



**FORMAET**  

---

**Services GmbH**

# **Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?**

**BERICHT FÜR DAS BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT  
UND ENERGIE (BMWI)**

Juli 2014



# Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?

<b>Kurzzusammenfassung</b>	<b>1</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>3</b>
<b>1 Aufgabenstellung und Berichtsstruktur</b>	<b>19</b>
1.1 Ausgangslage .....	19
1.2 Aufgabenstellung .....	20
1.3 Stakeholder-Gespräche .....	21
1.4 Analyseansatz .....	22
1.5 Berichtsstruktur .....	23
<b>2 Versorgungssicherheit im Rahmen dieses Gutachtens</b>	<b>25</b>
2.1 Zusammenfassung zum Untersuchungsgegenstand des Gutachtens .....	25
2.2 Fokus des Gutachtens: Unfreiwillige Versorgungseinschränkungen mangels verfügbarer Erzeugungskapazität .....	26
2.3 Nicht Fokus: Versorgungseinschränkungen durch Netzstörungen oder -engpässe .....	31
2.4 Nicht Fokus: Mangelnde Kostendeckung von Kraftwerken per se .....	33
<b>3 Grundsätzliche Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute</b>	<b>45</b>
3.1 Zusammenfassung zur Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute .....	45
3.2 Funktionsweise eines idealtypischen EOM .....	47
3.3 Zeitliche Staffelung der Märkte in der stromwirtschaftlichen Praxis heute .....	51
3.4 Produkte im Stromgroßhandelsmarkt heute .....	55

	3.5	<i>Die Rolle der Bilanzkreise</i> .....	58
<b>4</b>		<b>Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign</b>	<b>63</b>
	4.1	<i>Zusammenfassung zu den potentiellen Herausforderungen für das EOM-Marktdesign</i> .....	64
	4.2	<i>Öffentlicher Gutcharakter und externe Effekte</i> .....	65
	4.3	<i>Marktliche und politische Investitionsrisiken als Beeinträchtigungen der Investitionssicherheit</i> .....	71
	4.4	<i>Marktmacht in Knappheitssituationen</i> .....	74
	4.5	<i>„Missing Money“ durch regulatorische Eingriffe</i> .....	77
	4.6	<i>Kapazitätsmechanismen im angrenzenden europäischen Ausland</i> .....	79
<b>5</b>		<b>Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit</b>	<b>83</b>
	5.1	<i>Zusammenfassende Interpretation der quantitativen Analysen</i> .....	83
	5.2	<i>Überblick über den Modellierungsansatz</i> .....	84
	5.3	<i>Ansatz zur Quantifizierung von Versorgungssicherheit</i> .....	108
	5.4	<i>Definition der Szenarien und Sensitivitäten</i> .....	118
	5.5	<i>Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich Marktergebnissen</i> .....	125
	5.6	<i>Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich Versorgungssicherheit</i> .....	152
	5.7	<i>Sensitivität Kraft-Wärme-Kopplung</i> .....	166
	5.8	<i>Sensitivität höhere Erzeugungskapazitäten im Ausland</i> .....	171
<b>6</b>		<b>Diskussion Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“</b>	<b>179</b>
	6.1	<i>Zusammenfassung Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“</i> .....	179
	6.2	<i>Ursachen von potenziellen Marktstörungen</i> .....	180

6.3	<i>Analyse vor dem Hintergrund des heutigen Marktrahmens</i> .....	182
6.4	<i>Ansatzpunkte zur Verbesserung des Marktrahmens</i> .....	196
<b>7</b>	<b>Diskussion Marktunvollkommenheiten durch Investitionsrisiken und -unsicherheiten</b>	<b>207</b>
7.1	<i>Fazit bezüglich der Funktionsweise des Marktes</i> .....	207
7.2	<i>Ursachen von potenziellen Marktstörungen</i> .....	208
7.3	<i>Analyse vor dem Hintergrund des heutigen Marktrahmens</i> .....	209
7.4	<i>Ansätze zur Verbesserung des Marktrahmens</i> .....	219
<b>8</b>	<b>Diskussion weiterer Herausforderungen für den EOM</b>	<b>225</b>
8.1	<i>Diskussion von Marktmacht in Knappheitssituationen</i> .....	225
8.2	<i>Diskussion von „Missing Money“ durch Regulierung</i> .....	235
8.3	<i>Diskussion von Kapazitätsmechanismen im Ausland</i> .....	243
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b>	<b>249</b>
9.1	<i>Integration von Nachfrageflexibilitäten und bisher marktferner Erzeugungsanlagen</i> .....	250
9.2	<i>Kommerzielle Regeln für den Fall von Lastunterbrechungen</i> .....	251
9.3	<i>Weiterentwicklung der Regelungen zur Ausgleichsenergie</i> .....	252
9.4	<i>Stabile politische Rahmenbedingungen</i> .....	253
9.5	<i>Vermeidung impliziter und expliziter Preisobergrenzen</i> .....	255
9.6	<i>Verstärkung der internationalen Koordination</i> .....	256
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>259</b>

<b>Anhang I – Modellbeschreibung</b>	<b>271</b>
<b>Anhang II – Annahmen für die Simulation</b>	<b>275</b>
<b>Anhang III – Annahmen zur Nachfrageflexibilität</b>	<b>289</b>

# Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?

<b>Abbildung 1.</b> Übersicht des Analysevorgehens	23
<b>Abbildung 2.</b> Versorgungseinschränkung durch Marktungleichgewicht	29
<b>Abbildung 3.</b> Entwicklung der Clean Spark Spreads seit 2002	36
<b>Abbildung 4.</b> Abgrenzung stromwirtschaftlicher Herausforderungen	40
<b>Abbildung 5.</b> Preisbildung in einem vollkommenen EOM (links: normale Situation, rechts: extreme Nachfrage und Knappheitsrenten)	50
<b>Abbildung 6.</b> Zeitliche Staffelung der Stromgroßhandelsmärkte in Deutschland	55
<b>Abbildung 7.</b> Gefahr von fehlender Markträumung durch unflexible Nachfrage bzw. unzureichendes Angebot	67
<b>Abbildung 8.</b> Erhöhte Gefahr von Marktmachtmissbrauch	77
<b>Abbildung 9.</b> Missing Money durch Preisregulierung	78
<b>Abbildung 10.</b> Kapazitätsmechanismen in Europa	80
<b>Abbildung 11.</b> Modellregionen im Investitions- und Dispatchmodell	86
<b>Abbildung 12.</b> Verteilung von Value of Lost Load Schätzungen (ENTSO-E)	88
<b>Abbildung 13.</b> Entwicklung der existierenden und erschließbare DSM-Kapazitäten, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „hohe“ Schätzung	94
<b>Abbildung 14.</b> Entwicklung der existierenden und erschließbare DSM-Kapazitäten, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „konservative“ Schätzung	94
<b>Abbildung 15.</b> Investitionskosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazität, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „hohe“ Schätzung	96

<b>Abbildung 16.</b> Variable Kosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazitäten abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „Hohe“ Schätzung	98
<b>Abbildung 17.</b> Entwicklung der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise	99
<b>Abbildung 18.</b> Stromnachfrage in allen Modellregionen	101
<b>Abbildung 19.</b> Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland (Kapazitäten)	103
<b>Abbildung 20.</b> Deutscher Kraftwerkspark im Jahr 2013	104
<b>Abbildung 21.</b> Bekannte Zubauten und Stilllegungen in Deutschland bis 2018	105
<b>Abbildung 22.</b> Entwicklung des ausländischen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2035	106
<b>Abbildung 23.</b> Entwicklung der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten	107
<b>Abbildung 24.</b> Maßzahlen der Versorgungssicherheit: LOLE und ENS	111
<b>Abbildung 25.</b> Effizientes Versorgungssicherheitsniveau	113
<b>Abbildung 26.</b> Unser Vorgang bei der Schätzung von Versorgungssicherheit	116
<b>Abbildung 27.</b> Illustrative Darstellung Dichtefunktionen von Residuallast und Residualkapazität	117
<b>Abbildung 28.</b> Illustrative Darstellung - LOLE	118
<b>Abbildung 29.</b> Szenarien für die Modellierung	119
<b>Abbildung 30.</b> Szenarien für die Modellierung	124
<b>Abbildung 31.</b> Entwicklung der installierten Kapazität in Deutschland (Szenario A)	126
<b>Abbildung 32.</b> Vorzeitige Stilllegung von Erzeugungskapazitäten (Szenario A)	127
<b>Abbildung 33.</b> Investitionen in Erzeugungskapazitäten (Szenario A)	128
<b>Abbildung 34.</b> Entwicklung der DSM-Kapazitäten* (Szenario A)	129



<b>Abbildung 35.</b> Entwicklung der installierten Kapazität in Deutschland (Szenario B)	130
<b>Abbildung 36.</b> Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten (Szenario B)	131
<b>Abbildung 37.</b> Entwicklung der installierten Kapazität (Szenario C)	133
<b>Abbildung 38.</b> Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten (Szenario C)	134
<b>Abbildung 39.</b> Entwicklung der installierten Kapazitäten (Szenario D)	135
<b>Abbildung 40.</b> Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten (Szenario D)	136
<b>Abbildung 41.</b> Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland (Szenario A)	139
<b>Abbildung 42.</b> Einsatz von Nachfrageflexibilitäten (Szenario A)	140
<b>Abbildung 43.</b> Entwicklung der Stromerzeugung (Szenario B)	141
<b>Abbildung 44.</b> Entwicklung der Stromerzeugung (Szenario C)	142
<b>Abbildung 45.</b> Differenz des Einsatzes von Nachfrageflexibilitäten (Szenario D - A)	143
<b>Abbildung 46.</b> Entwicklung des Preisniveaus in Deutschland (Szenario A)	145
<b>Abbildung 47.</b> Preisdauerlinie (Szenario A)	146
<b>Abbildung 48.</b> Tagesprofil* der Strompreise (Szenario A)	147
<b>Abbildung 49.</b> Entwicklung der Strompreise (Base) in der Modellregion	148
<b>Abbildung 50.</b> Entwicklung des Preisniveaus in Deutschland (Szenario B)	149
<b>Abbildung 51.</b> Entwicklung des Preisniveaus in Deutschland (Szenario C)	150
<b>Abbildung 52.</b> Entwicklung des Preisniveaus in Deutschland (Szenario D)	151
<b>Abbildung 53.</b> Nicht-bediente Nachfrage in der Modellregion (Szenario A)	154

<b>Abbildung 54.</b> Nicht-bediente Nachfrage in der Modellregion (Szenario C)	155
<b>Abbildung 55.</b> Nicht-bediente Nachfrage in der Modellregion (Szenario D)	156
<b>Abbildung 56.</b> Gewinne im Stichjahr konventioneller Erzeugungseinheiten (Szenario A)	163
<b>Abbildung 57.</b> Wirtschaftlichkeit (Barwert über Betriebsdauer) konventioneller Erzeugungseinheiten (Szenario A)	164
<b>Abbildung 58.</b> Wirtschaftlichkeit einer vorübergehenden Stilllegung	165
<b>Abbildung 59.</b> Annahmen KWK-Quote	167
<b>Abbildung 60.</b> Großhandels-Strompreise KWK-Sensitivität (Szenario A)	169
<b>Abbildung 61.</b> Entwicklung der Wirtschaftlichkeit in den jeweiligen Stichjahren (KWK-Sensitivität, Szenario A)	170
<b>Abbildung 62.</b> Erhöhung der Kapazität im modellierten Ausland	173
<b>Abbildung 63.</b> Differenz der installierten Kapazität (Auslands-Sensitivität – Szenario A)	174
<b>Abbildung 64.</b> Investoren ohne Möglichkeit zur Absicherung von Langfristrisiken	213
<b>Abbildung 65.</b> Modellregionen im Investitions- und Dispatchmodell	272
<b>Abbildung 66.</b> Österreichischer Kraftwerkspark im Jahr 2013	276
<b>Abbildung 67.</b> Ausbau der Erneuerbaren Energien in Österreich bis zum Jahr 2035	277
<b>Abbildung 68.</b> Stunden mit höchster Residuallast 2011 & 2012	286
<b>Abbildung 69.</b> Variable Kosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazitäten abrufbar in den kritischen Stunden in 2035 (in Deutschland)	295
<b>Abbildung 70.</b> Investitionskosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazität, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „Hohe“ Schätzung (in Deutschland, mit Prozessen)	299

<b>Abbildung 71.</b> Investitionskosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazität, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „Konservative“ Schätzung (in Deutschland, mit Prozessen)	300
<b>Abbildung 72.</b> Übersicht DSM-Potenziale in verwandter Literatur	301
<b>Tabelle 1.</b> Lastüberhangswahrscheinlichkeit (h/a) bei 5 GW Importen	159
<b>Tabelle 2.</b> Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit bei 5 GW Importen	159
<b>Tabelle 3.</b> Lastüberhangswahrscheinlichkeit (h/a) bei Autarkie	161
<b>Tabelle 4.</b> Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit bei Autarkie	161
<b>Tabelle 5.</b> Versorgungssicherheitsniveau* (KWK-Sensitivität, Szenario A)	171
<b>Tabelle 6.</b> Versorgungssicherheitsniveau bei Berücksichtigung des Auslands (Auslandssensitivität), Annahme von 5 GW Importkapazität	175
<b>Tabelle 7.</b> Versorgungssicherheitsniveau bei Berücksichtigung des Auslands (Auslandssensitivität), Annahme von 10 GW Importkapazität	176
<b>Tabelle 8.</b> Versorgungssicherheitsniveau bei fiktiver nationaler Betrachtung (Auslandssensitivität), Annahme von 0 GW Importkapazität	177
<b>Tabelle 9.</b> Entwicklung des Kraftwerksparks in der Schweiz bis zum Jahr 2035	279
<b>Tabelle 10.</b> Entwicklung des Kraftwerksparks in Frankreich bis zum Jahr 2035	279
<b>Tabelle 11.</b> Entwicklung des Kraftwerksparks in den Niederlanden bis zum Jahr 2035	280
<b>Tabelle 12.</b> Entwicklung des Kraftwerksparks in Belgien bis zum Jahr 2035	280
<b>Tabelle 13.</b> Entwicklung des Kraftwerksparks in Dänemark bis zum Jahr 2035	281

<b>Tabelle 14.</b> Entwicklung des Kraftwerksparks in Tschechien bis zum Jahr 2035	281
<b>Tabelle 15.</b> Entwicklung des Kraftwerksparks in Polen bis zum Jahr 2035	282
<b>Tabelle 16.</b> Technische Lebensdauern konventioneller Kraftwerke	283
<b>Tabelle 17.</b> Emissionsfaktoren fossiler Energieträger	283
<b>Tabelle 18.</b> Investitionskosten und fixe Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken (Neubauten)	284
<b>Tabelle 19.</b> Volllaststunden für Erneuerbare Energien	285

## Abkürzungsverzeichnis

- ACER** – European Agency for the Cooperation of Energy Regulators
- AEK** – Ausgleichsenergiekosten
- AbLaV** – Verordnung zu abschaltbaren Lasten
- BMWi** – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- BKV** - Bilanzkreisverantwortlicher
- BNetzA** – Bundesnetzagentur
- CCGT** – Combined Cycle Gas Turbine
- DSM** – Demand Side Management
- EE** – Erneuerbaren Energien
- EEG** – Erneuerbare-Energien-Gesetz
- EnLAG** – Energieleitungsausbaugesetz
- Entso-E** – European Network of Transmission System Operators for Electricity
- EnWG** – Energiewirtschaftsgesetz
- ENS** – Energy Not Supplied
- EOM** – Energy Only Market
- ETS** – Emissions Trading System
- GHD** – Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
- KWK** – Kraft-Wärme-Kopplung
- LOLE** – Loss-of-Load Expectation
- LOLP** – Loss-of-Load Probability
- NABEG** – Netzausbaubeschleunigungsgesetz
- OCGT** – Open Cycle Gas Turbine
- PV** – Photovoltaik
- ÜNB** – Übertragungsnetzbetreiber
- ResKV** – Reservekraftwerksverordnung
- SAIDI** – System Average Interruption Duration Index

**SO&AF** – Scenario Outlook & Adequacy Forecast

**StromNZV** – Stromnetzzugangsverordnung

**VoLL** – Value of Lost Load

**VDN** – Verband der Netzbetreiber

## Kurzzusammenfassung

Ein auf dem EOM-Prinzip basierendes Strommarktdesign kann eine den Verbraucherpräferenzen entsprechende sichere Stromversorgung zu geringstmöglichen Kosten grundsätzlich gewährleisten. Dies gilt auch vor dem Hintergrund von zunehmenden Anteilen dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien und von Kapazitätsmechanismen im angrenzenden Ausland. Voraussetzung dafür ist, dass echte Knappheitspreise im Strommarkt zugelassen werden. Der heutige Marktrahmen sollte zu diesem Zweck unter anderem in folgenden Bereichen verbessert werden („EOM 2.0“):

- Anreize – bzw. Abbau von Barrieren – für die Aktivierung von Nachfrageflexibilitäten und bisher marktfernen Erzeugungsanlagen (z.B. Netzersatzanlagen);
- Kommerzielle Regeln für den Fall von erzeugungsbedingten, unfreiwilligen Lastabschaltungen, insbesondere um verfügbaren Stromerzeugern den tatsächlichen Wert des Stroms in dieser Situation zu vergüten. Die Durchsetzung und Abrechnung solcher Preise muss glaubhaft sein;
- Verbesserte Anreize für die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen durch Weiterentwicklung der Regelungen zur Ausgleichsenergie;
- Langfristig stabile politische Rahmenbedingungen (z.B. bezüglich EE-Förderung, KWK-Förderung, EU ETS) zur Minimierung politischer Risiken;
- Glaubhafte Vermeidung impliziter und expliziter Preisobergrenzen für den Stromgroßhandelsmarkt und damit explizite Akzeptanz von Knappheitspreisbildung („Peak Load Pricing“) sowie Anhebung der technischen Preisobergrenzen an den Strombörsen auf die Höhe eines „Value-of-lost-load“. Knappheitspreise sind erforderlich, um ein den Nachfragepräferenzen entsprechendes Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen;
- Internationale Koordination der Definition von Versorgungssicherheit und der grenzüberschreitenden Prozesse für den Fall, dass Knappheiten auftreten.

Wir gehen davon aus, dass diese Maßnahmen ein ausreichend definiertes Marktumfeld schaffen können, um auch in einem EOM Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Mittel- bis langfristig erwarten wir auf dieser Basis eine Zunahme der Investitionstätigkeit und damit eine Marktdynamik, die Einflüsse wie den Kernenergieausstieg kompensieren kann.





## Executive Summary

### Hintergrund und Auftrag

In Deutschland wie in weiten Teilen Europas wird derzeit eine intensive Diskussion um die Einführung sogenannter Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Stromsektor geführt.

Das Strommarktdesign in Deutschland und den meisten seiner Nachbarländern basiert bisher überwiegend auf dem Prinzip des „Energy-Only-Marktes“ (EOM). Dabei finanzieren sich Stromerzeugungsinvestitionen primär durch energieabhängige Entgelte (in €/MWh), die eine implizite Vergütung von Leistungsbereitstellung enthalten. In diesem Zusammenhang wird vermehrt die Sorge geäußert, dass ein auf dem EOM-Prinzip basierendes Marktdesign nicht geeignet sein könnte, ausreichende ökonomische Anreize zu generieren, um auch mittel- und langfristig Versorgungssicherheit im Strommarkt sicher zu stellen. In der Folge wird von vielen Seiten die Einführung eines Kapazitätsmechanismus gefordert. Ein Kapazitätsmechanismus würde durch eine politische Intervention ergänzende Leistungszahlungen (z.B. in €/MW pro Jahr) für die Vor- und Bereithaltung gesicherter Kapazität induzieren, durch welche zusätzliche Kapazität und somit Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll. Einige Nachbarländer Deutschlands (z.B. Belgien, Frankreich oder Großbritannien) befinden sich derzeit im Prozess der Einführung eines Kapazitätsmechanismus.

Demnach stellen sich für die deutsche Bundesregierung folgende Kernfragen:

- ***Diese Studie (Frontier/Formaet): Funktionsfähigkeit des EOM bezüglich Gewährleistung von Versorgungssicherheit*** – Kann das heutige auf dem EOM-Prinzip basierende Strommarktdesign als ausreichend verlässlich eingeschätzt werden, um mittel- und langfristig – d.h. auch in einem zunehmend von dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien geprägten Marktumfeld – Versorgungssicherheit im Strommarkt sicherzustellen? Welche Ansätze zur Behebung möglicher Hemmnisse zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit bestehen innerhalb des heutigen EOM-Designs?
- ***Parallelstudie (Frontier/Consentec): Folgenabschätzung von Kapazitätsmechanismen*** – Welche Alternativen zu einem auf dem EOM-Prinzip basierenden Strommarktdesigns bestehen? Wie sind diese bezüglich ihrer Wirkungen z.B. hinsichtlich Versorgungssicherheit, gesamtwirtschaftlicher Kosten oder Verteilungseffekten einzuschätzen?

Zur Analyse dieser Fragestellungen hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mehrere Studien in Auftrag gegeben. Dieser Abschlussbericht fasst die Ergebnisse der von Frontier Economics Ltd.

(„Frontier“) und Formaet Services GmbH („Formaet“) durchgeführten Studie zur Funktionsfähigkeit eines auf dem EOM-Prinzip basierenden Strommarktdesigns zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit zusammen.<sup>1</sup>

## Ansatz und Abgrenzung der Analyse

### *Analyseansatz*

Zur Beantwortung der Frage nach der Leistungsfähigkeit des EOM hinsichtlich Versorgungssicherheit werden sowohl umfangreiche qualitative als auch quantitative Analysen (Marktsimulationen) herangezogen. Ausgangspunkt der Analyse sind mögliche grundsätzliche oder real existierende Unvollkommenheiten im heutigen Strommarktdesign, die dazu führen könnten, dass das wohlfahrtsmaximale Niveau an Versorgungssicherheit im Strommarkt faktisch nicht erreicht werden könnte. Diese möglichen Gründe für Marktunvollkommenheiten werden vor dem Hintergrund des realen Strommarktdesigns in Deutschland bzw. Europa analysiert und bewertet und in Teilen (soweit möglich) im Rahmen einer Strommarktsimulation empirisch getestet. Im Zuge dessen werden zudem Ansatzpunkte für Verbesserungen des bestehenden Marktrahmens identifiziert.

### *Fokus auf Erzeugung/Verbrauch, nicht auf Netzebene*

Eine Gefährdung der sicheren Versorgung kann an verschiedenen Stellen der Wertschöpfungskette erfolgen. Im Rahmen dieses Gutachtens liegt der Fokus auf der Erzeugungs- und Verbrauchsebene. Es soll die Frage beantwortet werden, inwieweit bzw. unter welchen Voraussetzungen das Marktdesign in der Lage ist, zu verfügbaren Kapazitäten von Stromerzeugungsanlagen, Speichern oder Nachfrageflexibilität zu führen, welche eine weitgehend einschränkungsfreie Stromversorgung gewährleisten. Als Einschränkungen der Stromversorgung werden dabei unfreiwillige Unterbrechungen des Stromverbrauchs definiert.

Mögliche Versorgungseinschränkungen durch Störungen oder Engpässe auf der Transport- oder Verteilnetzebene sind nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Es wird also der Frage nachgegangen, welche Herausforderungen für eine sichere Stromversorgung selbst dann bestehen, wenn von einer „Kupferplatte Deutschland“, d.h. einem jederzeit ausreichenden, engpassfreien Stromnetz innerhalb Deutschlands, ausgegangen wird.

---

<sup>1</sup> Parallel hat Frontier gemeinsam mit der Consentec GmbH („Consentec“) eine Studie zur Analyse möglicher Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen durchgeführt. Hierzu sei auf den entsprechenden Abschlussbericht verwiesen, Frontier Economics / Consentec (2014).

### ***Nicht Fokus: Mangelnde Kostendeckung von Kraftwerken per se***

Die Diskussion um die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes und mögliche Kapazitätsmechanismen hat in den vergangenen Jahren vor allem deshalb Dynamik entfaltet, weil viele konventionelle Kraftwerke ihre Vollkosten derzeit im Markt nicht oder kaum decken können, und sich Neuinvestitionen kaum rentieren. Diese Situation ist jedoch in Deutschland im Wesentlichen auf derzeitige (u.a. durch die Wirtschaftskrise in Europa und einen erheblichen, in diesem Maße von vielen Akteuren nicht vorhergesehenen Ausbau der Erneuerbaren Energien hervorgerufene) Überkapazitäten im deutschen Strommarkt zurückzuführen. Sie kann nicht per se als Indikator für eine Gefährdung der zukünftigen Versorgungssicherheit herangezogen werden. Vielmehr ist eine Phase der Marktkonsolidierung mit (vorübergehenden und endgültigen) Kraftwerksstilllegungen sowie Investitionszurückhaltung ökonomisch sinnvoll und auch in der Praxis zu erwarten bzw. teilweise bereits zu beobachten. Dies gilt selbst für den Fall eines politischen Entscheids für die Einführung eines expliziten Kapazitätsmechanismus.

Die zukünftige Versorgungssicherheit könnte jedoch gefährdet werden, wenn über die notwendige Marktberreinigung hinaus mit weiteren Stilllegungen bzw. weiterer Investitionszurückhaltung zu rechnen ist, sodass es mittel- bis langfristig zu einer Unterversorgung mit Kapazitäten käme. Dies könnte durch Marktunvollkommenheiten oder Defizite im Marktdesign begründet sein, welche wir im Rahmen dieses Gutachtens ausführlich analysieren. Im Ergebnis kommen wir allerdings zu dem Schluss, dass ein weiterentwickelter EOM ein ausreichend definiertes Marktumfeld schaffen kann, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wie im Folgenden erläutert. Andererseits halten wir diese Weiterentwicklungen aber auch für eine notwendige Voraussetzung für die mittel- bis langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit

## **Einschätzungen auf Basis der Analyse**

### ***Fixkostendeckung im Grundsatz auch im EOM möglich***

Der deutsche Strommarkt basiert derzeit auf dem Prinzip eines Energy-Only-Marktes. Die grundsätzliche Funktionsweise in einem wettbewerblichen EOM ist, dass Stromerzeuger ihre verfügbare Produktionsmenge entsprechend der variablen Kosten der Erzeugung (Grenzkosten) anbieten, und Stromverbraucher (i.d.R. über Zwischenstufen wie Vertriebe) ihre Zahlungsbereitschaft für eine Belieferung mit Strom signalisieren.

Im Ergebnis entspricht der Stromgroßhandelspreis demnach in den Situationen den variablen Kosten der letzten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage benötigten Einheit. Dies können die variablen Kosten einer Stromerzeugungsanlage oder die (Opportunitäts-)Kosten einer Lastverschiebung

bzw. Lastreduktion eines flexiblen Verbrauchers (d.h. Markträumung über die Nachfrageseite) sein.

Es ist daher auch im EOM möglich, Deckungsbeiträge zu erzielen, die über die eigenen variablen Kosten hinausgehen:

- **Fixkostendeckung für inframarginale Anlagen** – Zu jeder Zeit erzielen alle inframarginalen Anbieter, d.h. diejenigen Erzeugungs- oder Nachfrageflexibilitätsanlagen mit variablen Kosten unterhalb der variablen Kosten der teuersten, eingesetzten Anlage (der jeweiligen „Grenzanlage“), Deckungsbeiträge, da der erlöste Strompreis ihre variablen Kosten übersteigt.
- **Fixkostendeckung für „Grenzanlagen“** – Bei Preisen entsprechend der variablen Kosten spielt die preissetzende Anlage („Grenzanlage“) aus statischer Sicht keine Deckungsbeiträge ein. Über folgende Mechanismen kann ein auf dem EOM-Prinzip basierender Strommarkt dennoch auch zu Deckungsbeiträgen für Kapitalkosten und fixe Betriebskosten dieser Anlagen führen:
  - **Knappheitsrenten durch Nachfrageflexibilität** – In Knappheitssituationen kann der Markt über die Nachfrage geräumt werden, indem Verbraucher ihre Last verschieben bzw. reduzieren. Gibt es ausreichend Verbraucher, welche dies gewährleisten können, ohne signifikante Investitions- und fixe Betriebskosten für die Schaffung dieser Möglichkeit aufbringen zu müssen (welche im EOM zu decken wären), führt dies zu Markträumung und entsprechend hohen Preisen. Auf diesem Wege werden „inframarginale Renten“ für Kraftwerke und andere Nachfrageflexibilitäten mit Fixkosten generiert.
  - **Knappheitsrenten durch „Peak Load Pricing“** – In Situationen zunehmender Knappheit und unflexibler bzw. nicht ausreichend flexibler Last werden zudem einzelne Anbieter pivotal, d.h. ohne ihre Erzeugungs- oder Flexibilitätskapazität kann die Last nicht gedeckt werden. Entsprechend ist es in diesen Situationen für bestimmte Anlagen auch in einem wettbewerblichen Umfeld möglich, im Rahmen des geltenden Rechts Fixkosten in die Gebote einzubeziehen, da der Anbieter – in statischer Perspektive – nicht durch einen Günstigeren verdrängt werden kann.
  - **Dynamik im Kraftwerkspark** – Anlagen, die aus heutiger statischer Sicht marginal erscheinen, da sie weniger effizient sind als neuere Anlagen, werden dynamisch betrachtet in der Vergangenheit – als sie relativ neuer und effizienter waren als die damaligen Altanlagen, schon Deckungsbeiträge erwirtschaftet haben. Davon, dass bestehende Anlagen heute kaum noch Deckungsbeiträge erwirtschaften, lässt nicht

automatisch darauf schließen, dass bestimmte Anlagen über ihre Lebensdauer nicht ihre Kapitalkosten verdienen können.

Auf diese Weise können alle verfügbaren Kapazitäten – einschließlich der „Grenzanlage“ – neben ihren variablen Kosten zusätzlich sogenannte Knappheitsrenten erzielen, welche der Amortisierung der Investitionen dienen. Prinzipiell kann ein idealtypischer wettbewerblicher EOM demnach die Deckung von Vollkosten (d.h. inklusive Investitionskosten und fixen Betriebskosten) aller benötigten Anlagen ermöglichen. Entsprechend können im Rahmen eines EOM Anreize zur Errichtung und Vorhaltung der volkswirtschaftlich optimalen Gesamtleistung und dem kostengünstigsten Erzeugungsmix generiert werden. Unter diesen Gegebenheiten wird das von den Stromverbrauchern gewünschte Maß an Versorgungssicherheit erreicht und „im Markt“ finanziert. Diese Ausführungen gelten zunächst in einem idealtypischen wettbewerblichen EOM.

