei gegeneinander rotierenden Mahlscheiben (Refiner) zerfasernt werden.⁷³⁹

Der spezifische Stromverbrauch liegt für das mechanische Verfahren bei etwa 1,8 MWh pro Tonne Holzstoff und für das thermomechanische Verfahren bei ca. 2,7 MWh pro Tonne Holzstoff.⁷⁴⁰

Papierindustrie: Zellstoffherstellung

Durch die Herstellung von Zellstoff (vgl. Abbildung 69⁷⁴¹) können lange Frischfasern für robuste Papiere gewonnen werden.

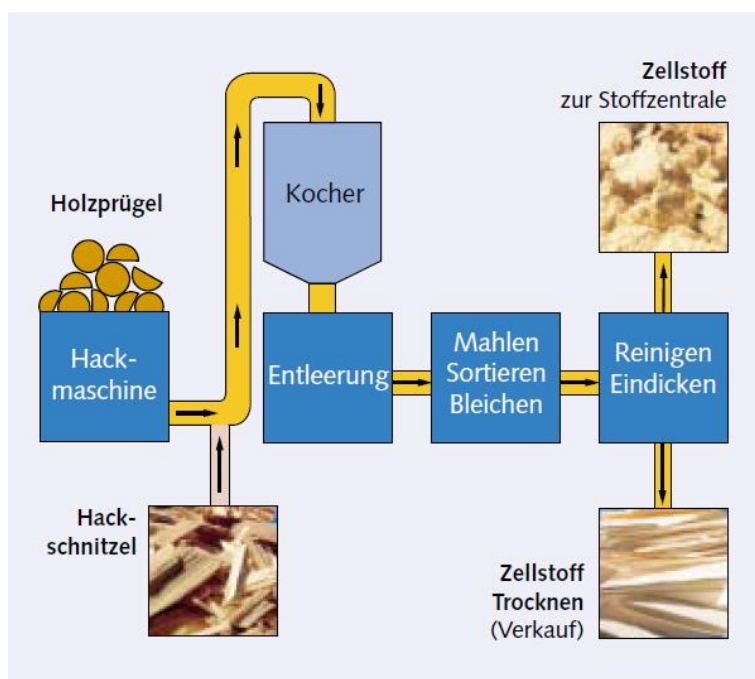


Abbildung 69: Herstellung von Zellstoff

Hierzu werden Holzhackschnitzel in einem Kocher nach einem chemischen Verfahren aufgespalten. Die gewonnenen Fasern werden anschließend analog zu den Holzstoffverfahren gemahlen, nach Größe sortiert, gebleicht und eingedickt.⁷⁴²

⁷³⁹ Vgl. Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (2014), S. 6 f.

⁷⁴⁰ Vgl. Fleiter (2013), S. 355 f.

⁷⁴¹ VDP (2014), S. 7.

⁷⁴² Vgl. ebd.

Papierindustrie: Altpapieraufbereitung

Altpapier wird zunächst in Wasser durch den sogenannten Pulper aufgelöst und gereinigt (vgl. Abbildung 70⁷⁴³).

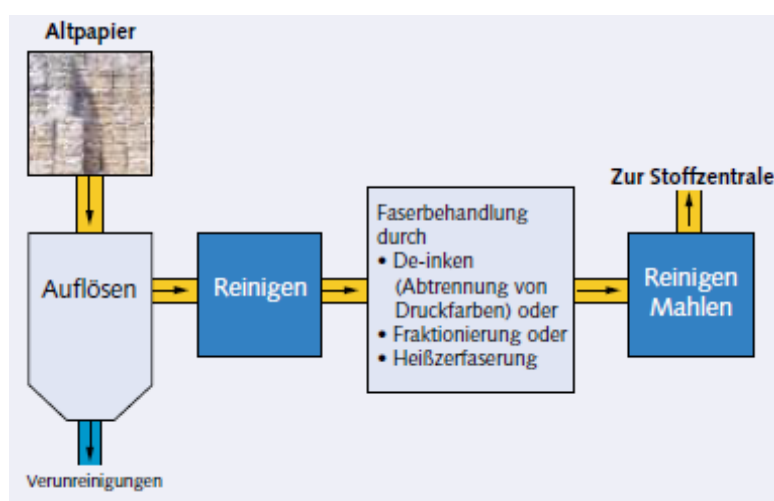


Abbildung 70: Aufbereitung von Altpapier

Die Sekundärfasern werden hierbei von Fremtteilen (wie Klebern und Kunststoffen) getrennt und anschließend gesiebt. Daraufhin werden sie mittels Seife, Wasser und Natronlauge von alter Druckfarbe gesäubert (De-Inking). Bei diesem Prozess verlieren die Fasern an Länge und Stabilität, so dass sie den Prozess nur eine bestimmte Anzahl an Malen durchlaufen können.⁷⁴⁴ Der spezifische Stromeinsatz liegt bei 0,26 MWh pro Tonne Faserstoff.⁷⁴⁵

Papierindustrie: Papierherstellung

Nach der Stoffaufbereitung werden die Fasern mit Wasser in die Stoffzentrale gepumpt (vgl. Abbildung 71⁷⁴⁶). Dort werden das Verhältnis der Einsatzstoffe zur Herstellung der gewünschten Papierqualität festgelegt und entsprechende Hilfsstoffe hinzugegeben.⁷⁴⁷

Unterschieden werden vier Papiersorten. Einerseits gibt es grafische Papiere wie z. B. Zeitungen und Pressepapiere, bei denen die Altpapierquote bei ca. 48 Prozent liegt. Andererseits werden Pappen, Karton und Papiere zu Verpackungszwecken (Altpapierquote 100 Prozent) oder für technische bzw. spezielle Verwendungszwecke (Altpapierquote 39 Prozent) produziert. Darüber hinaus wird Hygienepapier bei einer Altpapierquote von 51 Prozent hergestellt.⁷⁴⁸

⁷⁴³ VDP (2014), S. 8.

⁷⁴⁴ Vgl. ebd., S. 7 f.

⁷⁴⁵ Vgl. Fleiter (2013), S. 356.

⁷⁴⁶ VDP (2014), S. 2 f.

⁷⁴⁷ Vgl. ebd., S. 2.

⁷⁴⁸ Vgl. VDP (2013), S. 44 sowie S. 64.

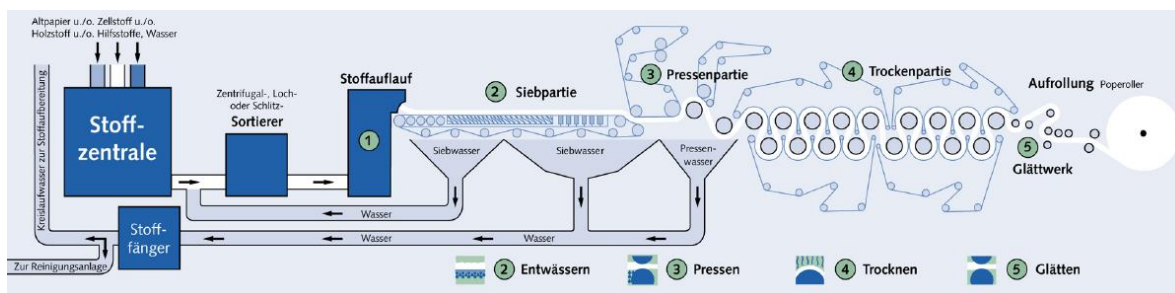


Abbildung 71: Funktionsweise der Papiermaschine

Im Stoffauflauf wird das Faserstoff-Wasser-Gemisch gleichmäßig auf die Siebpartie aufgebracht, wo sich die Fasern auf- und nebeneinander ablageren und ein Teil des Wassers abläuft. Anschließend wird das Papier in der Pressenpartie entwässert und durch den Einsatz von dampfbeheizten Trockenzylindern getrocknet. Danach wird es durch Walzen geglättet und als Rohpapier aufgerollt. Je nach gewünschter Qualität wird das Rohpapier daraufhin mit Streichfarbe in der Streichmaschine veredelt und im Kalandersatiniert, wodurch das Papier noch stärker geglättet wird und einen Glanz erhält. Den Abschluss der Papierproduktion stellen Schneidegeräte dar, die entweder Papierrollen oder Formatpapiere herstellen.⁷⁴⁹ Große Papiermaschinen besitzen eine Produktionsleistung von ca. 70 Tonnen pro Stunde.

Der spezifische Strombedarf ist dabei abhängig vom hergestellten Papier. Bei grafischem Papier wird von etwa 0,42 MWh pro Tonne, bei Verpackungspapieren von ca. 0,13 MWh pro Tonne, bei Hygienepapieren von etwa 0,88 MWh pro Tonne und bei Spezialpapieren von 0,21 MWh pro Tonne Papier ausgegangen.⁷⁵⁰

Zementindustrie: Zementherstellung

Nach dem Abbau zerkleinert ein Brecher das Gestein zu Schotter, der anschließend über Förderbänder zur Zwischenlagerung in eine Schotterhalle transportiert wird. Dort wird der Schotter getrocknet und in Rohgesteinsmühlen zu Rohmehl verarbeitet, das in Silos gespeichert wird. Das Rohmehl wird anschließend in Dreh- bzw. Schächtofen zu Klinkern gebrannt.⁷⁵¹ Die Klinker werden anschließend in Klinkersilos gesammelt. In einer Kugelmühle werden sie daraufhin unter Hinzugabe von Zusatzstoffen zerkleinert und zu Zement verarbeitet. Der Zement wird in Zementsilos gespeichert.

Abbildung 72⁷⁵² zeigt den Produktionsprozess, bei dem Kalkstein bzw. -mergel zunächst in Klinker und dann in Zement gewandelt wird.

⁷⁴⁹ Vgl. VDP (2014), S. 2 ff.

⁷⁵⁰ Vgl. Fleiter (2013), S. 359 f.

⁷⁵¹ Anmerkung: Unter den 53 Öfen mit Betriebsgenehmigung sind 45 Drehöfen, die knapp 99 Prozent der installierten Ofenkapazitäten darstellen. Aus dem Grund sind Schächtofen (Stand 2013) zu vernachlässigen. Vgl. VDZ (2013b), S. 12.

⁷⁵² VDZ (2013a).

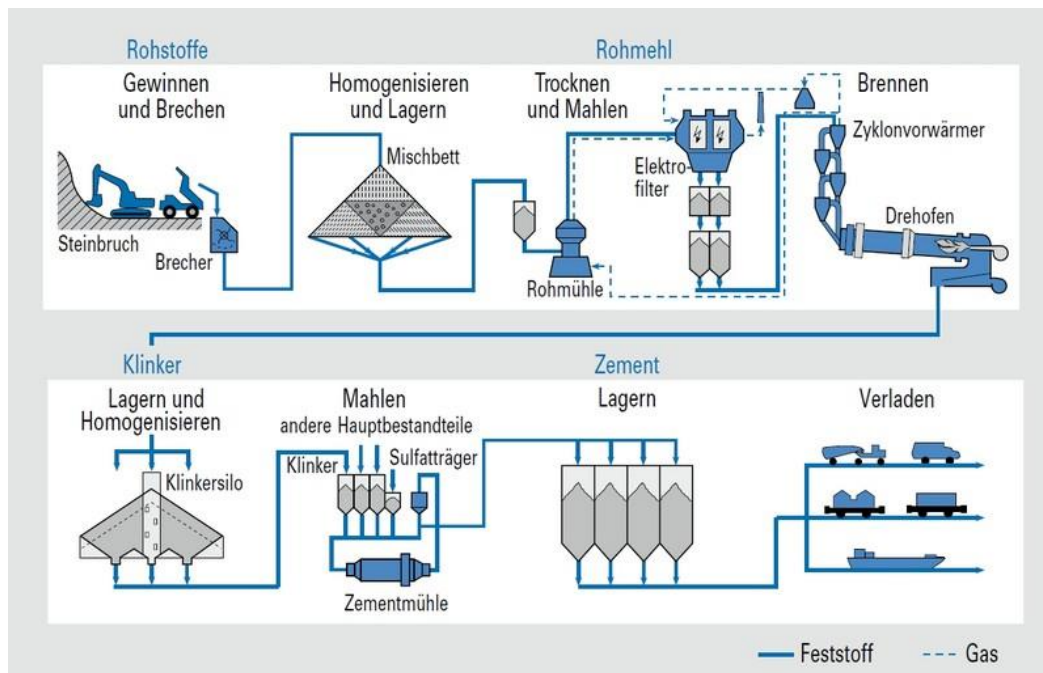


Abbildung 72: Prozess der Zementherstellung

Der spezifische Strombedarf zur Zementherstellung liegt bei etwa 0,11 MWh pro Tonne.⁷⁵³ Auf das Brechen und Zerkleinern entfallen dabei ca. 35 Prozent des Stromverbrauchs, auf das Brennen und Kühlen 22 Prozent und auf das Mahlen der Klinker ca. 38 Prozent.⁷⁵⁴

Glasindustrie: Glasherstellung

Nach dem Mischen der Ausgangsstoffe zu sogenanntem Glassatz wird dieser als Tonnage in einer Schmelzwanne vorgewärmt und anschließend geschmolzen. Die Schmelztemperatur liegt bei bis zu 1680 Grad Celsius. Aufgrund grundsätzlich niedrigerer Kosten wird derzeit rund 97 Prozent der benötigten Energie durch Erdgas und nur 3 Prozent durch elektrische Heizungen bereitgestellt. Es gibt nur wenige Standorte bzw. Schmelzwannen in Deutschland, bei denen der Schmelzprozess rein über Strom erfolgt. Elektrische Booster sind jedoch i. d. R. an jedem Produktionsstandort vorhanden. Sie sind in Form von Elektroden am Boden des Glasbades eingelassen und leiten bei Bedarf Strom durch das flüssige Glas.⁷⁵⁵ Allgemein gilt dabei der Zusammenhang, dass der Direkstromereinsatz mit der gewünschten Glasqualität steigt.

Der Glasherstellungsprozess wird in folgender Abbildung 73⁷⁵⁶ graphisch veranschaulicht.

⁷⁵³ Vgl. VDZ (2013b), S. 7 und S. 13.

⁷⁵⁴ Vgl. VDZ (2010), S. 11.

⁷⁵⁵ Vgl. Fleiter (2013), S. 476 f; RWI (2011), S. 97 ff.

⁷⁵⁶ Siebdruck-Partner (2014).

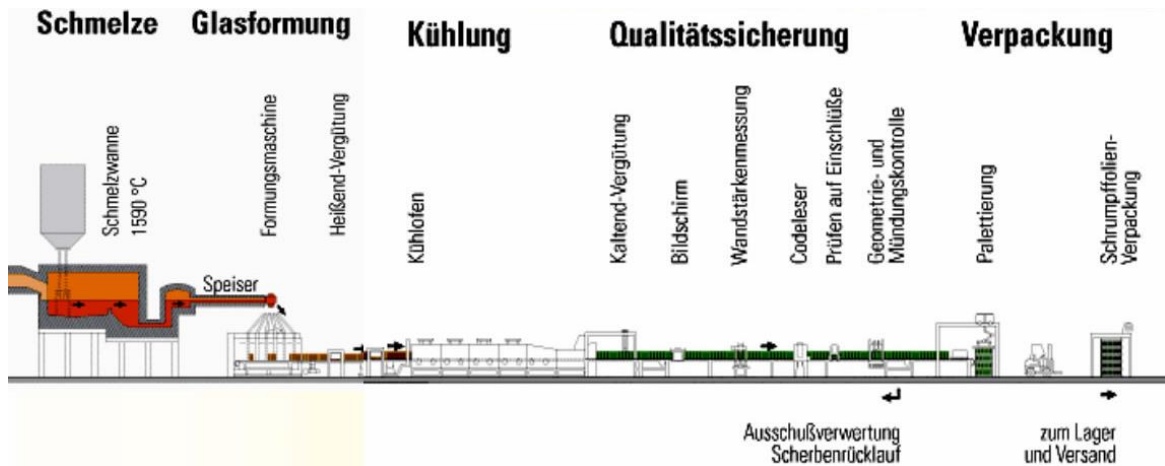


Abbildung 73: Prozess der Glasherstellung

Schmelzwannen werden dabei i. d. R. bei rund 80 bis 90 Prozent der maximalen Schmelzleistung (definiert als Produkt aus Tonnage und Energieeinsatz) betrieben. Bei zu geringer Schmelzleistung würde die Wanne Schaden nehmen.