### *Auch reale EOM können bei entsprechendem Design Versorgungssicherheit sicherstellen*

In realen Energy-Only-Strommärkten könnten Konstellationen auftreten, in welchen die vorangehend skizzierten Mechanismen eines EOM nicht vollständig wirken können. Wir kommen allerdings zu dem Ergebnis, dass diese Herausforderungen, wie im Folgenden erläutert, durch Maßnahmen innerhalb des EOM handhabbar oder im deutschen Kontext von geringerer Relevanz in der Praxis sind.

In der fachlichen Debatte werden verschiedene mögliche Gründe für Marktunvollkommenheiten oder auch regulatorische Eingriffe in den Strommarkt als Herausforderungen genannt:

- **Externe Effekte** bei der Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“, insb. wegen Öffentlichen Gutcharakters;
- Ineffiziente Allokation von **Marktrisiken bzw. prohibitive Risiken** bei kapitalintensiven Investitionen;
- Herausforderung von **Marktmachtpotenzial** insbesondere in Knappheitssituationen;
- Mangelnde Vollkostendeckung durch regulatorische Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus („**Missing Money**“);
- **Internationale „Spill-over“-Effekte** bei Einführung von Kapazitätsmechanismen im angrenzenden europäischen Ausland.

Im Folgenden erläutern wir unsere Einschätzung zur Relevanz dieser Punkte vor dem Hintergrund des Marktrahmens in Deutschland bzw. Europa.

### *Anpassungen im Marktrahmen können externe Effekte minimieren*

Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die Nachfrage im Strommarkt zu (nahezu) jeder Zeit physisch auf ein ausreichendes Angebot trifft, d.h. dass Angebots- und Nachfragefunktion (nahezu) zu jedem Zeitpunkt einen Schnittpunkt aufweisen. Die Stromwirtschaft ist allerdings derzeit durch folgende Besonderheiten gekennzeichnet:

- **(Kurzfristig) relativ geringe Preiselastizität der Nachfrage:** Viele Stromverbraucher (v.a. Haushaltskunden) verfügen bisher nicht über die notwendige technische Ausstattung, um im Fall von hohen Preisen ihren Verbrauch (manuell oder automatisiert) und damit zugleich ihre Strombezugskosten zu reduzieren. Daher könnte es in Knappheitssituationen grundsätzlich dazu kommen, dass aufgrund einer zu geringen Preiselastizität der Nachfrage keine Markträumung möglich ist.
- **Externe Effekte durch Nicht-Ausschließbarkeit:** Eine Reihe von Verbrauchern (v.a. Haushalte, Gewerbe, kleine Industriekunden), verfügen über keine Möglichkeit zur Leistungsbegrenzung, um zu verhindern, dass sie mehr Strom beziehen als vertraglich vereinbart (keine individuelle Abschaltbarkeit). Wird Versorgungssicherheit durch einzelne Marktakteure zur Verfügung gestellt, können andere Marktakteure deshalb hiervon nicht oder nur eingeschränkt ausgeschlossen werden. Wenn in Knappheitssituationen der Verbrauch die verfügbare Erzeugung übersteigen würde, müssten einzelne Verbraucher oder einzelne Verteilnetze durch die Netzbetreiber unfreiwillig abgeschaltet werden, um einen sicheren Betrieb des europäischen Verbundnetzes aufrechtzuerhalten. Die hierfür geforderte nichtdiskriminierende Abschaltung einzelner Verbraucher ist jedoch nicht effizient.
- **Externe Effekte durch Leitungsgebundenheit** – Die Marktakteure sind über das Stromnetz verbunden: Für den Fall, dass es in Knappheitssituationen aufgrund unzureichender Preiselastizität der Nachfrage und unzureichender Ausschließbarkeit zu einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze kommen würde, kann sich ein einzelner Verbraucher nicht durch die Zahlung eines hohen Preises (ex ante) absichern.<sup>2</sup> Im Fall einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verteilnetze können zudem Erzeuger, die davon betroffen sind, nicht von dem eigentlich hohen Wert des Stroms profitieren, da dann eine Lieferung nicht möglich ist. Sofern erwartet würde, dass dies regelmäßig und systematisch auftritt, würde dies in das Investitionskalkül der Erzeuger

---

<sup>2</sup> Mit Ausnahme einer dezentralen physischen Absicherung über Netzersatzanlagen (wie z.B. Notstromaggregate, Batteriespeicher).

eingehen und die Anreize zur Bereitstellung von Kapazität absenken. In der Folge könnte es zu einem zu geringen Niveau an Versorgungssicherheit kommen.

- **Externe Effekte durch Preisgrenzen** (siehe auch „Missing Money“ unten) – Kommt es zu einer Situation mangelnder Markträumung, lässt sich entweder gar kein Marktpreis feststellen, oder es wird gegebenenfalls ein Algorithmus definiert, der zur Berechnung eines Preises führt. Dieser spiegelt jedoch unter Umständen nicht den (Grenz-)Wert des Stroms in dieser Extremsituation wider. Der tatsächliche Wert des Stroms entspräche den Grenzkosten der zusätzlich erforderlichen Lastreduktion. Ist dieser Wert nicht in der Abrechnung hinterlegt (z.B. in Form des Ausgleichsenergiepreises), reduziert dies aus Sicht von Investoren die Rentabilität bei Entscheidungen zu Kraftwerksinvestitionen und zum Weiterbetrieb.

Externe Effekte sind somit im Strommarkt prinzipiell nicht auszuschließen. Allerdings könnten externe Effekte bzw. das Risiko des Auftretens von externen Effekten durch Anpassungen im Marktrahmen signifikant reduziert bzw. vermieden werden:

- **Aktivierung von Nachfrageflexibilität und heute noch marktfernen Flexibilitäten wie Netzersatzanlagen:** Wir sehen auf Basis der empirischen Analyse mittelfristig bis zum Jahr 2022 keine prinzipielle Gefahr von Versorgungsunterbrechungen und damit externer Effekte durch erzeugungsseitige Kapazitätsengpässe. Wir halten zudem auch langfristig die (wirtschaftlich) erschließbaren Potenziale an Nachfrageflexibilität, insbesondere im Bereich der Lastabschaltungen im Industriesektor (niedrige Investitionskosten, hohe Abrufkosten) für ausreichend hoch, um unfreiwillige Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden. Zudem existieren im Strommarkt Erzeugungsflexibilitäten (z.B. in Form von Netzersatzanlagen, die unabhängig vom Strommarkt finanziert werden), die derzeit praktisch nicht in den Markt eingebunden sind, aber wirtschaftlich (d.h. mit niedrigen Investitionskosten) aktivierbar wären. Um diese Flexibilitäten weitgehend erschließen zu können, sollten noch bestehende Hemmnisse, z.B. bei den Netzentgelten, abgebaut werden.
- **Anhebung der Preisgrenzen der Strombörse auf die Höhe eines „Value-of-lost-load“):** Damit am Strommarkt ein wohlfahrtsmaximales Niveau an Versorgungssicherheit erreicht werden kann, müssen die Strompreise (am börslichen Handel der EPEX Spot bestehen derzeit Preisgrenzen von 3.000/MWh Day-Ahead und 10.000€/MWh Intraday) die individuelle Zahlungsbereitschaft zumindest eines Großteils der Verbraucher abbilden können. Ein Indikator hierfür sind die durchschnittlichen Kosten einer Versorgungsunterbrechung („Value-of-lost-load“). Dieser

durchschnittliche „Value-of-lost-load“ müsste sich daher auch im Maximalpreis der kurzfristigen Strombörse wiederfinden können (also Preisobergrenze von z.B. 10.000-15.000€/MWh). Die Definition eines derartigen VoLL-basierten Maximalpreises ist allerdings nicht trivial.

- **Die Definition eines Abrechnungspreises (z.B. auf Basis eines „Value-of-lost-load“)** für den Fall fehlender Markträumung: Die Definition eines – im Idealfall nur hypothetisch relevanten – fiktiven Marktpreises (auf Basis eines geschätzten „Value-of-lost-load“) würde in diesem Fall die Voraussetzung schaffen, um betroffene Marktakteure für die externen Effekte zu kompensieren bzw. Bilanzungleichgewichte abzurechnen. Von Vorteil wäre, dass die Definition eines solchen Preises dem Markt (über die Ausgleichsenergie) auch signalisieren würde, welche Großhandelspreise die Politik bzw. Administration für begründbar halten würde - also z.B. auch Preise im Bereich von 10.000 bis 15.000 €/MWh.
- **Die Definition von Abrechnungsregeln im Fall eines (partiellen) Lastabwurfs für die betroffenen Marktakteure:** Es sind Regeln erforderlich für eine approximative Definition von Abrechnungsmengen für nicht eingespeiste bzw. nicht verbrauchte Energie, und insbesondere Ausgleichszahlungen für verfügbare, aber nicht abrufbare Erzeuger. Es wären daher insbesondere Regeln zu implementieren, die eine (in Teilen dann geschätzten) Abrechnung der von den Versorgungsunterbrechungen betroffenen Erzeuger mit dem tatsächlichen Wert des Stroms sicherstellt. Die Regeln für die entsprechenden Zahlungsströme sollten im Vorhinein transparent definiert sein.
- **Grenzkostenbasierte Definition von Ausgleichsenergiepreisen:** Die Ausgleichsenergiepreise sollten entsprechend der Marktlogik auf Basis von Grenzkosten des Reserveabrufs kalkuliert sein und im Knappheitsfall (d.h. nahe am drohenden Ausfall) die Kosten von Versorgungsunterbrechungen („Value-of-lost-load“) reflektieren. Hierdurch würden für die Marktakteure (Bilanzkreise) adäquate Anreize zur Absicherung von möglichen Bilanzkreisungleichgewichten geschaffen (z.B. durch den Kauf von Optionen) und Anbieter von Kapazität könnten zusätzliche Renditen erwirtschaften. Das heutige Preissystem sollte diesbezüglich überprüft und angepasst werden.
- **Verbesserte Anreize für die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen,** die von regulierten Marktakteuren geführt werden. Die Differenzbilanzkreise für Standardlastprofilkunden und Erneuerbare Energien, die über einen Einspeisetarif entgolten werden, werden heute von den Netzbetreibern geführt. Eine optimierte Bewirtschaftung dieser Bilanzkreise und eine explizite Absicherung möglicher Fehlmengen erfolgt heute allerdings i.d.R.



nicht. Eine echte Bewirtschaftung der Bilanzkreise – also eine originäre Handelsfunktion – liegt den Netzbetreibern auch aufgrund von regulatorischen Entbündelungsanforderungen zwischen Netz und Handel fern.

Mögliche externe Effekte und damit langfristig auch Versorgungsunterbrechungen würden also insbesondere durch solche Maßnahmen reduziert bzw. vermieden, die sicherstellen, dass mögliche Knappheitssituationen in allen Fällen und für alle Marktteilnehmer ökonomisch spürbar sind. Spürbarkeit bedeutet, dass sich kritische Situationen auch finanziell auswirken, z.B. positiver (als im heutigen Regime) für Erzeuger oder Nachfrager, die in einer kritischen Situation einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Durch die Umsetzung der beschriebenen Regeln selbst wird demnach die Wahrscheinlichkeit minimiert, dass diese zur Anwendung kommen müssen. Ebenso verringert die Aktivierung von Nachfrageflexibilität und heute noch marktfernen Flexibilitäten die externen Effekte.

Die aufgeführten Marktanpassungen können externe Effekte im Strommarkt signifikant reduzieren, wenn vielleicht auch nicht vollständig eliminieren. Wir gehen davon aus, dass die Marktakteure in der stromwirtschaftlichen Praxis – mindestens in Folge der aufgelisteten Änderungen des Marktrahmens – bei Ihren Absicherungs- und Investitionsentscheidungen von möglichen externen Effekten im Falle von Versorgungsunterbrechungen weitgehend abstrahieren.<sup>3</sup> Mögliche Defizite am Strommarkt würden grundsätzlich (nur) zu Teillastabschaltungen einzelner Verbraucher bei Aufrechterhalten eines sicheren Betrieb des europäischen Verbundnetzes führen, und die Marktakteure müssen damit rechnen, bei Bilanzungleichgewichten in ihrem Bilanzkreis erhebliche Ausgleichsenergiezahlungen leisten zu müssen bzw. können Erzeuger damit rechnen, dass für die Erzeugungsanlagen Knappheitspreise realisierbar sind<sup>4</sup>.

### *Risiken durch (politische) Unsicherheiten grundsätzlich im EOM zu managen*

Risiken aus Unsicherheit über zukünftige marktliche und vor allem politische Entwicklungen spielen im Strommarkt, welcher auf langlebigen und kapitalintensiven Investitionen basiert, eine gewichtige Rolle. Der Strommarkt ist jedoch grundsätzlich in der Lage, diese Risiken effektiv und effizient zu managen:

- In kurzer und mittlerer Frist bestehen zahlreiche Instrumente und Produkte zur Absicherung von unsicheren zukünftigen Kosten und

<sup>3</sup> Ausnahme sind Kunden mit prohibitiv hohen Ausfallkosten (Rechenzentren, Flughäfen, Krankenhäuser etc.), die sich bereits heute gegen Netzausfälle z.B. durch Notstromaggregate absichern.

<sup>4</sup> Gleichzeitig ist den Marktakteuren vorab unbekannt, welche Kunden bzw. Netzgebiete abgeschaltet würden. Dies mindert die Berechenbarkeit externer Effekte weiter.

Erlösen. Beispielsweise lassen sich volatile Kurzfrist-Strompreise für Zeiträume von wenigen Jahren grundsätzlich durch entsprechende (z.B. Options-)Produkte in sichere Strompreise überführen.

- Langfristige Risiken werden von Investoren getragen, die für diese Risikoübernahme mit entsprechend höheren Renditen kompensiert werden.

Sofern kein Marktversagen auf dem Kapitalmarkt vorliegt, ist es also möglich, dass Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung aller mit der Investition verbundenen Chancen und Risiken getroffen werden, sodass es zu einer adäquaten Abbildung der Verbraucherpräferenzen kommen kann. Dies gilt grundsätzlich auch in einem zunehmend auf dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien basierenden Marktumfeld. Weiterhin ist davon auszugehen, dass die Bereitstellung von Flexibilität in einem zunehmend durch Erneuerbaren Energien geprägten Marktumfeld weniger kapitalintensiv ausfallen wird, d.h. zum Beispiel durch die verlängerte Nutzung von Bestandskraftwerken (inklusive Retrofit), den Bau von Gasturbinen oder die Aktivierung von Nachfrageflexibilitäten oder Netzersatzanlagen.

Eine Möglichkeit für die Politik, mit den o.g. Risiken umzugehen, besteht in einer verpflichtenden Sozialisierung der Risiken – z.B. über einen (mit langfristiger Kapazitätskontrahierung verbundenen) Kapazitätsmechanismus. Dies kann zu einer Reduktion der gesamtwirtschaftlichen Risikokosten führen. Das Vorgehen birgt jedoch die Gefahr von Fehlinvestitionen, da Investitionsentscheidungen nicht mehr primär von den Akteuren (d.h. Investoren) getroffen werden, welche die Chancen und Risiken zukünftiger Gewinne tatsächlich tragen, sondern – zumindest indirekt – von staatlicher oder hoheitlicher Stelle. Dies könnte in der Tendenz z.B. dazu führen, dass Investitionen zu kapitalintensiv ausfallen. Zudem geht die Einführung von Kapazitätsmechanismen mit neuen (v.a. politischen) Risiken für Investoren einher, welche durch entsprechend höhere Renditen entgolten werden müssen.

Um negative Folgen von Unsicherheiten so weit möglich zu minimieren, sollte das langfristige Investitionsumfeld durch klare und stabile – möglichst im gesellschaftlichen Konsens formulierte – politische Leitlinien bestimmt sein. Ein sinnvoller Ansatz zur Minimierung von durch politische Risiken verursachten volkswirtschaftlichen Kosten besteht u.a. darin, verlässliche Ausbaukorridore für den weiteren Zubau Erneuerbarer Energien zu definieren und gesetzlich festzuschreiben. Ein weiteres Beispiel wären klare langfristige Ziele und Regeln für das europäische Handelssystem für CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

### ***Marktmissbrauch kein inhärentes EOM-Problem da Markt bestreitbar***

Der Markt für Stromerstabsatz in Deutschland war bzw. ist von einer gewissen Marktkonzentration gekennzeichnet. Die Marktkonzentration in der Stromerzeugung ist in den letzten Jahren allerdings aufgrund des Ausbaus der

## **Executive Summary**

Erneuerbaren Energien, Desinvestitionsprogrammen der großen Erzeuger und neuen konventionellen Kraftwerken von Drittanbietern zurückgegangen.

Die Pivotalität einzelner Anlagen ist in Knappheitssituationen allerdings inhärenter Bestandteil eines jeden wettbewerblichen und auf dem EOM-Prinzip basierenden Strommarktes. Die Möglichkeit, Knappheitspreise in Spitzenlastzeiten am Markt durchsetzen zu können, ist zur Refinanzierung von Kapitalkosten und fixen Betriebskosten für „Grenzanlagen“ erforderlich und keine missbräuchliche Ausnutzung von Marktmacht. Dieser Prozess entspricht dem in der Literatur bekannten „Peak Load Pricing“. Kritisch wäre es allenfalls, wenn einzelne Erzeuger über sehr große Portfolien verfügen, so dass sie bereits aus wettbewerbsökonomischer Perspektive pivotal sind (d.h. in vielen Stunden eines Jahres praktisch ein Monopol über die Restnachfrage haben), wenn eine Kapazitätsknappheit noch in weiter Ferne liegt. Aufgrund der geänderten Marktstruktur (s.o.) halten wir diese Gefahr jedoch heute für wenig relevant.

Weiterhin besteht in mittlerer und längerer Frist (dynamischer Perspektive) ein disziplinierender Wettbewerbsdruck, da (tatsächliche oder für die Zukunft erwartete) überhöhte Preise zu Markteintritten von Erzeugungsanlagen oder der Aktivierung von Nachfrageflexibilität und Netzersatzanlagen führen. Durch diese Rückkopplungen von Investitionsentscheidungen aller Anbieter auf Preise in Knappheitssituationen ist davon auszugehen, dass es nicht zu nachhaltigen wohlfahrtsschädigenden oder die Verbraucher belastenden Situationen von Marktmachtmissbrauch kommt („Bestreitbarkeit des Marktes“).

Um einen effektiven dynamischen Wettbewerbsdruck durch drohende Markteintritte jederzeit zu gewährleisten, sind Markteintrittsbarrieren so weit wie möglich abzubauen. Während Markteintrittsbarrieren für konventionelle Stromerzeugungskapazitäten im Zuge der Liberalisierung weitgehend abgebaut wurden, bestehen Verbesserungsansätze insbesondere bei den Marktzugangsbedingungen für Nachfrageflexibilität (u.a. Netzentgeltsystematik) und heute marktfernen Erzeugungsanlagen (wie z.B. Netzersatzanlagen). Zudem können weitere Bemühungen um eine verbesserte Integration der nationalen Strommärkte in Europa („Strombinnenmarkt“) die wettbewerbliche Bestreitbarkeit des Strommarktes in den einzelnen Nationalstaaten wie z.B. Deutschland weiter erhöhen (d.h. Erleichterung von Markteintritten).

### **„Missing Money“ durch Preisregulierung kann unterbunden werden**

Preisregulatorische Eingriffe können die Funktionsweise eines EOM bezüglich der Gewährleistung von Versorgungssicherheit stören, da der Strompreis hierdurch nicht die zur Vollkostendeckung notwendigen Höhen erreichen kann („Missing Money“). Schon das Risiko solcher staatlichen Eingriffe in die Preisbildung kann das Investitionskalkül von Investoren beeinträchtigen und dadurch die Versorgungssicherheit unterminieren. Während derartige Eingriffe in einigen Ländern die Motivation zur Einführung von Kapazitätsmechanismen

sind (z.B. Preisobergrenzen in einigen US-Märkten), liegen diese Bedingungen im deutschen Strommarkt in dieser Form nicht vor:

- **Keine regulatorischen Preisobergrenzen** – Die Day-Ahead- und Intraday-Börsenlimits an der EPEX Spot sind nur technische Gebotsgrenzen, welche bei Bedarf durch die Börse erhöht werden dürften und zudem durch Handelsgeschäfte außerhalb der Börse umgangen werden können. Auch Regelenenergiepreise sind im Prinzip unbeschränkt.
- **„Mark-Up-Verbot“ unterbindet Knappheitspreise nicht** – Die Preisbildung im Stromgroßhandelsmarkt unterliegt der wettbewerblichen Aufsicht. Unter anderem hat das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung 2011 seine Interpretation des geltenden europäischen und deutschen Wettbewerbsrechts formuliert, demnach es Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten. Dieses „Mark-Up-Verbot“ unterbindet zur Vollkostendeckung notwendige Preise allerdings nicht grundsätzlich, da es für nicht marktbeherrschende Unternehmen keine Anwendung findet. Zudem sind auch für marktbeherrschende Unternehmen Preisgebote oberhalb der variablen Kosten grundsätzlich möglich, wenn sie nachweisen, dass dies zur Deckung der totalen Durchschnittskosten notwendig ist.

Auch wenn explizite, politisch determinierte Preisobergrenzen im heutigen Markt nicht bestehen, besteht die Gefahr impliziter Preisobergrenzen, die für die Marktakteure in ihren Investitionsentscheidungen relevant sein könnten. Um diese wirksam zu vermeiden, wären folgende Maßnahmen erforderlich:

- **Anhebung der technischen Preisobergrenzen an den Strombörsen:** Die technischen Preisobergrenzen wären an den Strombörsen anzuheben, idealtypisch bis zum geschätzten „Value-of-lost load“ (von bisher 3.000 auf bspw. 10.000 - 15.000€/MWh im Day-Ahead-Markt). Um die Glaubwürdigkeit und Akzeptanz dieser Preisobergrenze zu stützen, wäre (wie oben beschrieben) eine politische und administrative Flankierung dieser Preisobergrenze (z.B. durch Definition eines Abrechnungspreises in Höhe eines administrativ gesetzten VoLL bei Versorgungsunterbrechungen) vorteilhaft. Dies würde den Marktakteuren signalisieren, dass auch Knappheitspreise bis zum administrativen VoLL von Politik und Behörden im Grundsatz akzeptiert werden und sicherstellen, dass auch Flexibilitäten mit hohen Ausübungspreisen einen Wert haben.
- **Kartellamtspraxis:** Zwar unterbindet das „Mark-Up-Verbot“ nicht grundsätzlich zur Vollkostendeckung notwendige Preise, allerdings besteht für die Stromunternehmen ein signifikantes Risiko des

Eingreifens des Bundeskartellamts bei Knappheitspreisen. So ist es für Unternehmen in der kartellrechtlichen Praxis äußerst schwierig, nachzuweisen, dass Preisgebote oberhalb der variablen Kosten zur Deckung der totalen Durchschnittskosten notwendig sind. Ein konkreter Ansatz könnte demnach in einer „Umkehr der Beweislast“ bezüglich des Verbots von Mark-Ups bestehen. Demnach könnten auch bisher als „marktbeherrschend“ eingeschätzte Unternehmen Preisgebote oberhalb der variablen Kosten abgeben, es sei denn, ihnen könnte nachgewiesen werden, dass diese Gebote nicht zur Vollkostendeckung notwendig und damit marktmissbräuchlich sind. Es müsste den Unternehmen mindestens erlaubt sein, mit Geboten oberhalb der variablen Kosten bis zu den Kosten von Lastabwurf zu bieten.

Es ist demnach erforderlich, der Herausforderung impliziter bzw. (zukünftig) möglicher expliziter Preisobergrenzen durch entsprechende politische und administrative Signale und (Selbst-)Verpflichtungen zu begegnen. Ein Marktumfeld mit latent drohenden politischen Eingriffen bietet keinen geeigneten Rahmen für langfristig orientierte Investitionen.

### *Keine Gefährdung für Versorgungssicherheit durch ausländische Kapazitätsmechanismen*

Einige Deutschland umgebende Länder haben Kapazitätsmechanismen eingeführt bzw. befinden sich derzeit im Prozess der Implementierung eines solchen. Die Ursachen hierfür sind vielschichtig und basieren auf den jeweiligen Gegebenheiten und Zielsetzungen der Länder.

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen in benachbarten Ländern erfordert alleine jedoch keinen Kapazitätsmechanismus in Deutschland, um hierzulande die Versorgungssicherheit zu gewährleisten:

- **Zusätzliche Kapazität auch in Deutschland nutzbar** – In vielen Situationen kann die durch einen Kapazitätsmechanismus im Ausland induzierte zusätzliche Kapazität zur Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen, soweit der „Exportsog“ aus Deutschland sinkt und der deutsche Stromverbrauch – soweit Transportkapazitäten verfügbar – zum Teil durch Importe gedeckt werden kann. Dies erfordert jedoch, dass die Beurteilung der Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung des Beitrags von verfügbaren Importen in Knappheitssituationen vorgenommen wird (siehe unten). Zudem müssten im europäischen Kontext Mechanismen etabliert sein, die eine einseitige Kappung grenzüberschreitender Stromlieferungen in Knappheitsperioden auch für die Zukunft durch einzelne Länder ausschließt.

- **Marktmechanismus funktioniert weiterhin** – In Extremsituationen, in denen ausländische Kapazität wegen zeitgleicher Residuallast oder beschränkter Transportkapazitäten nicht oder nur eingeschränkt für Exporte nach Deutschland zur Verfügung steht, steigt der Strompreis in Deutschland entsprechend. In der Folge können sich Investitionen in Kraftwerke hierzulande trotz des in vielen Stunden geringeren Preisniveaus amortisieren. Die Funktionsweise des Marktmechanismus wird folglich – analog zu der Argumentation durch viele EE-Mengen im System – durch Kapazitätsmechanismen im Ausland nicht grundsätzlich verändert. Allerdings steigen die Preis- und Mengenrisiken durch seltenere aber höhere Preisspitzen. Diese Risiken sind grundsätzlich über höhere Preise und Renditen im Markt zu refinanzieren (siehe oben).

Auch wenn sich unterschiedliche Marktdesigns in benachbarten Ländern – bei einer sinnvollen Definition von Versorgungssicherheit – nicht nachteilig auf die Versorgungssicherheit auswirken, werden doch Ansiedlungs- und Verteilungseffekte zwischen Produzenten und Verbrauchern in den verschiedenen Ländern verursacht. Insofern ist eine internationale Koordination und, soweit möglich, Harmonisierung wünschenswert.

### *Versorgungssicherheit im internationalen Kontext zu betrachten*

Nicht zuletzt die im Rahmen dieser Studie durchgeführten quantitativen Analysen zeigen, dass ein im europäischen Binnenmarkt optimierter EOM funktionsfähig bzgl. eines wohlfahrtsmaximalen Versorgungssicherheitsniveaus ist. Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit muss der Beitrag von in Knappheitssituationen verfügbaren Importmöglichkeiten berücksichtigt werden. Sollte die Politik die Zielsetzung einer jederzeit möglichen national autarken Versorgung vorgeben, so kann ein Energy-Only-Markt – unabhängig von der Existenz ausländischer Kapazitätsmechanismen – diese Anforderung allenfalls zufällig erfüllen. Dies liegt darin begründet, dass im EOM Investitionsentscheidungen auf Basis des internationalen Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung der durch Grenzkuppelstellen gegebenen Import- und Exportmöglichkeiten getroffen werden.

## **Fazit zur Funktionsfähigkeit des EOM**

Ein auf dem EOM-Prinzip basierendes Strommarktdesign kann grundsätzlich eine den Verbraucherpräferenzen entsprechende sichere Stromversorgung zu geringstmöglichen Kosten gewährleisten. Dies gilt auch vor dem Hintergrund von zunehmenden Anteilen dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien und von Kapazitätsmechanismen im angrenzenden Ausland. Aufgrund aktuell bestehender Überkapazitäten besteht derzeit keine Gefahr einer erzeugungsseitigen Gefährdung der Versorgungssicherheit.

## **Executive Summary**

Um auch in Zukunft ein ausreichend hohes Versorgungssicherheitsniveau durch den EOM zu gewährleisten, erscheinen in einigen Bereichen Anpassungen des Marktrahmens geboten. Wesentliche Maßnahmen zur Verbesserung des Marktrahmens sehen wir deshalb u.a. in folgenden Bereichen:

- Anreize für bzw. Abbau von Barrieren für die Integration von Nachfrageflexibilitäten und bisher marktferner Erzeugungsanlagen (z.B. Netzersatzanlagen);
- Kommerzielle Regeln für den Fall von erzeugungsbedingten, unfreiwilligen Lastunterbrechungen zur Minimierung bzw. Vermeidung (dann nur hypothetischer) externer Effekte, insbesondere um Stromerzeugern den tatsächlichen Wert des Stroms in dieser Situation zu vergüten;
- verbesserte Anreize für die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen durch Weiterentwicklung der Regelungen zur Ausgleichsenergie;
- Langfristig stabile politische Rahmenbedingungen (z.B. bezüglich EE-Förderung, KWK-Förderung, EU ETS) zur Minimierung politischer Risiken;
- Glaubhafte Vermeidung impliziter und expliziter Preisobergrenzen für den Stromgroßhandelsmarkt und damit explizite Akzeptanz von Knappheitspreisbildung („Peak Load Pricing“); und
- internationale Koordination der Definition von Versorgungssicherheit und der grenzüberschreitenden Prozesse für den Fall, dass Knappheiten auftreten.

Wir gehen davon aus, dass diese Maßnahmen ein ausreichend definiertes Marktumfeld schaffen können, um auch selten benötigter Flexibilität einen adäquaten Marktwert für die bereitgestellte Kapazität zu sichern und damit in einem EOM Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allerdings hängt der erreichbare Grad an Versorgungssicherheit davon ab, inwieweit diese Maßnahmen in der Praxis umgesetzt werden.





# 1 Aufgabenstellung und Berichtsstruktur

## 1.1 Ausgangslage

In Deutschland wie in weiten Teilen Europas wird derzeit eine intensive Diskussion um die Einführung sogenannter Kapazitätsmechanismen im Stromsektor geführt. Hintergrund dieser Debatte sind die folgenden Rahmenbedingungen, die sich z.T. unmittelbar aus der angestrebten „Energiewende“ ergeben:

- der steigende Einfluss des geförderten Ausbaus Erneuerbarer Energien auf die europäischen Großhandelspreise;
- die gesetzlich determinierte Abschaltung der Kernkraftwerke in Deutschland (und teilweise im benachbarten Ausland); und
- gleichzeitig das Bedürfnis nach einer langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit hinreichender Erzeugungsleistung.

Kernfrage ist u.a., ob das heutige Strommarktdesign in Deutschland und seinen Nachbarländern, das überwiegend auf dem Prinzip des „Energy-Only-Marktes“ (EOM) basiert, geeignet ist, ausreichende ökonomische Anreize zu generieren, um auch mittel- und langfristig Versorgungssicherheit im Strommarkt sicherzustellen, oder ob gegebenenfalls ergänzende Kapazitätsmärkte mit Leistungspreisbestandteilen für gesicherte Kapazität geschaffen werden sollten. Dies beinhaltet die Frage, ob der EOM auch in einem Markt, der zunehmend von neuen Erneuerbaren Energien (v.a. Wind und Solar) geprägt sein wird, geeignet ist, gesicherte Erzeugungskapazität auch für solche Zeiträume bereitzustellen, in denen die dargebotsabhängigen Energieträger nicht verfügbar sind. Wesentliche Herausforderung ist hierbei, dass ein Teil der konventionellen Kraftwerke in weniger Stunden im Jahr zum Einsatz kommen und sich damit diese Kapazitäten in kürzeren Zeiträumen als bisher, die in Zukunft zudem schwerer zu prognostizieren sein werden, im EOM refinanzieren müssen.

Vor diesem Hintergrund prüft auch die deutsche Bundesregierung, ob der EOM durch Kapazitätsmechanismen ergänzt und damit das Marktdesign für den Strommarkt auf eine neue Basis gestellt werden sollte. So hat die Bundesregierung (BMW) der vergangenen Legislaturperiode im deutschen Kraftwerksforum (Teilnehmer: Vertreter der Bundesregierung, der Länder, sowie von Interessenverbänden) in der Sitzung am 28.5.2013 angekündigt, Notwendigkeit und mögliche Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen weitergehend - auch quantitativ - untersuchen zu lassen. Weiterhin hat die aktuelle Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag die Absicht erklärt, „mittelfristig einen Kapazitätsmechanismus zu entwickeln, unter dem Gesichtspunkt der

Kosteneffizienz im Einklang mit europäischen Regelungen und unter Gewährleistung wettbewerblicher und technologieoffener Lösung.“<sup>5</sup>

Weiterhin untersucht die EU-Kommission derzeit die aktuellen Initiativen in den EU-Mitgliedstaaten, Kapazitätsmechanismen einzuführen. In diesem Zusammenhang hat die EU-Kommission am 5.11.2013 ein Arbeitspapier zum Thema „Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions“ herausgegeben. Gemäß diesem Arbeitspapier sollten etwaige Kapazitätsmechanismen nur dann zum Einsatz kommen, wenn mögliche Kapazitätslücken in einem Strommarkt identifiziert werden können. Dementsprechend wäre vor Einführung eines Kapazitätsmechanismus für den Strommarkt in Deutschland nachzuweisen, dass heute oder in Zukunft etwaige Kapazitätslücken entstehen werden.

## 1.2 Aufgabenstellung

Vor diesem Hintergrund stellen sich für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) folgende Kernfragen:

- ***Diese Studie (Frontier/Formaet): Funktionsfähigkeit des EOM bezüglich Gewährleistung von Versorgungssicherheit*** – Kann das heutige auf dem EOM-Prinzip basierende Strommarktdesign als ausreichend verlässlich eingeschätzt werden, um mittel- und langfristig – d.h. auch in einem zunehmend von dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien geprägten Marktumfeld – Versorgungssicherheit im Strommarkt sicherzustellen? Welche Ansätze zur Behebung möglicher Hemmnisse zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit bestehen innerhalb des heutigen EOM-Designs?
- ***Parallelstudie (Frontier/Consentec): Folgenabschätzung von Kapazitätsmechanismen*** – Welche Alternativen zu einem auf dem EOM-Prinzip basierenden Strommarktdesigns bestehen? Wie sind diese bezüglich ihrer Wirkungen z.B. hinsichtlich Versorgungssicherheit, gesamtwirtschaftlicher Kosten oder Verteilungseffekten einzuschätzen?

Zur Analyse dieser Fragestellungen hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mehrere Studien in Auftrag gegeben. Dieser Abschlussbericht fasst die Ergebnisse der von Frontier Economics Ltd. („Frontier“) und Formaet Services („Formaet“) durchgeführten Studie zur Funktionsfähigkeit eines auf dem EOM-Prinzip basierenden Strommarktdesigns

---

<sup>5</sup> CDU, CSU, SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 41

zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit zusammen.<sup>6</sup> Hierbei stehen v.a. die folgenden Fragestellungen im Vordergrund:

- Ist ein Marktdesign, das überwiegend auf dem Energy-Only-Markt (Vergütung von Erzeugung durch energieabhängige Erlöse in €/MWh) basiert, geeignet, grundsätzlich, langfristig ausreichend Versorgungssicherheit bereitzustellen? Gilt dies auch unter der Maßgabe steigender Anteile von Erzeugung aus neuen Erneuerbaren Energien?
- Was wären die grundsätzlichen Anforderungen an die Ausgestaltung des EOM?
- Welche Ansatzpunkte bestehen, um das heutige real existierende Marktdesign zu verbessern?

Zur Beantwortung der Fragen werden sowohl umfangreiche qualitative als auch quantitative Analysen (Marktsimulationen) herangezogen. Ausgangspunkt der Analyse sind mögliche grundsätzliche oder real existierende Unvollkommenheiten im heutigen Strommarktdesign, die dazu führen könnten, dass das volkswirtschaftlich angestrebte Niveau an Versorgungssicherheit im Stromsektor faktisch nicht erreicht werden könnte. Diese möglichen Gründe für Marktunvollkommenheiten werden vor dem Hintergrund des realen Strommarktdesigns in Deutschland analysiert und bewertet und in Teilen (soweit möglich) im Rahmen der Strommarktsimulation empirisch getestet.

Eine weitergehende Abgrenzung der Aufgabenstellung gegenüber weiteren bestehenden Herausforderungen im Stromsektor nehmen wir in **Abschnitt 2** vor.

Parallel zu diesem Projekt hat Frontier gemeinsam mit der Consentec GmbH („Consentec“) verschiedene mögliche Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen untersucht. Zur Analyse und Beurteilung dieser Mechanismen sei an dieser Stelle auf das Parallelgutachten Frontier Economics/Consentec (2014) verwiesen.

### 1.3 Stakeholder-Gespräche

Frontier, Formaet und Consentec haben im Rahmen der beiden Gutachten für das BMWi eine Reihe von Gesprächen mit verschiedenen Stakeholder-Gruppen, Institutionen und Unternehmen geführt. Diese Gespräche dienten zum Informationsaustausch bezüglich der Einschätzung der Leistungsfähigkeit des

---

<sup>6</sup> Parallel hat Frontier gemeinsam mit der Consentec GmbH („Consentec“) eine Studie zur Analyse möglicher Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen durchgeführt. Hierzu sei auf den entsprechenden Abschlussbericht verwiesen (Frontier/Consentec (2014)).

EOM sowie zu möglichen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen. Gespräche wurden u.a. mit

- Bundesnetzagentur
- Bundeskartellamt;
- EU-Kommission;
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW);
- EFET Deutschland;
- Energiewirtschaftliches Institut (EWI) der Universität zu Köln;
- Öko-Institut;
- Prof. Ockenfels und Prof. Wambach (als Vertreter des Wissenschaftlichen Beirats des BMWi);
- Verband der Kommunalen Unternehmen (VKU)

sowie einer Reihe von Marktakteuren geführt.

Für Analysen, Darstellung der Ergebnisse, Bewertungen und Schlussfolgerungen in diesem Bericht zeichnen ausschließlich Frontier Economics und Formact Services verantwortlich.

## 1.4 Analyseansatz

Die qualitative und quantitative Analyse der Leistungsfähigkeit des Energy-Only-Marktes in Deutschland wurde in den folgenden Schritten bearbeitet:

1. **Konzeptionelle Aufarbeitung der in der Fachliteratur genannten möglichen Gründe für ein Marktversagen im EOM** im Hinblick auf Versorgungssicherheit, die im Weiteren einer näheren Prüfung unterzogen werden;
2. **Beschreibung der Funktionsweise des EOM in Deutschland/Europa heute** (Status Quo);
3. **Analyse möglicher Optionen für die Weiterentwicklung** des EOM;
4. Untersuchung, ob und gegebenenfalls in welchem Ausmaß die im ersten Schritt skizzierten **fundamentalen Gründe für ein mögliches Marktversagen in Deutschland** (und z.T. der angrenzenden Märkte) zu befürchten sind. Zudem wurde analysiert, welche Maßnahmen sich außer Kapazitätsmechanismen eignen, um potenzielle fundamentale Herausforderungen zu adressieren;
5. **Quantitative Analysen einschließlich einer Strommarktsimulation** zur Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Strommarktes nach

### Aufgabenstellung und Berichtsstruktur

Umsetzung möglicher Weiterentwicklungen – die quantitativen Analysen wurden aus den Untersuchungsergebnissen zu den Fragestellungen 1 bis 4 entwickelt.

**Abbildung 1.** Übersicht des Analysevorgehens



## 1.5 Berichtsstruktur

In diesem Bericht fassen wir die wesentlichen Ergebnisse der Analysen sowie mögliche Schlussfolgerungen zusammen. Hierbei gehen wir, abweichend von der Analysestruktur, zur vereinfachten Einordnung der Ergebnisse wie folgt vor:

### Teil I – Allgemeiner Teil

- **Abschnitt 2:** Erläuterung des Konzepts der Versorgungssicherheit im Rahmen dieses Gutachtens und Abgrenzung gegen andere Herausforderungen im Strommarkt;
- **Abschnitt 3:** Einführende Erläuterung der grundsätzlichen Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute;
- **Abschnitt 4:** Erläuterung theoretischer Marktunvollkommenheiten im Stromgroßhandelsmarkt und Ableitung von Kernfragen für die weitere Analyse; und
- **Abschnitt 5:** Zusammenfassung der quantitativen Analysen mit Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit.

### Teil II – Diskussion der identifizierten, möglichen Gründe für Marktunvollkommenheiten im Einzelnen

- **Abschnitt 6:** Diskussion Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“ inkl. Ansätze zur Verbesserung des Marktrahmens;
- **Abschnitt 7:** Diskussion Marktunvollkommenheiten durch Risiken und Unsicherheiten inkl. Ansätze zur Verbesserung des Marktrahmens; und

## Aufgabenstellung und Berichtsstruktur

- **Abschnitt 8:** Diskussion weiterer Herausforderungen für den EOM, hierbei im Einzelnen:
  - Potenzielle Marktmacht bei Knappheit
  - Potenzielle Herausforderung aufgrund von „Missing Money“ durch Regulierung
  - Herausforderung Kapazitätsmechanismen im Ausland

### **Teil III – Zusammenfassung und Schlussfolgerungen**

- **Abschnitt 9:** Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.

## 2 Versorgungssicherheit im Rahmen dieses Gutachtens

In der derzeitigen Debatte um die Sicherheit der Stromversorgung wird häufig eine Reihe von verschiedenen Aspekten vermengt. In diesem Kapitel grenzen wir die Ausführungen dieses Gutachtens ein. Im Anschluss an eine Zusammenfassung (**Abschnitt 2.1**) erläutern wir dazu, dass

- der Fokus dieses Gutachtens auf der Frage einer ausreichenden Stromerzeugungskapazität liegt, um unfreiwillige Versorgungseinschränkungen mangels verfügbarer Erzeugungskapazität zu minimieren (**Abschnitt 2.2**);
- die Gefahr von und der Umgang mit innerdeutschen Netzengpässen und lokalen bzw. regionalen Erzeugungseingpässen innerhalb Deutschlands nicht Gegenstand dieses Gutachtens sind (**Abschnitt 2.3**); und
- mangelnde Rentabilität von Erzeugungsanlagen im Rahmen der Untersuchungsfrage dieses Gutachtens nur dann eine Rolle spielt, wenn in der Folge eine sichere Stromversorgung gefährdet ist. (**Abschnitt 2.4**).

### 2.1 Zusammenfassung zum Untersuchungsgegenstand des Gutachtens

Mit diesem Gutachten beantworten wir die Frage, ob das Energy-Only-Marktdesign Versorgungssicherheit gewährleisten kann oder ob in Zukunft mit Problemen der Versorgungssicherheit zu rechnen ist. Wir beziehen uns dabei nur auf „erzeugungsseitige Versorgungssicherheit“, welche von „netzseitiger Versorgungssicherheit“ abzugrenzen ist. Daher definieren wir den Untersuchungsgegenstand des Gutachten wie folgt:

*„Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit bedeutet auf dem Strommarkt, dass Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.“*

Für Betreiber vieler nicht geförderter Stromerzeugungsanlagen ist es in der derzeitigen Marktsituation schwierig bis unmöglich, ihre Vollkosten bzw. z.T. sogar ihre laufenden Kosten zu decken. Im Ergebnis erwägt eine Vielzahl von Betreibern konventioneller Kraftwerke derzeit eine Stilllegung ihrer Anlagen. Die Planungen für Neuanlagen, die gegenwärtig und in nächster Zeit in Betrieb gehen, fußen auf Einschätzungen und Marktdaten der Vergangenheit, die das heutige Marktumfeld nicht widerspiegeln.

Allein die heutige angespannte wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke rechtfertigt keinen fundamentalen Eingriff in die Marktfunktionsweise. Vielmehr ist die aktuelle Situation Folge von Überkapazitäten im Markt und anderer Marktfaktoren, welche – unabhängig von den Ursachen dieser Überkapazität – einer Konsolidierung bedarf.

Es ist allerdings zu untersuchen, ob für die Zukunft aufgrund von Marktunvollkommenheiten das Risiko eines Rückgangs der Kapazitäten über die benötigte Konsolidierung hinaus besteht. Hierdurch könnte die Versorgungssicherheit gefährdet werden. Zu diesem Zweck werden in den **Kapiteln 4 bis 8** dieses Gutachtens potenzielle Unvollkommenheiten eines „Energy-Only“-Marktes und deren mögliche Folgen für die Versorgungssicherheit untersucht.

## 2.2 Fokus des Gutachtens: Unfreiwillige Versorgungseinschränkungen mangels verfügbarer Erzeugungskapazität

Eine Gefährdung der sicheren Versorgung kann dabei an verschiedenen Stellen der Wertschöpfungskette erfolgen:

- **Störungen auf Erzeugungs- und Verbrauchsebene** – auf dieser Ebene liegt der Fokus dieses Gutachtens (**dieser Abschnitt**); und
- **Störungen auf Netzebene**, d.h. im Rahmen der Übertragung bzw. Verteilung des Stroms von Erzeugungs- zu Verbrauchsstandort – von Störungen auf dieser Ebene wird im Rahmen dieses Gutachtens weitgehend abstrahiert (**nachfolgender Abschnitt 2.3**).

Im Rahmen dieses Gutachtens liegt der Fokus auf der Erzeugungs- und Verbrauchsebene. Es soll die Frage beantwortet werden, inwieweit bzw. unter welchen Voraussetzungen das Marktdesign in der Lage ist, zu verfügbaren Erzeugungskapazitäten zu führen, welche eine weitgehend einschränkungsfreie Stromversorgung gewährleisten können.

Insofern definieren wir Versorgungssicherheit wie folgt:

*„Erzeugungseitige Versorgungssicherheit bedeutet auf dem Strommarkt, dass Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.“<sup>7</sup>*

<sup>7</sup> Eine in der Literatur gängige Definition für Versorgungssicherheit ist: „Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Verbraucher unterbrechungsfrei und nachhaltig, d. h. derzeit und zukünftig, ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können.“ (Consentec/EWI/IAEW (2008), S. 2.). Diese Definition ist allerdings eher durch das Netz und damit technisch geprägt. Ähnliche Definitionen finden sich z. B. bei Cramton/Stoft (2006), Joskow (2006) oder Stoft (2002). In diesem Gutachten

## Versorgungssicherheit im Rahmen dieses Gutachtens



Unter dem Begriff „Erzeugungskapazitäten“ werden dabei hier und im Folgenden jegliche Kapazitäten gefasst, welche zur Erhöhung der Strommenge im System beitragen können. Diese können neben klassischer Erzeugungsleistung auch konventionelle Speicherkapazität (z.B. Pumpspeicher) sowie Netzersatzanlagen und unkonventionelle Speichertechnologien wie dezentrale Batterien (im Folgenden beides unter „unkonventionelle Erzeugung“ subsumiert) sein. Zudem kann die zeitliche Verschiebung oder Reduktion von Stromverbrauch bzw. Last (Demand Side Management; DSM) substantiell zur Versorgungssicherheit (bzw. Erzeugungssicherheit) beitragen und ist dementsprechend aus ökonomischer Sicht ein Substitut für Erzeugungsleistung.

### 2.2.1 Für Versorgungssicherheit nur unfreiwillige Einschränkungen relevant

Einschränkungen des Stromverbrauchs mit Lastabschaltungen sind ökonomisch effizient, wenn diese auf freiwilliger Basis erfolgen und die betroffenen Kunden für die Einschränkungen eine monetäre Kompensation erhalten. Die Kunden äußern in diesem Fall ihre „Zahlungsbereitschaft“ für das Gut „gesicherte“ Stromversorgung. So bestehen heute bereits vielfältige vertragliche Optionen zu freiwilligem Lastverzicht, wie z.B.

- Verbraucher sind in der Ausgangslage durch einen langfristigen Vertrag mit Strom eingedeckt und veräußern den Strom für den relevanten Zeitraum am Markt;
- Verbraucher sind in der Ausgangslage nicht eingedeckt und verzichten auf den kurzfristigen Bezug von Strom in knappen Zeitperioden; oder
- Verbraucher verfügen über einen langfristigen Bezugsvertrag, bei dem der Vertragspartner (z.B. ein Vertrieb) die Option besitzt, unter bestimmten Bedingungen für eine definierte Anzahl von Stunden und abgesprochenen Zeiträumen die Versorgung zu unterbrechen. Hierfür würde dem Verbraucher ein Preisabschlag gewährt. Eine solche Option ist z.B. im Gasmarkt als sogenannte „unterbrechbare Gasversorgung“ weit verbreitet.

Für die Wirkweise im Markt ist einzig relevant, dass die Stromabnahme im Fall zunehmender Knappheit (und damit zunehmender Preise) freiwillig reduziert wird, d.h. eine preiselastische Reaktion der Nachfrage erfolgt. Voraussetzung hierfür ist, dass die Verbraucher in der stromwirtschaftlichen Praxis über entsprechende Mess- und Steuerungsanlagen verfügbaren, d.h.

---

wird Versorgungssicherheit aus ökonomischer Perspektive definiert. Dies beinhaltet, dass es generell keine 100%-ige Versorgungssicherheit geben kann bzw. diese nicht bezahlbar ist. Als „sicher“ ist daher immer ein allgemein anerkanntes Maß an Wahrscheinlichkeit für einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage bzw. eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gemeint.

- die Kunden müssen über eine ausreichend differenzierte Lastgangmessung (für die Bilanzabrechnung mindestens im 1/4-Stundenraster) verfügen, um die Stromverbräuche/Last zeitlich ausreichend genau messen und abrechnen zu können (und nachzuweisen, dass die vertraglichen Verpflichtungen eingehalten wurden) – derzeit sind mit rund 300 TWh rund 60% des Stromverbrauchs in Deutschland leistungsgemessen<sup>8</sup>; und
- die Kunden müssen Ihren Stromverbrauch real steuern können (automatisch oder manuell), d.h. im Bedarfsfall müssen die betreffenden Verbraucher ein Signal zur Reduktion des Stromverbrauchs erhalten und dementsprechend Ihre Last einschränken.

Diese Voraussetzungen sind heute v.a. bei industriellen Stromverbrauchern mit höheren Lasten erfüllt<sup>9</sup>. Kleine Kunden (z.B. Haushalte) und mittelgroße Verbraucher (Gewerbe, kleine und mittelgroße Industriebetriebe) verfügen heute vielfach noch nicht über entsprechende Mess- und Steuerungseinrichtungen. Diese Herausforderungen werden wir in den Abschnitten zu möglichen Marktunvollkommenheiten (**Abschnitte 4 - 8**) vertieft aufgreifen.

Für die Diskussion um Versorgungssicherheit sind nur unfreiwillige Einschränkungen des Stromverbrauchs relevant. Entscheidet sich ein Stromverbraucher freiwillig dafür, in einem Zeitraum auf die Abnahme des Stroms zu verzichten, ist dies integraler Bestandteil eines jeden Marktmechanismus und kein Indiz für unzureichende Versorgungssicherheit.

### 2.2.2 Versorgungseinschränkung durch Nachfrageüberhang

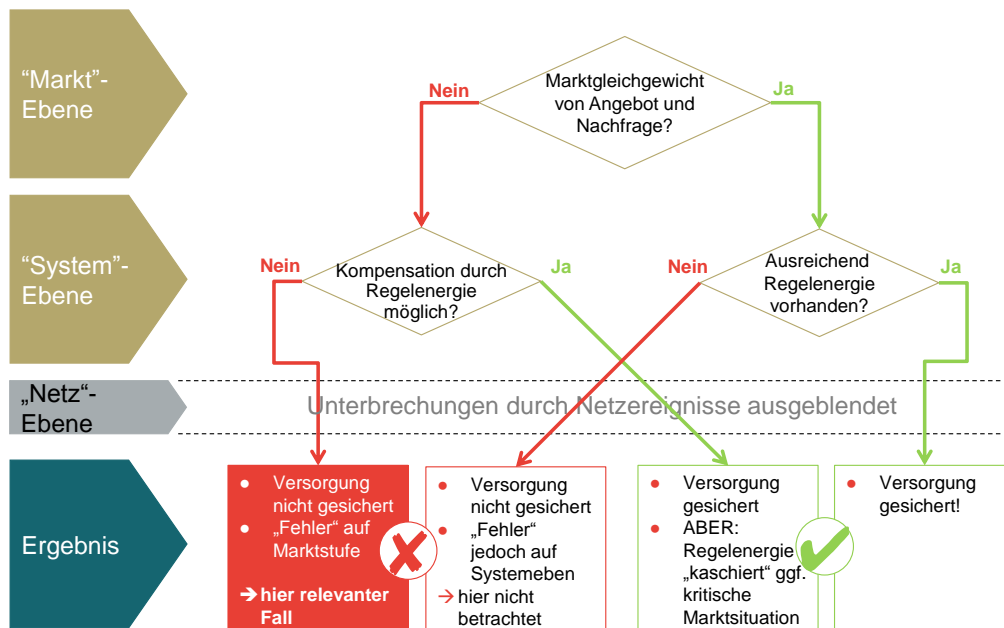
Eine im Rahmen dieses Gutachtens relevante Versorgungseinschränkung kommt zustande, wenn die Nachfrage nach Strom physisch nicht gedeckt werden kann. Dies bedeutet, dass die Nachfrage, unter Berücksichtigung der vorhandenen Preiselastizität der Nachfrage, bis zum Zeitpunkt der Lieferung nicht durch ein entsprechendes Angebot bedient werden kann. Sollte dann auch die – für nicht prognostizierbare Ereignisse vorgehaltene – Regelreservekapazität oder sonstige Reserve (wie Unterstützung durch Regelreserve ausländischer ÜNB, Netzreserve, etc.) nicht ausreichen, um die Unterdeckung des Marktes auszugleichen, müssen einzelne Verbraucher bzw. Verbraucherareale von der öffentlichen Versorgung getrennt werden, um einen sicheren Betrieb des europäischen Verbundnetzes aufrechtzuhalten (**Abbildung 2**).

---

<sup>8</sup> Fachdialog Strategische Reserve (2013).

<sup>9</sup> Alle Verbraucher ab 100.000 kWh/a müssen leistungsgemessen sein, d.h. ein Zähler mit viertelstündlicher Lastgangmessung haben §12 i.V.m. §18 StromNZV.

**Abbildung 2. Versorgungseinschränkung durch Marktungleichgewicht**



Quelle: Frontier

Wenn in Knappheitssituationen der Verbrauch die verfügbare Erzeugung übersteigt, kommt es zu unfreiwilligen (Teil-)Abschaltungen von einzelnen Kunden bzw. Kundenarealen (Brownout). Die Übertragungsnetzbetreiber sind nach dem EnWG verpflichtet, im Ernstfall Teilabschaltungen vorzunehmen, um einen großräumigen Zusammenbruch des europäischen Verbundnetzes (Blackout) zu vermeiden.

Ein Vorgehen für derartige Teilabschaltungen findet sich bereits heute in den Notfallplänen der ÜNB gemäß § 13.2 EnWG, die allerdings nur für die Kompensation von Kurzfrist-Ausfällen vorgesehen sind: In Deutschland relevant ist derzeit der „5-Stufen-Plan zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzeinbruch“ gemäß dem Transmission Code 2007.<sup>10</sup> Demnach sind die ÜNB angehalten, mit zunehmender Abweichung der Ist-Frequenz von der Soll-Frequenz von 50 Hz zunehmende Anteile der Netzlast unverzüglich abzuwerfen. So sieht Stufe 2 ab einem Unterschreiten der Frequenz von 49,0 Hz einen unverzügerten Abwurf von 10-15% der Netzlast vor. Bei weiterer Absenkung der Frequenz sind in Stufe 3 und Stufe 4 weitere Lastabwürfe vorgesehen. Der

<sup>10</sup> Im Transmission Code 2007 hat der damalige Verband der Netzbetreiber (VDN) Netz- und Systemregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber festgelegt, vgl. VDN (2007). Derzeit werden auf europäischer Ebene im Zusammenspiel zwischen EU-Kommission, der europäischen Regulierungsagentur (ACER) sowie dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) neue Network Codes entwickelt.

Lastabwurf erfolgt jeweils automatisch über elektronische Frequenzrelais. Erst wenn der Frequenzabfall durch partielle Lastabwürfe in den Stufen 2 bis 4 des 5-Stufen-Plans nicht aufgehalten werden kann, werden gemäß Stufe 5 ab einer Unterschreitung der Frequenz von 47,5 Hz sämtliche Erzeugungsanlagen vom Netz getrennt. Erst dann erfolgt ein vollständiger Versorgungszusammenbruch.

Durch gezielte Abschaltungen (und rollierende Abschaltungen) von größeren Verbrauchern oder einzelnen Netzarealen des Verteilnetzes in Höhe der fehlenden Erzeugungsleistung erscheint ein erzeugungsseitig verursachter Black-Out äußerst unwahrscheinlich. Systemweite Netzzusammenbrüche sind i.d.R. netzseitig bedingt. Insofern gehen wir in diesem Gutachten davon aus, dass erzeugungsseitige Kapazitätsengpässe maximal zu Teillastabschaltungen (Brownouts) führen.

### 2.2.3 „Value of Lost Load“ – Was sind die Kosten einer unfreiwilligen Versorgungseinschränkung?

Ist eine kundenindividuelle Reaktion auf Knappheitspreise nicht möglich und ist der Netzbetreiber vor diesem Hintergrund gezwungen, Verbrauchergruppen (z.B. regional) von der Versorgung zu trennen (Brownout), so stellt sich die Frage, welchen Nutzenverlust diese Kunden erleiden. Der Value of Lost Load (VoLL) eines jeden Verbrauchers stellt den Preis dar, bei dem dieser Verbraucher hinsichtlich seines Nutzenverlustes vollständig kompensiert wird.

Die empirische Bestimmung eines VoLL ist komplex und hängt vom Einzelfall und einer Vielzahl von Faktoren ab. Der VoLL kann sich erheblich unterscheiden, z.B.

- je nach Kundengruppe (Industrie- und Gewerbekunden sind hier mindestens nach Sektoren zu differenzieren, Haushaltskunden nach Stromwendungen etc.);
- ob es sich um angekündigte oder nicht angekündigte Versorgungsunterbrechungen handelt;
- nach Länge der Versorgungsunterbrechung (Schäden können jedoch auch in den ersten Sekunden einer Versorgungsunterbrechung auftreten – z.B. an elektrisch betriebenen Anlagen, oder erst nach einem längeren Zeitraum, wie z.B. in Kühlhäusern); oder
- nach dem Zeitpunkt der Versorgungsunterbrechung (an Wochenenden, Feiertagen und in der Nacht sind diese anders zu bewerten als tagsüber an Werktagen).

Zudem können die Kosten der Versorgungsunterbrechungen sehr unterschiedlicher Natur sein:

## Versorgungssicherheit im Rahmen dieses Gutachtens

- Direkte Kosten durch Schäden an Anlagen und Sachgütern – hiervon können alle Kundengruppen betroffen sein;
- Indirekte Kosten durch Ausfall an Wertschöpfung (Industrie, Gewerbe);
- Nutzenverlust durch erzwungenen Konsumverzicht (v.a. bei Haushalten – z.B. Unterbrechungen von Fußballfernsehübertragungen)

Aus diesem Grund ist die Bestimmung des VoLL durch eine zentrale Instanz (anders als durch die Marktakteure selbst) mit großen Herausforderungen verbunden. Abschätzungen können deshalb lediglich grobe Näherungen darstellen. Wir greifen die quantitative Bestimmung des VoLL im Rahmen der Marktsimulationen in **Abschnitt 5** auf.

## 2.3 Nicht Fokus: Versorgungseinschränkungen durch Netzstörungen oder -engpässe

### 2.3.1 Hintergrund

Bereits seit einigen Jahren wird in der öffentlichen Diskussion die akute Sorge um die Sicherheit der Stromversorgung geäußert. „Gehen in Deutschland bald die Lichter aus?“ titelte beispielsweise das Handelsblatt, gestützt auf einen Bericht des Bundeswirtschaftsministeriums, bereits im Jahr 2011.<sup>11</sup> Im Gegensatz zu diesem Gutachten, welches die Frage nach ausreichenden Erzeugungskapazitäten in Gesamtdeutschland untersucht, beschäftigen sich der Handelsblatt-Artikel sowie ähnliche Beiträge aktuell allerdings mit möglichen Versorgungseinschränkungen in Folge eines unvollständigen Netzausbaus in Deutschland.

Diese Sorge ist – weitgehend unbestritten – akut: Die vergangenen Jahre waren geprägt von

- einem beschleunigten Kernenergieausstieg nach dem Fukushima-Unfall 2011 mit Kraftwerksstilllegungen schwerpunktmäßig im Süden des Landes;
- massiven Zubauten von EE-Kapazität im Norden des Landes; und
- erheblichen Verzögerungen beim Ausbau des Übertragungsnetzes zum Stromtransport von Nord- nach Süddeutschland.

Dies hat dazu geführt, dass die Versorgung im laststarken Süddeutschland derzeit nicht ohne weitere substanzielle Eingriffe der für Systemsicherheit

---

<sup>11</sup> Siehe Handelsblatt (2011).

verantwortlichen ÜNB jederzeit gewährleistet werden kann.<sup>12</sup> Derartige Eingriffe durch die Netzbetreiber sind zwar in realen Stromsystemen grundsätzlich unvermeidbar, allerdings ist die Eingriffsintensität derzeit überdurchschnittlich stark.