Nach der Schmelze wird das flüssige Glas in seine endgültige Form gebracht. Unterschieden werden Flachglas (z. B. für die Fahrzeugindustrie und den Bausektor), Hohlglas (z. B. Behälter-, Kristall- und Wirtschaftsglas für konsumnahe Bereiche) sowie Glasfasern (z. B. als Dämmmaterial) und sonstiges Glas für unterschiedliche industrielle und technische Zwecke. Die Produktion von Flachglas kann nach dem Float-, dem Zieh- oder dem Gussverfahren erfolgen. Hohlglas wird durch Druckluft oder Pressen in die gewünschte Vorform gebracht. Anschließend wird es aufgeblasen, spannungsfrei gegläht und ggf. weiter veredelt. Zum Abschluss des Produktionsprozesses wird das jeweilige Glasprodukt in Kühlöfen abgekühlt.⁷⁵⁷

Der spezifische Strombedarf für die Produktion von Flachglas liegt bei etwa 0,92 MWh pro Tonne, wovon gut 0,2 MWh pro Tonne auf die Schmelze und rund 0,72 MWh pro Tonne auf sonstige Prozesse wie Gemengebereitung, Mischen, Formgebung, Entspannen oder Verpacken entfallen. Beim Behälterglas sind es 0,39 MWh pro Tonne, wobei die Schmelze bei 0,14 MWh pro Tonne und sonstige Prozesse bei 0,25 MWh pro Tonne liegen. Glasfasern kommen auf einen spezifischen Energiebedarf von rund 0,5 MWh pro Tonne mit 0,17 MWh pro Tonne für die Schmelze und 0,33 MWh pro Tonne für sonstige Prozesse. Sonstiges Glas kommt mit 1,39 MWh pro Tonne auf den höchsten spezifischen Strombedarf. Davon entfallen 0,56 MWh pro Tonne auf die Schmelze und etwa 0,83 MWh pro Tonne auf sonstige Prozesse.⁷⁵⁸

⁷⁵⁷ Vgl. RWI (2011), S. 97 ff.; Fleiter (2013), S. 476 f.

⁷⁵⁸ Vgl. Fleiter (2013), S. 472 ff.

Braunkohleindustrie: Braunkohleabbau

Der Abbau erfolgt durch Schaufelradbagger, die zunächst die Bodenschichten terrassenförmig abtragen, bis die Kohle freigelegt ist (vgl. Abbildung 74⁷⁵⁹).

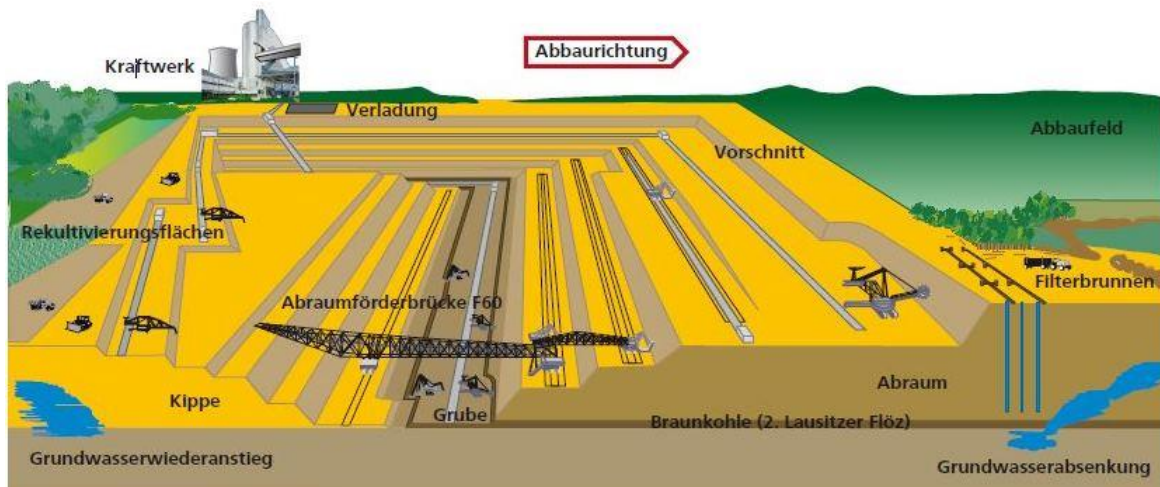


Abbildung 74: Prozess des Braunkohleabbaus

Über Bandanlagen oder Eisenbahnzüge wird die gewonnene Braunkohle anschließend zu den Kraftwerken transportiert.⁷⁶⁰ Den Abraum transportieren Bandanlagen zu einem Bandsammel-punkt, wo sie ein Absetzer verkippt. Anschließend werden die devastierten Flächen entsprechend festgelegter Vorgaben rekultiviert.

Stromintensiv sind insbesondere Schaufelradbagger (mit elektrischer Leistungsaufnahme von bis zu 20 MW) und Bandanlagen (mit elektrischen Antrieben und einem Leistungsbezug von bis zu 12 MW).

Raffinerien: Mineralölherstellung

Zunächst wird Erdöl im Rahmen der Destillation erwärmt und in seine Einzelbestandteile (Fraktionen) getrennt, wobei leichtere Fraktionen wie Gase und Benzine sowie die Mittelfraktionen Kerosin und Gasöl abgezogen werden. Die Rückstände der Destillation wiederum werden in einer sogenannten Konversion unter Vakuum weiter aufgetrennt in Produkte, die für die Erzeugung von leichtem und schwerem Heizöl, Kerosin und Bitumen genutzt werden können. Ziel ist es, möglichst viel der wertvolleren, leichten Mineralölprodukte herzustellen. Die gewonnenen Einzelbestandteile werden danach der Entschwefelung zugeführt, bei der chemisch gebundener Schwefel entfernt wird. Bei Bedarf kann danach z. B. die Oktanzahl durch Veränderung der Molekülstruktur erhöht werden, um Ottokraftstoffe herzustellen. Abschließend werden die Produkte normgerecht fertiggestellt und

⁷⁵⁹ DEBRIV (2013), S. 16.

⁷⁶⁰ Vgl. ebd.

verkaufsfähig gemacht (Konfektionierung).⁷⁶¹ Stromintensiv sind in diesen Prozessen insbesondere Kompressoren und Pumpen.⁷⁶²

Wie Abbildung 75⁷⁶³ zeigt, lässt sich die Kraftstoffproduktion in mehrere Stufen unterteilen.

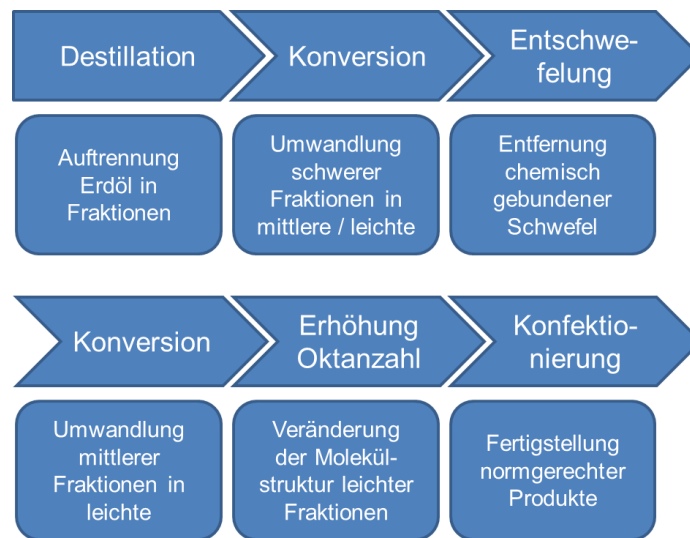


Abbildung 75: Prozess der Mineralölherstellung

⁷⁶¹ Vgl. Dena (2011), S. 27.

⁷⁶² Vgl. ebd., S. 35.

⁷⁶³ In Anlehnung an ebd., S. 23.

B.4 Herleitung des marginalen Wirkungsgrads

In Kapitel 6.1.3.5 wird der marginale Wirkungsgrad zwischen Mindestlast und Vollast $\eta_{Zuwachs}$ genutzt. In der Folge wird die Herleitung des Wirkungsgrads erläutert.

Zur Bestimmung herangezogen werden insbesondere:

- der Wirkungsgrad unter Vollast als Verhältnis der elektrischen Leistung unter Vollast P_{Voll} und der zugeführten Energie bei Vollast Q_{Voll} : $\eta_{Voll} = \frac{P_{Voll}}{Q_{Voll}}$,
- der Wirkungsgrad unter Mindestlast η_{Teil} als Verhältnis von elektrischer Leistung bei Mindestlast P_{Teil} zu zugeführter Energie bei Mindestlast Q_{Teil} bzw. als Delta zwischen Wirkungsgrad bei Vollast und den Verlusten in Teillast: $\eta_{Teil} = \frac{P_{Teil}}{Q_{Teil}} = \eta_{Voll} - \eta_{V,Teil}$ sowie
- die Mindestlast P_{Teil} als prozentualer Anteil f_{Min} der Vollast: $P_{Teil} = f_{Min}P_{Voll}$.

Unter der Annahme, dass die Vollast der Summe aus Mindestteillast und Zuwachsleistung entspricht, gilt:

$$\eta_{Voll} = \frac{P_{Voll}}{Q_{Voll}} = \frac{P_{Teil} + P_{Zuwachs}}{Q_{Teil} + Q_{Zuwachs}}. \quad (82)$$

Der marginale Wirkungsgrad ergibt sich so zu:

$$\eta_{Zuwachs} = \frac{P_{Zuwachs}}{Q_{Zuwachs}} = \frac{P_{Voll} - P_{Teil}}{Q_{Voll} - Q_{Teil}}. \quad (83)$$

Durch Umformung lässt sich die Formel anschließend vereinfachen zu:

$$\begin{aligned} \eta_{Zuwachs} &= \frac{P_{Voll} - P_{Teil}}{Q_{Voll} - Q_{Teil}} = \frac{P_{Voll} - f_{Min}P_{Voll}}{P_{Voll} - \frac{f_{Min}P_{Voll}}{\eta_{Teil}}} = \frac{1 - f_{Min}}{1 - \frac{f_{Min}}{\eta_{Teil}}} = \frac{1 - f_{Min}}{\eta_{Teil} - f_{Min}\eta_{Voll}} \\ &= \frac{(1 - f_{Min})\eta_{Voll}\eta_{Teil}}{\eta_{Teil} - f_{Min}\eta_{Voll}} = \frac{(1 - f_{Min})\eta_{Voll}(\eta_{Voll} - \eta_{V,Teil})}{(\eta_{Voll} - \eta_{V,Teil}) - f_{Min}\eta_{Voll}}. \end{aligned} \quad (84)$$

Im Modell für die Ermittlung von $\eta_{Zuwachs}$ im Modell eingesetzt wird dementsprechend die Formel:

$$\eta_{Zuwachs} = \frac{(1 - f_{Min})\eta_{Voll}(\eta_{Voll} - \eta_{V,Teil})}{(\eta_{Voll} - \eta_{V,Teil}) - f_{Min}\eta_{Voll}}. \quad (85)$$

B.5 Eingangsparameter der Klassen Erneuerbarer Energien

Grundlage für die Bestimmung der erwarteten installierten Leistungen in den Jahren 2023 und 2033 ist einerseits die installierte Leistung im Jahr 2015. Andererseits finden die Zubaukorridore nach EEG 2014 Berücksichtigung. Die maximal gewünschten Zubauten betragen 2,6 GW/a jeweils für WEA an Land und PV sowie rund 6,5 GW für WEA auf See bis zum Jahr 2020 bzw. etwa 15 GW bis zum Jahr 2030.⁷⁶⁴

Für das Szenario 2023_n wird erwartet, dass der Ausbaupfad von 2,6 GW/a eingehalten und linear fortgeschrieben wird. Unter Annahme einer installierten Leistung von 40,3 GW für WEA an Land und 39,5 GW für PV im Jahr 2015 ergeben sich für das Szenario 2023_n erwartete Leistungen von 61,1 GW respektive 60,3 GW.⁷⁶⁵ Die Annahmen für Wind auf See beruhen auf einem linearen Fortschreiben der zum Erreichen der Ziele notwendigen Zubauten. Dieser fortzuschreibende Wert beträgt entsprechend der Zielwerte für die Jahre 2020 bzw. 2030 0,85 GW/a.

Für die Szenarien 2023_n bzw. 2033_n werden ein Abschlag von 30 Prozent und für die Szenarien 2023_m und 2033_m ein Abschlag in Höhe von 15 Prozent auf die zugebaute Leistung gemäß der Szenarien 2023_n bzw. 2033_n angenommen. Durch die Sensitivitäten soll berücksichtigt werden, dass die Auswirkungen der EEG-Ausschreibung vor dem Hintergrund von vielen, heute bereits genutzten Standorten mit gutem Energieertrag noch unklar ist.

Die Korrekturfaktoren für Effizienzgewinne gegenüber dem Jahr 2013 betragen für WEA an Land 12,5 Prozent in den Szenarien 2023 und 25 Prozent in den Szenarien 2033. Hauptgrund für die Annahme ist die Installation von Anlagen mit höherer Nabenhöhe und größerem Rotordurchmesser. Bei WEA auf See wird aus gleichem Anlass mit einer Steigerung von 10 Prozent in 2023 bzw. 20 Prozent in 2033 ausgegangen. PV-Anlagen erhalten keine Korrekturfaktoren. Diese Annahme wird getroffen in der Erwartung, dass den Effizienzgewinnen beim Anlagenbau der egalisierende Nachteil gegenüber steht, dass bereits viele Flächen mit für die Energieausbeute optimaler Süd-Ausrichtung vergeben sind.

Tabelle 32⁷⁶⁶ zeigt die gewählten installierten Leistungen für WEA an Land, WEA auf See und PV in den diversen Szenarien im Überblick. Mit Bezug auf die Wahl der vier Beispielwochen nach Kapitel 6.2.2 werden die Einspeisewerte als Eingangsdaten genutzt, die zum Zeitpunkt der gewählten stromseitigen Residuallast anfallen.

Tabelle 32: Übersicht über die erwartete installierte Leistung von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen je Szenario

	WEA an Land [GW]	WEA auf See [GW]	PV [GW]
2013_b	32,9	0,6	34,4

⁷⁶⁴ Vgl. EEG 2014, §§ 29-31.

⁷⁶⁵ Vgl. BWE (2015); Deutsche WindGuard GmbH (2015), S. 1; BSW (2015), S. 1; Quaschnig (2015); Fraunhofer ISE (2015), S. 5.

⁷⁶⁶ Vgl. BWE (2014); BSW (2014), S. 1; Fraunhofer IWES (2014), S. 7; BMW (2014b), S. 12.

2023_n	54,9	6,5	54,0
2023_m	58,0	7,8	57,2
2023_h	61,1	9,1	60,3
2033_n	73,1	12,5	72,2
2033_m	80,1	15,0	79,3
2033_h	87,1	17,6	86,3

Hinsichtlich der Preise wird für die Jahre 2023 und 2033 bei WEA an Land erwartet, dass die leicht sinkenden durchschnittlichen EEG-Vergütungen durch ebenfalls sinkende Marktwerte kompensiert werden. Für PV wird hingegen davon ausgegangen, dass vermehrt Altanlagen mit vergleichsweise hoher EEG-Vergütung aus der Förderung herausfallen. Hierdurch ergeben sich in Zukunft stark sinkende Abschaltkosten im Vergleich zu Szenario 2013_b. WEA auf See hingegen erhalten in Zukunft höhere Fördersätze, so dass mit einer Steigerung der Abschaltkosten zu rechnen ist.⁷⁶⁷

Eine Übersicht der Annahmen zeigt Tabelle 33⁷⁶⁸.

Tabelle 33: Kosten der Abschaltung von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen

	WEA an Land [€/MWh]	WEA auf See [€/MWh]	PV [€/MWh]
2013_b	59	117	292
2023_n	59	132	165
2023_m	59	134	160
2023_h	59	136	155
2033_n	59	135	93
2033_m	59	137	90
2033_h	59	139	87

⁷⁶⁷ Für die Ableitung werden insbesondere die durchschnittlichen Vergütungen, zukünftigen Prognosen sowie Spannbreiten zur Vergütung nach BDEW (2014) heran gezogen. Vgl. BDEW (2014), S. 61 f. Darüber hinaus vgl. 50 Hertz et al. (2013c), S. 7.

⁷⁶⁸ Vgl. BDEW (2014), S. 61f.; 50 Hertz et al. (2013c), S. 7; 50 Hertz et al. (2014c).

WKW werden analog als exogene Einspeisewerte abgebildet. Eine Verlagerung der Energiemengen wird als nicht möglich angenommen, eine Abschaltung bei Erreichen eines bestimmten Referenzpreises analog zu der Abschaltung von WEA und PV hingegen schon. BMA wiederum werden in Szenario 2013_b durch ein fixes Leistungsband dargestellt. In den Szenarien 2023_n bis 2033_n werden sie strompreisgeführt und damit als verlagerbar abgebildet.⁷⁶⁹

Der Zubau von WKW wurde auf Basis der historischen Entwicklung approximiert, die Energiemengen werden hochskaliert.⁷⁷⁰ In Bezug auf BMA wird angenommen, dass die Zubauziele nach EEG 2014 in Höhe von 100 MW/a für die Szenarien 2023_n und 2033_n erreicht werden.⁷⁷¹ Für die Szenarien 2023_m und 2033_m wird analog zu PV und WEA ein Abschlag von 15 Prozent, und für die Szenarien 2023_n und 2033_n ein Abschlag von 30 Prozent vorgenommen. Die Energiemengen werden analog zur Bestimmung bei den WKW hochskaliert.

Es gelten für die definierten Szenarien die installierten Leistungen und Energiemengen nach Tabelle 34.