### 2.3.2 Reaktionen der Politik auf regionale Erzeugungsgpässe

In der Folge wurden bzw. werden bereits verschiedene Maßnahmen ergriffen. Diese enthalten u.a. folgende Instrumente (nicht abschließende Auflistung):

- **Kurzfristige** („kurative“) Maßnahmen zum Netzengpassmanagement stellen z.B. Redispatch und Countertrading gemäß §13 Abs. 1 EnWG dar. Hierbei wird der Einsatz des vorhandenen Kraftwerkparks und Lastreduktionspotenzials durch Anweisungen der ÜNB gegen Vergütung engpassentlastend verändert. Es sei jedoch darauf verwiesen, dass ein gewisses Maß an kurzfristigem Netzengpassmanagement bzw. erforderlichem Redispatch grundsätzlich sinnvoll und effizient ist, da andernfalls die vorgehaltene Netzkapazität in Teilen nur sehr geringfügig ausgenutzt würde, was volkswirtschaftlich ineffizient wäre.
- **Mittelfristig** orientierte Maßnahmen zur Vermeidung von Erzeugungsgpässen in Süddeutschland wurden durch die Einführung von Stilllegungsverboten für „systemrelevante“ Kraftwerke gemäß §13a EnWG sowie die Implementierung der sogenannte Netzreserve gemäß Reservekraftwerksverordnung vorgenommen.<sup>13</sup>
- **Langfristig** sollen Netzengpässe bzw. regionale Erzeugungsgpässe durch den Ausbau des Übertragungsnetzes vermieden werden. Um weitere Verzögerungen im Netzausbau zu verhindern, hat die Bundesregierung u.a. in 2009 das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), in 2011 das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) und in 2013 das Bundesbedarfsplangesetz auf den Weg gebracht.
- Es ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens, Wirksamkeit und Effizienz der hier dargestellten Maßnahmen zu evaluieren. Im weiteren Verlauf dieses Gutachtens wird **von der Frage nach ausreichender Netzinfrastruktur abstrahiert**.<sup>14</sup> Es wird also der Frage nachgegangen, welche

<sup>12</sup> Siehe hierzu z.B. den jüngsten Bericht der Bundesnetzagentur zur Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs, Bundesnetzagentur (2014a).

<sup>13</sup> Siehe EnWG (2013) sowie ResKV (2013).

<sup>14</sup> Demzufolge wird auch nicht der Frage nach möglichen Instrumenten nachgegangen, welche die verschiedenen Kosten und Nutzen von erzeugungs-, last- und netzseitigen Maßnahmen zur Netzentlastung derart gegenüberstellen, dass die Versorgung gesamtwirtschaftlich kostenminimal erfolgen kann. Eine derartige Abwägung kann durch sog. „präventive“ Engpassmanagement-

Herausforderungen für eine sichere Stromversorgung selbst dann bestehen, wenn von einem ausreichend dimensionierten Stromnetz innerhalb Deutschlands, ausgegangen wird.

Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass kurative Instrumente des Engpassmanagements selbst Störungen der Märkte verursachen können, z.B. wenn Redispatch und Countertrading den Kraftwerksbetreibern nicht ausreichend vergütet wird (siehe **Abschnitt 8.2**).

## 2.4 Nicht Fokus: Mangelnde Kostendeckung von Kraftwerken per se

Die Diskussion um die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes und mögliche Kapazitätsmechanismen hat in den vergangenen Jahren vor allem deshalb Dynamik entfaltet, weil viele konventionelle Kraftwerke ihre Vollkosten derzeit im Markt nicht oder kaum decken können. Dies ist jedoch nicht per se gleichzusetzen mit einer Gefährdung der zukünftigen Versorgungssicherheit.

In diesem Abschnitt

- erläutern wir die kommerzielle Situation für konventionelle Kraftwerke heute (**Abschnitt 2.4.1**);
- gehen wir darauf ein, welche Implikationen dies für die Debatte um Versorgungssicherheit hat – und welche nicht (**Abschnitt 2.4.2**);
- gehen wir in einem Exkurs auf die Frage von „stranded cost“ Kompensationen ein, welche jedoch von der Frage nach ausreichender Versorgungssicherheit strikt zu unterscheiden ist (**Abschnitt 2.4.3**).

### 2.4.1 Aktuelle Situation für Kraftwerksbetreiber in Deutschland

Kraftwerksbetreiber in Deutschland weisen derzeit verstärkt darauf hin, dass im derzeitigen Marktumfeld sowohl eine Vielzahl von konventionellen Bestandskraftwerken (v.a. Gas- und Ölkraftwerke, aber auch Kohle- und Kernkraftwerke) die laufenden Kosten nicht decken könnten und auch der Kraftwerksneubau heute nicht wirtschaftlich darstellbar sei. Dies führe bei den betroffenen Unternehmen zu erheblichen Einbrüchen in den Betriebsergebnissen bis hin zu finanziellen Engpässen. Im Ergebnis werden heute in der Tat eine Reihe von Bestandskraftwerken vorzeitig außer Betrieb genommen oder

---

Maßnahmen zur Steuerung von Standortentscheidungen wie z.B. eine Aufteilung der Gebotszone Deutschland/Österreich (Market Splitting bzw. Zonal oder Nodal Pricing), standortabhängige Netztarife oder Ausschreibungen von Kraftwerksstandorten approximiert werden. Siehe hierzu z.B. Burstedde (2012), Frontier/Consentec (2008), Frontier/Consentec (2011), Leuthold et al (2005) oder Löschel et al. (2012).

vorübergehend stillgelegt („eingemottet“) bzw. eine Reihe von Neubauprojekten zurückgestellt oder nicht mehr weiter verfolgt. Von den Marktakteuren wird befürchtet, dass diese Tendenz mittelfristig dazu führen könnte, dass eine Kapazitätslücke in Deutschland aufwachsen könnte, da gerade die konventionellen Anlagen, anders als neue dargebotsabhängige Erneuerbare Energien (v.a. Wind und PV), gesicherte Erzeugungskapazität zur Verfügung stellen können. Kurz- und mittelfristig ist jedoch erzeugungsseitige Versorgungssicherheit aufgrund von erheblichen Überkapazitäten gewährleistet, und die angekündigten Kraftwerksstilllegungen stellen zunächst eine sinnvolle Marktreaktion dar (siehe auch **Abschnitt 5.5**).

Im Folgenden diskutieren wir diese Aspekte im Detail.

### *Wirtschaftliche Situation der Kraftwerke differenziert zu betrachten*

Die gegenwärtige angespannte wirtschaftliche Situation der konventionellen Kraftwerke ist im deutschen Markt differenziert zu betrachten. In einem ersten Schritt kann man hierbei Bestands- und Neubaukraftwerke unterscheiden:

- Bestandskraftwerke:
  - Eine Reihe von Kraftwerken können auch im derzeitigen Marktumfeld ihre Kosten decken. Dabei handelt es sich in erster Linie um (teilweise bereits abgeschriebene) Grundlastkraftwerke, die weiterhin eine hohe Auslastung aufweisen und z.B. von geringen Brennstoff- oder CO<sub>2</sub>-Preisen profitieren. Zudem können Kraftwerke mit Kuppelprodukten (Wärme) einen Teil ihrer Kosten auch im derzeitigen Marktumfeld ihre Kosten anderweitig decken. Der steigende Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung erfordert allerdings zum Teil auch in diesem Kraftwerkssegment Anpassungsinvestitionen, um die Flexibilität dieser Kraftwerke zu erhöhen.<sup>15</sup>
  - Einige Bestandskraftwerke decken zwar noch ihre laufenden Kosten, aber nicht mehr ihre Vollkosten. Es rentiert sich (nachdem die Investitionskosten „versunken“ sind), diese Kraftwerke weiter zu betreiben, auch wenn sie ihre Kapitalkosten (Abschreibungen und Eigen- und Fremdfinanzierungskosten) nicht mehr voll erwirtschaften können. Für diese Anlagen wäre zumindest die Rendite der Investoren reduziert. Sofern sie auch die Fremdkapitalkosten nicht einspielen, könnte ein Konkurs drohen. Im Konkursfall verlieren auch die Fremdkapitalgeber einen Teil ihres Kapitals, das Kraftwerk könnte danach aber weiter betrieben werden.

---

<sup>15</sup> Zum Beispiel um eine Reduktion der erforderlichen Mindestlast zu erreichen.



- Andere Bestandskraftwerke decken nicht einmal mehr ihre laufenden Kosten inkl. Personalkosten. Diesen Kraftwerken droht eine vorläufige oder dauerhafte Stilllegung. Für den Fall, dass zu einem späteren Zeitpunkt auch wieder die Möglichkeit zufriedenstellender Deckungsbeiträge gesehen wird, könnten sich die Investoren auch für eine vorübergehende Stilllegung (Kaltreserve oder „Einmottung“) entscheiden. Dadurch werden die laufenden Kosten gegenüber der durchgehenden Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft z.T. erheblich reduziert. Gegenüber einer vorgezogenen endgültigen Stilllegung fallen jedoch zusätzliche Kosten an. Im Gegenzug bleibt die Möglichkeit gewahrt, bei einer positiven zukünftigen Marktentwicklung die Anlage wieder betriebsbereit zu machen.
- Neuanlagen – Neu-Investitionen in Kraftwerke und Speicher (z.B. Pumpspeicherwerke) sind gegenwärtig größtenteils nicht wirtschaftlich (weil die erwarteten Erlöse nicht die Vollkosten decken).<sup>16</sup> Dies kann auch bedeuten, dass bereits getroffene Investitionsentscheidungen für konventionelle Kraftwerke zurückgestellt oder wieder zurückgenommen werden.

### *Spread als Indikator für geringe Wirtschaftlichkeit*

Als ein Indikator für die gesunkene Wirtschaftlichkeit von (Gas-) Kraftwerken kann beispielsweise die Entwicklung des durchschnittlichen Clean Spark Spreads herangezogen werden (**Abbildung 3**). Dieser gibt die Differenz zwischen den Strompreisen als Erlösquelle und den Gas-Brennstoffkosten (inkl. der Kosten für zur Stromproduktion benötigten CO<sub>2</sub>-Zertifikate) eines Standard-Gaskraftwerks an. Die absolute Höhe des Clean Spark Spreads lässt keinen Aufschluss darüber zu, ob ein entsprechendes Kraftwerk wirtschaftlich ist, unter anderem da der durchschnittliche Clean Spark Spread auch Stunden mit negativen Spreads enthält, in denen ein Kraftwerk nicht fahren würde und da Kapitalkosten und laufende, fixe Betriebskosten nicht berücksichtigt werden.<sup>17</sup> Allerdings ist der erhebliche Rückgang des Spreads doch ein Indiz für eine signifikant gesunkene Wirtschaftlichkeit.

Dabei wirken zwei Effekte zusammen:

- Sinkende Margen in den Stunden, in denen das Kraftwerk läuft;

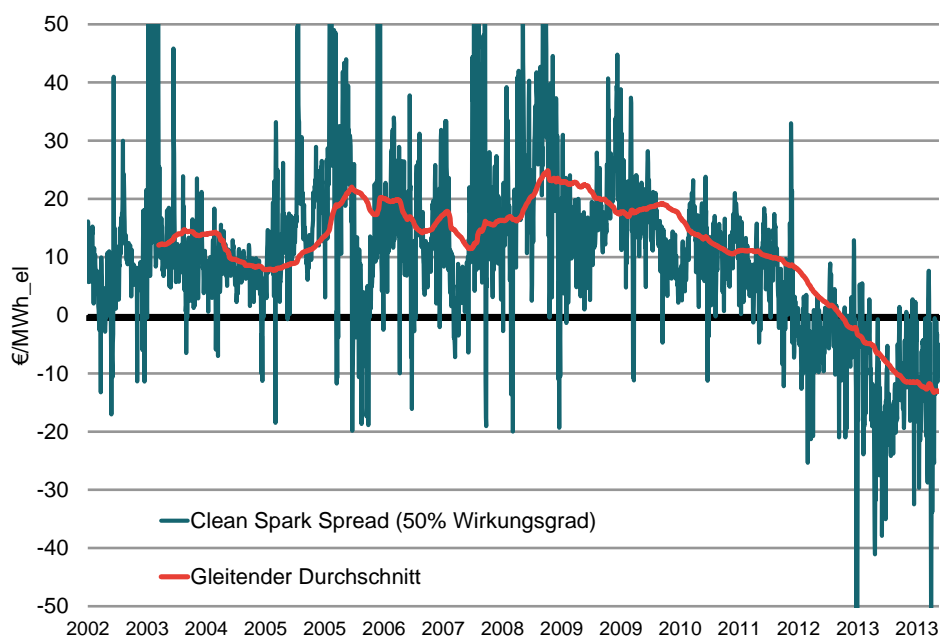
---

<sup>16</sup> Ausnahmen können z.B. bestehen, wenn es sich um Kraftwerke mit einer Wärmeauskopplung mit Fernwärme in Wachstumsregionen handelt, über welche zusätzliche Erlöse außerhalb des Strommarktes erzielt werden können.

<sup>17</sup> Hier verwenden wir eine vereinfachte Berechnung des Clean Spark Spreads: Darin nicht berücksichtigt sind weitere variable Kostenkomponenten (sonstige variable Kosten, Transport- und Strukturierungskosten), fixe Betriebskosten, Investitionskosten sowie technische Restriktionen.

- Weniger Stunden, in denen das Kraftwerk läuft – Dabei ist zu bedenken, dass sich der laufende Betrieb eines entsprechenden Kraftwerks in Stunden bzw. an Tagen, an denen der Clean Spark Spread negativ wird, nicht rechnet. In entsprechenden Perioden wird das Kraftwerk nicht betrieben. Ist der Spread über viele Stunden, Tage, Wochen oder Monate negativ, steht das Kraftwerk über die entsprechenden Perioden still.

**Abbildung 3.** Entwicklung der Clean Spark Spreads seit 2002<sup>18</sup>



Quelle: Frontier auf Basis von Platts Power Vision

### *Prominente Beispiele von Kraftwerken mit wirtschaftlichen Problemen*

Die wirtschaftliche Wirkung sinkender Spreads kann anhand verschiedener Beispiele illustriert werden:

- Das Kraftwerk Irsching 5 wurde durch die Eigentümer E.ON, Mainova, HSE und N-Ergie im Jahr 2010 als eines der modernsten Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) der Welt ans Netz gebracht. Laut Angaben der

<sup>18</sup> Die hier abgebildeten Clean Spark Spreads werden von Platts Power Vision berechnet. Hierbei wird ein Kraftwerk mit einem Netto-Wirkungsgrad von 50% angenommen. Der Netto-Wirkungsgrad deutscher Gas-Kraftwerke reicht in etwa von 25% bei älteren offenen Gasturbinen-Kraftwerken bis zu knapp 60% bei modernsten Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD). Sonstige variable Kosten sowie Transport- und Strukturierungskosten wurden bei der Ermittlung der Clean Spark Spreads vernachlässigt.

Betreiber ist der Betrieb dabei auf 4.000 bis 5.000 Stunden ausgelegt, das Kraftwerk lief jedoch aufgrund der gesunkenen Clean Spark Spreads schon im Jahr 2012 weniger als die Hälfte der geplanten Stunden.<sup>19</sup>

- Analog beklagte das norwegische Energieunternehmen Statkraft im Februar 2014 hohe Verluste mit seinen Gaskraftwerken in Deutschland. Laut Statkraft betragen die Betriebskosten jährlich bis zu 20 Millionen Euro, bei einem Ertrag aus dem Stromverkauf von jährlich nur einer Million Euro.<sup>20</sup>

### *In der Folge viele Stilllegungsanmeldungen*

Folge der unbestrittenen wirtschaftlichen Schwierigkeiten für eine Vielzahl von Kraftwerksbetreibern sind signifikante Anmeldungen zur Stilllegung. Gemäß Bundesnetzagentur liegen derzeit – Stand Ende Mai 2014 – für Kraftwerke in Deutschland mit einer Gesamtkapazität von knapp 7.700 MW Anmeldungen zur endgültigen Stilllegung vor.<sup>21</sup> Allerdings ist nicht zwingend gesagt, dass auch alle Kraftwerke, die eine Stilllegung beantragt (und eine Bewilligung erhalten) haben, auch tatsächlich befristet oder dauerhaft stillgelegt werden. Andererseits ist zu erwarten, dass weitere Kraftwerke in den nächsten Jahren zur Stilllegung angemeldet werden könnten.

Gleichzeitig sind eine Reihe von neuen Anlagen in Bau und Planung. So sind gemäß der jährlich erscheinenden Kraftwerksliste des BDEW 74 Anlagen größer als 20 MW (einschließlich großer EE-Anlagen) mit einer Gesamtleistung von 38 GW in Planung, im Genehmigungsverfahren oder bereits im Probebetrieb. Dabei handelt es sich bei 24 Projekten um Gaskraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 13 GW, gefolgt von 30 Offshore-Projekten (9.5 GW) sowie acht Steinkohle-Projekten (8.4 GW). In diesem und kommenden Jahr gehen voraussichtlich noch fünf Steinkohle- und vier Erdgaskraftwerke neu ans Netz. Allerdings ist davon auszugehen, dass eine Reihe von Kraftwerksprojekten nicht weiterverfolgt oder zumindest verschoben werden. So geht der BDEW davon aus, dass über 17 GW von den geplanten Anlagen auf abschbare Zeit nicht gebaut werden. Hierbei handelt es v.a. um steuerbare konventionelle Anlagen. Der Verband rechnet somit nur mit einem Brutto-Kraftwerkszubau in Höhe von 20.7 GW bis zum Jahr 2020, davon ca. 10 GW steuerbare konventionelle Erzeugung und 9.5 GW Wind-Offshore Anlagen. Unter Berücksichtigung der

---

<sup>19</sup> Vgl. Energate (2013) und ZfK (2013). Im Jahr 2013 haben die Betreiber allerdings eine Einigung mit dem Netzbetreiber TenneT und der Bundesnetzagentur getroffen, demnach die Blöcke Irsching 4 und 5 bis März 2016 einerseits dem Markt und gleichzeitig der TenneT zur Sicherung der Netzstabilität zur Verfügung gestellt werden, vgl. E.ON (2014). Im Gegenzug erhalten die Blöcke eine Leistungsvergütung gemäß der Redispatch-Festlegung BK8-12-019.

<sup>20</sup> Vgl. BIZZ energy today (2014).

<sup>21</sup> Siehe Bundesnetzagentur (2014d).

angenommenen Stilllegungen geht der Verband von einem Netto-Kapazitätszuwachs<sup>22</sup> bis 2020 in Höhe von 1,6 GW aus.

Der absehbare Neubau von Kohle- und Erdgaskraftwerken basiert v.a. auf Planungen, die vor dem Auftreten der wirtschaftlichen Herausforderungen für Kraftwerkskapazität im deutschen Markt erfolgten. Insofern ist die Inbetriebnahme von Kraftwerken heute kein Indikator für die heutige Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke noch für die heutigen Erwartungen der Akteure an die zukünftige Marktentwicklung.

Wir gehen im Rahmen der Marktsimulation in **Abschnitt 5** auf Kraftwerksstilllegungen und Neubauten dezidiert ein. Diese werden in der Marktsimulation modellendogen bestimmt.

#### 2.4.2 Schlussfolgerungen zur Leistungsfähigkeit des EOM und Implikationen für die Energiepolitik

Im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit des EOM stellt sich die Frage, ob die derzeit angespannte wirtschaftliche Situation von konventionellen Kraftwerken mittel- bis langfristig ein Risiko für die Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt darstellt und als Hinweis auf ein Marktversagen interpretiert werden kann. Inwiefern mit unmittelbaren Implikationen der Stilllegung von Kraftwerken auf die Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt in den nächsten Jahren zu rechnen ist, ist eine empirische Frage und wird in **Abschnitt 5** aufgegriffen.

Im Folgenden diskutieren wir, inwiefern die derzeitige Situation als Indiz für ein mögliches Marktversagen interpretiert werden kann. Hierbei gehen wir wie folgt vor:

- Analyse der Ursachen der gesunkenen Rentabilität im Marktumfeld heute; sowie
- Einordnung des Marktverhaltens der Akteure in der Praxis bezüglich Stilllegungen und Investitionen in Neuanlagen.

Weiterhin gehen wir in einem Exkurs auf die Diskussion zu möglichen „Stranded Costs“ im Stromsektor ein.

#### *Differenzierung potenzieller Problemursachen im EOM*

Um mögliche Rückschlüsse für die Leistungsfähigkeit des EOM treffen zu können, ist es zunächst erforderlich, die Ursachen für die heutige, geringe Rentabilität von konventionellen Bestands- und Neubaukraftwerken im deutschen Markt zu untersuchen.

---

<sup>22</sup> Vgl. BDEW (2013) Annahme: Hohe Verfügbarkeit und hohe Realisierungswahrscheinlichkeit,

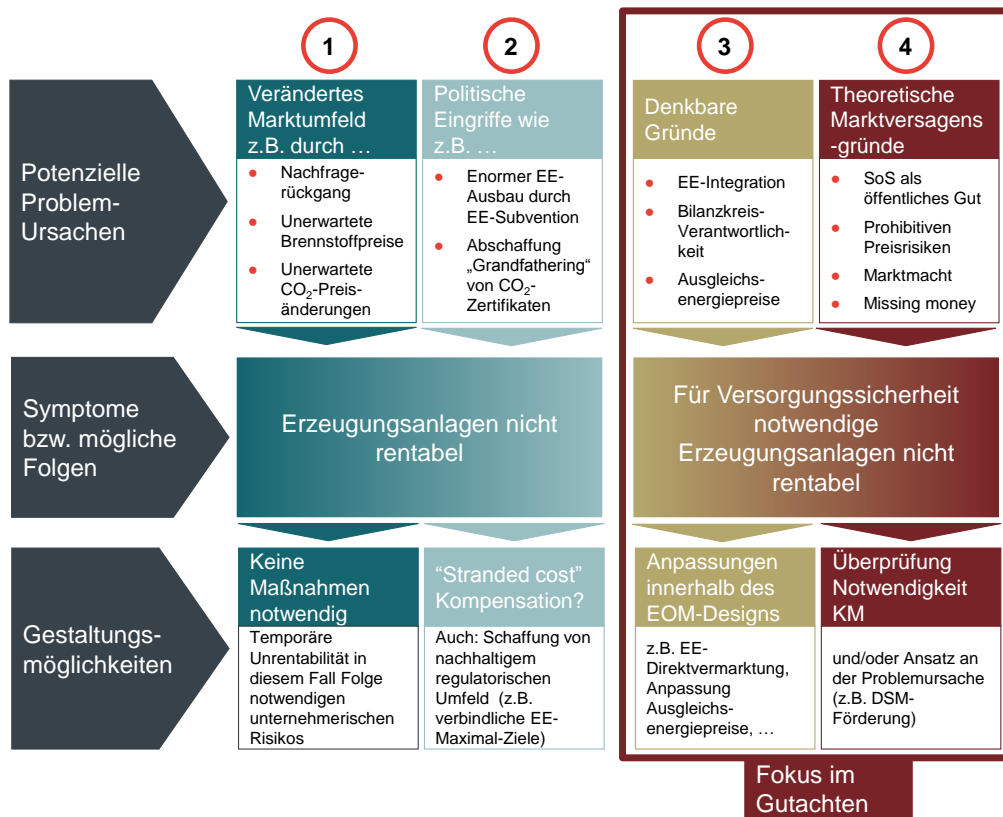
Der Strommarkt in Deutschland ist derzeit geprägt von einem veränderten Marktumfeld auf der Angebots- wie der Nachfrageseite. Dies beinhaltet v.a.

- eine gesunkene Stromnachfrage durch die Wirtschaftskrise (insb. in Südeuropa);
- relativ hohe Gaspreise im Vergleich zu Kohlepreisen; sowie
- stark rückläufige Preise für Emissionszertifikate im Rahmen des Emissionshandels, welche insbesondere das Geschäftsmodell von Gas-befeuerten Kraftwerken in Konkurrenz zu CO<sub>2</sub>-intensiver arbeitenden Kohlekraftwerken gefährden.

Weiterhin ist der Markt heute - stärker als vor einigen Jahren erwartet - von politischen Eingriffen geprägt. Dies beinhaltet u.a.

- die erhebliche Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien und deren rasanter Ausbau; sowie
- den Einfluss der Rahmenregeln für den CO<sub>2</sub>-Emissionshandel auf den Stromhandel, wie z.B. die Abschaffung der freien Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten für Altanlagen bzw. Neuanlagen, die vor 2012 fertiggestellt wurden; die freie Zuteilung war Bestandteil der ersten beiden Nationalen Allokationspläne für CO<sub>2</sub> in Deutschland (NAP 2005 und 2008).

Abbildung 4. Abgrenzung stromwirtschaftlicher Herausforderungen



Quelle: Frontier

Die Entwicklungen im Umfeld des deutschen Strommarktes hatten folgende Auswirkungen auf die Marktergebnisse:

- **Durchschnittliche Strompreise** – Die durchschnittlichen Strompreise (z.B. Preise für Grundlastprodukte) sind in den vergangenen Jahren stark gesunken. Gründe waren v.a. die rückläufige bzw. stagnierende Stromnachfrage in Deutschland und Europa sowie der starke Zuwachs an Neukapazitäten in Deutschland und den umliegenden Ländern sowohl im Bereich der Erneuerbaren Energien als auch bei konventionellen Kraftwerken: Der Markt ist somit von Überkapazitäten geprägt, ein Rückgang der Strompreise signalisiert diese Situation. Dies ist somit nicht Ausdruck eines Marktfehlers, sondern ein zu erwartendes Marktergebnis. Betroffen von dieser Entwicklung sind im Prinzip alle nicht-geförderten Kraftwerkstechnologien.
- **Rückgang der Strompreise in Spitzenlastzeiten und des „Base-Peak Spreads“** – Gleichzeitig sind die Strompreise in den Spitzenlastzeiten im Durchschnitt stärker als die Preise für Grundlast gefallen. Dementsprechend war der durchschnittliche Unterschied („Spread“) zwischen Grund- und

**Versorgungssicherheit im Rahmen dieses Gutachtens**

Spitzenlastpreisen („Base Peak Spread“) rückläufig. Grund hierfür ist v.a. der starke Ausbau der PV-Kapazitäten in den letzten Jahren, die insbesondere in den traditionellen Spitzenlastzeiten („Mittagsspitze“) Strom erzeugt und in das Netz einspeist. Negativ betroffen sind v.a. jene Kraftwerke, die überwiegend in Spitzenlastzeiten eingesetzt werden – also v.a. Gas- und Ölkraftwerke - oder ihre Deckungsbeiträge aus dem Base Peak Spread erlösen – also v.a. Stromspeicher. Eine Änderung des Preisprofils schließt jedoch nicht aus, dass sich diese Spitzenlastkraftwerke langfristig in anderen Stunden refinanzieren können (z.B. in den frühen Abendstunden, bei geringerer PV-Einspeisung), insb. wenn mittel- oder langfristig Überkapazitäten abgebaut werden.

- **Rückgang der Clean Spark Spread für Gaskraftwerke** – Weiterhin kommt für Gaskraftwerke erschwerend hinzu, dass die Gaspreise auf einem, relativ zu den Kohlepreisen, hohen Niveau verblieben sind und gleichzeitig die CO<sub>2</sub>-Preise in den vergangenen Jahren v.a. aufgrund der Wirtschaftskrise sehr niedrig sind (5-7 €/t CO<sub>2</sub>). Hiermit kann Erdgas den Vorteil der im Vergleich zur Kohle relativ kohlenstoffarmen Stromerzeugung nicht ausspielen, die CO<sub>2</sub>-Emissionssenkung wird im EU ETS an anderer Stelle erbracht. Ergebnis sind die weiter oben beschriebenen sehr niedrigen bzw. negativen Clean Spark Spreads für Gaskraftwerke.

Die derzeitigen beobachtbaren Ergebnisse im deutschen Strommarkt sind demnach durch Marktfaktoren erklärbar. Die Marktreaktionen auf das veränderte Umfeld entsprechen den Erwartungen und können dementsprechend nicht als Marktversagen interpretiert werden. Die derzeitige Unwirtschaftlichkeit ist erklärbares Folge von derzeitigen Überkapazitäten und anderen Faktoren. In diesem Fall bedürfte es zur Rückführung der Anlagen in die Wirtschaftlichkeit einer Marktkonsolidierung, bei welcher die (in absehbarer Zukunft) am wenigsten wirtschaftlichen Anlagen stillgelegt werden. In Folge solcher Stilllegungen wäre tendenziell mit einem Anstieg der Strompreise zu rechnen, der wiederum den weiterbetrieblen Anlagen zu Gute käme.

### *Einordnung des Marktverhaltens der Akteure*

Auch wenn die derzeitige wirtschaftlich angespannte Situation konventioneller Kraftwerke kein Indiz für ein Versagen des Marktes ist, könnte die heutige Situation dazu führen, dass über das volkswirtschaftliche Optimum hinaus zu viele Kraftwerke stillgelegt werden oder nicht rechtzeitig in neue Kapazitäten investiert wird. Insofern könnte sich die heutige Situation auf die zukünftige Versorgungssicherheit im Markt auswirken.

Dies ist auf Basis der heutigen Marktsituation alleine aufgrund folgender Überlegungen allerdings nicht begründbar:

- Entscheidungen über Investitionen und Kraftwerksstilllegungen werden **zukunftsbezogen** getroffen: Kraftwerksbetreiber treffen in der

stromwirtschaftlichen Praxis Entscheidungen über Investitionen und Kraftwerksstilllegungen nicht auf Basis heutiger Marktdaten bzw. statisch, sondern auf Basis von dynamischen Markterwartungen für die Zukunft. In der Regel werden zur Fundierung der Entscheidungen Prognosen über die zukünftige Marktentwicklung herangezogen, wobei Prognosetools ähnlich dem in dieser Studie verwendeten Marktsimulationsmodell genutzt werden. Dementsprechend wäre zu erwarten, dass durch die Erwartung steigender Strompreise (bzw. Deckungsbeiträge aus der Stromerzeugung) Investitionsentscheidungen ausgelöst werden oder Stilllegungen nicht oder nur vorübergehend vorgenommen werden. Unsicherheiten und Risiken über die zukünftige Marktentwicklung könnten diese Anreize jedoch reduzieren. Diese Herausforderung diskutieren wir gesondert in **Abschnitt 7** des Gutachtens.

- Kraftwerke bzw. Erzeugungskapazitäten beinhalten einen Optionswert: Kraftwerke bzw. Erzeugungskapazitäten stellen Realoptionen dar, die bei Unsicherheiten über die zukünftige Marktpreisentwicklung nutzbar sind und damit einen Wert beinhalten (Zeitwert der Option). So haben Kraftwerksbetreiber auch dann einen Anreiz, Kapazitäten nicht dauerhaft stillzulegen oder neu zu bauen, wenn die Wirtschaftlichkeit im Erwartungswert nahe Null oder sogar leicht negativ ist. Andernfalls würde der Kraftwerksbetreiber die Chance auf Gewinne bei hohen Strompreisen aus der Hand geben.