Tabelle 34: Übersicht über die installierte Leistung und erzeugte Energie von Wasserkraftwerken und Biomasseanlagen

	WKW [GW]	WKW [TWh]	BMA [GW]	BMA [TWh]
2013_b	5,6	20,8	8,2	46,3
2023_n	5,7	21,1	8,9	50,2
2023_m	5,7	21,1	9,0	51,1
2023_n	5,7	21,1	9,2	51,9
2033_n	5,9	21,9	9,6	54,2
2033_m	5,9	21,9	9,9	55,9
2033_n	5,9	21,9	10,2	57,6

Um den Anreiz des Aufbaus von Überkapazitäten durch die Flexibilitätsprämie nach EEG⁷⁷² abzubilden, wird davon ausgegangen, dass in jedem Szenario außer 2013_b eine BMA-Zusatzleistung von bis zu 30 Prozent der in Tabelle 34 genannten Kapazitäten besteht. Diese kann zur Erzeugungverschiebung im Sinne einer stromgeführten Fahrweise genutzt werden. Das Gasspeicher-

⁷⁶⁹ Die Annahme basiert auf eigenen Erfahrungen in der Vermarktung von BMA in der Direktvermarktung. Aufgrund der Flexibilitätsprämie gibt es mittlerweile zahlreiche Anlagenbetreibern, die strompreisorientiert erzeugen können. Vgl. hierzu auch e21.newsletter (2015), S. 5.

⁷⁷⁰ Vgl. BMW (2014b), S. 10 ff.

⁷⁷¹ Vgl. EEG (2014), § 28; BMW (2014b), S. 10 ff.

⁷⁷² Vgl. Kapitel 2.2.1.

volumen wird auf durchschnittlich vier Volllaststunden in Bezug auf die installierte Leistung ohne Zusatzkapazität festgelegt.⁷⁷³ Der künstliche Zufluss in den Speicher pro Viertelstunde $p_{Ist,Last}("Biogas")$ berechnet sich aus dem Quotienten der erzeugten Energiemenge pro Jahr und den 35.040 Viertelstunden eines Jahres. Ferner gilt für den Speicher in allen Szenarien $f_{BioWärme} = 0,37759^{774}$, $f_{V,el}("Biogas") = 1$, $\eta_{Last}("Biogas") = 1$ sowie $\eta_{Erz}("Biogas") = 1$.

Die Eigenschaften der BMA-Speicher sind Tabelle 35 zu entnehmen.

Tabelle 35: Übersicht über die Zusatz- und Speicherkapazität sowie den Speicherzufluss von Biomasseanlagen

	Zusatzkapazität BMA [GW]	Speichervolumen BMA [GWh]	Zufluss in den Speicher der BMA [MWh/15 Min]
2013_b	0,0	32,6	1.320
2023_n	2,7	35,4	1.422
2023_m	2,7	36,0	1.458
2023_h	2,7	36,6	1.482
2033_n	2,9	38,2	1.547
2033_m	3,0	39,4	1.595
2033_h	3,0	40,6	1.644

Die veranschlagten Kosten der Abschaltung $k_{Abs,EE}(u_{EE})$ von WKW und BMA werden analog zu den Abschaltkosten von WEA bzw. PV bestimmt. Für die Lastverlagerung von BMA werden keine gesonderten Kosten antizipiert.⁷⁷⁵

Die Eingangsdaten gibt Tabelle 36⁷⁷⁶ wieder.

Tabelle 36: Kosten der Abschaltung von Wasserkraftwerken und Biomasseanlagen

	WKW [€/MWh]	BMA [€/MWh]
2013_b	61	162

⁷⁷³ Annahmen auf Basis eigener Erfahrungen in der Direkt- und Regenergievermarktung.

⁷⁷⁴ Vgl. BDEW (2014), S. 3 ff.

⁷⁷⁵ Anmerkung: Für BMA fallen am Ende des Betrachtungszeitraum Kosten in Höhe der im Gasspeicher gespeicherten Energie an, da diese nicht genutzt wurde. Vgl. Abschnitt 6.1.3 bzw. Abschnitt 6.1.3.7.

⁷⁷⁶ Vgl. BDEW (2014), S. 61 f.; 50 Hertz et al. (2013c), S. 7; 50 Hertz et al. (2014c).

2023_n	60	118
2023_m	59	117
2023_n	59	116
2033_n	58	106
2033_m	58	105
2033_n	57	104

B.6 Eingangsparameter der Klassen konventioneller Kraftwerke

In der Folge werden die Modelleingangsdaten für die diversen Technologien konventioneller Kraftwerke dargelegt.

Atomkraftwerke

Die installierte Netto-Leistung der sich noch in Betrieb befindlichen Anlagen beträgt rund 12,1 GW.⁷⁷⁷ Nach Stilllegungen bis zum Jahr 2022 gibt es ab 2023 keine AKW-Kapazitäten mehr. Die weiteren technischen Eingangsdaten zu AKW sind in den Tabelle 37⁷⁷⁸ abgebildet.

Tabelle 37: Technische Eingangsparameter von Atomkraftwerken

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [% P_{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [% P_{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	12.068	32	6	60	8	9	100	86
2023_n	0	0	0	0	0	0	0	0
2023_m	0	0	0	0	0	0	0	0
2023_h	0	0	0	0	0	0	0	0
2033_n	0	0	0	0	0	0	0	0
2033_m	0	0	0	0	0	0	0	0
2033_h	0	0	0	0	0	0	0	0

Hinsichtlich der Kosten wird angenommen, dass sich die Fixkosten auf die Instandhaltungs- und Wartungskosten beschränken, da die Bestandskraftwerke abgeschrieben sind und es keinen Neubau geben wird. CO₂-Kosten fallen nicht an. Für die Anfahrkosten werden ein Brennstoffmehrbedarf von 50 Prozent sowie die Betriebsdauer und der Wirkungsgrad entsprechend Tabelle 38⁷⁷⁹ angenommen.⁷⁸⁰

⁷⁷⁷ Vgl. BMW (2014d).

⁷⁷⁸ Vgl. BNetzA (2014); BMW (2014d); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014).

⁷⁷⁹ Vgl. Konstantin (2013), S. 309 ff.; Krämer (2002), S. 51; Götz et al. (2014), S. 23 ff.

⁷⁸⁰ Vgl. Krämer (2002), S. 51.

Tabelle 38: Ökonomische Eingangsparameter von Atomkraftwerken

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	150.000	1,00	0,00	1,50	14,06
2023_n	0	0,00	0,00	0,00	0,00
2023_m	0	0,00	0,00	0,00	0,00
2023_h	0	0,00	0,00	0,00	0,00
2033_n	0	0,00	0,00	0,00	0,00
2033_m	0	0,00	0,00	0,00	0,00
2033_h	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Steinkohlekraftwerke

Für SKW-Bestandsanlagen werden folgende technische Eingangsparameter gemäß Tabelle 39⁷⁸¹ angenommen.

Tabelle 39: Technische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken (Bestand)

	p_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{\text{V,Teil}}$ [%]	f_{Min} [%P _{inst.}]	$t_{\text{Still,max}}$ [h]	$t_{\text{Betr,max}}$ [h]	f_{Must} [%P _{inst.}]	f_{Verf} [%]
2013_b	26.340	38	6	40	8	9	100	84
2023_n	17.552	40	6	33	8	8	100	84
2023_m	17.552	40	6	33	8	8	100	84
2023_h	17.552	40	6	33	8	8	100	84
2033_n	6.640	42	5	27	8	6	100	84
2033_m	6.640	42	5	27	8	6	100	84

⁷⁸¹ Vgl. BMW (2014d); BNetzA (2014); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014); VDE (2012a), S. 24; Icha (2014), S. 10.

2033_n	6.640	42	5	27	8	6	100	84
-------------------------	-------	----	---	----	---	---	-----	----

Für Neubauten gelten die Eingangsparameter nach Tabelle 40⁷⁸².

Tabelle 40: Technische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken (Neubau)

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [% P_{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [% P_{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	∞	46	5	25	8	5	100	84
2023_n	∞	48	4	20	8	4	100	84
2023_m	∞	48	4	20	8	4	100	84
2023_n	∞	48	4	20	8	4	100	84
2033_n	∞	50	4	20	8	4	100	84
2033_m	∞	50	4	20	8	4	100	84
2033_n	∞	50	4	20	8	4	100	84

Hinsichtlich der annuitätischen Fixkosten kommt Konstantin (2013) für Bestandanlagen auf rund 47.000 €/MW/a. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Kapitalkosten „sunk costs“ sind. Für Neubauten erwartet Konstantin (2013) bis zu 190.000 €/MW/a.⁷⁸³ Eine Bewertung nach Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014) lässt auf geringere Kosten für Neubauten von rund 155.000 €/MW/a schließen.⁷⁸⁴ Für die vorliegende Modellierung wird für Neubauten der mittlere Wert in Höhe von 172.500 €/MW/a gewählt.

Die Brennstoffkosten bestimmen sich aus dem Kohlepreis für das jeweilige Betrachtungsjahr in € pro Tonne Steinkohle und dem Umrechnungsfaktor zum Energiegehalt von Steinkohle in Höhe von 8,14 MWh_{th} pro Tonne Steinkohle.⁷⁸⁵

Im Hinblick auf die spezifischen CO₂-Emissionen, die für die Berechnung der CO₂-Kosten je MWh_{th} herangezogen werden, wird von 0,33 Tonnen CO₂/MWh_{th} ausgegangen.⁷⁸⁶ Der Brennstoffmehrbedarf in Bezug auf die Anfahrkosten liegt bei 50 Prozent.⁷⁸⁷ Die antizipierten Start- bzw. Betriebsdauern und Wirkungsgrade werden Tabelle 39 entnommen.

⁷⁸² Vgl. BMW (2014d); BNetzA (2014); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014); VDE (2012a), S. 24.

⁷⁸³ Bei Annahme von rund 7.000 Vbh. Vgl. Konstantin (2013), S. 310.

⁷⁸⁴ Bei Annahme von Investitionskosten in Höhe von 1.400.000 €/MW, einer Laufzeit von 20 a und einem Zins von 9 Prozent. Vgl. Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), S. 284.

⁷⁸⁵ Vgl. BAFA (2015); 50 Hertz et al. (2013b), S. 32

⁷⁸⁶ Vgl. 50 Hertz et al. (2013b), S. 32; Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), S. 283.

⁷⁸⁷ Vgl. Krämer (2002), S. 51.

Eine Zusammenfassung der ökonomischen Eingangsdaten für SKW im Bestand gibt Tabelle 41⁷⁸⁸.

Tabelle 41: Ökonomische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	47.000	9,72	1,48	1,30	132,58
2023_n	47.000	9,71	8,92	1,30	186,21
2023_m	47.000	9,71	8,92	1,30	186,21
2023_h	47.000	9,71	8,92	1,30	186,21
2033_n	47.000	10,57	14,86	1,30	181,60
2033_m	47.000	10,57	14,86	1,30	181,60
2033_h	47.000	10,57	14,86	1,30	181,60

Die folgende Tabelle 42⁷⁸⁹ gibt die Kostenpositionen für Neubauten an.

Tabelle 42: Ökonomische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken (Neubau)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	172.500	9,72	1,48	1,30	60,85
2023_n	172.500	9,71	8,92	1,30	77,59
2023_m	172.500	9,71	8,92	1,30	77,59
2023_h	172.500	9,71	8,92	1,30	77,59
2033_n	172.500	10,57	14,86	1,30	101,70
2033_m	172.500	10,57	14,86	1,30	101,70

⁷⁸⁸ Vgl. Konstantin (2013), S. 309 ff.; Krämer (2002), S. 51; 50 Hertz et al. (2013b), S. 32; BAFA (2015); VDE (2012a), S. 24.

⁷⁸⁹ Vgl. ebd.

2033_h	172.500	10,57	14,86	1,30	101,70
-------------------------	---------	-------	-------	------	--------

Braunkohlekraftwerke

Tabelle 43⁷⁹⁰ zeigt die Eingangsparameter für Braunkohlekraftwerke.

Tabelle 43: Technische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken (Bestand)

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [% P_{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [% P_{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	21.247	36	6	60	8	9	100	86
2023_n	13.898	38	6	55	8	9	100	86
2023_m	13.898	38	6	55	8	9	100	86
2023_h	13.898	38	6	55	8	9	100	86
2033_n	10.015	40	5	48	8	6	100	86
2033_m	10.015	40	5	48	8	6	100	86
2033_h	10.015	40	5	48	8	6	100	86

Tabelle 44⁷⁹¹ zeigt die Eingangsparameter für Neubauten. Aufgrund der Klimareserve, durch die in einem ersten Schritt 2,7 GW an BKW stillgelegt werden sollen, und darauf ggf. noch aufbauender Maßnahmen wird erwartet, dass die Obergrenze in 2023 maximal 16 GW und in 2033 maximal 11 GW betragen wird.⁷⁹²

Tabelle 44: Technische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken (Neubau)

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [% P_{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [% P_{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	21.247	43	5	50	8	8	100	86
2023_n	16.000	45	4	40	8	6	100	86

⁷⁹⁰ Vgl. BMWE (2014d); BNetzA (2014); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014); VDE (2012a), S. 24; Icha (2014), S. 10.

⁷⁹¹ Vgl. BMWE (2014d); BNetzA (2014); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014); VDE (2012a), S. 24.

⁷⁹² Vgl. z. B. Bundesregierung (2015), S. 3.

2023_m	16.000	45	4	40	8	6	100	86
2023_h	16.000	45	4	40	8	6	100	86
2033_n	11.000	47	4	40	8	6	100	86
2033_m	11.000	47	4	40	8	6	100	86
2033_h	11.000	47	4	40	8	6	100	86

Hinsichtlich der fixen Kosten geht Konstantin (2013) für Bestandanlagen von etwa 55.000 €/MW/a sowie für Neubauten von bis zu 235.000 €/MW/a aus.⁷⁹³ Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014) kommt (analog zu SKW) auf geringere Kosten für Neubauten von rund 200.000 €/MW/a.⁷⁹⁴ Für die vorliegende Modellierung wird der mittlere Wert in Höhe von 217.500 €/MW/a gewählt.

Als Brennstoffkosten für Braunkohle wird den Erwartungen nach Netzentwicklungsplan 2013 mit Preisen in Höhe von 1,5 €/MWh_{th} gefolgt.⁷⁹⁵

Die spezifischen CO₂-Emissionen werden für BKW auf 0,4 Tonnen CO₂/MWh_{th} festgelegt.⁷⁹⁶ Der Brennstoffmehrbedarf in Bezug auf die Anfahrkosten liegt bei 50 Prozent, wobei die erwarteten Startdauern und Wirkungsgrade entsprechend Tabelle 43 gewählt werden.⁷⁹⁷

Einen Überblick über die ökonomischen Eingangsdaten für BKW findet sich in Tabelle 45⁷⁹⁸ für Bestandskraftwerke.

Tabelle 45: Ökonomische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	55.000	1,50	1,79	1,66	41,08
2023_n	55.000	1,50	10,79	1,66	145,57
2023_m	55.000	1,50	10,79	1,66	145,57
2023_h	55.000	1,50	10,79	1,66	145,57

⁷⁹³ Bei Annahme von rund 8.250 Vbh. Vgl. Konstantin (2013), S. 310.

⁷⁹⁴ Bei Annahme von Investitionskosten in Höhe von 1.800.000 €/MW, einer Laufzeit von 20 a und einem Zins von 9 Prozent. Vgl. Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), S. 284.

⁷⁹⁵ Vgl. 50 Hertz et al. (2013b), S. 32.

⁷⁹⁶ Vgl. Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), S. 283; 50 Hertz et al. (2013b), S. 32.

⁷⁹⁷ Vgl. Krämer (2002), S. 51.

⁷⁹⁸ Vgl. Konstantin (2013), S. 309 ff.; Krämer (2002), S. 51; 50 Hertz et al. (2013b), S. 32; VDE(2012a), S. 24.

2033_n	55.000	1,50	17,99	1,66	194,87
2033_m	55.000	1,50	17,99	1,66	194,87
2033_h	55.000	1,50	17,99	1,66	194,87

Tabelle 46⁷⁹⁹ gibt die Kostenannahmen für neue Kraftwerke an.

Tabelle 46: Ökonomische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken (Neubau)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	217.500	1,50	1,79	1,66	30,57
2023_n	217.500	1,50	10,79	1,66	81,95
2023_m	217.500	1,50	10,79	1,66	81,95
2023_h	217.500	1,50	10,79	1,66	81,95
2033_n	217.500	1,50	17,99	1,66	124,39
2033_m	217.500	1,50	17,99	1,66	124,39
2033_h	217.500	1,50	17,99	1,66	124,39

Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

Für GuD-Bestandanlagen gelten die technischen Parameter nach Tabelle 47⁸⁰⁰.

Tabelle 47: Technische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Bestand)

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{\text{V,Teil}}$ [%]	f_{Min} [%P _{inst}]	$t_{\text{Still,max}}$ [h]	$t_{\text{Betr,max}}$ [h]	f_{Must} [%P _{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	8.912	57	13	50	4	4	100	87

⁷⁹⁹ Vgl. Konstantin (2013), S. 309 ff.; Krämer (2002), S. 51; 50 Hertz et al. (2013b), S. 32; VDE(2012a), S. 24.

⁸⁰⁰ Vgl. BMWE (2014d); BNetzA (2014); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014); VDE (2012a), S. 24; Icha (2014), S. 10.

2023 _n	8.842	59	12	45	4	4	100	87
2023 _m	8.842	59	12	45	4	4	100	87
2023 _h	8.842	59	12	45	4	4	100	87
2033 _n	8.842	60	11	34	4	2	100	87
2033 _m	8.842	60	11	34	4	2	100	87
2033 _h	8.842	60	11	34	4	2	100	87

Tabelle 48⁸⁰¹ zeigt die Annahmen für Neubauten. Eine Obergrenze für den Ausbau von GuD gibt es nicht.