Die heutige Marktsituation alleine lässt dementsprechend noch keine Aussagen darüber zu, inwieweit Kraftwerksbetreiber zukünftig Anlagen vorzeitig stilllegen werden oder ob sie in Neukapazitäten investieren werden. Hierfür ist eine zukunftsbezogene Betrachtung erforderlich, die wir insbesondere in **Abschnitt 5** im Rahmen der Marktsimulation vornehmen.

### *Zusammenhang mit möglichen inhärenten Marktunvollkommenheiten*

Wie dargelegt erlaubt die heutige Situation im deutschen Strommarkt keine Rückschlüsse auf die Leistungsfähigkeit des EOM in Bezug auf Versorgungssicherheit. Auch das Faktum, dass derzeit Kraftwerkskapazitäten im deutschen Markt stillgelegt werden und derzeit keine Entscheidungen zugunsten von Kraftwerksneubauten getroffen werden, erlaubt diesbezüglich keine Schlussfolgerungen.

Entscheidungen über Investitionen und Kraftwerksstilllegungen werden vielmehr zukunftsbezogen auf Basis von Markterwartungen getroffen. Offen ist allerdings, ob der EOM auch in einer zukunftsbezogenen Betrachtung ausreichend Anreize generiert, um in dem Maße Kraftwerksstilllegungen zu verhindern bzw. Investitionen in Neukapazitäten zu incentivieren, so dass ein volkswirtschaftlich optimales Versorgungssicherheitsniveau erreicht wird. Diese Voraussetzung könnte v.a. dann nicht gegeben sein, wenn inhärente Ursachen für Marktversagen

## Versorgungssicherheit im Rahmen dieses Gutachtens



mit Folgen für die Versorgungssicherheit vorliegen würden. Problematisch in Bezug auf die zukünftige Versorgungssicherheit wäre also dann, wenn eine mangelnde Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke durch inhärente Marktversagenstatbestände oder ein suboptimales Marktdesign hervorgerufen würde (siehe Fall 3 und 4 in **Abbildung 4**). Nur in diesem Fall ist davon auszugehen, dass es zukünftig – über eine notwendige Marktkonsolidierung hinaus, also über einen Abbau von bestehenden Überkapazitäten hinaus – zu unzureichender gesicherter Erzeugungsleistung kommt.

Für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit des EOM ist für die mittlere und lange Frist also zu prüfen, inwiefern

- Eine Unvollkommenheit des Marktes zumindest teilweise bedingt ist durch spezifische nationale (oder gegebenenfalls internationale) Ausgestaltungen des Marktdesign (Fall 3 in **Abbildung 4**). In diesem Fall wären zumindest Reformen des Marktdesigns erforderlich;
- Eine Unvollkommenheit des Marktes nicht nur durch die spezifische Gestaltung der deutschen Marktregeln bedingt ist, sondern grundsätzlicher vorliegt. Und nur in diesem Fall bedarf es einer grundlegenden Änderung im Marktdesign wie z.B. – als weitgehende Reform – der Einführung eines Kapazitätsmechanismus zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Fall 4 in **Abbildung 4**).

Diese Fragestellungen sind Fokus dieses Gutachtens. Wir analysieren etwaige fundamentale Marktversagensgründe vertieft in den **Abschnitten 4 - 8**.

### 2.4.3 Exkurs: „Stranded Cost“ Diskussionen

Im Zentrum dieses Gutachtens steht ausschließlich die Frage, inwieweit das derzeitige Marktdesign in der Lage ist, eine ausreichende Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt zu gewährleisten. Eine Beantwortung der Frage, inwieweit nicht vorhersehbare politische Eingriffe ursächlich für die angespannte wirtschaftliche Situation vieler Kraftwerke sind, ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Vor dem Hintergrund der politischen Eingriffe in den Markt, v.a. der signifikanten Förderung neuer Erneuerbarer Energien, könnte jedoch die Forderung nach einer Kompensation des dadurch entstandenen Wertverlustes aufkommen. Derartige Debatten hat es im Ausland, z.B. Spanien, bereits mehrfach gegeben.

Die Diskussion einer möglichen Kompensation „gestrandeter Investitionen“ ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass sich Kapazitätsmechanismen nicht für eine Kompensation „gestrandeter Investitionen“ eignen. Sollte ein durch EE-Förderung induzierter Wegfall der Geschäftsgrundlage von Kraftwerksbetreibern die primäre Motivation dafür sein, zusätzliche Zahlungen an Kraftwerksbetreiber zu induzieren, ist ein traditioneller Kapazitätsmechanismus kein geeignetes Mittel:

- Kapazitätsmechanismen haben das Ziel, eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Hierzu werden Kapazitätzahlungen induziert, durch welche mehr Erzeugungskapazität verfügbar gehalten wird, als dies ohne den Mechanismus der Fall wäre. Mit der Vorhaltung gehen Kosten für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft einher. Diese Kosten sind ineffizient, wenn die Motivation der Zahlung eine Entschädigung für vergangene Asset-Entwertungen durch die Schaffung von Überkapazitäten ist. In diesem Fall wäre die Einstellung der Betriebsbereitschaft (vieler Kraftwerke) effizient. In anderen Worten:
- Eine Stranded-Cost-Regelung, die wie ein Kapazitätsmechanismus konzipiert ist, wird voraussichtlich zu höheren Systemkosten führen als ein Mechanismus, der auf die Erstattung gestrandeter Kosten fokussiert und dabei nicht die Betriebs- und Einsatzentscheidungen von Kraftwerken verzerrt.
- Kapazitätsmechanismen stellen eine erhebliche Umstellung der Marktlogik dar, da zukünftige Investitions- und Stilllegungsentscheidungen (zumindest in Teilen) nicht mehr primär marktbasierend, sondern (mindestens indirekt) durch hoheitliche Vorgaben bestimmt werden. Zudem sind Kapazitätsmechanismen persistent und gelten – in den meisten Ausprägungen – auch für zukünftige Investitionen, für welche das oben skizzierte Argument des Ausgleichs eines wirtschaftlichen Schadens nicht gilt.

Letztlich sollte die Höhe der Kapazitätzahlung in einem Kapazitätsmechanismus i.d.R. von der Kapazitätsknappheit abhängen. Wenn es – z.B. wegen eines erheblichen EE-Zubaus – Überkapazitäten gibt, ist die Zahlung und damit die Kompensation entsprechend gering. Dem könnte allenfalls durch eine künstliche Erhöhung des Leistungsbedarfs im Kapazitätsmechanismus entgegengewirkt werden, wodurch die o.g. Zusatzkosten des Mechanismus jedoch in ineffizientem Maße erhöht würden.

Im weiteren Verlauf dieses Gutachtens liegt der Fokus auf der Frage nach der zukünftigen Sicherung einer ausreichenden Versorgungssicherheit.

### 3 Grundsätzliche Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute

Im Folgenden skizzieren wir die grundsätzliche Struktur und die wesentlichen Marktregeln, die sich im deutschen Strommarkt in den letzten Jahren herausgebildet haben. Hierbei fokussieren wir auf jene Aspekte und Teilbereiche, die für das Thema „Versorgungssicherheit“ von Relevanz sind.

Im Anschluss an eine Zusammenfassung (**Abschnitt 3.1**) greifen wir die folgenden Themen auf:

- welche Faktoren prägen die grundsätzliche Funktionsweise eines idealen EOM, und welche Deckungsbeiträge sind hier grundsätzlich erzielbar? (**Abschnitt 3.2**);
- welche Märkte nutzen die Akteure in zeitlicher Hinsicht für den Austausch und Handel mit Strom – Energie (kWh) und Leistung (kW)? (**Abschnitt 3.3**);
- welche Produkte werden auf den Strommärkten gehandelt? (**Abschnitt 3.4**); und
- welche Akteure sind auf den Strommärkten aktiv, und welche Aufgaben und Pflichten haben die Akteure? (**Abschnitt 3.5**).

#### 3.1 Zusammenfassung zur Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute

Der Energy-Only-Markt (EOM) basiert heute auf einer Preisbildung nach Grenzkosten im Stromgroßhandelsmarkt. Die Grenzkosten entgelten hierbei kurzfristig die variablen Kosten der Stromerzeugung bzw. des Verbrauchsverzichts. Dennoch ist die Generierung von über die variablen Kosten hinausgehenden Deckungsbeiträgen in einem Marktsystem mit einer einheitlichen Preisbildung („uniform pricing“) möglich, einerseits durch Renten aufgrund inframarginaler Kosten (variabler Kosten unterhalb des markträumenden Preises), andererseits durch Knappheitsrenten in Zeitperioden mit Knappheit. Insofern ist es möglich, auch in einem Markt, der auf Grenzkostengeboten basiert, Kapitalkosten für Investitionen und fixe Betriebskosten zu refinanzieren. Dies gilt zunächst für einen idealen Strommarkt ohne Marktunvollkommenheiten; aber auch in realen Strommärkten ist bei entsprechendem Marktrahmen eine Refinanzierung von Investitionskosten grundsätzlich möglich, wie in den **Abschnitten 4 - 8** näher diskutiert wird.

Weiterhin enthalten auch die Stromgroßhandelspreise auf sogenannten Energy-Only-Märkten implizit Leistungskomponenten. Kernelement ist dabei das

wirtschaftlich eigenverantwortliche Agieren der Marktakteure im Spot- und Terminmarkt. Sie optimieren ihre eigene Position in diesem Großhandelsmarkt durch den Abschluss von verbindlichen Geschäften über die Lieferung bzw. Abnahme einer bestimmten Leistung für eine gewisse Lieferperiode. Die Verantwortung für die Bereitstellung gesicherter Leistung ist damit klar geregelt. Dementsprechend berücksichtigt grundsätzlich das Marktdesign auch Aspekte der Versorgungssicherheit: Marktakteure, die nicht in der Lage sind, auch in Lieferperioden mit knappem Strommarkt ihren Bilanzkreis auszugleichen, müssen entsprechend die Kosten für Ausgleichsenergie bezahlen. Hierüber ergibt sich ein erheblicher wirtschaftlicher Anreiz, die eigenen Liefer- und Verbrauchspositionen mit ausreichender Leistung z.B. über eigene Leistungsvorhaltung oder Terminkontrakte (z.B. in Form von Bezugsoptionen für Hochpreisstunden) abzusichern und tatsächlich auszugleichen.

Dies bedeutet: Zwar wird auf den institutionalisierten Fahrplanmärkten (Terminmärkten, day-ahead, intraday) Elektrizität als Energielieferung (MWh) gehandelt und über einen Energiepreis (€/MWh) abgegolten, doch beinhalten Lieferzusagen gleichzeitig implizit eine Leistungskomponente: Durch das Risiko, bei Unterdeckung der Ausspeisungen (also letztendlich der vertraglich vereinbarten Liefermengen bzw. des Verbrauchs) durch die Einspeisungen ggfls. erhebliche Ausgleichsenergiekosten tragen zu müssen, erhalten die BKV-Verantwortlichen einen Anreiz zur Leistungsabsicherung – Leistung erhält so einen Wert. Zudem sind die BKV verpflichtet, Bilanzungleichgewichte, die aufgrund von Kraftwerksausfällen oder Prognosefehlern eintreten, selbst auszugleichen, soweit sie länger als eine Stunde andauern. Deshalb ist z.B. die Vorhaltung und Kontrahierung von Leistungsreserve im freien Strommarkt durchaus üblich. Die Leistung wird bilateral zwischen Marktakteuren kontrahiert und i.d.R. mit einem Leistungspreis (€/MW und Jahr) entgolten (sogenannte Optionsgeschäfte).

Der Anreiz, ausreichend Leistung zur Besicherung des eigenen Stromverbrauchs bzw. von Energielieferungen vorzuhalten, hängt dementsprechend entscheidend von der Höhe des Ausgleichsenergiepreises ab. Die Regulierung definiert durch Ausgestaltung der Regelenergiebeschaffung und Modalitäten der AEK-Gestaltung die „Pönalen“ für nicht systemgerechtes Verhalten und hat damit einen wesentlichen Einfluss auf das Verhalten der BKV. Zur Verbesserung der Anreizstruktur für den BKV-Ausgleich hat die Bundesnetzagentur die Regeln für die Abrechnung von Ausgleichsenergie bereits mehrfach angepasst, zuletzt im Oktober 2012. Zudem muss sichergestellt sein, dass die Regeln für Ausgleichsenergie unter allen Umständen greifen können, also auch im Falle eines Systemausfalls. Diese Herausforderung werden wir in **Abschnitt 6** nochmals aufgreifen.

## Grundsätzliche Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute

## 3.2 Funktionsweise eines idealtypischen EOM

Im Folgenden skizzieren wir die Funktionsweise des Strommarktes in der heutigen Grundstruktur als „Energy-Only-Markt“. Hierbei abstrahieren wir zunächst von in der Praxis möglicherweise auftretenden Marktunvollkommenheiten und Herausforderungen (diese werden in den **Kapiteln 4 bis 8** behandelt). Das bedeutet, der idealtypische Markt dient uns zunächst als Referenz. Im Folgenden erläutern wir

- Das Aufeinandertreffen von Angebot und Nachfrage im Stromgroßhandelsmarkt, der vorwiegend als EOM ausgestaltet ist;
- Die Möglichkeit zur Deckung von Kapital- und Fixkosten auch in einem EOM, der durch Preisgebote auf Basis kurzfristiger Grenzkosten geprägt ist.

### 3.2.1 Angebot und Nachfrage im sogenannten EOM

Der deutsche Strommarkt basiert heute im Grundsatz auf einem sogenannten „Energy-Only-Markt“ (EOM). In einem EOM erzielen Stromerzeuger sämtliche zur Deckung der Gesamtkosten (inklusive Investitions- und Kapitalkosten sowie weiterer Fixkosten) notwendigen Erlöse im Grundsatz durch den Verkauf von Strom (Energie, kWh).<sup>23</sup> Eine explizite Entlohnung der reinen Vorhaltung und Verfügbarhaltung von Stromerzeugungsleistung ist bei solchen Geschäften nicht erkennbar. Jedoch enthält der Vertragspreis implizit eine Leistungskomponente, da Liefer- und Abnahmevereinbarung verpflichtend sind.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass bereits heute in Deutschland (Teil-)märkte mit expliziter Leistungsvergütung existieren, wie z.B. die unter administrativer Kontrolle stehende Beschaffung für Regelenenergieleistung und Kalt- bzw. Netzreserve sowie bilaterale Verträge über Reservestellung zwischen Marktparteien.

Auf dem EOM treffen Anbieter und Nachfrage von Energie (MWh) bzw. Leistung (MW) aufeinander. Nachfrager sind hierbei in letzter Instanz die Stromverbraucher, d.h. Haushalte, Gewerbekunden, Industriekunden etc. Die Verbraucher werden üblicherweise von Lieferanten mit Energie (bzw. Leistung) beliefert, die ihrerseits den Strom am Großhandelsmarkt, durch Eigenerzeugung oder direkt von dritten Erzeugern beschaffen. Eine Reihe größerer Verbraucher (i.d.R. große Industriekunden) beschaffen ihre Energie (Leistung und Arbeit) ganz oder teilweise direkt bei Erzeugern oder am Großhandelsmarkt, z.T. erzeugen große Verbraucher ihren Strom auch ganz oder teilweise selbst (Eigenerzeugung).

---

<sup>23</sup> Die folgenden Ausführungen zur Funktionsweise vollkommener EOM finden sich z.T. bereits in Frontier Economics / FORMAET (2013).

Verbrauchergruppen unterscheiden sich stark bezüglich ihrer Größe, ihres Energie- und Leistungsbedarfs, ihres Lastprofils über das Jahr etc. Zudem können eine Reihe von Kunden ihren Energie- und Leistungsbedarf z.B. bei hohen Strompreisen reduzieren und/oder zeitlich verlagern (v.a. Industriekunden mit entsprechenden Flexibilitätseinrichtungen). Andere Kundengruppen wie z.B. die meisten Haushalts- und Gewerbekunden sind heute noch weitgehend unflexibel bezüglich ihres Energie- und Leistungsbezugs. Hieraus können sich weitergehende Herausforderungen für den Strommarkt ergeben, die wir in den **Abschnitten 5** und **6** eingehender diskutieren werden.

Anbieter von Energie bzw. Leistung sind i.d.R. Stromerzeuger, die im vollständigen Wettbewerb - und bei fehlender Knappheit im Markt - Energie zu ihren variablen Erzeugungskosten (kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung) anbieten. Kapitalkosten und fixe Betriebskosten gehen dabei nicht in die Angebotspreise ein, da diese Kostenbestandteile vor einem kurzfristigen Zeithorizont (z.B. Handel am Vortag der Lieferung (day-ahead) oder am Liefertag selbst (Intraday)) „versunkende Kosten“ darstellen und damit für das Preisgebot irrelevant sind.<sup>24</sup>

Zudem ermöglicht der Stromhandel, dass sich Anbieter und Nachfrager am Stromgroßhandelsmarkt optimieren – der Stromhandel trägt somit zu einer effizienten Produktion und Allokation von Strom sowie einer effizienten Preisbildung bei.

Die grundsätzliche Funktionsweise ist also, dass Stromerzeuger ihre verfügbare Produktionsmenge entsprechend der variablen Kosten der Erzeugung (Grenzkosten) anbieten, und Stromverbraucher (i.d.R. über Zwischenstufen wie Vertriebe) ihre Zahlungsbereitschaft für eine Belieferung mit Strom signalisieren. Angebot und Nachfrage lassen sich dann, geordnet nach den Angebots- und Nachfragegebotsspreisen, zu einer Angebotskurve (sogenannte „Merit Order“) und Nachfragekurve zusammenfassen (**Abbildung 5**). Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage, also die Menge, bei dem der Strommarkt geräumt wird (d.h. bei denen Angebot gleich Nachfrage ist), definiert für jeden Zeitraum (z.B. eine Stunde) einen Gleichgewichtspreis („uniform pricing“). Dieser Mechanismus ermöglicht für jeden Zeitraum die effiziente kurzfristige Produktion und Allokation des Gutes „Strom“. Gleichgewichtige Strompreise und -mengen können dabei je nach Nachfrage- und Angebotssituation von Stunde zu Stunde stark schwanken.<sup>25</sup>

<sup>24</sup> Diese Beurteilung ist jedoch „dynamisch“ zu betrachten, da z.B. die Herstellung der Betriebsbereitschaft außerhalb der üblichen Betriebsstunden zusätzliches Schichtpersonal erfordert.

<sup>25</sup> Die von der Energiebörse EPEX-Spot veröffentlichten Angebots- und Nachfragekurven der Spotauction reflektieren das Verhalten der Marktakteure zu diesem Zeitpunkt (d.h. Vortag der Lieferung) und sind nicht identisch zu einer volkswirtschaftlichen Angebots und Nachfragefunktion, da es auch von bereits im Terminmarkt getätigten Geschäften abhängig ist. So kann ein Verbraucher mit Nachfrageflexibilität als preisabhängige Nachfrage in Erscheinung treten, wenn er sich nicht

### 3.2.2 Deckung von Kapital- und Fixkosten im EOM

Im Ergebnis des o.g. Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage entspricht der Stromgroßhandelspreis in einem EOM in den meisten Situationen den variablen Kosten (Grenzkosten) der letzten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage benötigten Einheit. Dies können die variablen Kosten einer Stromerzeugungsanlage oder die (Opportunitäts-)Kosten einer Lastverschiebung bzw. Lastreduktion eines flexiblen Verbrauchers (d.h. Markträumung über freiwilligen und entlohnten Verbrauchsverzicht z.B. durch Stromrückverkauf seitens der Verbraucher) sein.

Es ist auch im EOM möglich, Deckungsbeiträge zu erzielen, die über die eigenen variablen Kosten hinausgehen (**Abbildung 5**):<sup>26</sup>

- **Fixkostendeckung für inframarginale Anlagen** – Zu jeder Zeit erzielen alle inframarginalen Anbieter, d.h. diejenigen Erzeugungs- oder Nachfrageflexibilitätsanlagen mit variablen Kosten unterhalb der variablen Kosten der teuersten eingesetzten Anlage (der jeweiligen „Grenzanlage“), Deckungsbeiträge, da der erlöste Strompreis ihre variablen Kosten übersteigt.

Anlagen können inframarginal sein, da sie z.B. mit anderen Brennstoffen oder Wirkungsgraden Strom erzeugen als die marginalen (preissetzenden) Anlagen. Zudem können Anlagen, die aus heutiger (statischer) Sicht marginal erscheinen, da sie weniger effizient sind als neuere Anlagen, in der Vergangenheit, als sie relativ neuer und effizienter waren als die damaligen Altanlagen, inframarginal gewesen sein und damit schon Deckungsbeiträge zur Fixkostendeckung erwirtschaftet haben.

- **Fixkostendeckung für „Grenzanlagen“** – Bei Preisen entsprechend der variablen Kosten spielt die preissetzende Anlage („Grenzanlage“) keine Deckungsbeiträge ein. Über folgende Mechanismen kann ein auf dem EOM-Prinzip basierender Strommarkt dennoch zu Deckungsbeiträgen für Kapitalkosten und fixe Betriebskosten dieser Anlagen führen:

- **Knappheitsrenten durch Nachfrageflexibilität** – In Knappheitssituationen kann der Markt über die Nachfrage geräumt werden, indem Verbraucher ihre Last verschieben bzw. reduzieren. Gibt es ausreichend Verbraucher, welche dies gewährleisten können, ohne signifikante Investitions- und fixe Betriebskosten für die Schaffung dieser Möglichkeit aufbringen zu müssen (welche im EOM zu decken

---

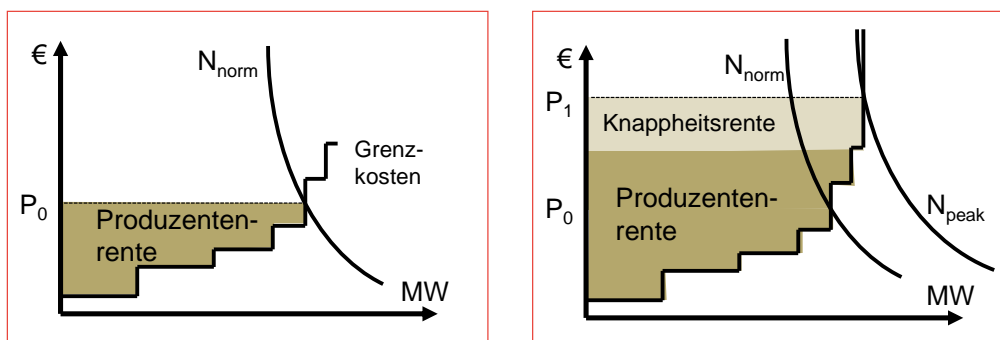
vorher eingedeckt hat oder auf der Angebotsseite, wenn er für vorher beschafften Strom ab einem bestimmten Preisniveau als Wiederverkäufer auftritt.

<sup>26</sup> Siehe zur grundsätzlichen Funktionsweise von wettbewerblichen Strommärkten z.B. Stoß (2002).

wären), führt dies zu Markträumung und entsprechend hohen Preisen. Auf diesem Wege werden „inframarginale Renten“ für Kraftwerke und andere Nachfrageflexibilitäten mit Fixkosten generiert.

- **Knappheitsrenten durch „Peak Load Pricing“** – In Situationen zunehmender Knappheit und unflexibler bzw. nicht ausreichend flexibler Last werden zudem einzelne Anbieter pivotal, d.h. ohne ihre Erzeugungs- oder Flexibilitätskapazität kann die Last nicht gedeckt werden. Entsprechend ist es in diesen Situationen für bestimmte Anlagen auch in einem wettbewerblichen Umfeld möglich, Fixkosten in die Gebote einzubeziehen, da der Anbieter – in statischer Perspektive – nicht durch einen günstigeren verdrängt werden kann.

**Abbildung 5.** Preisbildung in einem vollkommenen EOM (links: normale Situation, rechts: extreme Nachfrage und Knappheitsrenten)



Quelle: Frontier

Auf diese Weise können alle verfügbaren Kapazitäten – einschließlich der „Grenzanlage“ – neben ihren variablen Kosten zusätzlich sogenannte Knappheitsrenten erzielen, welche der Amortisierung der Investitionen dienen. Prinzipiell ermöglicht ein idealtypischer wettbewerblicher EOM demnach die Deckung von Vollkosten (d.h. inklusive Investitionskosten und fixen Betriebskosten) aller benötigten Anlagen. Entsprechend ergeben sich im Rahmen eines EOM Anreize zur Errichtung und Vorhaltung der volkswirtschaftlich optimalen Gesamtleistung und des kostengünstigsten Erzeugungsmix. Unter diesen Gegebenheiten wird das von den Stromverbrauchern gewünschte Maß an Versorgungssicherheit erreicht und finanziert.<sup>27</sup>

<sup>27</sup> Zudem bieten konventionelle Kraftwerken die Möglichkeit zur Stromerzeugung und sind damit aus Handelssicht im Grundsatz Call-Optionen, die einen Wert besitzen. So kann die Schwankung der Deckungsbeiträge im Terminmarkt (Volatilität des Clean Dark bzw. Spark Spreads) genutzt werden (Optionswert) und damit die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken substantiell erhöhen (siehe **Abschnitt 7.3.1**). Der Optionswert könnte ein Grund sein, warum z.B. heute unrentable Kraftwerke z.T. noch betriebsbereit gehalten werden.



In der obigen Betrachtung gehen wir von einem idealen Markt aus. In den **Abschnitten 4 - 8** analysieren wir, inwieweit der beschriebene Mechanismus durch Marktunvollkommenheiten gestört sein kann.

### 3.3 Zeitliche Staffelung der Märkte in der stromwirtschaftlichen Praxis heute

Die gegenwärtig bestehende Organisation des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland beruht nicht auf administrativen Vorgaben, sondern hat sich dynamisch im wettbewerblichen Rahmen nach der Liberalisierung entwickelt. Das Marktgeschehen ist zeitlich tief gestaffelt und reicht vom Intraday-Handel über die Spot- und Terminmärkte bis hin zu Investitions- und De-Investitionsentscheidungen auf Grundlage langfristiger Fundamentalmodelle der Akteure. Ebenso vielfältig ist das Marktgeschehen aus organisatorischer Perspektive. Geschäfte werden in der stromwirtschaftlichen Praxis sowohl bilateral als auch über Börsen und eine Vielzahl von Brokern (elektronisch oder telefonisch) angebahnt und abgewickelt.

Der Austausch zwischen den verschiedenen Marktakteuren und Wertschöpfungsstufen erfolgt innerhalb bzw. nach Maßgabe eines liquiden Großhandels. Hierbei wird in zeitlicher Hinsicht zwischen den folgenden Märkten unterschieden:

- **Terminmärkte: Forward/Future** – Auf Terminmärkten werden für weiter in der Zukunft liegende Perioden Liefer- und Bezugsverpflichtungen (physischer Forward) bzw. Zahlungsverpflichtungen (finanzieller Future) vereinbart. Käufe und Verkäufe sind dabei verbindlich und damit – in rechtlicher Hinsicht - nicht von der Verfügbarkeit z.B. einer Erzeugungsanlage oder Lastabschaltung abhängig. Der Terminmarkt dient damit allen Akteuren zur Absicherung der erwarteten Lieferverpflichtungen bzw. dem Verkauf der darstellbaren Erzeugung. Um möglichst viele Marktparteien zu beteiligen, sind die Produkte weitgehend standardisiert. Die bekanntesten Standardprodukte sind Baseload (Lieferung/Bezug in allen Stunden der vereinbarten Periode) und Peakload (Lieferung/Bezug von 08.00 bis 20.00 Uhr eines Werktages).
- **Terminmärkte: Optionen** – Auf Termin werden ebenfalls Optionen auf Standardprodukte gehandelt. Optionen räumen dem Halter der Option grundsätzlich das Recht ein, die Option auszuüben und zu einem vorher festgelegten Preis z.B. Strom zu beziehen (Call-Option) oder zu liefern (Put Option). Solche Optionen werden auch an der Börse gehandelt, und der Verkäufer der Option erhält dafür eine Optionsprämie.

**Grundsätzliche Funktionsweise des  
Stromgroßhandelsmarktes heute**

Andere Optionen werden z.B. genutzt, um das Risiko eines Anlagenausfalls abzusichern. Auch eine Vereinbarung über eine potentielle Einschränkung der Belieferung zwischen Vertrieb und Kunden (z.B. Teilabschaltung) stellt ein Optionsgeschäft auf Termin dar. Entsprechende Vereinbarungen werden zumeist bilateral getroffen.

- **Day-Ahead-Markt:** Im Day-Ahead-Markt erfolgt ggfls. eine Profilierung der Bezugs- bzw. Abgabeverpflichtung entsprechend der physikalischen Notwendigkeiten (Lastverlauf) bzw. der Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlage in Abhängigkeit vom Marktpreis der jeweiligen Stunde (Make-or-Buy-Entscheidung). Der Day-Ahead-Markt wird nicht nur kontinuierlich gehandelt, sondern auch über Strombörsen als zentrale Auktion für einzelne Stunden abgewickelt, d.h. es handelt sich hierbei um ein zentrales Clearing von Angebot und Nachfrage. In Deutschland wird der Day-Ahead-Markt von der EPEX Spot organisiert. Wesentliche Regelungen sind hierbei wie folgt:
  - Anbieter und Nachfrager können bis zur Schließung des Orderbuchs um 12:00 Uhr des Vortages Verkaufs- und Kaufgebote für die Stundenauktion bei EPEX Spot einreichen. Neben Einzelstunden sind hierbei auch Produkte für zusammenhängende Stunden (z.B. für die „Rush-Hour“-Stunden zwischen 17 und 20 Uhr) möglich.
  - EPEX Spot berechnet für jede Stunde des Folgetages unter Berücksichtigung der Gebote für Stundenblöcke die markträumenden Preise und Mengen für jede Einzelstunde. Hierbei gilt eine technische Preisobergrenze von 3000€/MWh. Wird diese erreicht, wird zu einer 2. Auktion aufgerufen, so dass die Marktparteien die Möglichkeit haben, ihre Gebote mit Blick auf die erwarteten Clearingpreise zu adjustieren. Wenn es auch in dieser 2. Auktion nicht zu einer Markträumung kommen sollte, erfolgt eine pro rata Zuteilung der Mengen.
  - Ergebnis sind stündliche Stromgroßhandelspreise für den jeweiligen Folgetag. Berücksichtigt werden bei dieser Berechnung alle Länder, die beim sogenannte Market Coupling partizipieren, auch internationale Stromaustausche, d.h. die Angebots- und Nachfragesituation in den Nachbarländern fließt in die Berechnungen ein. Wirtschaftlich effiziente Stromflüsse werden somit bis zur vorgegebenen Kapazitätsgrenze der Interkonnektoren (der grenzüberschreitenden Stromleitungen) zum Ausland berücksichtigt. Grenzüberschreitende Stromaustauschbeziehungen und Strompreise sind somit in der Gesamtregion im Rahmen des Market Couplings konsistent.
  - EPEX Spot veröffentlicht die Ergebnisse des Spotmarktes ab 12.42 Uhr des Vortages. Die endgültigen Ergebnisse werden bis 13:50 Uhr des Vortages veröffentlicht. Die Marktakteure können hierauf basierend bis

## Grundsätzliche Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute

14:30 ihre Netzeinspeisungen und -ausspeisungen für jede Viertelstunde des Folgetages bei den ÜNB nominieren.

Eine noch genauere Profilierung im Day-Ahead-Markt könnte sich mit der Einführung einer 1/4h Auktion der EPEX Spot ergeben.

- **Intra-Day Markt:** Der finalen Feinabstimmung zwischen bereits erfolgter Eindeckung und effektiver Nachfrage bzw. Stromerzeugung und bereits getätigten Verkäufen dient neben dem Stundenmarkt der EPEX auch der kontinuierliche Handel im Day-Ahead- und Intra-Day-Markt, der inzwischen auch für 1/4 h-Produkte etabliert ist. Die 1/4h ist deckungsgleich mit der Abrechnungsperiode der Übertragungsnetzbetreiber für verbleibende Ungleichgewichte der Bilanzkreisverantwortlichen, die durch Regelenergie ausgeglichen werden.

Der Intra-Day Markt schließt mit dem Zeitpunkt, bei dem die Markttakteure eine letztmögliche Renominierung ihrer erwarteten Netzeinspeisungen und -ausspeisungen bei den ÜNB vornehmen können, d.h. heute 45 min. vor dem Erfüllungszeitraum (siehe **Abschnitt 5**). Bis zu diesem Zeitpunkt können und sollten die Markttakteure unerwartete Abweichungen von Netzeinspeisungen und -entnahmen zur vorhergehenden Prognose selbst korrigieren. Nach Schließen des Intraday-Marktes sind die ÜNB physisch für den Ausgleich von Netzeinspeisungen und -entnahmen und damit für die Systemstabilität verantwortlich. Zu diesem Zweck kommt Regelenergie zum Einsatz (s. folgender Punkt).

- **Märkte für Regelleistung und -energie:** Der Einsatz von Regelenergie durch die ÜNB sichert innerhalb der laufenden Stunde permanent ein Gleichgewicht zwischen allen Einspeisungen und Entnahmen in der Regelzone. Alle Bilanzkreisverantwortlichen (alle Markttakteure bzw. Einspeise- und Entnahmestellen sind grundsätzlich einem Bilanzkreis zugeordnet, in dem realisierte Netzeinspeisungen und -entnahmen saldiert werden – das Saldo ist, wenn es nicht null ist, Ausdruck eines Bilanzungleichgewichts) sind vertraglich dazu verpflichtet, bei Kraftwerksausfällen jenseits der vollen Stunde wieder aus eigener Kraft zu einem Ausgleich zwischen Lieferung und Bezug in ihrem Bilanzkreis zu kommen.

Die Definition der Regelenergieprodukte, ihre Dimensionierung und Festlegung der Ausschreibungs- und Beschaffungsmodalitäten sind technisch orientiert und werden regulatorisch festgelegt. Hierbei unterscheiden wir die folgenden Regelenergieprodukte:

- **Primärreserve:** Wird automatisch bei Frequenzschwankungen aus dafür geeigneten und präqualifizierten Anlagen (z.B. rotierende Massen) innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt. In thermischen Kraftwerken

wird hierfür z.B. die Dampfzuführung auf die Turbine automatisiert in Abhängigkeit von der Netzfrequenz geregelt. Anlagen, die Primärregelung bereitstellen, werden ausschließlich mit einem Leistungspreis vergütet.

- **Sekundärreserve:** Tendiert die Netzfrequenz in eine bestimmte Richtung, wird die Primärregelung automatisch nach 5 Minuten durch die Sekundärregelung abgelöst. Der Abruf erfolgt über ein Regelsignal des ÜNB, dass der Anbieter der Reserve automatisiert an seine Anlagen weiterleiten muss. Funktionsfähigkeit und Eignung der Anlagen werden im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens durch den ÜNB getestet. Da die Abweichungen sowohl zur Überfrequenz als auch zur Unterfrequenz tendieren können, werden Sekundärregelleistung (und Minutenreserve) sowohl für die positive (Bereitstellung zusätzlicher Leistung) wie auch negative Richtung (Reduktion der Leistungsbereitstellung) vorgehalten. Anlagen werden mit einem Leistungs- und Arbeitspreis vergütet.
- **Tertiärreserve bzw. Minutenreserve:** Genügt auch die Sekundärreserve nicht, um die Frequenz zu stabilisieren, wird diese durch Minutenreserve nach 15 Minuten abgelöst. Diese Regelenergie wurde zunächst noch telefonisch abgerufen; inzwischen wurde auch hier auf einen automatischen Abruf umgestellt, allerdings sind die Anforderungen an Reaktionszeit und -geschwindigkeit geringer als bei der Sekundärregelung. Anlagen werden mit einem Leistungs- und Arbeitspreis vergütet.

Die genannten Zeitintervalle sind die technisch notwendigen Perioden und decken den Zeitraum bis zur nächsten Stundenkante ab. Vertraglich ist der Anbieter jedoch verpflichtet, die Leistung über den gesamten Vertragszeitraum darzustellen. Bei längerfristigen Ungleichgewichten kann es daher durchaus zu einem längeren (mehrständigen) Abruf einer bestimmten Regelenergieleistung führen. Dies ist für bestimmte Anlagentypen, z.B. Pumpspeicherkraftwerke, nicht unproblematisch.

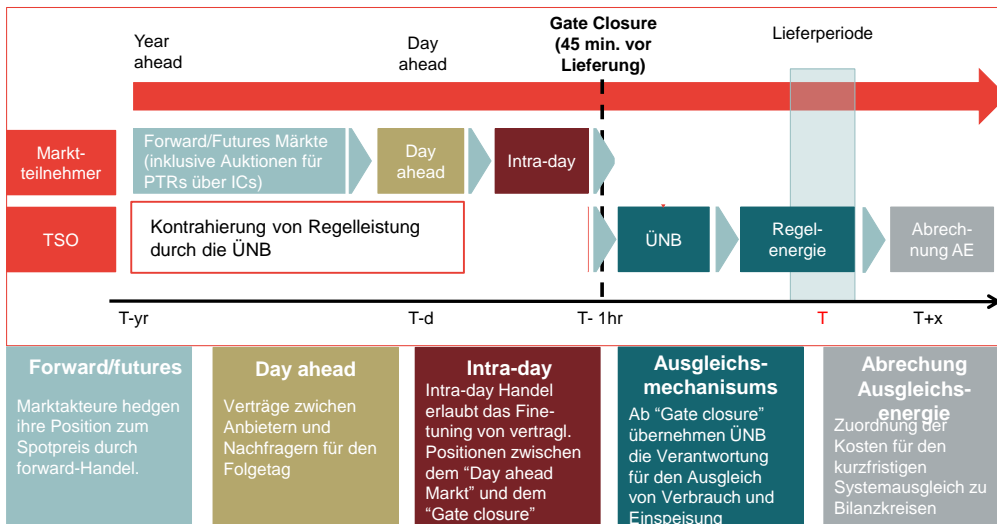
- **Abrechnung der Ausgleichsenergie:** Die für die Bereitstellung der Leistung erforderlichen Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber (Kosten der Beschaffung von Regelleistung, d.h. die Leistungspreise) werden über die Netzentgelte verrechnet (sozialisiert auf alle Stromkunden). Die Aufwendungen für den Einsatz von Regelenergie (Arbeitspreise) gelten für alle Bilanzkreise mit einem Ungleichgewicht gleichermaßen. Der Erbringer von Regelenergiearbeit erhält den von ihm gebotenen Arbeitspreis.

Reine Handelsbilanzkreise (d.h. Bilanzkreise von Händlern, die selbst über keine physische Erzeugung bzw. keinen physischen Verbrauch verfügen) sind immer ausgeglichen, da aufgrund der unbedingten Bezugs- bzw.

## Grundsätzliche Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute

Lieferverpflichtung von Handelsgeschäften und dem Fehlen von Prognoseunsicherheiten über Kundenabnahme oder Erzeugung Abweichungen nicht vorkommen sollten. Der Übertragungsnetzbetreiber kann das Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen überwachen und den Bilanzkreisvertrag bei Fehlverhalten kündigen. Dies entspricht einem Ausschluss des Marktteilnehmers.

**Abbildung 6. Zeitliche Staffelung der Stromgroßhandelsmärkte in Deutschland**



Quelle: Frontier

### 3.4 Produkte im Stromgroßhandelsmarkt heute

Für einen reibungslosen Austausch zwischen einer Vielzahl von Akteuren auf einem wettbewerblichen Markt ist es notwendig, die Handelsprodukte soweit wie möglich zu standardisieren. Elektrizität ist innerhalb des UCTE-Verbundes zu jedem Zeitpunkt technisch gesehen völlig homogen. Jedoch sind aufgrund der Notwendigkeit eines ungestörten Transports von Einspeisung zu Entnahme der Lieferort und (mangels Speicherbarkeit) der exakte Lieferzeitraum genau zu bestimmen.

#### Spot- und Terminmarktprodukte

In Deutschland haben sich die Regelzonen der ÜNB und die Standardprodukte Baseload (gleiche Leistung über 24h einer bestimmten Anzahl von Tagen) bzw. Peakload (Lieferung von 8.00 bis 20.00 an Werktagen) als Referenzprodukte etabliert. Die Vereinbarung über die Lieferperiode reicht dabei von Kalenderjahren über Monate bis zu einzelnen Tagen. Referenz für die Abrechnung der finanziellen Produkte (Futures) ist dabei der Durchschnittspreis

### Grundsätzliche Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute

der jeweiligen Stunden in der EPEX Day-Ahead-Spotauktion (Phelix Base bzw. Phelix Peak).

Die Entwicklung börslich-gehandelter Produkte folgt dabei auch den Veränderungen der stromwirtschaftlichen Rahmenbedingungen: In 2013 wurde z.B. an der EEX das Produkt „Phelix Sun Peak Future“ eingeführt, welches die besonders sonnenschein starken Stunden zwischen 10:00 und 16:00 Uhr abdeckt. Weitere Anpassungen der Produkte an den Marktbedarf wie z.B. Optionsprodukte (s. unten) sind deshalb bei einer Verknappung des Marktes und zunehmenden Strompreisschwankungen (z.B. aufgrund des EE-Ausbaus) zu erwarten (s. unten).

Inzwischen wird Jahr für Jahr ein Mehrfaches des physikalischen Stromverbrauchs dieser Produkte auf den unterschiedlichen Handelsplätzen umgesetzt. Dabei sorgt der Wettbewerb zwischen den Unternehmen und Handelsplätzen dafür, dass Arbitragemöglichkeiten z.B. zwischen verschiedenen Handelsplätzen umgehend erkannt und geschlossen werden.

Die standardisierten Strommarktprodukte werden einheitlich durch einen €/MWh Preis gekennzeichnet, der zu der Bezeichnung „Energy Only Market (EOM)“ geführt hat. Mit jedem Kauf bzw. Verkauf eines solchen Produktes ist jedoch eine unbedingte Abnahme- bzw. Lieferverpflichtung verbunden, so dass die gehandelten Produkte (und Preise!) bereits **eine Leistungskomponente enthalten**: Zu jedem Zeitpunkt muss die Nachfrage durch Leistung gedeckt sein. Marktakteure, die dieser unbedingten Abnahme bzw. Leistungsverpflichtung nicht nachkommen, weisen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern in Echtzeit einen Überschuss bzw. ein Defizit aus, das systemweit ggfls. vom ÜNB durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden muss. Grundlage hierfür ist das System der Bilanzkreise, in denen alle Einspeisungen bzw. Entnahmen eines Marktakteurs bilanziert und dem ÜNB gemeldet werden. Insofern kommt dem System der Bilanzkreise eine besondere Bedeutung zu. Wir werden die Rolle der Bilanzkreise im Folgenden vertieft analysieren (**Abschnitt 3.5**).

### *Optionen auf Standardprodukte*

Neben den Produkten mit einer bindenden Verpflichtung zur Lieferung bzw. Abnahme haben sich im Großhandelsgeschäft auch Produkte etabliert, die nur eine bedingte Liefer- bzw. Abnahmeverpflichtung für den Käufer beinhalten (Optionen). Der Verkäufer der Option bleibt dabei jedoch verpflichtet, das Produkt zu dem bei Vertragsabschluss vereinbarten Preis bereitzustellen. So kann sich beispielsweise ein Kunde bereits heute durch Kauf einer Call Option auf eine Grundlastlieferung im Kalenderjahr 2016 mit einem Ausübungspreis von 40,00 €/MWh gegen Preissteigerungen im (bzw. bis zum) Jahr 2016 absichern. Hierfür ist bei Vertragsabschluss eine Prämie zu zahlen (am 4. April 2014 bspw. 0,334 €/MWh). Durch die Bezugnahme auf die üblichen Terminmarktprodukte

## **Grundsätzliche Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute**

(Forwards und Futures) ist der potentielle Lieferumfang bekannt. Durch diese Standardisierung eignen sich diese Optionsprodukte auch für einen organisierten (Börsen-)handel.

Optionen können in einem Marktumfeld mit zunehmenden Strompreisschwankungen eine besondere Rolle spielen, auch wenn die Schwankungen keinem einheitlichem zeitlichen Muster folgen: Durch Optionen wird das Recht, bei einem bestimmten Ausübungspreis Strom zu beziehen, im Grundsatz mit einem Leistungspreis unterlegt und gehandelt. Die Vorhaltung von Leistung für definierte Marktsituationen (insbesondere Perioden mit hoher Auslastung der im Markt verfügbaren Erzeugungskapazität) wird hierdurch bepreist. Dabei ist festzuhalten: Mit wachsender allgemeiner Knappheitserwartung steigt der Preis für sogenannte Call-Optionen.

### *Optionen als Versicherung*

Bei bestimmten Problemstellungen ist eine fixierte Lieferperiode bzw. –menge jedoch nicht zweckdienlich. So sieht sich bspw. ein Kraftwerksbetreiber mit dem (zufälligen) Risiko des Ausfalls seiner Erzeugungsanlage konfrontiert. Zwar lässt sich die (statistische) Ausfallwahrscheinlichkeit in einer bestimmten Periode berechnen, der genaue Zeitraum des Ausfalls jedoch nicht. Optionen auf Standardprodukte sind für diese spezifischen Situationen daher als Absicherungsinstrumente nicht gut geeignet. Sofern eine Absicherung nicht im eigenen Kraftwerksportfolio erfolgen soll/kann, lässt sich eine Absicherung z.B. bei anderen Kraftwerksbetreibern durch Kauf einer Kraftwerksausfallreserve erreichen. Dabei wird der bei Abruf zu zahlende Arbeitspreis bilateral vereinbart und häufig eine Optionsprämie in Form eines Betrages als €/MW und Jahr gezahlt. Es erfolgt also eine explizite Vergütung von Leistungsvorhaltung. Eine Standardisierung für diese Produkte ist bislang (noch) nicht erfolgt, so dass diese Produkte ausschließlich bilateral gehandelt werden.

### *Optionen der ÜNBs (Regelenergie)*

Daneben wird auf den Märkten für Regelreserve, die von den ÜNB organisiert und administriert werden, um in Echtzeit die Netzstabilität zu gewährleisten, die Bereitstellung von Leistungsreserven explizit vergütet. Der Anbieter von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) ist verpflichtet, ein Angebot mit einem Leistungspreis (€/MW) und einem Arbeitspreis (€/MWh) abzugeben. Der ÜNB erteilt den Angeboten mit dem niedrigsten Leistungspreis den Zuschlag. Der Anbieter erhält den jeweils von ihm gebotenen Leistungspreis („Pay as Bid“). Für die Inanspruchnahme der Regelenergie erstellt der ÜNB aus den bezuschlagten Angeboten eine Abrufangfolge (Merit Order) entsprechend der gebotenen Arbeitspreise.

Regelenergie ist aus Handlungsperspektive insofern eine Option, als der Käufer (ÜNB) das Recht hat, nach eigenem Ermessen die Option auszuüben. Da die

Ausübungsentscheidung sich jedoch nach der technischen Netzsituation richtet und nicht preisbedingt erfolgt, ist es keine marktrationale Ausübung.

Die explizite und durch die ÜNB zentral gesteuerte Leistungsabsicherung zur Sicherstellung der Systemsicherheit erfolgt heute lediglich auf Basis kurzfristiger Kontrakte mit den Anbietern von Leistung (bis zu 1 Monat), mit nur relativ kurzem Vorlauf und ausschließlich zur Absicherung von kurzfristigen Systemungleichgewichten, d.h. zum Ausgleich der saldierten Abweichungen der Ein- und Ausspeisungen von den Prognosen über alle Kraftwerksbetreiber und Endkundenlieferanten. Darüber hinaus erfolgt der Kraftwerkseinsatz der Regelreserve außerhalb des Fahrplanmarktes, gesteuert durch die Netzbetreiber.

Insgesamt wird somit das heutige Strommarktssystem zwar als „Energy-Only-Markt“ bezeichnet, doch faktisch wird die Bereitstellung von Leistung bereits heute explizit und implizit auf verschiedenen Märkten gehandelt und vergütet.

### 3.5 Die Rolle der Bilanzkreise

Bilanzkreise müssen grundsätzlich ausgeglichen sein. Bei Bilanzkreisen, die nur Handelsgeschäfte beinhalten, ist dies aufgrund der unbedingten Verpflichtung zur Lieferung bzw. Abnahme einfach nachzuhalten. Sind Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch enthalten, kommt es naturgemäß durch Kraftwerksausfälle bzw. Prognosefehler immer wieder zu Abweichungen. Vertraglich ist der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) verpflichtet, auch dann spätestens für die folgende Lieferstunde aus eigenen Kräften wieder ein Gleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen herzustellen.<sup>28</sup>

Bei Pflichtverletzungen kann der ÜNB den Bilanzkreisvertrag kündigen und damit einen Marktakteur vom Markt ausschließen. Praktisch relevant ist aber insbesondere, dass der BKV wirtschaftlich für die verursachten Kosten verantwortlich ist und entsprechend die Kosten der Ausgleichsenergie (AEK) tragen muss, wenn er ein Ungleichgewicht im System mit zu verantworten hat. Umgekehrt erhalten BKV, die mit ihren Abweichungen das System stabilisiert haben, eine entsprechende Gutschrift. Die Vorschriften und Details hierzu sind regulatorisch definiert, da die ÜNB eine zentrale Rolle bei der Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie innehaben und als Netzbetreiber reguliert sind.

#### *Bilanzkreise verantwortlich für gesicherte Belieferung*

Alle Einspeise- bzw. Entnahmestellen sind grundsätzlich einem Bilanzkreis zugeordnet. Endkunden ist dieser Umstand häufig nicht bewusst, da sie zumeist keinen eigenen Bilanzkreis angemeldet haben, sondern über den sie beliefernden Vertrieb erfasst sind. Dies gilt insbesondere dann, wenn sie mit dem beliefernden

---

<sup>28</sup> Vgl. § 5 Abs. 4 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV).



Vertrieb einen Bedarfsdeckungsvertrag abgeschlossen haben. Bei diesem Vertragstypus ist der Vertrieb verpflichtet, den Stromverbrauch des Kunden jederzeit zu decken. Üblich ist bei diesen Verträgen auch ein einheitlicher Strompreis (€/MWh) über die gesamte Lieferperiode, unabhängig vom genauen Zeitpunkt des Strombedarfs. Die im Markt vorhandene Information über den genauen Wert der Stromlieferung (z.B. in Form von 1/4h Preisen) kommt damit bei den Kunden nicht an. Vielmehr ist es Aufgabe des Vertriebes, das Profil des Strombedarfs abzuschätzen und eine dafür geeignete Eindeckung sicherzustellen.

Um den Wettbewerb zwischen Vertrieben zu fördern, sind für typische Kunden (z.B. Haushalte) Vereinbarungen über die Abbildung des üblichen Lastprofils getroffen worden (sogenannte Standardlastprofile). In diesem Fall muss der Vertrieb in seinem Bilanzkreis nur die Lieferung des Standardlastprofils sicherstellen. Unterschiede zwischen tatsächlicher Abnahme und Standardlastprofil werden auf Ebene der Verteilnetzbetreiber in den sogenannten Differenzbilanzkreisen abgebildet. Ungleichgewichte von Einspeisungen und Entnahmen in den Differenzbilanzkreisen sind besonders eklatant, wenn sich alle Kunden (zufällig) gleich verhalten, z.B. bei Fußballspielübertragung oder bei bestimmten Randbedingungen wie beispielsweise deutliche Abweichungen der Außentemperaturen vom Mittel.

Sofern sich der Kunde gegen eine Bedarfsdeckung entschieden hat, indem er nur eine definierte Fahrplanlieferung vereinbart hat, muss er selbst auf einen Ausgleich zwischen Belieferung und seinem Stromverbrauch achten. Entsprechende Regelungen sind daher nur mit einer 1/4h genauen Verbrauchsmessung möglich.

Die Nachfrageseite ist damit im Bilanzkreissystem durch eigene Bilanzkreise von (großen) Endkunden, Vertriebsbilanzkreise bzw. Differenzbilanzkreise der Verteilnetzbetreiber vollständig und lückenlos erfasst. Endkunden bietet das System eine Vielzahl von Möglichkeiten mit unterschiedlichen vertraglichen Regelungen und Laufzeiten, ihren Strombedarf zu decken. Ist ein Bedarfsdeckungsvertrag geschlossen worden, verlagert sich die Verantwortung, den Bedarf jederzeit zu decken, auf den beliefernden Vertrieb bzw. (teilweise) auf den Differenzbilanzkreis (bei Standardlastprofilen).

Inzwischen hat sich im Wettbewerb eine Vielzahl von Produkten auch für die Belieferung von Haushalten etabliert. Für das Verhalten der Vertriebe im Rahmen der Absicherung ist jedoch von Bedeutung, dass der normale Vertrag mit einem Haushalt aufgrund gesetzlicher (regulatorischer) Vorschriften ein monatliches Kündigungsrecht des Kunden vorsieht. Entsprechend steht für diese Kunden die Eindeckungsstrategie der Vertriebe unter einem nicht unerheblichen Risiko und alternative Vertragsmodelle, die dieses Problem umgehen, werden aktiv umworben.

Unterstellen wir an dieser Stelle einen (jährlichen) Bedarfsdeckungsvertrag zu einem Festpreis als den Normalfall, findet sich die Belieferungspflicht

vollumfänglich im Bilanzkreis des Vertriebes und lässt sich in ein **Profilrisiko** (wie genau wird sich der Strombedarf zeitlich darstellen) und ein **Preisrisiko** (wie sieht die optimale Beschaffung bei einer Festpreisvereinbarung mit dem Kunden aus) unterteilen.

Für beide Risiken nutzt der Vertrieb den Terminmarkt und wird dort gehandelte Standardprodukte so einkaufen, dass seine Lieferverpflichtungen bestmöglich abgesichert sind. Erfolgt dies nicht, wird er spekulativ als Händler tätig. Diese Rolle werden wir gesondert analysieren.

Abweichungen zwischen bestehender Absicherung und Lieferverpflichtung sowie zwischen prognostiziertem und effektivem Bedarf seiner Kunden wird der Vertrieb kurzfristiger, z.B. im Day-Ahead- und Intra-Day-Markt, ausgleichen. Für verbleibende Abweichungen trägt er als BKV die wirtschaftliche Verantwortung. Diese Risiken sind bereits bei Vertragsabschluss zu berücksichtigen und führen dazu, dass ein Bedarfsdeckungsvertrag im Prinzip immer teurer sein muss als eine Fahrplanlieferung. Sofern sich ein Kunde vor diesem Hintergrund für eine Fahrplanlieferung entscheidet, ist dies als Artikulation seiner Konsumentensouveränität und Ausdruck seiner Risikopräferenz zu bewerten.

### *Erzeuger ebenfalls in Bilanzkreise eingebunden*

Konventionelle Erzeugung befindet sich bereits von Natur aus in den Bilanzkreisen professioneller Marktakteure. Auch für diese Bilanzkreise gelten die oben beschriebenen Regeln. Kann ein Erzeuger z.B. auf Grund eines Kraftwerksausfalles die Belieferung seiner am Terminmarkt verkauften Produkte nicht vollständig sicherstellen, muss er kurzfristig, z.B. aus eigenen Reservekraftwerken oder entsprechenden Verträgen bzw. aus dem Markt, für einen Ausgleich sorgen. Für Ungleichgewichte sind Ausgleichsenergiekosten (AEK) zu zahlen. Entsprechende Risiken muss ein Erzeuger daher bereits bei der Kalkulation seiner Angebotspreise berücksichtigen.

### *Sonderrolle der über Einspeisetarife geförderten Erneuerbaren Energien*

Eine Sonderrolle im Rahmen der Bilanzkreisverantwortlichkeit nimmt die über das EEG mit einem Einspeisetarif geförderte EE-Erzeugung ein. Im Modell der festen Einspeisevergütung wurden (vor Einführung des Marktprämienmodells) diese Anlagen ausschließlich in EEG-Bilanzkreisen des ÜNB geführt. Die Erzeugung in EE-Anlagen wurde zentral vom ÜNB prognostiziert und jeweils für den Folgetag vermarktet. AEK für Abweichungen zwischen Prognose und Ist in diesen Bilanzkreisen werden über die Netznutzungsentgelte von den ÜNB an alle Netzkunden weitergegeben. In diesem Modell gibt es daher keinerlei Notwendigkeit und/oder Anreize für die Anlagenbetreiber, ihre Erzeugung zu prognostizieren, bzw. die Verantwortung für eine Steuerung oder Fahrplanreue zu übernehmen.

## **Grundsätzliche Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes heute**

Im Rahmen des 2012 eingeführten Marktprämienmodells übernehmen die Direktvermarkter das Prognoserisiko und sind auch wirtschaftlich als BKV für die Kosten der Ausgleichenergie verantwortlich. Diese Kosten wurden pauschal bei der Bestimmung der Marktprämie berücksichtigt. Über den Wettbewerb der Direktvermarkter um Anlagen werden solche (Kosten-)positionen entscheidende Wettbewerbselemente. Eine Überwachung der Erzeugung in Echtzeit und Regelfähigkeit der Anlagen sind inzwischen bei vielen Anlagen bereits „State of the Art“ in der Direktvermarktung.

### *Sonderrolle der Differenzbilanzkreise*

Ebenfalls eine Sonderrolle haben die Differenzbilanzkreise der VNB, da es sich bei den Verteilnetzbetreibern um regulierte Akteure handelt, deren Tarife durch die BNetzA zu genehmigen sind. Differenzbilanzkreise ergeben sich zwingend, wenn für bestimmte Erzeuger nur Schätzungen der tatsächlichen Einspeisung existieren (Standardeinspeiseprofile für dezentrale EEG-Anlagen) oder für bestimmte Kundengruppen ex ante eine pauschalierte Annahme über das Abnahmeverhalten getroffen wird (Standardlastprofil). Vertriebe, die diese Kunden beliefern, sind verpflichtet, einen diesem Profil entsprechenden Fahrplan zu liefern. Differenzen, die sich aus der tatsächlichen Entnahme im Verhältnis zu dem Standardlastprofil ergeben, sind durch die Verteilnetzbetreiber auszugleichen. Die Abweichungen können durchaus gravierend sein, wenn sich z.B. durch Sondereinflüsse (bspw. Fußballspiele) das Verhalten vieler Verbraucher synchronisiert.

Da auch die Differenzbilanzkreise im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung vollumfänglich durch AEK belastet werden, stellt sich die Frage, in welchem Umfang diese Kosten bei der Entgeltregulierung Berücksichtigung finden. Im Rahmen der Anreizregulierung hat die BNetzA hier den Weg einer pauschalen Berücksichtigung gewählt, m.a.W. VNB, die ihren Bilanzkreis besser bewirtschaften, haben ein zusätzliches Gewinnpotential, unterdurchschnittlich agierende VNB haben ein schlechteres Ergebnis.<sup>29</sup> Es bleibt zu prüfen, ob die damit verbundenen Anreize für VNBs bereits ausgereicht haben, um eine aktive Bilanzkreisbewirtschaftung sicherzustellen.<sup>30</sup>

---

<sup>29</sup> Nach Aussage der BNetzA wird gegenwärtig unterstellt, dass sich die Ungleichgewichte auf mittlere Sicht auch kostenmäßig ausgleichen; dementsprechend ist im Rahmen der Anreizregulierung gegenwärtig die „0“ der relevante Benchmark.

<sup>30</sup> Insbesondere berichten einige Marktteilnehmer, dass die Behandlung von Kosten aus Differenzbilanzkreisen zwischen verschiedenen Landesregulierungsbehörden variiert, sodass Kosten aus der Bewirtschaftung von Differenzbilanzkreisen z.T. direkt durchgereicht werden können. Hier scheint der Versuch einer Harmonisierung der Regulierungspraxis angemessen.

Grundsätzliche Funktionsweise des  
Stromgroßhandelsmarktes heute

## 4 Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign

Im **Abschnitt 2** erläutern wir, dass auch in einem Marktdesign, das vornehmlich auf dem Energy-Only-Marktprinzip basiert, die Refinanzierung von Kapitalkosten bzw. fixen Betriebskosten von Erzeugungskapazitäten grundsätzlich möglich ist und die Energiepreise aufgrund unbedingter Lieferverpflichtungen implizite Leistungskomponenten beinhalten. Dementsprechend bestehen auch in einem EOM-geprägten Marktumfeld Investitionsanreize bzw. Anreize für die Vorhaltung von Kapazität.

In unzureichend regulierten Energy-Only-Strommärkten könnten allerdings Konstellationen auftreten, in welchen die vorangehend skizzierten Mechanismen eines EOM nicht vollständig wirken können. Gründe könnten hierbei verschiedene Marktunvollkommenheiten oder auch regulatorische Eingriffe in den Strommarkt sein. In der Fachliteratur werden in diesem Zusammenhang folgende Herausforderungen für den EOM genannt:

- **Öffentlicher Gutcharakter** und **externe Effekte** bei der Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“ (**Abschnitt 4.2**);
- **Marktliche und politische Investitionsrisiken** als Beeinträchtigungen der Investitionssicherheit (**Abschnitt 4.3**);
- Herausforderung von **Marktmachtpotenzial** insbesondere in Knappheitssituationen (**Abschnitt 4.4**);
- Mangelnde Vollkostendeckung durch regulatorische Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus („**Missing Money**“) (**Abschnitt 4.5**);
- **Internationale „Spill-over“-Effekte** bei Einführung von Kapazitätsmechanismen im angrenzenden europäischen Ausland (in jüngerer Zeit vorgebracht) (**Abschnitt 4.6**).