Tabelle 48: Technische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Neubau)

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [% P_{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [% P_{inst}]	f_{Verf} [%]
2013 _b	∞	58	11	40	4	4	100	87
2023 _n	∞	60	10	30	4	2	100	87
2023 _m	∞	60	10	30	4	2	100	87
2023 _h	∞	60	10	30	4	2	100	87
2033 _n	∞	61	10	30	4	2	100	87
2033 _m	∞	61	10	30	4	2	100	87
2033 _h	∞	61	10	30	4	2	100	87

Konstantin (2013) erwartet für GuD-Bestandanlagen Fixkosten in Höhe von etwa 17.000 €/MW/a sowie für Neubauten von bis zu 80.000 €/MW/a.⁸⁰² Nach Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014) liegen die Kosten für Neubauten höher bei etwa 90.000 €/MW/a.⁸⁰³ Für die vorliegende Modellierung wird der Mittelwert in Höhe von 85.000 €/MW/a gewählt.

⁸⁰¹ Vgl. BMW (2014d); BNetzA (2014); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014); VDE (2012a), S. 24.

⁸⁰² Bei Annahme von rund 4.500 Vbh. Vgl. Konstantin (2013), S. 310.

⁸⁰³ Bei Annahme von Investitionskosten in Höhe von 750.000 €/MW, einer Laufzeit von 15 a und einem Zins von 9 Prozent. Vgl. Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), S. 284.

Die Brennstoffkosten werden für das Szenario 2013_b auf Basis des mittleren Gaspreises in Höhe von 22,90 €/MWh_{th} und dem Umrechnungsfaktor zwischen oberem und unterem Heizwert von 1,1082 festgelegt auf 25,38 €/MWh_{th}.⁸⁰⁴ Die Annahmen für die Szenarien 2023_n bis 2033_h basieren auf den erwarteten Preisen nach Netzentwicklungsplan 2013.⁸⁰⁵

Die spezifischen CO₂-Emissionen von GuD liegen bei rund 0,2 Tonnen CO₂/MWh_{th}.⁸⁰⁶ Der Brennstoffmehrabbedarf in Bezug auf die Anfahrkosten wird auf 20 Prozent festgesetzt.⁸⁰⁷ Startdauern und Wirkungsgrade werden den technischen Eingangsparametern von GuD entnommen.

Die zusammengefassten ökonomischen Eingangsdaten für GuD finden sich für Bestandskraftwerke in Tabelle 49⁸⁰⁸.

Tabelle 49: Ökonomische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	17.000	25,38	0,89	3,50	36,87
2023_n	17.000	28,81	5,41	3,50	46,40
2023_m	17.000	28,81	5,41	3,50	46,40
2023_h	17.000	28,81	5,41	3,50	46,40
2033_n	17.000	29,92	9,01	3,50	25,95
2033_m	17.000	29,92	9,01	3,50	25,95
2033_h	17.000	29,92	9,01	3,50	25,95

Tabelle 50⁸⁰⁹ zeigt die Eingangsparameter für GuD-Neubauten.

⁸⁰⁴ Vgl. Bukold (2015); BAFA (2015). Anmerkung: Der Wirkungsgrad einer Anlage stellt auf den unteren Heizwert und der Erdgaspreis auf eine Qualität mit oberem Heizwert ab. Durch den Umrechnungsfaktor zwischen oberem und unterem Heizwert wird es somit ermöglicht, den Brennstoff, seine Kosten und den Wirkungsgrad der Anlage in einen direkten Zusammenhang zu bringen.

⁸⁰⁵ Vgl. 50 Hertz et al. (2013b), S. 32.

⁸⁰⁶ Vgl. Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), S. 283; 50 Hertz et al. (2013b), S. 32.

⁸⁰⁷ Vgl. Krämer (2002), S. 51.

⁸⁰⁸ Vgl. Konstantin (2013), S. 309 ff.; Krämer (2002), S. 51; 50 Hertz et al. (2013b), S. 32; VDE (2012a), S. 24.

⁸⁰⁹ Vgl. ebd.

Tabelle 50: Ökonomische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (Neubau)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	85.000	25,38	0,89	3,50	35,62
2023_n	85.000	28,81	5,41	3,50	22,81
2023_m	85.000	28,81	5,41	3,50	22,81
2023_h	85.000	28,81	5,41	3,50	22,81
2033_n	85.000	29,92	9,01	3,50	25,53
2033_m	85.000	29,92	9,01	3,50	25,53
2033_h	85.000	29,92	9,01	3,50	25,53

Gasturbinenkraftwerke

Die nachfolgende Tabelle 51⁸¹⁰ gibt einen Überblick über die technischen Eingangsparameter von Bestands-GT.

Tabelle 51: Technische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken (Bestand)

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{\text{V,Teil}}$ [%]	f_{Min} [%P _{inst.}]	$t_{\text{Still,max}}$ [h]	$t_{\text{Betr,max}}$ [h]	f_{Must} [%P _{inst.}]	f_{Verf} [%]
2013_b	23.097	31	12	50	0	0,5	100	87
2023_n	12.442	33	12	45	0	0,5	100	87
2023_m	12.442	33	12	45	0	0,5	100	87
2023_h	12.442	33	12	45	0	0,5	100	87
2033_n	10.892	35	12	45	0	0,5	100	87
2033_m	10.892	35	12	45	0	0,5	100	87

⁸¹⁰ Vgl. BMW E (2014d); BNetzA (2014); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014); VDE (2012a), S. 24; Konstantin (2013), S. 302.

2033_n	10.892	35	12	45	0	0,5	100	87
-------------------------	--------	----	----	----	---	-----	-----	----

In Tabelle 52⁸¹¹ werden die Annahmen für Neubauten beschrieben, wobei es keine exogen vorge-schriebenen Obergrenzen gibt.

Tabelle 52: Technische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken (Neubau)

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [% P_{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [% P_{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	∞	38	11	40	0	0,5	100	87
2023_n	∞	40	11	20	0	0,5	100	87
2023_m	∞	40	11	20	0	0,5	100	87
2023_n	∞	40	11	20	0	0,5	100	87
2033_n	∞	42	11	20	0	0,5	100	87
2033_m	∞	42	11	20	0	0,5	100	87
2033_n	∞	42	11	20	0	0,5	100	87

Die annuitätischen Fixkosten werden analog zu den vorherigen Klassen nach Kosten für Be-standskraftwerke und Neubauten unterschieden. Nach Konstantin (2013) liegen die Kosten für Be-standskraftwerke bei rund 9.000 €/MW/a sowie für Neubauten bei bis zu 55.000 €/MW/a.⁸¹² Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014) erwartet ebenfalls Kosten für Neubauten in Höhe von rund 55.000 €/MW/a.⁸¹³

Hinsichtlich der Brennstoffkosten werden die Annahmen entsprechend der Klasse der GuD getrof-fen. Die spezifischen CO₂-Emissionen von GT betragen ebenfalls etwa 0,2 Tonnen CO₂/MWh_{th}.⁸¹⁴ Für den Brennstoffmehrbedarf werden analog zu GuD 20 Prozent bei Startdauern von maximal 0,5 h und Wirkungsgraden entsprechend Tabelle 51 erwartet.⁸¹⁵

Tabelle 53⁸¹⁶ fasst die Annahmen für GT im Bestand zusammen.

⁸¹¹ Vgl. BMW (2014d); BNetzA (2014); Krämer (2002), S. 50 f.; UBA (2014); VDE (2012a), S. 24; Konstantin (2013), S. 302.

⁸¹² Bei Annahme von ca. 1.000 Vbh. Vgl. Konstantin (2013), S. 310.

⁸¹³ Bei Annahme von Investitionskosten in Höhe von 450.000 €/MW, einer Laufzeit von 15 a und einem Zins von 9 Prozent. Vgl. Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), S. 284.

⁸¹⁴ Vgl. 50 Hertz et al. (2013b), S. 32; Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), S. 283.

⁸¹⁵ Vgl. Krämer (2002), S. 51.

⁸¹⁶ Vgl. Konstantin (2013), S. 309 ff.; Krämer (2002), S. 51; 50 Hertz et al. (2013b), S. 32; VDE (2012a), S. 24.

Tabelle 53: Ökonomische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	9.000	25,38	0,89	5,50	8,48
2023_n	9.000	28,81	5,41	5,50	10,37
2023_m	9.000	28,81	5,41	5,50	10,37
2023_h	9.000	28,81	5,41	5,50	10,37
2033_n	9.000	29,92	9,01	5,50	11,12
2033_m	9.000	29,92	9,01	5,50	11,12
2033_h	9.000	29,92	9,01	5,50	11,12

Tabelle 54⁸¹⁷ gibt die ökonomischen Eingangsparameter für Neubauten an.

Tabelle 54: Ökonomische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken (Neubau)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	55.000	25,38	0,89	5,50	6,91
2023_n	55.000	28,81	5,41	5,50	8,55
2023_m	55.000	28,81	5,41	5,50	8,55
2023_h	55.000	28,81	5,41	5,50	8,55
2033_n	55.000	29,92	9,01	5,50	9,27
2033_m	55.000	29,92	9,01	5,50	9,27
2033_h	55.000	29,92	9,01	5,50	9,27

⁸¹⁷ Vgl. Konstantin (2013), S. 309 ff.; Krämer (2002), S. 51; 50 Hertz et al. (2013b), S. 32; VDE (2012a), S. 24.

B.7 Eingangsparameter der Klassen von KWK-Anlagen, Heizwerken und Power-to-heat

Im nachfolgenden Kapitel werden zunächst typische KWK-Anlagen definiert und installierte Leistungen den EKA und GDA zugeordnet. Anschließend werden für die festgelegten Klassen weitere technische und ökonomische Parameter vorgestellt.

Zuordnung der KWK-Anlagen zu den konventionellen Kraftwerksklassen

Hinsichtlich der installierten elektrischen und thermischen Leistung von KWK-Anlagen ist anzumerken, dass „mit Blick auf eine vollständige statistische Erfassung [...] die Datenlage im Bereich KWK [...] vergleichsweise schlecht“⁸¹⁸ ist. Vor dem Hintergrund wird in der Folge eine Approximation vorgenommen.

Typische KWK-Anlagen sind SKW, BKW, GuD, GT und BHKW.⁸¹⁹ Es werden, wie in Kapitel 6.1.3 einführend erläutert, GDA mit starr gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion sowie EKA mit gewisser Flexibilität des Strom-Wärme-Produktionsverhältnisses unterschieden. Für alle genannten Technologien außer BHKW werden über die im Kapitel 6.2.4 genannten technischen Parameter hinaus die KWK-Parameter Stromkennzahl r_{SK} als Verhältnis von installierter elektrischer zu thermischer Leistung, der Gesamtwirkungsgrad ζ_{voll} , die Stromverlustkennziffer r_{SVK} und die installierte thermische Leistung W_{Inst} angegeben. BHKW-Lastgänge werden exogen vorgegeben.

Darüber hinaus können HW, die durch die Verbrennung unterschiedlicher Brennstoffe Wärme erzeugen, eingesetzt werden. Für diese Anlagen werden ebenfalls technische und ökonomische Parameter definiert.

Gemäß Literaturrecherche wird die Eigenwärmeerzeugungsleistung für das Jahr 2012 auf rund 41,2 GW_{th} geschätzt, die durch über 53.000 technische Einheiten bereitgestellt wird.⁸²⁰ Davon entfallen etwa 8,1 GW_{th} auf EKA, ungefähr 4,9 GW_{th} auf GDA, rund 1,4 GW_{th} auf GT mit Abhitzeessel, ca. 2,1 GW_{th} auf GuD mit nachgelagerter GDA, ungefähr 2,3 GW_{th} auf GuD mit nachgelagerter EKA, ca. 2,8 GW_{th} auf dezentrale BHKW und etwa 19,4 GW_{th} auf HW.

Tabelle 55⁸²¹ gibt einen Überblick über die zuvor aufgezählten Anlagentypen und deren installierte sowie durchschnittliche thermische Leistung zur Eigenwärmeerzeugung.

⁸¹⁸ Baten, Buttermann und Nieder (2014), S. 37.

⁸¹⁹ Die Wärmeerzeugung aus BMA wird nicht über eine KWK-Klasse abgebildet, da die Anlagen strom- und damit auch wärmeseitig Einspeisevorrang besitzen. Vgl. Kapitel 6.1.3.

⁸²⁰ Vgl. AGFW (2013), S. 17 f.; bofest consult GmbH (2014), S. 7; Ökoinstitut (2014), S. 52 f.

⁸²¹ Vgl. ebd.

Tabelle 55: Anlagen zur Eigenwärmeerzeugung

	Anzahl Anlagen [#]	Durchschnittliche thermische Leistung [MW _{th}]	Installierte thermische Leistung [MW _{th}]	Anteil an installierter Leistung [%]
Entnahme-Kondensationsanlagen	70	116	8.120	19,7
Gegendruckanlagen	46	107	4.922	12,0
Gasturbinen mit Abhitze-kessel	31	46	1.426	3,5
Gas- und Dampfturbinen mit nachgelagerter Entnahme-Kondensation	20	107	2.140	5,2
Gas- und Dampfturbinen mit nachgelagerter Gegendruckturbine	19	122	2.318	5,6
Blockheizkraftwerke größer 1 MW	> 730	2	1.550	3,8
Blockheizkraftwerke kleiner 1 MW	> 50.000	< 1	1.263	3,1
Heizwerke	2.157	9	19.413	47,2

Tabelle 56⁸²² wiederum zeigt die zugehörige installierte und durchschnittlich vorhandene Eigenstromerzeugungskapazität der zuvor genannten technischen Einheiten.

Tabelle 56: Zugehörige Eigenstromerzeugung der Anlagen

	Anzahl Anlagen [#]	Durchschnittliche elektrische Leistung [MW]	Installierte elektrische Leistung [MW]	Anteil an installierter Leistung [%]
Entnahme-Kondensationsanlagen	70	55	3.850	29,3

⁸²² Vgl. AGFW (2013), S. 17 f.; bofest consult GmbH (2014), S. 7; Ökoinstitut (2014), S. 52 f.

Gegendruckanlagen	46	31	1.426	10,9
Gasturbinen mit Abhitze- kessel	31	28	868	6,6
Gas- und Dampfturbinen mit nachgelagerter Ent- nahme-Kondensation	20	98	1.960	14,9
Gas- und Dampfturbinen mit nachgelagerter Ge- gendruckturbine	19	116	2.204	16,8
Blockheizkraftwerke größer 1 MW	> 730	2	1.550	11,8
Blockheizkraftwerke kleiner 1 MW	> 50.000	< 1	1.263	9,6
Heizwerke	2.157	0	0	0,0

Um Aufwand und unterschiedliche Klassen im entwickelten Modell zu minimieren, sind die o. g. Anlagentypen den KWK-Klassen BKW, SKW, GuD, GT, BHKW und HW zuzuordnen. Dabei wird nach wärmegeführten und stromgeführten technischen Einheiten unterschieden. In dem Zusammenhang wird angenommen, dass BKW rein stromgeführt fahren. SKW und GuD können sowohl strom- als auch wärmegeführt eingesetzt werden. GT und BHKW werden als wärmegeführte Einheiten abgebildet. HW produzieren ausschließlich Wärme.⁸²³

Gegendruckturbinen nach Tabelle 55 werden dementsprechend den Klassen wärmegeführter SKW, GT mit Abhitzeessel den wärmegeführten GT, GuD mit nachgelagerter GDA den wärmegeführten GuD sowie GuD mit EKA der Klasse stromgeführter GuD zugerechnet. BHKW gehen in der BHKW-Klasse auf.

EKA wiederum sind auf die Klassen stromgeführter BKW und SKW zu verteilen. Nach Erdmann und Dittmar (2010) ist die Wärmeleistung von BKW halb so hoch wie die von SKW.⁸²⁴ So ergibt sich unter Berücksichtigung der installierten Wärmeleistung von wärmegeführten SKW eine installierte Leistung von stromgeführten BKW in Höhe von 3.709 MW_{th} zu 4.922 MW_{th} Leistung von stromgeführten SKW.

Tabelle 57 gibt einen Überblick über Zuordnung der insgesamt 46,8 GW_{th} zu den KWK-Modellklassen zur Eigenstrom- und Eigenwärmeerzeugung.

⁸²³ Vgl. z. B. Ritzau (2012), S. 5, Schulz und Brandstätt (2013), S. 19 sowie S. 51 f. oder Prognos AG (2013), S. 12.

⁸²⁴ Vgl. Erdmann und Dittmar (2010), S. 68.

Tabelle 57: Angenommene Leistungen zur Eigenstrom- bzw. Eigenwärmeerzeugung

	Installierte thermische Leistung [MW _{th}]	Installierte elektrische Leistung [MW]
Braunkohlekraftwerke (stromgeführt)	3.709	1.759
Steinkohlekraftwerke (stromgeführt)	4.922	1.426
Steinkohlekraftwerke (wärmegeführt)	8.039	4.691
Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (stromgeführt)	1.426	868
Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (wärmegeführt)	2.140	1.960
Gasturbinen (wärmegeführt)	2.318	2.204
Blockheizkraftwerke (wärmegeführt)	2.813	2.813
Heizwerke (ausschließlich Wärme)	19.413	0

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass in der Industrie weitere Anlagen zur Wärmedeckung existieren. Aus Vereinfachungsgründen wird angenommen, dass sich die Kapazität auf SKW, GuD, GT und BHKW beschränkt und die installierte Leistung auf die Deckung eines Leistungsbandes von rund 9,5 GW_{th}/h ausgelegt ist. So wird die Leistung für Industriekraftwerke entsprechend der Anteile der Klassen an der Gesamtleistung nach Tabelle 57 skaliert.