Im Folgenden beschreiben wir diese Herausforderungen für das EOM-Marktdesign und formulieren auf Basis dessen Kernfragen für die weitere Analyse.

In den **Kapiteln 5 bis 8** diskutieren wir die Relevanz der hier beschriebenen Herausforderungen vor dem Hintergrund des Marktrahmens in Deutschland und beantworten die hier formulierten Kernfragen. Wir kommen hierbei zu dem Ergebnis, dass die Herausforderungen entweder von eher geringer praktischer Relevanz sind und/oder grundsätzlich durch geeignete Maßnahmen innerhalb des EOM adressierbar sind, eine entsprechende Weiterentwicklung des Marktrahmens allerdings erforderlich ist.

## 4.1 Zusammenfassung zu den potentiellen Herausforderungen für das EOM-Marktdesign

In unzureichend regulierten Energy-Only-Strommärkten könnten Konstellationen auftreten, in denen die vorangehend skizzierten Mechanismen eines EOM nicht vollständig wirken können. In der fachlichen Debatte werden verschiedene Marktunvollkommenheiten oder auch regulatorische Eingriffe in den Strommarkt als Herausforderungen genannt:

- **Externe Effekte** bei der Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“, insb. wegen Öffentlichen Gutcharakters: Wird Versorgungssicherheit für einzelne Marktakteure zur Verfügung gestellt, können andere Marktakteure hiervon nicht oder nur eingeschränkt ausgeschlossen werden. Versorgungssicherheit kann somit den Charakter eines öffentlichen Gutes erhalten. Die Marktakteure könnten dann theoretisch einen Anreiz haben, nicht mehr ihre Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit zu offenbaren.
- **Markt- und Politikrisiken bzw. prohibitive Risiken** bei kapitalintensiven Investitionen (Investitionssicherheit): Der Strommarkt ist durch verschiedene Markt- und Politikrisiken gekennzeichnet. Insbesondere Preisrisiken können im EOM aufgrund höherer kurzfristiger Strompreisschwankungen in Zukunft ansteigen. Risiken und Unsicherheiten für Marktakteure könnten sich dann negativ auf die Investitionsbereitschaft von Marktakteuren auswirken bzw. die Investitionskosten erhöhen (i.d.R. Risikoaufschläge auf die Kapitalverzinsung).
- Herausforderung von **Marktmachtpotenzial** insbesondere in Knappheitssituationen: In Knappheitsperioden könnte die Gefahr von marktmissbräuchlichem Angebotsverhalten bestehen. Dies kann zu einer Umverteilung zu Lasten der Stromverbraucher und Wohlfahrtsverlusten führen. Dem steht gegenüber, dass zur Refinanzierung von Vollkosten in einem EOM zwingend Situationen erforderlich sind, in denen der Großhandelspreis die variablen Kosten auch der letzten Erzeugungs- oder Lastreduktionseinheit („Grenzanbieter“) übersteigt, sofern für diese Einheiten Fixkosten (fixe Kapital- oder Betriebskosten) zu decken sind.
- Mangelnde Vollkostendeckung durch regulatorische Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus („**Missing Money**“): Greifen Politik oder Administration regulierend in den Preisbildungsmechanismus (z.B. durch Strompreisobergrenzen) ein, kann dies unmittelbar dazu führen, dass die Bildung von Knappheitspreisen zur Deckung von Fixkostenelementen nur noch eingeschränkt möglich ist („Missing Money“). Dies gilt insbesondere dann, wenn die Preisobergrenzen relativ niedrig angesetzt werden. Für die

Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign

Investitionsentscheidungen wäre „Missing Money“ bereits dann von Relevanz, wenn derartige Preisobergrenzen in der Zukunft drohen könnten;

- **Internationale „Spill-over“-Effekte** bei Einführung von Kapazitätsmechanismen im angrenzenden europäischen Ausland: Verschiedene Länder in Europa haben bereits Kapazitätsmechanismen implementiert (z.B. Skandinavien oder Spanien) oder befinden sich derzeit bei der Einführung solcher Mechanismen (z.B. Belgien, Großbritannien und Frankreich). Grundsätzlich führen Kapazitätsmechanismen im Ausland, die zu einer Erhöhung der gesamten dem Markt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität führen (im Vergleich zur Situation ohne Kapazitätsmechanismus), zu preisdämpfenden Effekten auf dem Großhandelsmarkt (EOM) in der gesamten, über Interkonnektoren verbundenen Region. Dementsprechend könnten Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern Deutschlands negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungskapazität und damit auf die Anreize zur Bereitstellung von Leistung innerhalb Deutschlands haben.

**Diese in Kapitel 4 skizzierten Herausforderungen werden in den Kapiteln 5 bis 8 des Gutachtens einer näheren Prüfung unterzogen und beurteilt.**

**Wir kommen hierbei zu dem Ergebnis, dass die Herausforderungen entweder von eher geringer praktischer Relevanz sind und/oder grundsätzlich durch geeignete Maßnahmen innerhalb des EOM adressierbar sind, eine entsprechende Weiterentwicklung des Marktrahmens allerdings erforderlich ist.**

## 4.2 Öffentlicher Gutcharakter und externe Effekte

Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die Nachfrage im Strommarkt zu (nahezu) jeder Zeit physisch auf ein ausreichendes Angebot trifft, d.h. dass Angebots- und Nachfragefunktion (nahezu) zu jedem Zeitpunkt einen Schnittpunkt aufweisen (siehe **Abschnitt 2**).

Die Stromwirtschaft ist allerdings derzeit durch folgende Besonderheiten gekennzeichnet:

- **(Kurzfristig) relativ geringe Preiselastizität der Nachfrage:** Da viele Stromverbraucher (v.a. Haushaltskunden) bisher nicht über die notwendige technische Ausstattung verfügen, um im Fall von hohen Preisen ihren Verbrauch (manuell oder automatisiert) und damit ihre Strombezugskosten zu reduzieren, ist die Stromnachfrage gegebenenfalls ab einem gewissen Anteil nicht mehr preiselastisch. Dies kann grundsätzlich dazu führen, dass es zu Situationen kommt, in denen Angebot und Nachfrage nicht unmittelbar über den Preismechanismus im Markt geräumt werden können.

**Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign**

Zur Sicherstellung des Schnittpunktes ist es hierbei jedoch nicht erforderlich, dass alle Stromverbraucher über Flexibilitäten verfügen, sondern dass eine ausreichende Menge der Nachfrage über entsprechende Optionen verfügen. Ob die Nachfrageflexibilitäten kurz-, mittel- und langfristig ausreichend sind und somit ein Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage in allen praktisch möglichen bzw. wahrscheinlichen Fällen existiert (**Abbildung 7**), ist ein empirisches Problem und wird in den **Kapiteln 5** und **6** eingehend diskutiert.

- **Leitungsgebundenheit** – Die Marktakteure sind über das Stromnetz verbunden. Weil ein einzelner Verbraucher i.d.R. keine direkte Verbindung (Stichleitung) zu dem ihn (gegebenenfalls indirekt) beliefernden Erzeuger hat, sondern über das öffentliche Netz verbunden ist, können die Handlungen aller anderen Marktakteure einerseits einen Effekt auf das Versorgungssicherheitsniveau der anderen Verbraucher und andererseits der Möglichkeit zur Stromeinspeisung (die bei einer (partiellen) Versorgungsunterbrechung (Brownout) für einige Erzeuger nicht mehr gegeben ist) haben. Dies hat folgende Effekte:
  - **Versorgungssicherheit mit Charakteristik eines öffentlichen Guts:**<sup>31</sup> Eine Reihe von Verbrauchern (v.a. Haushalte, Gewerbe, kleine Industriekunden), verfügen über keine Möglichkeit zur Leistungsbegrenzung, um zu verhindern, dass sie mehr Strom beziehen als vertraglich vereinbart (keine individuelle Abschaltbarkeit). Wird Versorgungssicherheit durch einzelne Marktakteure zur Verfügung gestellt, können andere Marktakteure hiervon nicht oder nur eingeschränkt ausgeschlossen werden (Nicht-Ausschließbarkeit). Versorgungssicherheit kann somit den Charakter eines öffentlichen Gutes erhalten. Die Marktakteure könnten dann theoretisch einen Anreiz haben, nicht mehr ihre Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit zu offenbaren.
  - **Externe Effekte auf Erzeuger/Verbraucher:** Für den Fall, dass es in Knappheitssituationen aufgrund unzureichender Preiselastizität der Nachfrage und unzureichender Ausschließbarkeit zu einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze (Brownout) kommen würde, kann sich ein einzelner Verbraucher nicht durch die Zahlung eines hohen Preises (ex ante) absichern. Verbraucher

---

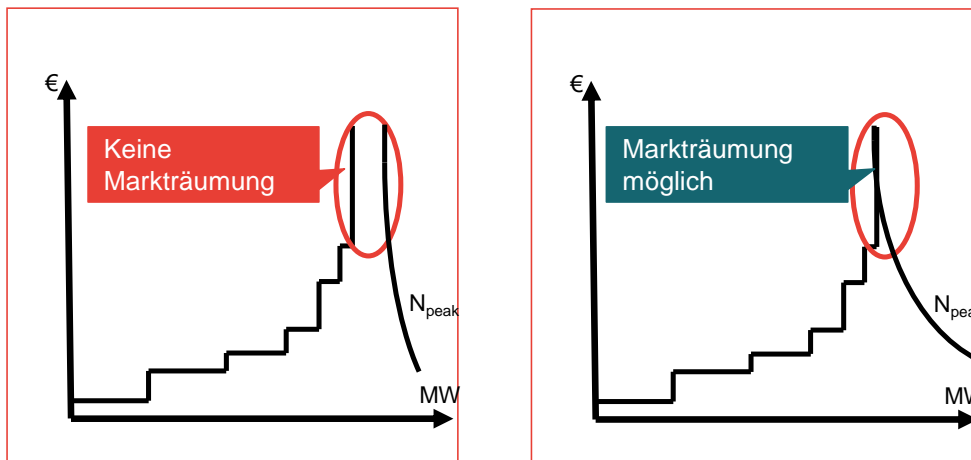
<sup>31</sup> Strenggenommen könnte es sich bei Versorgungssicherheit auch um ein Allmende-Gut handeln (keine Ausschließbarkeit vom Konsum bei gleichzeitiger Rivalität in der Nutzung). Da die Abgrenzung bezüglich „Rivalität“ allerdings bei allen Gütern nicht eindeutig ist, in extremer Auslegung gibt es keine Güter ohne Rivalität, wird in der Literatur allerdings i.d.R. vereinfachend die Begrifflichkeit des „öffentlichen Gutes“ verwendet (vgl. Ockenfels et al. (2013), S. 14). Wir folgen hier dieser Begrifflichkeit.



in betroffenen Verteilnetzen, die sich ex ante ausreichend mit Stromlieferungen eingedeckt haben, sind dementsprechend ebenfalls von der Unterbrechung betroffen. Dies ist v.a. für Stromkunden mit hoher Zahlungsbereitschaft (über dem Stromgroßhandelspreis) nachteilig. Zudem werden jene Verbraucher, die in Lastflexibilität investiert haben, nicht entsprechend von ihrer Investition profitieren können – die Verbraucher werden wirtschaftlich gleichgestellt, unabhängig davon, inwieweit vorher investiert wurde.<sup>32</sup>

Gleiches gilt für die Erzeuger: Erzeuger, deren Kraftwerke grundsätzlich verfügbar wären und die dementsprechend ihren Lieferverpflichtungen nachkommen würden, könnten bei einer unfreiwilligen Abschaltung in ihrem Netzbereich nicht in das Stromnetz einspeisen. Wenn entsprechende Ausgleichsregelungen fehlen, kann es durch diesen externen Effekt zu unverschuldeten Einnahmeausfällen kommen, die den Anreiz zu Investitionen in Erzeugungskapazitäten vermindern. Gleiches gilt für Investitionen in Nachfrageflexibilität (s. oben) oder unkonventionelle Erzeugung (Netzersatzanlagen).

**Abbildung 7.** Gefahr von fehlender Markträumung durch unflexible Nachfrage bzw. unzureichendes Angebot



Quelle: Frontier

Im Folgenden leiten wir Kernfragen ab, die sich aufgrund der beschriebenen Herausforderungen für die weitere Analyse stellen.

<sup>32</sup> Mit Ausnahme einer dezentralen physischen Absicherung über Netzersatzanlagen (wie z.B. Notstromaggregate, Batteriespeicher).

### 4.2.1 Kernfragen vor einem kurzfristigen Zeithorizont

Die beschriebenen externen Effekte treten nicht auf, wenn mit ausreichender Sicherheit angenommen werden kann, dass heute und in der Zukunft zu jedem Zeitpunkt ein Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage besteht.

Kurzfristig bedeutet dies, dass die bestehenden Erzeugungskapazitäten ausreichen müssen, um die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt auch unter ungünstigen Randbedingungen (keine/geringe Einspeisungen aus neuen Erneuerbaren Energien und Starklast) decken zu können. Hierbei sind auch zu berücksichtigen

- heute bestehende Nachfrageflexibilitäten, d.h. Nachfrage, die heute bereits auf Preissignale reagiert; und
- mögliche Kapazitätsverfügbarkeiten und Bedarf aus dem europäischen Ausland.

Die Frage nach dem kurzfristigen Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage ist also vor dem Hintergrund des bestehenden und heute abrufbaren Kraftwerksparks (im In- und Ausland) und den bestehenden Nachfrageflexibilitäten zu beantworten. Dies ist eine empirische Frage und wird in **Abschnitt 5** beantwortet. Alle bisherigen, öffentlich verfügbaren Analysen weisen jedoch darauf hin, dass der Erzeugungspark heute grundsätzlich ausreicht, die Nachfrage zu decken.<sup>33</sup>

#### *Kernfrage 1*

**Reichen Erzeugungskapazitäten und Nachfrageflexibilitäten kurzfristig (heute) aus, um den Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage sicher zu stellen?**

Die Antwort auf die Kernfrage findet sich auf Seite 184.

### 4.2.2 Kernfragen vor einem mittel- bis langfristigen Zeithorizont

Dynamisch betrachtet ist die Frage zu beantworten, ob auch in Zukunft Erzeugungskapazitäten und Nachfrageflexibilitäten ausreichend hoch sind, um einen Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage sicher zu stellen. Diese Frage ist vor dem Hintergrund zu stellen, dass derzeitige Überkapazitäten in der konventionellen Stromerzeugung stillgelegt werden und mittel- bis langfristig

<sup>33</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2013a). Hierbei abstrahieren wir, wie in **Abschnitt 2.3** beschrieben, von Netzengpässen innerhalb Deutschlands sowohl auf der Verteilnetz- sowie der Transportebene. So ist die Frage nach ausreichenden Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland eine Netzfrage bzw. eine Frage der Koordination von Netz einerseits und Erzeugungsstandorten andererseits, aber keine Frage der grundsätzlichen Funktionsfähigkeit des EOM im engeren Sinne.

neue Erzeugungskapazitäten und Nachfrageflexibilitäten mindestens als Reserve für dargebotsabhängige Kapazitäten in den Markt gebracht werden müssen.

Dementsprechend müssen in mittlerer und längerer Frist – sowohl auf Seiten der Stromerzeugung als auch bei neuen Nachfrageflexibilitäten mit entsprechender Kostenstruktur – Investoren in der Lage sein, Kapitalkosten (für neue Anlagen) und fixe Betriebskosten (für Bestandsanlagen wie auch für Neuanlagen) zu decken. Im EOM bedeutet dies, dass sich für Anlagen, die nur selten zum Einsatz kommen (sich weit „rechts“ in der Merit Order“ befinden) Knappheitspreise oberhalb der eigenen variablen Kosten einstellen müssen, so dass eine Deckung der Fixkosten möglich ist. Dies gilt sowohl für Angebots- wie nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen.

Es stellt sich die Frage, inwieweit sich derartige Knappheitspreise, die der Vorhaltung von Kapazität einen Wert verleihen, in realen Märkten einstellen werden. Hieraus ergibt sich folgende Kernfrage:

### **Kernfrage 2**

**Bestehen langfristig ausreichend Flexibilitätsoptionen mit keinen bzw. sehr niedrigen Kapitalkosten (Investitionskosten) und fixen Betriebskosten und gleichzeitig ausreichend hohen „Ausübungspreisen“?**

Antwort auf S. 188.

Flexibilitätsoptionen mit keinen bzw. sehr niedrigen Kapitalkosten (Investitionskosten) und keinen bzw. sehr niedrigen fixen Betriebskosten stehen nicht vor der Herausforderung, über Knappheitspreise fixe Kostenbestandteile decken zu müssen. Derartige Optionen könnten z.B. bestehen:

- Nachfrageseitig: Insbesondere Industriekunden verfügen im Rahmen von Produktionsdrosselungen (gezielten Lastabschaltungen) oder Lastverschiebungen über Flexibilitätsoptionen mit keinen oder geringen Investitionskosten, aber hohen Ausübungspreisen (d.h. hohen (Opportunitäts-)Kosten im Fall einer tatsächlichen Lastabschaltung). Diese Verbraucher zielen z.B. darauf ab, Strombezug mit Preisen oberhalb ihrer Zahlungsbereitschaft zu vermeiden oder am Regelenergiemarkt zu partizipieren;
- Netzersatzanlagen: Daneben könnten dem Markt in Zukunft gegebenenfalls Erzeugungskapazitäten zugänglich gemacht werden, die heute noch nicht in den Markt integriert sind, in Zukunft aber als Flexibilitäten in den Markt (Großhandelsmarkt, aber auch Regelleistungsmarkt) integrierbar wären. Dies könnten z.B. sogenannte Netzersatzanlagen (Notstromaggregate wie Dieselgeneratoren, Batteriespeicher) sein, die von Nachfragern mit einem hohen Bedarf an Versorgungssicherheit auch schon heute vorgehalten werden

**Potenzielle Herausforderungen für das EOM-  
Marktdesign**

(Flughäfen, Rechenzentren, Krankenhäuser etc.). Diese Anlagen refinanzieren sich nicht über den EOM, sondern werden über die private Zahlungsbereitschaft der betroffenen Verbraucher gegen (zum Beispiel netzbedingte) Versorgungsunterbrechungen finanziert. Diese Erzeugungsanlagen stehen also bereits heute im Grundsatz zur Verfügung, werden aber nur zu einem geringen Anteil im Markt zur Absicherung der Stromversorgung genutzt.

Die beschriebenen externen Effekte treten also auch langfristig nicht auf, wenn mit ausreichender Sicherheit angenommen werden kann, dass zukünftig ausreichend Flexibilitäten mit geringen oder keinen Fixkostenbestandteilen für den Markt nutzbar gemacht werden können. Inwieweit hiermit gerechnet werden kann und welche Effekte dies auf den Markt hat, ist eine empirische Frage und wird im Rahmen der Marktsimulationen **Abschnitt 5** adressiert.

### **Kernfrage 3**

***Würde bei weitgehender Abwesenheit externer Effekte ausreichend in Kapazität investiert bzw. Kapazität bereitgehalten?***

Antwort auf S. 191.

Unabhängig von der empirischen Frage, ob ausreichend Angebots- und Nachfrageflexibilitäten mit geringen/keinen Fixkostenelementen kurz- und langfristig im Markt verfügbar sind, könnte eine Beseitigung oder Minimierung von externen Effekten im Fall von Versorgungsunterbrechungen dazu führen, dass Anreize für die zur Verfügungstellung von ausreichender Kapazität im Markt generiert werden. Hierbei stellt sich die Frage, ob die auf diese Weise generierten Anreize ausreichen, das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit zu generieren, ob also in einem Markt, der auf grenzkostenbasierter Preisbildung basiert, grundsätzlich ausreichende Investitionsanreize möglich sind.

### **Kernfrage 4**

***Welche Relevanz haben externe Effekte in der stromwirtschaftlichen Praxis für die Marktakteure bei ihren Investitions- und Absicherungsentscheidungen?***

Antwort auf S. 195.

Weiterhin stellt sich die Frage, inwieweit externe Effekte in der stromwirtschaftlichen Praxis entscheidungsrelevant sind, selbst wenn diese vorliegen. Dies gilt für Investitionsentscheidungen genauso wie für die Entscheidung, sich gegen Bilanzungleichgewichte abzusichern. Die Beantwortung der Frage hängt insbesondere davon ab, als wie wahrscheinlich

**Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign**

Marktakteure es einschätzen, von potenziellen externen Effekten systematisch betroffen zu sein und in welchem Ausmaß sie hiermit rechnen.

### 4.3 Marktliche und politische Investitionsrisiken als Beeinträchtigungen der Investitionssicherheit

Risiken und Unsicherheiten für Marktakteure können sich negativ auf die Investitionsbereitschaft von Marktakteuren auswirken bzw. die Investitionskosten erhöhen (i.d.R. Risikoaufschläge auf die Kapitalverzinsung). Auf der anderen Seite schaffen Unsicherheiten auch Optionswerte, die für Marktakteure einen Wert schaffen und z.B. dazu führen können, dass Bestandskapazitäten auch dann nicht dauerhaft vom Markt genommen werden, wenn sie lediglich auf der Grenze zur Wirtschaftlichkeit sind.

Bei Risiken und Unsicherheiten kann man grundsätzlich zwei Klassen unterscheiden:

- **Marktrisiken** – Diese entstehen durch Unsicherheiten bezüglich fundamentaler Marktfaktoren wie z.B. Brennstoffkosten, Investitionsentscheidungen der Konkurrenz, technologischen Entwicklungen bei Konkurrenzprodukten etc.; und
- **Politische Risiken** – Diese entstehen durch nicht vollständig vorhersehbare Entscheidungen der Politik bzw. Administration z.B. bezüglich zukünftiger Kernenergie-, Klima- oder Erneuerbaren-Politik.

Im Folgenden leiten wir Kernfragen für mögliche Herausforderungen für den EOM aus diesen Risiken bzw. Unsicherheiten ab.

#### 4.3.1 Marktrisiken vs. langlebige und kapitalintensive Investitionen

Wie bereits dargestellt, erfordert die Refinanzierung von Kapitalkosten und fixen Betriebskosten der letzten benötigten Anlagen in einem EOM die Bildung von Knappheitspreisen (Peak Load Pricing). Je seltener Preisspitzen im Markt auftreten, desto höher müssen diese Preisspitzen sein, um die Fixkostenelemente der betroffenen Anlagen zu decken. Dabei müssen sich potenzielle Investoren Erwartungen über zukünftige Preisentwicklungen (und Kostenentwicklungen) bilden.

Demgegenüber stehen traditionell relativ kapitalintensive, langlebige Investitionen im Strommarkt, die sich über die zukünftigen Preisspitzen finanzieren müssen. Allerdings sind Investoren in der Regel risikoavers. Das bedeutet, von zwei alternativen Investitionsprojekten mit gleicher zu erwartender Rendite bevorzugen sie dasjenige, welches mit einer geringeren Unsicherheit über die tatsächliche Rendite verbunden ist. Entsprechend verlangen Investoren für Investitionen mit höheren Risiken höhere erwartete Renditen

(„Risikoaufschlag“). In der Folge könnte ein auf zukünftigen Knappheitspreisen basierender EOM mit relativ hohen Risikoaufschlägen und – im Extremfall – sogar dem Ausbleiben von Investitionen mit hohen Fixkostenelementen einhergehen, wenn potenzielle Kapitalgeber das Risiko als zu hoch einschätzen. Dies könnte aber auch zu Investitionen mit tendenziell niedrigeren Fixkosten führen, d.h. eine tendenziell stärkere Erschließung von Nachfrageflexibilität oder unkonventionelle Erzeugung.

Vor diesem Hintergrund stellen sich folgende Kernfragen:

#### **Kernfrage 5**

***Sind Marktrisiken vor diesem Hintergrund als grundsätzliches Investitionshindernis zu bewerten?***

Antwort auf S. 214.

#### **Kernfrage 6**

**Sollten die Marktakteure die Risiken selbst tragen, oder ist eine „Vergemeinschaftung“ der Risiken vorteilhaft?**

Antwort auf S. 214.

### **4.3.2 Zusätzliche Risiken durch den starken Ausbau Erneuerbarer Energien**

Zusätzlich zu den oben genannten allgemeinen Marktrisiken eines EOM ist der deutsche bzw. europäische Strommarkt mittel- und langfristig durch eine steigende Durchdringung mit dargebotsabhängiger Stromerzeugung durch neue Erneuerbare Energien und rückläufige Erzeugungsanteile von steuerbaren, konventionellen Kraftwerken gekennzeichnet. Dies impliziert, dass

- die Preisspanne im Stromgroßhandelsmarkt weiter zunehmen wird - bei hoher Stromeinspeisung von Erneuerbaren Energien werden die Stromgroßhandelspreis häufiger sehr niedrig sein (in Extremfall Null oder negativ); bei niedriger Stromeinspeisung von Erneuerbaren Energien werden die Stromgroßhandelspreis häufiger sehr hoch sein, da hier zunehmend Knappheiten am Markt auftreten werden (konventionelle Altanlagen gehen vom Netz und werden nicht vollständig durch Neuanlagen ersetzt); und
- die Preisspitzen im Stromgroßhandelsmarkt unsystematischer werden: In der Vergangenheit waren Preisschwankungen im Wesentlichen durch deterministische Muster (v.a. des Verbraucherverhaltens) geprägt, die sich zeitlich gut vorhersagen ließen und durch Standardprodukte wie Peak oder Off-Peak definieren ließen. Preisschwankungen werden jedoch zunehmend von z.T. stochastischen meteorologischen

## **Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign**

Gegebenheiten (z.B. viel oder wenig Winddargebot bzw. viel oder wenig Sonneneinstrahlung) bestimmt. Es ist also unsicherer als in der Vergangenheit, wann und in welcher Höhe Preisspitzen im Markt genau auftreten werden.

### **Kernfrage 7:**

**Wird der Markt – auch ohne politische Intervention – auf die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien geänderte Risikostruktur reagieren, und wenn ja, wie?**

Antwort auf S. 216.

### **4.3.3 Zusätzliche politische Risiken**

Politische Risiken entstehen durch von den Marktakteuren nicht oder nur schwer antizipierbare politische Entscheidungen, die sich erheblich auf die Wirtschaftlichkeit von Assets auswirken können. Im Bereich der Stromwirtschaft wiegen derartige politische Entscheidungen insbesondere deshalb schwer, da es sich bei Investitionsentscheidungen i.d.R. um langlebige Anlagengüter handelt, deren Refinanzierung sich über eine Vielzahl von Jahren oder sogar mehrere Jahrzehnte erstreckt. Insofern ist die Wirtschaftlichkeit von Investitionsentscheidungen heute auch stark von politischen Entscheidungen in der mittleren und langen Frist abhängig.

Wesentliche politische Entscheidungen, die sich im Nachhinein signifikant auf die Wirtschaftlichkeit vorangegangener Investitionsentscheidungen ausgewirkt haben, waren in der Vergangenheit beispielsweise:

- Einführung des EU ETS im Jahr 2005 und die spätere Abschaffung der freien Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten;
- Der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie nach dem Reaktorunfall von Fukushima, nachdem zuvor die Laufzeiten der Kernkraftwerke verlängert und die Brennelementesteuer eingeführt worden ist;
- Die massive Förderung der Erneuerbaren Energien, welche zu einem EE-Ausbau weit über das von Marktakteuren erwartete Maß hinaus geführt hat; sowie
- Der Widerstand gegen den Neubau von Steinkohlekraftwerken auf lokaler Ebene.

Ein politisches Risiko könnte in der Zukunft auch die Einführung von Preisobergrenzen im Stromgroßhandelsmarkt sein, wenn Administration oder Politik die zunehmenden Preisschwankungen und Knappheitspreise (von eventuell mehreren tausend €/MWh) als nicht zumutbar oder als Ergebnis

marktmisbräuchlichen Gebotsverhaltens einstufen würden. Auf diese Herausforderung gehen wir in **Abschnitt 4.5** unter dem Stichwort „Missing Money“ gesondert ein.

Ähnlich wie marktliche Risiken führen politische Risiken zu höheren Risikoaufschlägen in den Kapitalkosten bei den Investoren; die Risiken werden von den Investoren in die Renditeanforderungen eingepreist. Auch hier könnten im Extremfall, wenn die Risikoaufschläge prohibitiv hoch werden, Neuinvestitionen sogar ausbleiben bzw. geringer ausfallen.

Damit stellen sich vor dem Hintergrund der politischen Risiken folgende Kernfragen.

### *Kernfrage 8*

**Nehmen die politischen Risiken vor dem Hintergrund des geänderten Marktumfeldes zu?**

Antwort auf S. 218.

### *Kernfrage 9*

**Wie gehen die Marktakteure mit politischen Risiken um?**

Antwort auf S. 219.

### *Kernfrage 10*

**Sind politische Risiken vor diesem Hintergrund als grundsätzliches Investitionshindernis zu bewerten?**

Antwort auf S. 219.

Diese Fragen werden in **Kapitel 7** vor dem Hintergrund des deutschen bzw. europäischen Marktrahmens diskutiert.

## **4.4 Marktmacht in Knappheitssituationen**

Bei der Erläuterung der Funktionsweise eines vollkommenen EOM in **Abschnitt 3** wurde ein vollkommen wettbewerblicher Markt unterstellt. Das entspricht der Annahme, dass der Markt aus einer Vielzahl atomistisch kleiner Akteure besteht, und alle Anbieter Strommengen gemäß ihrer variablen Erzeugungskosten (d.h. im Wesentlichen Brennstoffkosten und Kosten für

### **Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign**



Emissionszertifikate) zum Verkauf anbieten. Demzufolge entspricht die Angebotsfunktion für eine Lieferperiode genau der horizontal aggregierten Funktion der variablen Kosten aller verfügbaren Erzeugungseinheiten.

Reale Strommärkte sind hingegen von einer begrenzten Anzahl an Anbietern mit zum Teil relevant großen Kraftwerksportfolios geprägt. Es besteht somit die Gefahr von marktmissbräuchlichem Bieterverhalten, bei dem es zu Preisen oberhalb der relevanten Grenzkosten kommt.<sup>34</sup> Dies kann zu folgenden unerwünschten Effekten führen:

- **Umverteilung:** Überhöhte Preise können zu einer finanziellen Umverteilung von Stromverbrauchern („Konsumentenrente“) zu Stromproduzenten („Produzentenrente“) führen.
- **Wohlfahrtsverluste:** Wenn die Nachfrage elastisch ist, führt eine Kapazitätsverknappung nicht „nur“ zu erhöhten Preisen (und damit Umverteilungen), sondern zudem zu suboptimal geringen Produktionsmengen. Hieraus resultiert ein Wohlfahrtsverlust, da es Verbraucher gibt, die bereit wären, einen Preis oberhalb der variablen Kosten der verfügbaren Erzeugung zu bezahlen, sie aber aufgrund der marktmissbräuchlichen Verknappung durch die Anbieter nicht zum Zuge kommen, d.h. auf eine Stromversorgung verzichten.