Tabelle 58 zeigt als Ergebnis der Skalierung die installierten KWK-Leistungen für die Versorgung von Industriestandorten.

Tabelle 58: Eigenstrom- bzw. Eigenwärmeerzeugung an Industriestandorten

	Installierte thermische Leistung [MW _{th}]	Installierte elektrische Leistung [MW]
Steinkohlekraftwerke (stromgeführt)	2.605	755
Steinkohlekraftwerke (wärmegeführt)	2.335	1.362
Gas- und Dampf- turbinenkraftwerke (stromgeführt)	755	459
Gas- und Dampf- turbinenkraftwerke (wärmegeführt)	1.133	1.037
Gasturbinen (wärmegeführt)	1.227	1.167
Blockheizkraftwerke (wärmegeführt)	1.489	1.489

In Summe ergeben sich somit die installierten Leistungen für KWK-Anlagen und HW nach Tabelle 59.

Tabelle 59: Basisabschätzung Eigenstrom- und Eigenwärmeerzeugung (gesamt)

	Installierte thermische Leistung [MW _{th}]	Installierte elektrische Leistung [MW]
Braunkohlekraftwerke (stromgeführt)	3.709	1.759
Steinkohlekraftwerke (stromgeführt)	7.527	2.181
Steinkohlekraftwerke (wärmegeführt)	10.374	6.054
Gas- und Dampf- turbinenkraftwerke (stromgeführt)	2.181	1.327
Gas- und Dampf- turbinenkraftwerke (wärmegeführt)	3.273	2.997

Gasturbinen (wärmegeführt)	3.545	3.371
Blockheizkraftwerke (wärmegeführt)	4.302	4.302
Heizwerke (ausschließlich Wärme)	19.413	0

Die installierte Wärmeleistung beträgt somit in Summe 54,3 GW_{th}, die installierte elektrische Leistung 22 GW.

Die elektrische Leistung deckt sich nahezu mit den Annahmen von Consentec (2011) aus dem Jahr 2011, die zwischen 20,8 GW und 21,2 GW liegen.⁸²⁵ Ökoinstitut (2014) geht in einer aktuelleren Schätzung davon aus, dass Stand 2014 rund 30,5 GW elektrische KWK-Leistung installiert sind.⁸²⁶ Allerdings werden hierbei auch BMA berücksichtigt. Nach Kapitel 6.2.3 wird für BMA von einer installierten elektrischen Leistung in Höhe von 8,2 GW ausgegangen, was bedeutet, dass somit gemäß der eigenen Abschätzung in Summe rund 30,2 GW elektrische Leistung bei Strom- und Wärmeerzeugern installiert sind. Die eigene Abschätzung unterscheidet sich somit bei einer Abweichung von rund 1 Prozent nicht stark von der nach Ökoinstitut (2014).⁸²⁷

Die installierte Wärmeleistung beträgt unter Berücksichtigung von BMA mit ca. 3,1 GW_{th} (nach Kapitel 6.2.3) und den zuvor ermittelten 54,3 GW_{th} in Summe 57,4 GW_{th}. Die Gesamtwärmeleistung liegt damit rund 12 Prozent unter der von Krzikalla, Achner und Brühl (2013) mit 65 GW_{th}.⁸²⁸ Eine Begründung für die Diskrepanz kann nicht gegeben werden.

In der Folge werden die Parameter für die einzelnen Technologien vorgestellt.

Steinkohlekraftwerke

Die folgende Tabelle 60⁸²⁹ gibt einen Überblick über die zusätzlichen Eingangsparameter für SKW.

⁸²⁵ Vgl. Consentec (2011), S. 15.

⁸²⁶ Vgl. Ökoinstitut (2014), S. 19 f. sowie S. 59.

⁸²⁷ Nach Prognos AG (2011a) liegt die elektrische KWK-Nettleistung allerdings deutlich höher bei 40,7 GW. Vgl. Prognos AG (2011a), S. 34. Eine Begründung kann nicht gegeben werden.

⁸²⁸ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 36.

⁸²⁹ Vgl. BNetzA (2014); bofest consult GmbH (2014), S. 5; UBA (2013); Kail und Haberberger (2001), S. 3 ff.; Christidis und Tsatsaronis (2011), S. 232; Fakultät für Ingenieurwissenschaften (2011), S. 26; Konstantin (2013), S. 427.

Tabelle 60: Ergänzende technische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Bestand)

	Stromgeführte Anlagen					Wärmegeführte Anlagen				
	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]
2013_b	2.181	7.527	36	0,29	18,5	6.054	10.374	86	0,58	0
2023_n	1.453	5.016	38	0,29	18,5	4.034	6.913	86	0,58	0
2023_m	1.453	5.016	38	0,29	18,5	4.034	6.913	86	0,58	0
2023_n	1.453	5.016	38	0,29	18,5	4.034	6.913	86	0,58	0
2033_n	550	1.897	40	0,29	18,5	1.526	2.615	86	0,58	0
2033_m	550	1.897	40	0,29	18,5	1.526	2.615	86	0,58	0
2033_n	550	1.897	40	0,29	18,5	1.526	2.615	86	0,58	0

Für Neuanlagen ergeben sich die ergänzende Parameter nach Tabelle 61⁸³⁰.

Tabelle 61: Ergänzende technische Eingangsparameter von Steinkohlekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Neubau)

	Stromgeführte Anlagen					Wärmegeführte Anlagen				
	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]
2013_b	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023_n	∞	∞	44	0,29	18,5	∞	∞	88	0,58	0
2023_m	∞	∞	44	0,29	18,5	∞	∞	88	0,58	0
2023_n	∞	∞	44	0,29	18,5	∞	∞	88	0,58	0
2033_n	∞	∞	46	0,29	18,5	∞	∞	89	0,58	0

⁸³⁰ Vgl. BNetzA (2014); bofest consult GmbH (2014), S. 5; UBA (2013); Kail und Haberberger (2001), S. 3 ff.; Christidis und Tsatsaronis (2011), S. 232; Fakultät für Ingenieurwissenschaften (2011), S. 26; Konstantin (2013), S. 427.

2033_m	∞	∞	46	0,29	18,5	∞	∞	89	0,58	0
2033_h	∞	∞	46	0,29	18,5	∞	∞	89	0,58	0

Braunkohlekraftwerke

Tabelle 62⁸³¹ zeigt die Parameter für BKW im Bestand.

Tabelle 62: Ergänzende technische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Bestand)

	Stromgeführte Anlagen					Wärmegeführte Anlagen				
	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]
2013_b	1.759	3.709	34	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2023_n	1.151	2.426	36	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2023_m	1.151	2.426	36	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2023_h	1.151	2.426	36	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2033_n	829	1.748	38	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2033_m	829	1.748	38	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2033_h	829	1.748	38	0,47	18,5	0	0	0	0	0

Tabelle 63⁸³² gibt die Eingangsdaten für Neubauten an. Zu beachten ist analog zu Kapitel 6.2.4, dass die Summe der installierten Leistung von Bestandskraftwerken und Neubauten (mit und ohne KWK) in 2013 eine Kapazität von 21,247 GW nicht übersteigen darf. In 2023 sinkt der Wert auf 16 GW und in 2033 auf 11 GW.

⁸³¹ Vgl. BNetzA (2014); bofest consult GmbH (2014), S. 5; UBA (2013); Kail und Haberberger (2001), S. 3 ff.

⁸³² Vgl. ebd.

Tabelle 63: Ergänzende technische Eingangsparameter von Braunkohlekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Neubau)

	Stromgeführte Anlagen					Wärmegeführte Anlagen				
	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]
2013_b	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023_n	16.000	33.745	41	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2023_m	16.000	33.745	41	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2023_n	16.000	33.745	41	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2033_n	11.000	23.200	43	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2033_m	11.000	23.200	43	0,47	18,5	0	0	0	0	0
2033_n	11.000	23.200	43	0,47	18,5	0	0	0	0	0

Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

Die Eingangsparameter von GuD-Bestandskraftwerken finden sich in Tabelle 64⁸³³.

Tabelle 64: Ergänzende technische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Bestand)

	Stromgeführte Anlagen					Wärmegeführte Anlagen				
	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]	P_{OG} [MW]	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]
2013_b	1.327	2.181	52	0,61	18,5	2.997	3.273	85	0,92	0
2023_n	1.316	2.163	54	0,61	18,5	2.973	3.247	85	0,92	0
2023_m	1.316	2.163	54	0,61	18,5	2.973	3.247	85	0,92	0
2023_n	1.316	2.163	54	0,61	18,5	2.973	3.247	85	0,92	0

⁸³³ Vgl. BNetzA (2014); bofest consult GmbH (2014), S. 5; UBA (2013); Kail und Haberberger (2001), S. 3 ff.

2033_n	1.316	2.163	55	0,61	18,5	2.973	3.247	85	0,92	0
2033_m	1.316	2.163	55	0,61	18,5	2.973	3.247	85	0,92	0
2033_h	1.316	2.163	55	0,61	18,5	2.973	3.247	85	0,92	0

Tabelle 65⁸³⁴ beschreibt die Eingangsdaten für Neubauten.

Tabelle 65: Ergänzende technische Eingangsparameter von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Neubau)

	Stromgeführte Anlagen					Wärmegeführte Anlagen				
	p_{OG} [MW]	w_{OG} [MW _{th}]	η_{voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]	p_{OG} [MW]	w_{OG} [MW _{th}]	η_{voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]
2013_b	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023_n	∞	∞	55	0,61	14,5	∞	∞	87	0,92	0
2023_m	∞	∞	55	0,61	14,5	∞	∞	87	0,92	0
2023_h	∞	∞	55	0,61	14,5	∞	∞	87	0,92	0
2033_n	∞	∞	56	0,61	14,5	∞	∞	88	0,92	0
2033_m	∞	∞	56	0,61	14,5	∞	∞	88	0,92	0
2033_h	∞	∞	56	0,61	14,5	∞	∞	88	0,92	0

Gasturbinenkraftwerke

Tabelle 66⁸³⁵ gibt die technischen Parameter für GT wieder.

⁸³⁴ Vgl. BNetzA (2014); bofest consult GmbH (2014), S. 5; UBA (2013); Kail und Haberberger (2001), S. 3 ff.; Christidis und Tsatsaronis (2011), S. 232; Fakultät für Ingenieurwissenschaften (2011), S. 26; Konstantin (2013), S. 427.

⁸³⁵ Vgl. ebd.

Tabelle 66: Ergänzende technische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Bestand)

	Stromgeführte Anlagen					Wärmegeführte Anlagen				
	p_{OG} [MW]	w_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]	p_{OG} [MW]	w_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]
2013_b	0	0	0	0	0	3.371	3.545	78	0,95	0
2023_n	0	0	0	0	0	1.816	1.910	78	0,95	0
2023_m	0	0	0	0	0	1.816	1.910	78	0,95	0
2023_h	0	0	0	0	0	1.816	1.910	78	0,95	0
2033_n	0	0	0	0	0	1.590	1.672	78	0,95	0
2033_m	0	0	0	0	0	1.590	1.672	78	0,95	0
2033_h	0	0	0	0	0	1.590	1.672	78	0,95	0

In der folgenden Tabelle 67⁸³⁶ werden die Parameter für Neubauten ausgewiesen, wobei in 2013_b kein Zubau erfolgt.

Tabelle 67: Ergänzende technische Eingangsparameter von Gasturbinenkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (Neubau)

	Stromgeführte Anlagen					Wärmegeführte Anlagen				
	p_{OG} [MW]	w_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]	p_{OG} [MW]	w_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	r_{SK} [-]	r_{SVK} [%]
2013_b	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023_n	0	0	0	0	0	∞	∞	81	0,95	0
2023_m	0	0	0	0	0	∞	∞	81	0,95	0
2023_h	0	0	0	0	0	∞	∞	81	0,95	0

⁸³⁶ Vgl. BNetzA (2014); bofest consult GmbH (2014), S. 5; UBA (2013); Kail und Haberberger (2001), S. 3 ff.; Christidis und Tsatsaronis (2011), S. 232; Fakultät für Ingenieurwissenschaften (2011), S. 26; Konstantin (2013), S. 427.

2033_n	0	0	0	0	0	∞	∞	83	0,95	0
2033_m	0	0	0	0	0	∞	∞	83	0,95	0
2033_h	0	0	0	0	0	∞	∞	83	0,95	0

Heizwerke

Bei HW werden im Allgemeinen Anlagen unterschieden, die Erdgas, Kohlenstaub oder Biomasse als Brennstoff nutzen.⁸³⁷ Die gesamte installierte Leistung von 19.413 MW_{th} entfällt ungefähr wie folgt auf die drei Technologieklassen⁸³⁸:

- 80 Prozent der installierten Leistung auf Erdgas-HW,
- 9 Prozent der installierten Leistung auf Kohle-HW sowie
- 11 Prozent der installierten Leistung auf Biomasse-HW.

Aus Reduktionsgründen wird im Rahmen der Modellierung nur eine HW-Technologie auf Basis von Erdgas mit der insgesamt installierten Leistung von 19.413 MW_{th} betrachtet. Denn in Anlehnung an Schulz und Brandstät (2013) wird davon ausgegangen, dass (ausschließliche) Wärmeerzeugung durch Einsatz des Brennstoffs Kohle in Zukunft außer Acht gelassen werden kann.⁸³⁹ Die Wärmeerzeugung aus EE wird hingegen vernachlässigt, da erwartet wird, dass im Vergleich zu Gaskesseln ggf. entstehende höhere Kosten der Wärmebereitstellung durch Fördermechanismen ausgeglichen werden.⁸⁴⁰

Tabelle 68⁸⁴¹ zeigt die daraus resultierenden Eingangsparameter für wärmeseitige Flexibilitäten.

Tabelle 68: Technische Eingangsparameter von Erdgas-Heizwerken (Bestand)

	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [%P _{inst.}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [%P _{inst.}]	f_{Verf} [%]
2013_b	19.413	95	0	50	4	4	0	87
2023_n	10.457	95	0	50	4	4	0	87
2023_m	10.457	95	0	50	4	4	0	87

⁸³⁷ Vgl. Kail, Spahn und Grupczynski (2010), S. 2. Es gibt darüber hinaus weitere Heizwerke auf Heizölbasis. Diese werden in der vorliegenden Arbeit jedoch aus Kosten- und Umweltgründen nicht weiter betrachtet.

⁸³⁸ Vgl. Fritsche und Rausch (2008), S. 10.

⁸³⁹ Vgl. Schulz und Brandstät (2013), S. 15.

⁸⁴⁰ Vgl. z. B. EEWärmeG (2015).

⁸⁴¹ Vgl. Kail, Spahn und Grupczynski (2010), S. 2; Fritsche und Rausch (2008), S. 10.

2023 _n	10.457	95	0	50	4	4	0	87
2033 _n	9.155	95	0	50	4	2	0	87
2033 _m	9.155	95	0	50	4	2	0	87
2033 _n	9.155	95	0	50	4	2	0	87

Tabelle 69⁸⁴² zeigt die Eingangsdaten für Neubau-Heizwerke.

Tabelle 69: Technische Eingangsparameter von Erdgas-Heizwerken (Neubau)

	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [%P _{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [%P _{inst}]	f_{Verf} [%]
2013 _b	∞	95	0	50	4	4	0	87
2023 _n	∞	95	0	50	4	2	0	87
2023 _m	∞	95	0	50	4	2	0	87
2023 _n	∞	95	0	50	4	2	0	87
2033 _n	∞	95	0	50	4	2	0	87
2033 _m	∞	95	0	50	4	2	0	87
2033 _n	∞	95	0	50	4	2	0	87

Die Betriebskosten für Bestandsanlagen betragen rund 15.000 €/MW/a, die annuitätischen Investitionskosten für Neubauten 90.000 €/MW/a. Brennstoff-, sonstige und Anfahrtkosten werden analog zu denen von GT bestimmt. Es fallen keine CO₂-Kosten an, da vereinfachend davon ausgegangen wird, dass die Befeuerungsleistung der Einheiten i. d. R. kleiner als 20 MW_{th} ist, so dass die Einheiten von der Zertifikatsbeschaffung ausgenommen sind.⁸⁴³

In Tabelle 70⁸⁴⁴ werden die wirtschaftlichen Parameter für Bestandsheizwerke angegeben.

⁸⁴² Vgl. Kail, Spahn und Grupczynski (2010), S. 2; Fritsche und Rausch (2008), S. 10.

⁸⁴³ Vgl. Kail, Spahn und Grupczynski (2010), S. 4.

⁸⁴⁴ Vgl. ebd., S. 2.

Tabelle 70: Ökonomische Eingangsparameter von Erdgas-Heizwerken (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	15.000	25,38	0,00	5,50	16,84
2023_n	15.000	28,81	0,00	5,50	16,84
2023_m	15.000	28,81	0,00	5,50	16,84
2023_h	15.000	28,81	0,00	5,50	16,84
2033_n	15.000	29,92	0,00	5,50	8,42
2033_m	15.000	29,92	0,00	5,50	8,42
2033_h	15.000	29,92	0,00	5,50	8,42

Tabelle 71⁸⁴⁵ wiederum zeigt die ökonomischen Parameter für Neubauten.

Tabelle 71: Ökonomische Eingangsparameter von Erdgas-Heizwerken (Neubau)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	90.000	25,38	0,00	5,50	16,84
2023_n	90.000	28,81	0,00	5,50	8,42
2023_m	90.000	28,81	0,00	5,50	8,42
2023_h	90.000	28,81	0,00	5,50	8,42
2033_n	90.000	29,92	0,00	5,50	8,42
2033_m	90.000	29,92	0,00	5,50	8,42
2033_h	90.000	29,92	0,00	5,50	8,42

⁸⁴⁵ Vgl. Kail, Spahn und Grupczynski (2010), S. 2.

Power-to-heat-Anlagen

Die technischen Parameter für PTH-Anlagen im Bestand finden sich in Tabelle 72⁸⁴⁶.

Tabelle 72: Technische Eingangsparameter von Power-to-heat-Anlagen (Bestand)

	W_{OG} [MW _{th}]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [%P _{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [%P _{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	385	0	0	0	0	0	0	98
2023_n	385	0	0	0	0	0	0	98
2023_m	385	0	0	0	0	0	0	98
2023_h	385	0	0	0	0	0	0	98
2033_n	385	0	0	0	0	0	0	98
2033_m	385	0	0	0	0	0	0	98
2033_h	385	0	0	0	0	0	0	98

Die Eingangsparameter für Neubauten finden sich in Tabelle 73⁸⁴⁷.

Tabelle 73: Technische Eingangsparameter von Power-to-heat-Anlagen (Neubau)

	P_{OG} [MW]	η_{Voll} [%]	$\eta_{V,Teil}$ [%]	f_{Min} [%P _{inst}]	$t_{Still,max}$ [h]	$t_{Betr,max}$ [h]	f_{Must} [%P _{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	11.700	0	0	0	0	0	0	98
2023_n	11.700	0	0	0	0	0	0	98
2023_m	11.700	0	0	0	0	0	0	98
2023_h	11.700	0	0	0	0	0	0	98
2033_n	11.700	0	0	0	0	0	0	98
2033_m	11.700	0	0	0	0	0	0	98

⁸⁴⁶ Vgl. Miller (2014); Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 36; Böttger, Götz und Bruckner (2014), S. 20.

⁸⁴⁷ Vgl. ebd.

2033_h	11.700	0	0	0	0	0	0	98
-------------------------	--------	---	---	---	---	---	---	----

Hinsichtlich der ökonomischen Parameter ist anzumerken, dass die Investitionskosten wie bei den meisten Investitionen mit zunehmender installierter Leistung abnehmen. Für die vorliegenden Annahmen werden Erfahrungen aus mehreren Projekten berücksichtigt. Im Mittel ergeben sich Kosten in Höhe von 170.000 €/MW_{th}.⁸⁴⁸ Unter Berücksichtigung einer Abschreibungsdauer von 10 a und einer erwarteten Kapitalrendite von 9 Prozent ergeben sich Investitionskosten in Höhe von rund 26.500 €/MW_{th}/a. Die jährlichen Betriebskosten werden auf ca. 3 Prozent der Investition in Höhe von 170.000€/MW_{th} abgeschätzt und auch für Bestandsanlagen den jährlichen Kosten zugeordnet.⁸⁴⁹

Im Hinblick auf die variablen Kosten müssen die Strompreise, Netzentgelte und Letztverbraucherabgaben herangezogen werden. Letztere belaufen sich für das Jahr 2013 auf rund 78 €/MWh.⁸⁵⁰ Für die Netzentgelte werden repräsentativ 22 €/MWh gewählt.⁸⁵¹ Als Strompreis wird der Durchschnittspreis für 2013 mit rund 38 €/MWh herangezogen.⁸⁵² Es ergeben sich somit variable Kosten in Höhe von rund 138 €/MWh. Auch wenn bestimmte Kostenbestandteile der Letztverbraucherabgaben in 2014 gestiegen sind⁸⁵³, wird für die Szenarien der Jahre 2023 und 2033 von konstanten variablen Kosten ausgegangen.⁸⁵⁴ Unter Berücksichtigung von i_{Konv} werden somit für jedes Szenario Kosten in Höhe von rund 135,24€/MWh_{th} angenommen.

Tabelle 74⁸⁵⁵ gibt einen Überblick über die gebündelten Eingangsdaten.

Tabelle 74: Ökonomische Eingangsparameter von Power-to-heat-Anlagen (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	5.100	135,24	0,00	0,00	0,00
2023_n	5.100	135,24	0,00	0,00	0,00
2023_m	5.100	135,24	0,00	0,00	0,00
2023_h	5.100	135,24	0,00	0,00	0,00

⁸⁴⁸ Vgl. ifeu, GEF und AGFW (2013), S. 116; Jolly (2012a); Gust (2013); ETG (2015), S. 60.

⁸⁴⁹ Die Annahme ist analog zu der für BHKW nach Schulz und Brandstät (2013). Vgl. Schulz und Brandstät (2013), S. 19.

⁸⁵⁰ Vgl. EnBW (2014); 50 Hertz et al. (2014b); Schulz und Brandstät (2013), S. 59.

⁸⁵¹ Vgl. Schulz und Brandstät (2013), S. 59.

⁸⁵² Eigene Auswertung.

⁸⁵³ Im Jahr 2014 sind die meisten Preisbestandteile gestiegen. Ferner ist die Umlage für abschaltbare Lasten hinzugekommen, sodass sich Kosten in Höhe von 89 € ergeben hätten. Vgl. EnBW (2014).

⁸⁵⁴ Die Annahme der Kompensation von steigenden Letztverbraucherabgaben kann z. B. mit dem Merit-order-Effekt und den dadurch sinkenden Strombörsenpreisen erklärt werden.

⁸⁵⁵ Vgl. EnBW (2014); ifeu, GEF und AGFW (2013), S. 116; Jolly (2012a); Gust (2013); ETG (2015), S. 60.

2033_n	5.100	135,24	0,00	0,00	0,00
2033_m	5.100	135,24	0,00	0,00	0,00
2033_h	5.100	135,24	0,00	0,00	0,00

Tabelle 75⁸⁵⁶ zeigt die wirtschaftlichen Eingangsdaten für Neubauten.

Tabelle 75: Ökonomische Eingangsparameter von Power-to-heat-Anlagen (Neubau)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]	k_{CO_2} [€/MWh _{th}]	k_{Sonst} [€/MWh]	k_{Anf} [€/MW]
2013_b	0	0,00	0,00	0,00	0,00
2023_n	31.600	135,24	0,00	0,00	0,00
2023_m	31.600	135,24	0,00	0,00	0,00
2023_h	31.600	135,24	0,00	0,00	0,00
2033_n	31.600	135,24	0,00	0,00	0,00
2033_m	31.600	135,24	0,00	0,00	0,00
2033_h	31.600	135,24	0,00	0,00	0,00

⁸⁵⁶ Vgl. EnBW (2014); ifeu, GEF und AGFW (2013), S. 116; Jolly (2012a); Gust (2013); ETG (2015), S. 60.

B.8 Eingangsparameter der Speicherklasse

Bei Speichern werden, wie zuvor erwähnt, lediglich PSKW betrachtet. Hinsichtlich der technischen Parameter wird im Basisjahr 2013 davon ausgegangen, dass nur die heute installierten PSKW mit rund 6.700 MW an Leistung bei einer Kapazität von etwa 40.000 MWh zur Verfügung stehen. Für die Zukunft wird dem Modell keine Schranke für einen Zubau gesetzt.⁸⁵⁷

In Bezug auf den Umwandlungswirkungsgrad wird eine Verbesserung von 78 Prozent hin zu 83 Prozent unterstellt. Die Wirkungsgrade der Last bzw. Erzeugung ergeben sich dann aus der Wurzel des Umwandlungswirkungsgrads. Ferner gilt $f_{v,el}(u_{PSKW}) = 1$. Der Speicher der Bestandskraftwerke wird mit einer Obergrenze von 40.000 MWh angenommen. Der Füllstand wird zu Beginn der Modellierung auf 0 MWh gesetzt.

Tabelle 76⁸⁵⁸ zeigt die technischen Parameter für Bestandsanlagen.

Tabelle 76: Technische Eingangsparameter von Pumpspeicherkraftwerken (Bestand)

	P_{OG} [MW]	$SP_{Ist,max}$ [MWh]	$SP_{Ist,max} / P_{OG}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [%]	f_{Min} [MW]	f_{Must} [% P_{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	6.700	40.000	ca. 6	88,3	88,3	0	100	99
2023_n	6.700	40.000	ca. 6	88,3	88,3	0	100	99
2023_m	6.700	40.000	ca. 6	88,3	88,3	0	100	99
2023_h	6.700	40.000	ca. 6	88,3	88,3	0	100	99
2033_n	6.700	40.000	ca. 6	88,3	88,3	0	100	99
2033_m	6.700	40.000	ca. 6	88,3	88,3	0	100	99
2033_h	6.700	40.000	ca. 6	88,3	88,3	0	100	99

Für Neubauten gelten die Eingangsdaten nach Tabelle 77⁸⁵⁹.

⁸⁵⁷ Eine Studie aus dem Jahr 2014 geht davon aus, dass allein in Bayern an den am besten geeigneten Standorten rund 11 GW an PSKW-Leistung mit einer Kapazität von rund 60 GWh installiert werden kann. Vgl. FfE (2014), S. 3. In Baden-Württemberg könnten an besonders geeigneten Standorten wiederum rund 19 GW Leistung und in Thüringen ca. 4,8 GW Leistung gebaut werden. Weitere potenzielle Standorte in anderen Bundesländern werden geprüft. Vgl. Bodenstab (2014).

⁸⁵⁸ Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 71f.; Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 78; Weber et al. (2014), S. 18.

⁸⁵⁹ Vgl. ebd.

Tabelle 77: Technische Eingangsparameter von Pumpspeicherkraftwerken (Neubau)

	p_{OG} [MW]	$sp_{Ist,max}$ [MWh]	$sp_{Ist,max} / p_{OG}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [% _t]	f_{Min} [MW]	f_{Must} [% P_{inst}]	f_{Verf} [%]
2013_b	0	0	0	0	0	0	0	0
2023_n	∞	∞	8	89,4	89,4	0	100	99
2023_m	∞	∞	8	89,4	89,4	0	100	99
2023_h	∞	∞	8	89,4	89,4	0	100	99
2033_n	∞	∞	8	91,1	91,1	0	100	99
2033_m	∞	∞	8	91,1	91,1	0	100	99
2033_h	∞	∞	8	91,1	91,1	0	100	99

Für das Szenario 2013_b wird davon erwartet, dass kein Neubau durchgeführt wird. Es entstehen lediglich fixe Betriebskosten in Höhe von 16.700 €/a.⁸⁶⁰ Bei den übrigen Szenarien sind die annuitätischen Fixkosten inklusive der fixen Betriebskosten anzugeben. Sie liegen bei 133.915 €/MW/a in den Szenario 2023_n bis 2023_h sowie 122.960 €/MW/a in den Szenarien 2033_n bis 2033_h.⁸⁶¹

Tabelle 78⁸⁶² zeigt die Daten für Bestandsanlagen.

Tabelle 78: Ökonomische Eingangsparameter von Pumpspeicherkraftwerken (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]
2013_b	16.700

⁸⁶⁰ Angenommen werden 16.000 €/MW und 100 €/MWh bei Annahme eines Verhältnisses zwischen Speicherkapazität zu Leistung von etwa 6 h. Vgl. z. B. Weber et al. (2014), S. 10.

⁸⁶¹ Bei Annahme von Investitionskosten in Höhe von 1.000.000 €/MW und 10.000 €/MWh in den Szenarien 2023_n bis 2023_h sowie 900.000 €/MW und 10.000 €/MWh in den Szenarien 2033_n bis 2033_h bei einer Laufzeit von 20 a und einem Zins von 9 Prozent. Es wird ferner davon ausgegangen, dass das Verhältnis zwischen Speicherkapazität zu Leistung bei 7 h liegt. Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 78. Dabei wird entsprechend Schill, Diekmann und Zerrahn (2015) unterstellt, „dass Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen in einem fairen Wettbewerb konkurrieren können.“ Schill, Diekmann und Zerrahn (2015), S. 202. Das bedeutet, dass ein diskriminierungsfreier Zugang gewährt wird, keine Kapazitätsmechanismen eingeführt werden und die regulatorischen Rahmenbedingungen zu Netzanschluss, Netzentgelten, Abgaben und Umlagen so gestaltet werden, dass die Flexibilität grundsätzlich gleich behandelt werden. Vgl. Schill, Diekmann und Zerrahn (2015), S. 202 f.

⁸⁶² Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 78; Weber et al. (2014), S. 10.

2023_n	16.700
2023_m	16.700
2023_h	16.700
2033_n	16.700
2033_m	16.700
2033_h	16.700

Die nachfolgende Tabelle 79⁸⁶³ gibt die Annahmen für Neubauten wieder.

**Tabelle 79: Ökonomische Eingangsparameter von Pumpspeicherkraftwerken
(Neubau)**

	k_{Fix} [€/MW/a]
2013_b	0
2023_n	133.915
2023_m	133.915
2023_h	133.915
2033_n	133.915
2033_m	133.915
2033_h	133.915

⁸⁶³ Vgl. Krzikalla, Achner und Brühl (2013), S. 78; Weber et al. (2014), S. 10.

B.9 Eingangsparemeter der Klassen von Verbrauchern

Im vorliegenden Kapitel finden sich die technischen und ökonomischen Eingangsdaten für die DSM-Klassen nach Kapitel 6.2.7.

Chemische Industrie

Die Obergrenzen für die chemische Industrie ergeben sich entsprechend dem wirtschaftlichen Ausblick sowie den Möglichkeiten des Zubaus von Potenzialen – begrenzt z. B. durch Lagerfläche – nach Kapitel 5.5.1. In Szenario 2023_n kann auf ein Abschaltpotenzial in Höhe von 490 MW zugegriffen werden. In 2023_m wird aufgrund von antizipiertem Kapazitätszubau 10 Prozent und in 2023_h 20 Prozent mehr regelbare Leistung erwartet. Für das Szenario 2033_n wird von stagnierender Flexibilität in Höhe von bis zu 490 MW aufgegangen, in 2033_m von einem 20 Prozent-Aufschlag. Das maximale Potenzial liegt im Szenario 2033_h bei 140 Prozent der Leistung nach Szenario 2023_n.

Tabelle 80 zeigt eine Zusammenfassung der technischen Parameter.

Tabelle 80: Technische Eingangsparemeter der chemischen Industrie als Lastreduktion (Bestand)

	$P_{OG,Erz}$ [MW]
2013 _b	0
2023 _n	490
2023 _m	539
2023 _h	588
2033 _n	490
2033 _m	588
2033 _h	686

Tabelle 81 gibt einen Überblick über die ökonomischen Parameter unter Berücksichtigung der Darstellungen in Abschnitt 5.5.1.4

Tabelle 81: Ökonomische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastreduktion (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013 _b	0	0,00
2023 _n	3.797	120,00
2023 _m	3.797	120,00
2023 _h	3.797	120,00
2033 _n	3.797	120,00
2033 _m	3.797	120,00
2033 _h	3.797	120,00

Im Rahmen der Lastverlagerung kommt die Chemieindustrie auf ein Bestandsspeicherpotenzial in Höhe von 3,25 GWh. Bei einer abschaltbaren Leistung von maximal 490 MW beträgt die Speicherdauer unter Vollast etwa 6,6 h. Skaliert mit den gemäß Tabelle 80 ermittelten Obergrenzen der Lastabschaltung ergeben sich Speichervolumina von bis zu 4,55 GWh für das Szenario 2033_h. Die Speicher sind zu Beginn des Modellierungsdurchlaufs gefüllt.

Die Lastzuschaltung für Szenario 2023_n entspricht den im Rahmen der Befragung ermittelten Zuschaltpotenzialen in Höhe von 24 MW. Für die Szenarien 2023_m bis 2033_h findet eine Skalierung entsprechend des geplanten Zubaus von Abschaltpotenzialen statt, so dass in Szenario 2033_h maximal 34 MW zugeschaltet werden können.

Tabelle 82 gibt einen Überblick für Bestandsanlagen.

Tabelle 82: Technische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastverlagerung (Bestand)

	$p_{\text{OG, Erz}}$ [MW]	$p_{\text{OG, Last}}$ [MW]	$sp_{\text{Ist,max}}$ [MWh]	$sp_{\text{Ist,max}} / p_{\text{OG,Erz}}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [%]
2013 _b	0	0	0	0	0	0
2023 _n	490	24	3.250	6,6	100	100
2023 _m	539	26	3.575	6,6	100	100

2023_h	588	29	3.900	6,6	100	100
2033_n	490	24	3.250	6,6	100	100
2033_m	588	29	3.900	6,6	100	100
2033_h	686	34	4.550	6,6	100	100

Tabelle 83 zeigt die Annahmen für neugebaute Flexibilitäten.

Tabelle 83: Technische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastverlagerung (Neubau)

	$p_{OG, Erz}$ [MW]	$p_{OG, Last}$ [MW]	$sp_{Ist,max}$ [MWh]	$sp_{Ist,max} / p_{OG,Erz}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [%]
2013_b	0	0	0	0	0	0
2023_n	245	245	1.625	6,6	100	100
2023_m	270	270	1.788	6,6	100	100
2023_h	294	294	1.950	6,6	100	100
2033_n	245	245	1.625	6,6	100	100
2033_m	294	294	1.950	6,6	100	100
2033_h	343	343	2.275	6,6	100	100

Tabelle 84 zeigt einen Überblick über die gewählten ökonomischen Eingangsparameter für Bestandsanlagen.

Tabelle 84: Ökonomische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastverlagerung (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	3.797	46,67
2023_m	3.797	46,67

2023_n	3.797	46,67
2033_n	3.797	46,67
2033_m	3.797	46,67
2033_n	3.797	46,67

Tabelle 85 gibt eine Zusammenfassung für Neubauten.

Tabelle 85: Ökonomische Eingangsparameter der chemischen Industrie als Lastverlagerung (Neubau)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	294.816	46,67
2023_m	294.816	46,67
2023_n	294.816	46,67
2033_n	294.816	46,67
2033_m	294.816	46,67
2033_n	294.816	46,67

Nicht-Eisen-Metallindustrie

Bei der NE-Metallindustrie handelt es sich um einen Industriezweig, dessen Prozesse ohne technische Erweiterung nur zur Lastreduktion in Frage kommen. Die Klasse wird als „virtueller Speicher“ dargestellt, da die Höhe der technisch und wirtschaftlich sinnvoll einsetzbaren Abschaltleistung von der Dauer der Abschaltung abhängt. Denn bei Abschaltungen, durch die der Mindestfüllstand des virtuellen Speichers unterschritten würde, besteht in der Realität die Gefahr, dass Teile der Anlage zu erneuern sind, was mit sehr hohen Kosten und langem Produktionsausfall einhergehen kann.

Zur Abbildung dieser Restriktion füllt sich der virtuelle Speicher kontinuierlich mit der Differenz aus der maximal möglichen Abschaltleistung $p_{OG,Erz}$ und der aktuellen Abschaltleistung. Er leert sich bei Lastreduktion in Höhe der Abschaltleistung. Der Speicher ist zu Beginn des Modellierungsdurchlaufs gefüllt.

Für Szenario 2023_n wird in der NE-Metallindustrie eine Leistung von 1,18 GW unterstellt. Für die Szenarien 2023_m bzw. 2023_h werden Effizienzfortschritte mit einem Abschlag der Abschaltleistung um 3 Prozent bzw. 5 Prozent erwartet. Für die Szenarien 2033_n, 2033_m und 2033_h betragen die Abschläge 3 Prozent, 8 Prozent und 13 Prozent im Vergleich zu Szenario 2013_b.

Tabelle 86 gibt einen Überblick über die gewählten Leistungen.

Tabelle 86: Technische Eingangsparameter der Nicht-Eisen-Metallindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	$P_{OG,Erz}$ [MW]
2013 _b	0
2023 _n	1.180
2023 _m	1.145
2023 _h	1.121
2033 _n	1.145
2033 _m	1.121
2033 _h	1.027

Tabelle 87 zeigt die wirtschaftlichen Annahmen für Bestandsanlagen unter Berücksichtigung der Ergebnisse nach Abschnitt 5.5.2.

Tabelle 87: Ökonomische Eingangsparameter der Nicht-Eisen-Metallindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013 _b	0	0,00
2023 _n	290	500,00
2023 _m	290	500,00
2023 _h	290	500,00
2033 _n	290	500,00

2033_m	290	500,00
2033_n	290	500,00

Für Lastverlagerung durch neu gebaute Speichersysteme ergeben sich die folgenden technischen Eingangsdaten nach Tabelle 88.

Tabelle 88: Technische Eingangsparameter der Nicht-Eisen-Metallindustrie als Lastverlagerung (Neubau)

	$p_{OG, Erz}$ [MW]	$p_{OG, Last}$ [MW]	$sp_{Ist, max}$ [MWh]	$sp_{Ist, max} / p_{OG, Last}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [%]
2013_b	0	0	0	0	0	0
2023_n	275	275	13.200	48	94,9	94,9
2023_m	275	275	13.200	48	94,9	94,9
2023_n	275	275	13.200	48	94,9	94,9
2033_n	275	275	13.200	48	94,9	94,9
2033_m	275	275	13.200	48	94,9	94,9
2033_n	275	275	13.200	48	94,9	94,9

Die Fixkosten für die Umsetzung des Speichersystems betragen rund 145.000 €/MW/a bei Opportunitätskosten von ca. 100 €/MWh, wie Tabelle 89 darstellt.

Tabelle 89: Ökonomische Eingangsparameter der Nicht-Eisen-Metallindustrie als Lastverlagerung (Neubau)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	145.000	100,00
2023_m	145.000	100,00
2023_n	145.000	100,00

2033_n	145.000	100,00
2033_m	145.000	100,00
2033_h	145.000	100,00

Stahlindustrie

Hinsichtlich der Branchenentwicklung in der Stahlindustrie wird erwartet, dass der Bedarf an Elektrostahlwerken in Zukunft hoch ist und tendenziell wächst, wobei Effizienzgewinne möglich sind. Aus dem Grund wird das Potenzial für Szenario 2023_n in Höhe von 700 MW für die weiteren Szenarien fortgeschrieben. Ein darüber hinausgehender Neubau von zusätzlicher Kapazität wird nicht berücksichtigt.

Tabelle 90 fasst die technischen Eingangsdaten für Lastreduktion zusammen.

Tabelle 90: Technische Eingangsparameter der Stahlindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	P_{OG,Erz} [MW]
2013_b	0
2023_n	700
2023_m	700
2023_h	700
2033_n	700
2033_m	700
2033_h	700

Tabelle 91 zeigt die ökonomischen Eingangsparameter.

Tabelle 91: Ökonomische Eingangsparameter der Stahlindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	1.650	270,00
2023_m	1.650	270,00
2023_h	1.650	270,00
2033_n	1.650	270,00
2033_m	1.650	270,00
2033_h	1.650	270,00

Neben der Lastreduktion kann eine Lastverlagerung durchgeführt werden. In dem Kontext wurde von mehreren Befragten angegeben, dass die Produktionsausfälle innerhalb von 48 h nachproduziert werden müssen. Im Falle der Lastverlagerung wird die maximale Speicherkapazität daher mit 12,72 GWh angegeben, was dem Produkt aus zuschaltbarer Last zur Nachproduktion in Höhe von 265 MW sowie der maximalen Verschiebedauer von 48 h entspricht. Für die Zukunft wird dieser Wert fortgeschrieben.

Eine Übersicht der Annahmen findet sich in Tabelle 92.

Tabelle 92: Technische Eingangsparameter der Stahlindustrie als Lastverlagerung (Bestand)

	$p_{\text{OG, Erz}}$ [MW]	$p_{\text{OG, Last}}$ [MW]	$sp_{\text{Ist,max}}$ [MWh]	$sp_{\text{Ist,max}} / p_{\text{OG,Last}}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [% _{it}]
2013_b	0	0	0	0	0	0
2023_n	700	265	12.720	48	100	100
2023_m	700	265	12.720	48	100	100
2023_h	700	265	12.720	48	100	100
2033_n	700	265	12.720	48	100	100

2033_m	700	265	12.720	48	100	100
2033_h	700	265	12.720	48	100	100

Tabelle 93 gibt die gewählten ökonomischen Eingangsdaten für Lastverlagerung an.

Tabelle 93: Ökonomische Eingangsparameter der Stahlindustrie als Lastverlagerung (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	1.650	160,00
2023_m	1.650	160,00
2023_h	1.650	160,00
2033_n	1.650	160,00
2033_m	1.650	160,00
2033_h	1.650	160,00

Papierindustrie

In der Papierindustrie sind technisch sowohl Verbrauchsreduktionen als auch Lastverlagerungen möglich. Die Potenzialhöhe für das Szenario 2013_b entstammt den Ergebnissen in Kapitel 5.5.4. Für die in der Zukunft gelegenen Szenarien wird davon ausgegangen, dass der Bestand erhalten bleibt, da bei steigendem Bedarf mit Effizienzgewinnen zu rechnen ist.

Tabelle 94 fasst die technischen Eingangsparameter für die Verbrauchsabschaltung in der Papierindustrie zusammen.

Tabelle 94: Technische Eingangsparameter der Papierindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	$P_{\text{OG,Erz}}$ [MW]
2013_b	0

2023_n	1.500
2023_m	1.500
2023_h	1.500
2033_n	1.500
2033_m	1.500
2033_h	1.500

Die ökonomischen Eingangsparameter für die Szenarien 2023_n bis 2033_h finden sich in Tabelle 95.

Tabelle 95: Ökonomische Eingangsparameter der Papierindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	2.320	420,00
2023_m	2.320	420,00
2023_h	2.320	420,00
2033_n	2.320	420,00
2033_m	2.320	420,00
2033_h	2.320	420,00

In Bezug auf Lastverlagerung werden für alle Szenarien eine Abschaltleistung in Höhe von 1.250 MW und eine Zuschaltleistung von 230 MW angenommen. Das Speichervolumen liegt bei 12,9 GWh. Die Speicher sind zu Beginn des Modellierungsdurchlaufs gefüllt.

Einen Überblick gibt Tabelle 96.

Tabelle 96: Technische Eingangsparameter der Papierindustrie als Lastverlagerung (Bestand)

	$p_{OG, Erz}$ [MW]	$p_{OG, Last}$ [MW]	$sp_{Ist,max}$ [MWh]	$sp_{Ist,max} / p_{OG,Erz}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [% _t]
2013_b	0	0	0	0	0	0
2023_n	1.500	230	12.900	10,3	100	100
2023_m	1.500	230	12.900	10,3	100	100
2023_h	1.500	230	12.900	10,3	100	100
2033_n	1.500	230	12.900	10,3	100	100
2033_m	1.500	230	12.900	10,3	100	100
2033_h	1.500	230	12.900	10,3	100	100

Tabelle 97 fasst die ökonomischen Parameter einer Lastverlagerung zusammen.

Tabelle 97: Ökonomische Eingangsparameter der Papierindustrie als Lastverlagerung (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	2.320	10,00
2023_m	2.320	10,00
2023_h	2.320	10,00
2033_n	2.320	10,00
2033_m	2.320	10,00
2033_h	2.320	10,00

Im Modell wird ein Zubau von Speicherbütten aus Vereinfachungsgründen nicht berücksichtigt.

Zementindustrie

Hinsichtlich der Flexibilität in der Zementindustrie wird davon ausgegangen, dass in Zukunft durch Effizienzgewinne geringe Einsparungen beim Stromverbrauch erzielt werden können. Angenommen wird für das Stützjahr 2023, dass in Szenario „n“ 0 Prozent, in Szenario „m“ 1 Prozent und in Szenario „h“ 3 Prozent des (durchschnittlichen) Verbrauchs und damit der Abschaltleistung gegenüber Szenario 2013_b reduziert werden können. Für das Stützjahr 2033 werden 1 Prozent in Szenario n, weitere 3 Prozent in Szenario m sowie weitere 5 Prozent in Szenario h erwartet.

In der Zementindustrie können demnach folgende Leistungen gemäß Tabelle 98 abgeschaltet werden.

Tabelle 98: Technische Eingangsparameter der Zementindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	$P_{OG,Erz}$ [MW]
2013_b	0
2023_n	381
2023_m	377
2023_h	370
2033_n	377
2033_m	370
2033_h	362

In Tabelle 99 werden die ökonomischen Eingangsparameter zusammengefasst.

Tabelle 99: Ökonomische Eingangsparameter der Zementindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	7.981	350,00
2023_m	7.981	350,00

2023_h	7.981	350,00
2033_n	7.981	350,00
2033_m	7.981	350,00
2033_h	7.981	350,00

Im Hinblick auf Lastverlagerung werden die gleichen Abschaltleistungen wie bei der Lastreduktion gewählt. Die über die Szenarien sinkenden Abschaltleistungen führen in Zukunft zu steigenden Zuschaltleistungen. Die Speicherkapazität in Silos wird als konstant angenommen.

Tabelle 100 gibt einen Überblick über die technischen Eingangsparameter.

Tabelle 100: Technische Eingangsparameter der Zementindustrie als Lastverlagerung (Bestand)

	$p_{OG, Erz}$ [MW]	$p_{OG, Last}$ [MW]	$sp_{Ist,max}$ [MWh]	$sp_{Ist,max} / p_{OG,Erz}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [% _{ot}]
2013_b	0	0	0	0	0	0
2023_n	381	292	23.550	62	100	100
2023_m	377	298	23.550	62	100	100
2023_h	370	310	23.550	64	100	100
2033_n	377	298	23.550	62	100	100
2033_m	370	310	23.550	64	100	100
2033_h	362	322	23.550	65	100	100

Die ökonomischen Annahmen für die Modellierung von Lastverlagerung zeigt Tabelle 101.

Tabelle 101: Ökonomische Eingangsparameter der Zementindustrie als Lastverlagerung (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00

2023_n	7.981	10,00
2023_m	7.981	10,00
2023_n	7.981	10,00
2033_n	7.981	10,00
2033_m	7.981	10,00
2033_n	7.981	10,00

Im Modell wird ein Zubau von Flexibilität in der Zementindustrie aus Vereinfachungsgründen nicht berücksichtigt.

Glasindustrie

In der Glasindustrie können die hinsichtlich der Flexibilitätsbereitstellung dominanten Zusatzheizungen in geringem Maße ausgeschaltet und deutlich häufiger eingeschaltet werden. Da die Flexibilität aus Glasschreddern vernachlässigbar gering ist, wird keine gesonderte Lastverlagerung betrachtet. Es gilt für zu- und abschaltbare Potenziale, dass die derzeitige Flexibilität auch in Zukunft vorhanden bleibt.

Tabelle 102 zeigt die gewählten technischen Informationen für die Lastabschaltung in der Glasindustrie.

Tabelle 102: Technische Eingangsparameter der Glasindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	P_{OG,Erz} [MW]
2013_b	0
2023_n	14
2023_m	14
2023_h	14
2033_n	14

2033_m	14
2033_h	14

In Tabelle 103 werden die ökonomischen Eingangsparameter zusammengefasst.

Tabelle 103: Ökonomische Eingangsparameter der Glasindustrie als Lastreduktion (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	20	265,00
2023_m	20	265,00
2023_h	20	265,00
2033_n	20	265,00
2033_m	20	265,00
2033_h	20	265,00

Die nachfolgende Tabelle 104 zeigt die technischen Eingangsdaten für die Lastzuschaltung in der Glasindustrie.

Tabelle 104: Technische Eingangsparameter der Glasindustrie als Lastzuschaltung (Bestand)

	$p_{\text{OG, Last}}$ [MW]
2013_b	0
2023_n	60
2023_m	60
2023_h	60
2033_n	60

2033_m	60
2033_n	60

Die wirtschaftlichen Annahmen für die Modellierung der Lastzuschaltung zeigt Tabelle 105.

Tabelle 105: Ökonomische Eingangsparameter der Glasindustrie als Lastzuschaltung (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	1.270	67,20
2023_m	1.270	67,20
2023_n	1.270	67,20
2033_n	1.270	67,20
2033_m	1.270	67,20
2033_n	1.270	67,20

Braunkohletagebau

Auch beim Braunkohletagebau sind eine Lastreduktion und eine Verbrauchsverlagerung denkbar. Da trotz aktueller Diskussionen um den Fortbestand der Braunkohle angenommen wird, dass der Abbau von Braunkohle bis zum Jahr 2033 weiter erfolgt, werden die in Kapitel 5.5.6 ermittelten Leistungen für die Zukunft fortgeschrieben.

Für alle Szenarien des Braunkohletagebaus gilt unter der Annahme, dass die Flexibilität in Zukunft erhalten bleibt, eine Abschaltleistung von 230 MW, wie Tabelle 106 aufzeigt.

Tabelle 106: Technische Eingangsparameter des Braunkohletagebaus als Lastreduktion (Bestand)

	$p_{\text{OG,Erz}}$ [MW]
2013_b	0

2023_n	230
2023_m	230
2023_h	230
2033_n	230
2033_m	230
2033_h	230

Tabelle 107 gibt einen Überblick über die gewählten Kosten.

Tabelle 107: Ökonomische Eingangsparameter des Braunkohletagebaus als Lastreduktion (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	1.670	180,00
2023_m	1.670	180,00
2023_h	1.670	180,00
2033_n	1.670	180,00
2033_m	1.670	180,00
2033_h	1.670	180,00

Bei einer Lastverlagerung beträgt die maximale Abschaltleistung ebenfalls 230 MW. Für die maximale Zuschaltleistung werden 125 MW gewählt. Hinsichtlich der Speicherung ist eine Nachproduktion innerhalb von 48 h einzuhalten, so dass das virtuelle Speichervolumen als Produkt der maximalen Zuschaltleistung und 48 h maximal 6 GWh beträgt. Der virtuelle Speicher ist zu Beginn des Modellierungsdurchlaufs gefüllt.

Eine Zusammenfassung der Annahmen bietet Tabelle 108.

Tabelle 108: Technische Eingangsparameter des Braunkohletagebaus als Lastverlagerung (Bestand)

	$p_{OG, Erz}$ [MW]	$p_{OG, Last}$ [MW]	$sp_{Ist, max}$ [MWh]	$sp_{Ist, max} / p_{OG, Erz}$ [MWh/MW]	η_{Erz} [%]	η_{Last} [% _t]
2013_b	0	0	0	0	0	0
2023_n	230	125	6.000	48	100	100
2023_m	230	125	6.000	48	100	100
2023_h	230	125	6.000	48	100	100
2033_n	230	125	6.000	48	100	100
2033_m	230	125	6.000	48	100	100
2033_h	230	125	6.000	48	100	100

Tabelle 109 fasst die wirtschaftlichen Eingangsdaten zusammen.

Tabelle 109: Ökonomische Eingangsparameter des Braunkohletagebaus als Lastverlagerung (Bestand)

	k_{Fix} [€/MW/a]	k_{Brenn} [€/MWh _{th}]
2013_b	0	0,00
2023_n	1.670	120,00
2023_m	1.670	120,00
2023_h	1.670	120,00
2033_n	1.670	120,00
2033_m	1.670	120,00
2033_h	1.670	120,00

B.10 Ergänzende Darstellung der Ergebnisse der Modellierung

In der Folge werden weitere Ergebnisse der Modellierung nach Kapitel 6.3 dargelegt. Je nach Szenario werden die Leistungen, die Auslastung bzw. die Vbh je Klasse angegeben. Die Auslastung bestimmt sich als Quotient der Summe der Ist-Erzeugung und dem Produkt aus P_{on} und den 8.760 h eines Jahres. Sie wird als prozentualer Wert dargestellt. Die Vbh verstehen sich als Quotient der Summe der Ist-Erzeugung und der installierten Leistung P_{Inst} .

Szenario 2013_b

Die folgende Tabelle 110 zeigt die Vbh für Szenario 2013_b, die sich aus der Modellierung ergeben haben.

Tabelle 110: Vollbenutzungsstunden Szenario 2013_b

Technologie	Vbh [h]
AKW	7.478
BKW	6.694
SKW	3.918
GuD	1.472
GT	94
PSKW Erzeugung	1.058
PSWK Verbrauch	825
BKW EKA	6.302
SKW EKA	5.426
GuD EKA	4.838
SKW GDA	4.905
GuD GDA	2.388
GKW GDA	1.014

Szenarien 2023

In der Folge werden die installierten Leistungen, die Vbh sowie die Auslastung der Anlagen für die Szenarien 2023 angegeben.

Tabelle 111 zeigt einen Überblick über die installierten Leistungen.

Tabelle 111: Detaillierte Darstellung der eingesetzten installierten Leistung (Szenarien 2023)

Technologie	2023 _n		2023 _m		2023 _h	
	ohne	mit	ohne	mit	ohne	mit
	DSM [MW]	DSM [MW]	DSM [MW]	DSM [MW]	DSM [MW]	DSM [MW]
BKW Bestand	12.747	12.747	12.747	12.747	12.747	12.747
BKW Neubau	2.102	1.841	2.102	2.102	1.915	2.099
SKW Bestand	12.065	12.065	12.065	12.065	12.065	12.065
SKW Neubau	2.256	2.513	0	0	0	0
GuD Bestand	4.529	4.529	4.529	4.529	4.529	4.529
GuD Neubau	5.749	3.257	6.915	4.829	6.302	4.109
GT Bestand	10.626	10.626	10.626	10.626	10.626	10.626
PSKW Verbrauch	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700
PSWK Erzeugung	5.289	4.255	5.529	4.140	5.624	4.786
BKW EKA Bestand	1.151	1.151	1.151	1.151	1.151	1.151
BKW EKA Neubau	0	261	0	0	187	3
SKW EKA Bestand	1.453	1.453	1.453	1.453	1.453	1.453
SKW EKA Neubau	6.626	6.341	6.760	6.843	6.489	6.651
GuD EKA Bestand	1.316	1.316	1.316	1.316	1.316	1.316

GuD EKA Neubau	3.381	3.780	2.916	3.546	2.809	3.927
SKW GDA Bestand	4.034	4.034	4.034	4.034	4.034	4.034
GuD GDA Bestand	2.997	2.997	2.997	2.997	2.997	2.997
GKW GDA Bestand	1.816	1.816	1.816	1.816	1.816	1.816
GKW GDA Neubau	808	0	1.794	0	2.357	0
Chemie Reduktion	0	414	0	425	0	456
Chemie Abschaltung	0	76	0	114	0	132
Chemie Zuschaltung	0	24	0	26	0	29
NE-Metalle Reduktion	0	327	0	606	0	0
Stahl Abschaltung	0	700	0	700	0	700
Stahl Zuschaltung	0	265	0	265	0	230
Papier Abschaltung	0	1.500	0	1.500	0	1.500
Papier Zuschaltung	0	230	0	230	0	230
Zement Abschaltung	0	381	0	377	0	370
Zement Zuschaltung	0	292	0	298	0	310
Glas Abschaltung	0	14	0	14	0	14
Braunkohle Abschaltung	0	230	0	230	0	230
Braunkohle Zuschaltung	0	125	0	125	0	125

In Tabelle 112 finden sich wiederum für die Szenarien 2023 ohne DSM die Ergebnisse zu Vbh und zur Auslastung.

Tabelle 112: Vollbenutzungsstunden und Auslastung (Szenarien 2023 ohne DSM)

Technologie	2023 _n		2023 _m		2023 _h	
	Vbh [h]	Auslastung [%]	Vbh [h]	Auslastung [%]	Vbh [h]	Auslastung [%]
BKW Bestand	6.592	87,50	6.414	85,14	6.258	83,07
BKW Neubau	7.011	64,37	6.709	89,06	6.638	88,11
SKW Bestand	4.736	64,37	4.716	64,09	4.426	60,15
SKW Neubau	5.977	81,22	0	0	0	0
GuD Bestand	2.203	28,90	2.213	29,04	2.192	28,76
GuD Neubau	2.860	37,52	2.949	38,69	2.816	36,95
GT Bestand	566	7,43	550	7,22	535	7,02
PSKW Verbrauch	1.096	12,63	1.284	14,80	1.537	17,72
PSWK Erzeugung	876	12,79	1.026	14,33	1.228	16,87
BKW EKA Bestand	6.187	70,62	6.130	69,98	5.995	68,44
BKW EKA Neubau	0	0	0	0	6.139	70,08
SKW EKA Bestand	5.043	57,57	4.952	56,52	4.676	53,38
SKW EKA Neubau	6.225	71,06	6.198	70,75	6.034	68,88
GuD EKA Bestand	1.371	15,65	1.413	16,14	1.378	15,73
GuD EKA Neubau	2.071	23,64	2.079	23,74	2.136	24,38
SKW GDA Bestand	3.946	53,63	3.827	52,01	3.760	51,09
GuD GDA Bestand	826	14,51	835	14,66	839	14,73
GKW GDA Bestand	768	13,49	788	13,85	790	13,87

GKW GDA Neubau	762	13,37	765	13,44	765	13,44
---------------------------	-----	-------	-----	-------	-----	-------

Tabelle 113 zeigt die Ergebnisse zu Vbh und zur Auslastung von Technologien in den Szenarien 2023 mit DSM.

Tabelle 113: Vollbenutzungsstunden und Auslastung (Szenarien 2023 mit DSM)

Technologie	2023 _n		2023 _m		2023 _h	
	Vbh [h]	Auslastung [%]	Vbh [h]	Auslastung [%]	Vbh [h]	Auslastung [%]
BKW Bestand	6.638	88,12	6.441	85,50	6.274	83,29
BKW Neubau	7.011	93,06	6.714	89,12	6.641	88,16
SKW Bestand	4.762	64,72	4.729	64,26	4.430	60,20
SKW Neubau	5.985	81,34	0	0	0	0
GuD Bestand	2.416	31,70	2.389	31,35	2.387	31,32
GuD Neubau	3.022	39,66	3.059	40,13	2.859	37,51
GT Bestand	751	9,86	736	9,65	719	9,43
PSKW Verbrauch	1.043	12,04	1.187	13,69	1.409	16,24
PSWK Erzeugung	834	15,15	949	17,71	1.126	18,18
BKW EKA Bestand	6.321	72,16	6.109	69,74	6.074	69,34
BKW EKA Neubau	6.319	72,13	0	0	6.227	71,08
SKW EKA Bestand	5.117	58,42	5.028	57,40	4.679	53,42
SKW EKA Neubau	6.300	71,92	6.238	71,21	6.050	69,07
GuD EKA Bestand	1.977	22,57	1.855	21,17	1.718	19,61
GuD EKA Neubau	2.179	24,87	2.080	23,74	2.095	23,92

SKW GDA Bestand	3.964	53,87	3.832	52,08	3.743	50,86
GuD GDA Bestand	964	16,93	896	15,73	846	14,85
GKW GDA Bestand	880	15,46	833	14,63	795	13,96
GKW GDA Neubau	0	0	0	0	0	0
Chemie Reduktion	472	6,38	440	6,36	341	5,03
Chemie Abschaltung	104	7,64	107	5,80	103	5,25
Chemie Zuschaltung	2.119	24,19	2.219	25,33	2.096	23,92
NE-Metalle Reduktion	1	0,04	2	0,04	0	0
Stahl Abschaltung	179	2,04	237	2,71	257	2,94
Stahl Zuschaltung	473	5,39	626	7,15	680	8,93
Papier Abschaltung	613	7,00	572	6,53	622	7,11
Papier Zuschaltung	3.999	45,65	3.729	42,57	4.059	46,34
Zement Abschaltung	1.464	16,71	1.477	16,86	1.488	16,99
Zement Zuschaltung	1.913	21,84	1.868	21,33	1.776	20,28
Glas Abschaltung	3	0,04	3	0,04	3	0,04
Braunkohle Abschaltung	259	2,96	361	4,13	405	4,62
Braunkohle Zuschaltung	477	5,45	665	7,59	745	8,50

Szenarien 2033

Nachfolgend werden die ergänzenden Informationen zu installierten Leistungen, den Vbh sowie der Auslastung der Anlagen für die Szenarien 2033 angegeben.

In Tabelle 114 werden die installierten Leistungen zusammengefasst.

Tabelle 114: Detaillierte Darstellung der eingesetzten installierten Leistung (Szenarien 2033)

Technologie	2033 _n		2033 _m		2033 _h	
	ohne DSM	mit DSM	ohne DSM	mit DSM	ohne DSM	mit DSM
BKW Bestand	10.171	9.910	10.171	10.171	9.984	10.168
SKW Bestand	6.821	7.177	4.564	4.564	4.564	4.564
GuD Bestand	10.302	7.811	11.468	9.402	10.855	8.662
GuD Neubau	9.573	9.528	8.434	8.745	8.204	8.831
GT Bestand	9.302	9.302	9.302	8.704	8.979	9.302
PSKW Verbrauch	6.700	6.700	5.341	5.646	5.119	5.998
PSWK Erzeugung	6.700	4.931	6.700	5.603	6.700	5.516
BKW EKA Bestand	829	1.090	829	829	1.016	832
SKW EKA Bestand	7.177	6.791	7.310	7.393	7.039	7.201
SKW EKA Neubau	0	0	0	107	0	0
GuD EKA Bestand	4.698	5.096	4.232	4.861	4.125	5.243
GuD EKA Neubau	2.571	2.473	3.339	1.319	3.583	916
SKW GDA Bestand	1.526	1.526	1.526	1.526	1.526	1.526
GuD GDA Bestand	2.973	2.973	2.973	2.973	2.973	2.973
GKW GDA Bestand	2.399	1.590	3.384	2.188	3.947	1.590
GKW GDA Neubau	0	57	0	1.344	0	836
Chemie Reduktion	0	273	0	328	0	383

Chemie Abschaltung (Bestand)	0	217	0	260	0	303
Chemie Zuschaltung (Bestand)	0	24	0	29	0	34
Chemie Abschaltung (Neubau)	0	0	0	12	0	15
Chemie Zuschaltung (Neubau)	0	0	0	26	0	23
NE-Metalle Reduktion	0	1.145	0	759	0	1.027
NE-Metalle Abschaltung	0	0	0	155	0	155
NE-Metalle Zuschaltung	0	0	0	83	0	76
Stahl Abschaltung	0	700	0	700	0	700
Stahl Zuschaltung	0	265	0	265	0	265
Papier Abschaltung	0	1.500	0	1.500	0	1.500
Papier Zuschaltung	0	230	0	230	0	230
Zement Abschaltung	0	377	0	370	0	362
Zement Zuschaltung	0	298	0	310	0	322
Glas Abschaltung	0	14	0	14	0	14
Braunkohle Abschaltung	0	230	0	230	0	230
Braunkohle Zuschaltung	0	125	0	125	0	125

Tabelle 115 gibt einen Überblick über die Ergebnisse zu Vbh und zur Auslastung der Szenarien 2033 ohne DSM.

Tabelle 115: Vollbenutzungsstunden und Auslastung (Szenarien 2033 ohne DSM)

Technologie	2033 _n		2033 _m		2033 _h	
	Vbh [h]	Auslastung [%]	Vbh [h]	Auslastung [%]	Vbh [h]	Auslastung [%]
BKW Bestand	5.234	69,47	4.726	62,74	4.214	55,93
SKW Bestand	4.230	57,48	2.301	50,34	3.540	48,11
GuD Bestand	2.325	30,51	2.450	31,18	2.170	28,47
GuD Neubau	3.481	45,67	3.441	45,15	3.251	42,66
GT Bestand	522	6,84	468	6,13	418	5,48
PSKW Verbrauch	2.369	27,32	2.337	33,81	2.633	39,74
PSWK Erzeugung	2.327	26,83	2.295	26,46	2.586	29,82
BKW EKA Bestand	5.059	57,75	4.771	54,46	4.225	48,23
SKW EKA Bestand	5.036	57,49	4.893	55,85	4.666	53,26
GuD EKA Bestand	1.657	18,92	1.420	16,21	1.385	15,81
GuD EKA Neubau	3.034	34,64	2.703	30,86	2.416	27,58
SKW GDA Bestand	3.375	45,87	3.147	42,77	2.913	39,59
GuD GDA Bestand	750	13,16	741	13,02	730	12,83
GKW GDA Bestand	694	12,19	445	12,32	632	11,09

Tabelle 116 gibt die Ergebnisse zu Vbh und zur Auslastung von Technologien in den Szenarien 2033 mit DSM wieder.

Tabelle 116: Vollbenutzungsstunden und Auslastung (Szenarien 2033 mit DSM)

Technologie	2033 _n		2033 _m		2033 _h	
	Vbh [h]	Auslastung [%]	Vbh [h]	Auslastung [%]	Vbh [h]	Auslastung [%]
BKW Bestand	5.266	69,90	4.752	63,08	4.211	55,90
SKW Bestand	4.207	57,17	3.713	50,46	3.539	48,09
GuD Bestand	2.424	31,80	2.437	31,98	2.174	28,53
GuD Neubau	3.468	45,51	3.399	44,60	3.210	42,12
GT Bestand	730	9,58	687	9,01	684	8,98
PSKW Verbrauch	2.190	25,25	2.462	33,69	2.963	38,17
PSWK Erzeugung	2.151	33,70	2.418	33,34	2.910	40,76
BKW EKA Bestand	5.182	59,16	4.782	54,60	4.286	48,93
SKW EKA Bestand	5.116	58,41	4.857	55,44	4.568	52,15
SKW EKA Neubau	0	0	5.424	61,91	0	0
GuD EKA Bestand	1.914	21,85	1.999	22,82	1.974	22,53
GuD EKA Neubau	3.346	38,20	3.060	34,93	2.930	33,44
SKW GDA Bestand	3.401	46,22	3.155	42,87	2.921	39,70
GuD GDA Bestand	782	13,73	782	13,74	779	13,69
GKW GDA Bestand	757	13,30	743	13,05	745	13,09
GKW GDA Neubau	766	13,45	763	13,40	758	13,31
Chemie Reduktion	113	2,32	113	2,31	121	2,48
Chemie Abschaltung (Bestand)	97	2,50	128	3,32	159	4,11

Chemie Zuschaltung (Bestand)	1.975	22,55	2.605	29,74	3.209	36,63
Chemie Abschaltung (Neubau)	0	0	209	59,77	207	52,52
Chemie Zuschaltung (Neubau)	0	0	209	26,86	207	35,39
NE-Metalle Reduktion	3	0,04	2	0,04	3	0,04
NE-Metall Abschaltung	0	0	677	13,73	796	16,13
NE-Metall Zuschaltung	0	0	677	25,53	796	33,01
Stahl Abschaltung	255	2,91	254	2,90	259	2,96
Stahl Zuschaltung	673	7,68	672	7,67	685	7,82
Papier Abschaltung	469	5,35	457	5,22	488	5,57
Papier Zuschaltung	3.058	34,91	2.980	34,02	3.181	36,32
Zement Abschaltung	1.389	15,86	1.460	16,66	1.576	17,99
Zement Zuschaltung	1.757	20,06	1.742	19,89	1.772	20,22
Glas Abschaltung	189	2,16	189	2,16	189	2,16
Braunkohle Abschaltung	788	8,99	1.029	11,75	1.093	12,48
Braunkohle Zuschaltung	1.449	16,54	1.894	21,62	2.012	22,97