Auch um diese Effekte einzuschränken, bestand ein Großteil der energiepolitischen Bemühungen der letzten 10 bis 20 Jahre darin, einen möglichst effektiven Wettbewerb unter anderem auf der Erzeugungsebene zu schaffen. Hierzu wurde eine Vielzahl von Instrumenten geschaffen, welche Marktmachtmissbrauch verhindern sollen (national z.B. Befugnisse für das Bundeskartellamt sowie auf europäischer Ebene z.B. REMIT).<sup>35</sup>

Dem steht gegenüber, dass zur Refinanzierung von Vollkosten in einem EOM Situationen zwingend erforderlich sind, in denen der Großhandelspreis die variablen Kosten auch der letzten Erzeugungs- oder Lastreduktionseinheit

<sup>34</sup> Ein Marktmachtmissbrauch kann dabei auf verschiedene Weisen erfolgen: Ein Anbieter kann überhöhte Gebote abgeben („finanzielle Kapazitätszurückhaltung“) oder Mengen vollständig zurückhalten, z.B. indem er sie als nicht verfügbar deklariert („physische Kapazitätszurückhaltung“). Im Ergebnis führt beides zu einer steileren Angebotsfunktion. Zudem kann ein Missbrauch eines marktbeherrschenden Unternehmens unilateral erfolgen, was betriebswirtschaftlich lohnenswert sein kann wenn der Verlust durch die Zurückhaltung eines Kraftwerks durch höhere Erlöse für ein hinreichend großes weiteres Kraftwerksportfolio überkompensiert wird. Oder in Form eines koordinierten Verhaltens mehrere Anbieter in Form einer impliziten oder expliziten Absprache des Gebotsverhaltens („Kollusion“). Siehe zu Formen von Marktmachtmissbrauch im Strommarkt z.B. Janssen / Wobben (2010), Müsgens (2006), Schwarz / Lang (2006) oder Weigt / von Hirschhausen (2007), Erdmann et al. (2009).

<sup>35</sup> REGULATION (EU) No 1227/2011 (REMIT) regelt unter anderem, dass die europäische Regulierungsagentur (ACER) ein Markt-Monitoring durchführt, in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden, um etwaige Marktmachtmissbrauchsfälle aufzudecken. Die nationalen Regulierungsbehörden sind wiederum für die Umsetzung der Richtlinie verantwortlich.

(„Grenzanbieter“) übersteigt, sofern für diese Einheiten Fixkosten (fixe Kapital- oder Betriebskosten) zu decken sind. Dies ist auch wettbewerbspolitisch unschädlich. Allerdings werden sowohl die Angebots- als auch die Nachfragefunktion in solchen Knappheitssituationen sehr steil bzw. unelastisch (siehe **Abbildung 5**).<sup>36</sup>

In solchen Situationen ist demzufolge die Gefahr von marktmissbräuchlichem Verhalten potentiell besonders hoch. Dies wird damit argumentiert, dass

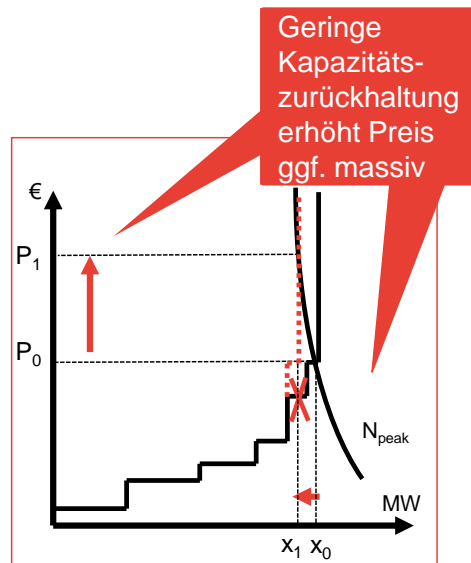
- der Anreiz zu (bereits unilateral ausgeübtem) Marktmachtmissbrauch steigt, da Anbieter bereits mit geringer Kapazitätszurückhaltung (und somit geringen Einbußen der Verkaufsmenge) erhebliche Preis- und Erlössteigerungen für alle inframarginalen Anlagen erreichen können (**Abbildung 8**). Im Extremfall, in welchem der Grenzanbieter die letzte verfügbare Einheit stellt, besteht für diesen Anbieter sogar (nahezu) gar keine Gefahr eines Mengenverlustes, da er per Definition „pivotal“ ist, d.h. zur Deckung der Nachfrage benötigt wird.; und
- es für Aufsichtsbehörden wie das Bundeskartellamt äußerst schwierig ist, marktmissbräuchliche (und somit wohlfahrtsschädigende) Preisspitzen von tatsächlichen Knappheitspreisen zu unterscheiden, welche zur Deckung der Vollkosten in einem EOM benötigt werden.<sup>37</sup>

---

<sup>36</sup> Zum Beispiel ist die Angebotsfunktion ab der Menge unelastisch, ab welcher keine weitere MWh Strom produziert werden kann (rechter Rand der „Merit Order“).

<sup>37</sup> Vgl. Cramton / Ockenfels (2011), S. 5.

Abbildung 8. Erhöhte Gefahr von Marktmachtmissbrauch



Source: Frontier

Hieraus lassen sich die folgenden Kernfragen für die weitere Analyse ableiten

**Kernfrage 11**

**Ist die Herausforderung von Marktmacht im heutigen und zukünftigen Strommarkt als relevant einzustufen?**

Antwort in Abschnitt 8.1.3.

**Kernfrage 12**

**Welche Maßnahmen können ergriffen werden, um Marktmacht zu begrenzen?**

Antwort in Abschnitt 8.1.4.

Diese Fragen diskutieren wir in **Kapitel 8.1**.

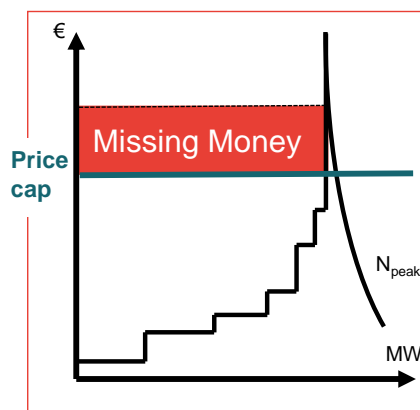
**4.5 „Missing Money“ durch regulatorische Eingriffe**

Greifen Politik oder Administration durch regulatorische Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus (z.B. durch Strompreisobergrenzen) ein, kann dies unmittelbar dazu führen, dass die Bildung von Knappheitspreisen zur Deckung

Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign

von Fixkostenelementen nur noch eingeschränkt möglich ist („Missing Money“). Dies gilt insbesondere dann, wenn die Preisobergrenzen relativ niedrig angesetzt werden. Für die Investitionsentscheidungen ist „Missing Money“ bereits dann von Relevanz, wenn derartige Preisobergrenzen in der Zukunft drohen könnten.

**Abbildung 9.** Missing Money durch Preisregulierung



Quelle: Frontier

Mögliche Gründe für politisch motivierte Preisobergrenzen können v.a. in den folgenden beiden Motivationen liegen:

- **Marktmacht** – Bei einer bestehenden Vermutung von Marktmacht (siehe auch **Vorabschnitt 4.4**) ist die Einführung von Preisobergrenzen ein mögliches Instrument, der missbräuchlichen Ausnutzung der Marktmacht entgegenzuwirken. So wurden im PJM-Marktgebiet<sup>38</sup> in den USA Preisobergrenzen eingeführt, nachdem Erzeuger im Nodal Pricing überhöhte Erzeugungspreise durchsetzen konnten. Diese Preisobergrenzen führten zu Unterinvestitionen aufgrund des „Missing Money“ und letztlich zur Einführung eines Kapazitätsmarktes.
- **Konsumentenschutz** – Daneben wird gelegentlich in der öffentlichen Debatte bezweifelt, dass die Politik Preisspitzen von mehreren tausend €/MWh akzeptieren könnte und aus Gründen des „Verbraucherschutzes“ in den Markt mit Hilfe z.B. von Preisobergrenzen eingreifen könnte.

Vor diesem Hintergrund stellen sich die folgenden Kernfragen.

<sup>38</sup> PJM Interconnection ist ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber, der den Stromgroßhandelsmarkt in den US-Staaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia, und dem District of Columbia koordiniert.

**Kernfrage 13**

Existieren bereits im heutigen Marktdesign implizite oder explizite Preisobergrenzen, die Preisspitzen verhindern?

Antwort in Abschnitt 8.2.3.

**Kernfrage 14**

Wie ist das Risiko zu beurteilen, dass Politik oder Behörden (Regulierungsbehörde, Bundeskartellamt) in der Zukunft regulatorisch in den Preismechanismus (z.B. durch Preisobergrenzen) eingreifen könnten?

Antwort in Abschnitt 8.2.3.

**Kernfrage 15**

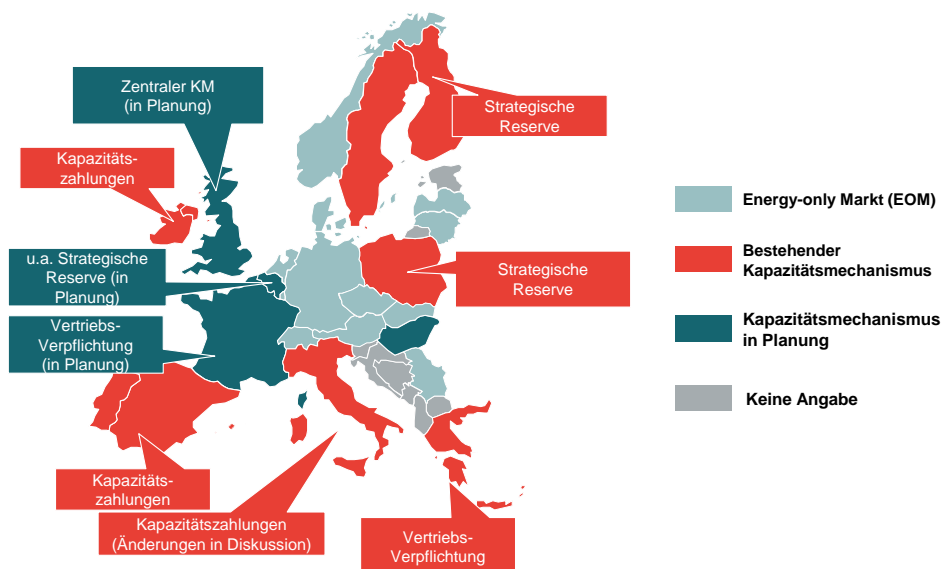
Welche Anpassungen im EOM wären möglich, um eine mögliches „Missing Money“ Problem im heutigen Marktrahmen zu umgehen?

Antwort in Abschnitt 8.2.4.

## 4.6 Kapazitätsmechanismen im angrenzenden europäischen Ausland

Verschiedene Länder in Europa haben bereits Kapazitätsmechanismen implementiert (z.B. Skandinavien oder Spanien) oder führen sie gerade ein (z.B. Großbritannien und Frankreich), siehe **Abbildung 10**. Diese induzieren zusätzliche Erzeugungsleistung in den entsprechenden Ländern, die als zusätzliches Angebot in den jeweiligen Ländern und, soweit hinreichend Grenzkuppelkapazität offen steht, grundsätzlich auch grenzüberschreitend zur Verfügung stehen. Zum Teil werden Kapazitätsmechanismen im Ausland auch mit der zunehmenden Erzeugung von EE-Strom aus Deutschland begründet, die über die Netzkopplungspunkte in Perioden mit hoher Einspeisung und geringer Last in das Ausland drängt und dort inländische Erzeugung verdrängt und z.T. unrentabel macht.

Abbildung 10. Kapazitätsmechanismen in Europa



Quelle: Frontier

In welchem Ausmaß und in welcher Weise Kapazitätsmechanismen in Nachbarländern Deutschlands auf den deutschen Strommarkt zurückwirken, hängt im Detail von der Ausgestaltung der ausländischen Mechanismen ab. Grundsätzlich führen Kapazitätsmechanismen im Ausland, die zu einer Erhöhung der gesamten dem Markt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität führen (im Vergleich zur Situation ohne Kapazitätsmechanismus), zu preisdämpfenden Effekten auf dem Großhandelsmarkt (EOM) in der gesamten, über Interkonnektoren verbundenen Region. Dementsprechend könnten Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern Deutschlands negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungskapazität und damit auf die Anreize zur Bereitstellung von Leistung innerhalb Deutschlands haben. Dies könnte Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland haben.

Vor diesem Hintergrund stellen sich die folgenden Kernfragen:

### *Kernfrage 16*

**Wie ist das Zusammenspiel von ausländischen Kapazitätsmechanismen einerseits und dem inländischen EOM andererseits im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ökonomisch zu beurteilen?**

Antwort in Abschnitt 8.3.2.

## Potenzielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign

*Kernfrage 17*

Welche weiteren Effekte bestehen über die Auswirkungen auf Versorgungssicherheit hinaus?

Antwort in Abschnitt 8.3.3.

Diese Fragestellungen diskutieren wir in **Abschnitt 8.3**.





## 5 Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

Im Zentrum der quantitativen Analysen steht die Simulation der zukünftigen Entwicklung des Strommarktes. Hierbei ist insbesondere auf mögliche zukünftige Marktentwicklungen abzustellen. So ist beispielsweise eine mangelnde Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken im heutigen Marktumfeld noch kein Hinweis auf Marktversagen – dieser Umstand ist vielmehr auf aktuelle Überkapazitäten zurückzuführen (s. **Abschnitt 2.4**). Insofern ist die Funktionsfähigkeit des EOM auch in einem sich verändernden Marktumfeld zu prüfen.

Bei den quantitativen Analysen gehen wir in folgenden Schritten vor:

- Zusammenfassende Interpretation der quantitativen Analysen (**Abschnitt 5.1**).
- Überblick über den Modellierungsansatz (**Abschnitt 5.2**);
- Darstellung des Ansatzes zur Quantifizierung des Versorgungssicherheitsniveaus (**Abschnitt 5.3**);
- Definition von Marktumfeldszenarien und Sensitivitäten (**Abschnitt 5.34**);
- Auswertung der Ergebnisse der Marktumfeldszenarien hinsichtlich Marktergebnissen (**Abschnitt 5.5**);
- Auswertung der Ergebnisse der Marktumfeldszenarien hinsichtlich des Niveaus an Versorgungssicherheit (**Abschnitt 5.6**); sowie
- Auswertung der Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen (**Abschnitt 5.7** und **5.8**). Im Folgenden gehen wir auf die einzelnen Schritte detailliert ein.

### 5.1 Zusammenfassende Interpretation der quantitativen Analysen

Die im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten empirischen Analysen zeigen, dass keine Kapazitätsknappheit im deutschen Strommarkt vorliegt. Die in den Szenarien zu beobachtenden endgültigen und vorübergehenden Stilllegungen deuten vielmehr darauf hin, dass heute erhebliche Überkapazitäten im Stromerzeugungsmarkt bestehen.

Mittel- bis langfristig erwarten wir eine Zunahme der Investitionstätigkeit und damit eine Marktdynamik, die Einflüsse wie den Kernenergieausstieg kompensieren kann. Die Ergebnisse zeigen, dass ein adäquates EOM-

Marktdesign ausreichende Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Nachfrageflexibilität setzen kann, wenn mindestens folgende Voraussetzungen erfüllt sind (weitere Anforderungen an den Markt werden in den **Abschnitten 6-8** konzeptionell diskutiert):

- **Knappheitspreise für Versorgungssicherheit unabdingbar** – Knappheitspreise sind erforderlich, um ein den Nachfragepräferenzen entsprechendes Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. In den Szenarien, in denen hohe Knappheitspreise möglich sind, können auch Neuinvestitionen langfristig ihre Kapital- und Fixkosten decken.
- **Nachfrageflexibilität mit bedeutender Rolle** – Die Knappheitspreise können durch hohe Abrufkosten (z.B. von Nachfrageflexibilitäten) induziert werden. In allen Szenarien werden weitreichende Potentiale insb. von Lastreduktionskapazitäten, die zum Beispiel der Industrie oder Netzersatzanlagen zuzuordnen sind, erschlossen.
- **Klare Rahmenregeln auch in Perioden mit hoher Systemauslastung (Knappheit) erforderlich** – Knappheitspreise können zudem durch die Androhung ausreichend hoher „Rationierungspreise“ (z.B. in Form eines definierten „Value of Lost Load“) für den Fall von unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verbraucher induziert werden. Deren Durchsetzung und Abrechnung muss glaubhaft sein sollte. Es ist zudem sicherzustellen, dass keine impliziten oder expliziten Preisobergrenzen adäquate Knappheitspreise verhindern. Auch dies sollte für die Marktakteure glaubhaft sein.

## 5.2 Überblick über den Modellierungsansatz

Im folgenden Abschnitt beschreiben wir den gewählten Modellierungsansatz und gehen auf die wesentlichen Annahmen des Strommarktmodells ein. Dabei

- beschreiben wir die grundlegende Modellkonzeption und den Aufbau des Simulationsmodells (**Abschnitt 5.2.1**);
- erläutern wir, wie kurative Versorgungseinschränkungen in dem Modell abgebildet werden (**Abschnitt 5.2.2**);
- zeigen wir auf, welche Rolle Nachfrageflexibilität („freiwilliger Verbrauchsverzicht“) im Modell hat und erläutern die wesentlichen Annahmen in diesem Zusammenhang (**Abschnitt 5.2.3**); und
- geben einen Überblick über weitere zentrale Annahmen, die dem Simulationsmodell zugrunde liegen (**Abschnitt 5.2.4**).

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

### 5.2.1 Modellkonzeption

Unser europäisches Strommarktmodell, das wir zur Beantwortung der hier aufgeworfenen Fragen anwenden, kann wie folgt beschrieben werden:

- **Zielfunktion** – Als Zielfunktion ist die „Minimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung in Europa (Barwert heute<sup>39</sup>)“ formuliert. Als wichtigste Nebenbedingungen der Optimierung enthalten sind u.a.
  - die Deckung der stündlichen Energiebilanz in jeder Region (mit der Möglichkeit zu Versorgungseinschränkung, siehe **Abschnitt 5.2.2**);
  - die Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Regionen; und
  - die technischen und ökonomischen Randbedingungen der Kraftwerke, Speicher, Erneuerbare Energien und Demand Side Management (DSM).
- **Zeitliche Auflösung** – Das Modell ist ein integriertes Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell. Somit ist der Optimierungszeitraum an der Lebensdauer von Kraftwerken orientiert (Modell optimiert unter Verwendung von Fotojahren<sup>40</sup> bis zum Jahr 2035), die zeitliche Auflösung ist 4032h/Fotojahr.
- **Regionale Abdeckung** – Unser Modell umfasst Deutschland und alle Nachbarländer (sowie weitere Regionen in Europa). Kernmodellregion sind die Regionen in Deutschland und Österreich (in **Abbildung 11** rot markiert) – umliegende Modellregionen werden für dieses Projekt mit einer geringeren Auflösung der Kraftwerksparks abgebildet (in **Abbildung 11** dunkelblau markiert)<sup>41</sup>:
  - **Kernregionen** (DE und AT): Hochgranularer Kraftwerkspark, optimierter Kraftwerkseinsatz und optimierte Investitions- und Stilllegungsentscheidungen;
  - **Umliegende Modellregionen:** Geringere Granularität des Kraftwerksparks, exogene Kapazitätsentwicklung und optimierter Kraftwerkseinsatz; und

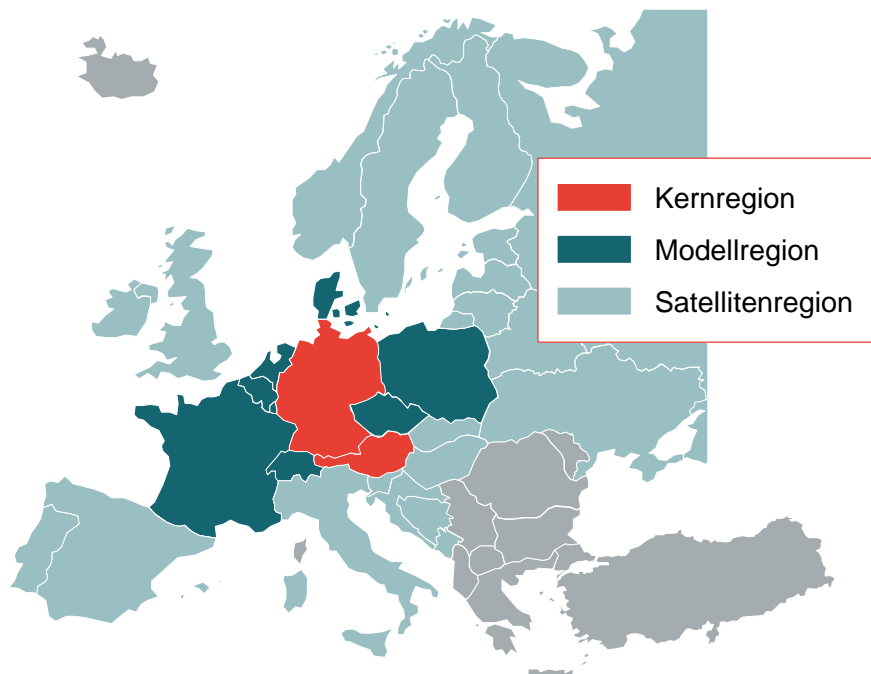
<sup>39</sup> D.h. es erfolgt eine Abzinsung zukünftiger Kosten auf den heutigen Zeitpunkt – d.h. analog zur Logik der Investitionsrechnung verliert zukünftiger Gewinn im Vergleich zu eine Sofortzahlung an Attraktivität bzw. sind zukünftige Kosten „günstiger“ als heutige Ausgaben. Zur Diskontierung verwenden wir einen Zinssatz von 5% (real 2013) für die gesamtwirtschaftliche Optimierung sowie für die Berechnung der Investitionskosten (entspricht einem EK-Zins von 11% (real) und FK-Zins von 3% (real) bei einem 75%-FK-Anteil.

<sup>40</sup> Fotojahre: 2013, 2015, 2020, 2023, 2025, 2030, 2035.

<sup>41</sup> Für nicht explizit modellierte, angrenzende Regionen (sogenannte Satellitenregionen) werden Netzkapazitäten und stündliche Strompreise (basierend auf typischen variablen Kosten von Kraftwerkstechnologien in diesem Szenario) vorgegeben (in **Abbildung 11** hellblau markiert).

- **Satellitenregionen:** Exogene stündliche Strompreise und Netzkapazitäten zum Stromaustausch mit Modellregionen.

**Abbildung 11.** Modellregionen im Investitions- und Dispatchmodell



Quelle: Frontier

Das Modell ist als lineares Optimierungsproblem in GAMS formuliert. Inputs und Outputs werden über Excel eingelesen. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe des kommerziellen Solvers CPLEX gelöst.

### 5.2.2 Unfreiwillige Versorgungseinschränkungen im Modell

Das Modell wurde auf die Fragestellung zur Analyse der Versorgungssicherheit im EOM hin spezifiziert. So ist darauf zu achten, dass das Modelldesign nicht per se Versorgungseinschränkungen ausschließt (über die Nebenbedingung der Lastdeckung).<sup>42</sup> Insofern wird – modelltechnisch analog zu einer Erzeugungstechnologie ohne Investitions- und Fixkosten – eine „Versorgungseinschränkungs-Variable“ definiert. Somit besteht im Modell die

<sup>42</sup> Auf der anderen Seite ist sicherzustellen, dass es nicht durch eine inadäquate Modellierung der Preissetzung zu zwangsläufig ungenügenden Deckungsbeiträgen für Kraftwerke und somit zu einem „Versagen“ des Marktes kommt. Dies ist z.B. dann der Fall, wenn die Strompreise auf die Höhe der variablen Kosten der letzten eingesetzten Stromeinheit beschränkt werden. Für eine Diskussion dieser und weiterer Modellierungsannahmen zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit von Energy-Only-Strommärkten siehe Ecofys (2012).

Möglichkeit, die Lastdeckungs-Nebenbedingung – anstatt durch Stromerzeugung oder freiwillige Lastreduktion (DSM) – durch Einsatz dieser Variable zu erfüllen.

Diese Variable repräsentiert eine unfreiwillige Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze (Brownout). Durch einen solchen partiellen Lastabwurf durch die Übertragungsnetzbetreiber (bei Bedarf zwischen Netzbereichen rollierend) wird in der stromwirtschaftlichen Praxis ein sicherer Betrieb des europäischen Verbundnetzes aufrechterhalten und so ein flächendeckender Stromausfall (Blackout) mit entsprechenden volkswirtschaftlichen Kosten vermieden. Für die (im Vergleich zu einem Blackout wenigen) betroffenen Verbraucher geht ein Lastabwurf jedoch mit hohen Kosten bzw. Nutzeneinbußen einher.

### „Value of Lost Load“ im Modell

Wir gehen davon aus, dass eine unfreiwillige Versorgungseinschränkung mit hohen Kosten bzw. Nutzeneinbußen für die betroffenen Verbraucher verbunden ist (VoLL). In der Praxis variieren diese Kosten erheblich in Abhängigkeit unter anderem von

- den betroffenen Verbrauchern (z.B. Industrie- vs. Haushaltsverbraucher);
- dem Zeitpunkt der Einschränkung (z.B. Winterabend vs. Sommermorgen);
- der Dauer der Einschränkung;
- dem Vorlauf der Ankündigung der Einschränkung.

Entsprechend variieren die Schätzungen des VoLL in der Literatur erheblich. In einer Analyse für die Bundesnetzagentur ermitteln Consentec/Frontier/FGH (2010) eine Spannweite von 5.800 – 14.200€/MWh. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (EWI) kommt in einer jüngst veröffentlichten Studie auf Werte von 1.000 bis 12.000 €/MWh für Versorgungsunterbrechungen.<sup>43</sup>

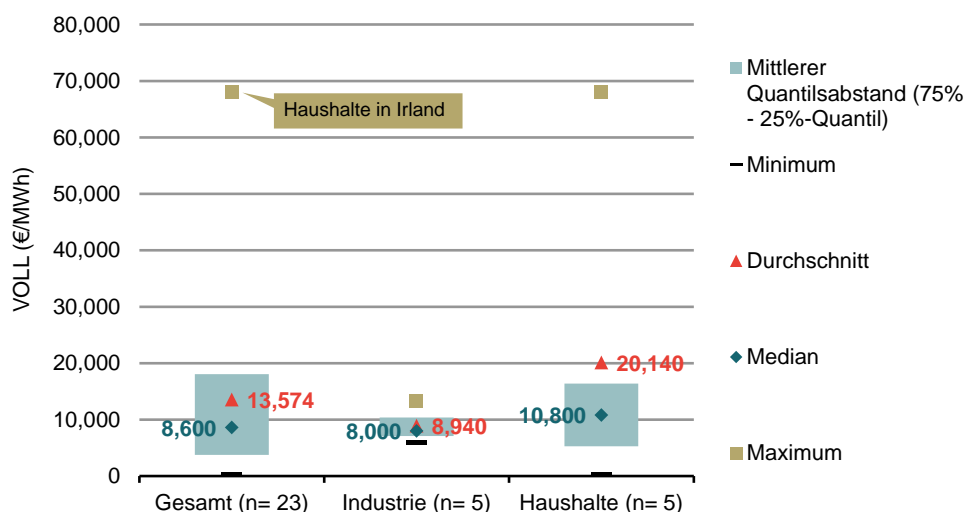
Die große Variation der VoLL-Schätzungen spiegelt sich auch in der Aufstellung von ENTSO-E wider, die die Kosten des Versorgungsausfalls in verschiedenen Sektoren und Ländern aus verschiedenen Studien gegenüberstellt.<sup>44</sup> **Abbildung 12** zeigt die Verteilung der VoLL-Schätzungen für die gesamte Stichprobe („Gesamt“) von 23 Schätzungen, sowie für die Subgruppen „Industrie“ und

<sup>43</sup> Deutschlandweit, unter Ausschluss des Sektors „Construction“ mit 103.000 €/MWh, Vgl. Growitsch et al. (2013): The Costs of Power Interruptions in Germany – an Assessment in the Light of the Energiewende.

<sup>44</sup> ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects (2013), S. 55 ff.

„Haushalte“ mit jeweils 5 Schätzungen. Für die gesamte Stichprobe liegt der mittlere Quantilabstand zwischen 3.750 €/MWh und 18.075 €/MWh, der Median beträgt 8.600 €/MWh und der Mittelwert der gesamten Stichprobe 13.500 €/MWh.

**Abbildung 12.** Verteilung von Value of Lost Load Schätzungen (ENTSO-E)<sup>45</sup>



Quelle: Frontier basierend auf ENTSO-E

Die VoLL-Schätzungen in den genannten Studien beziehen sich auf Werte für Nutzeneinbußen zu unterschiedlichen/durchschnittlichen Zeiten. Dies liegt u.a. daran, dass es sich z.T. um Versorgungseinschränkungen durch netzbedingte Störungen (z.B. durch Baggerarbeiten verursachte Schäden im Verteilnetz) handelt, welche nur eine geringe Korrelation mit äußeren Ereignissen wie z.B. der Temperatur aufweisen.

Im Rahmen dieses Gutachtens werden Versorgungseinschränkungen in Folge einer Erzeugungsunterdeckung bzw. eines Nachfrageüberhangs untersucht. Da diese besonders wahrscheinlich sind, wenn der Bedarf an Strom (und somit die Zahlungsbereitschaft der Kunden bzw. der VoLL) besonders hoch ist, setzen wir im Rahmen der Quantifizierungen einen indikativen VoLL-Wert von 15.000 €/MWh an.

<sup>45</sup> Die 23 Schätzungen unter „Gesamt“ enthalten neben den Haushalts- und Industrieschätzungen weitere Schätzungen für Sektoren wie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Schätzungen ohne konkrete Zuordnung zu Sektoren.

### Internalisierung des VoLL im Modell

Wie in den **Abschnitten 3.1, 3.5, 6 und 8.2** beschrieben wird, werden sich die Marktakteure (Bilanzkreise) dann gegen Bilanzungleichgewichte absichern, wenn sie bei Bilanzungleichgewichten (im Fall unfreiwilliger Abschaltung einzelner Verbraucher über die Ausgleichsenergiepreise) ausreichend hoch pönalisiert werden, im Idealfall mit dem VoLL der unflexiblen Verbraucher. Eine entscheidende Frage für die Funktionsfähigkeit des Strommarktes ist also, ob und in welchem Ausmaß die durch Versorgungseinschränkungen entstehenden Nutzeneinbußen (über die Ausgleichsenergie) Eingang in die Strompreisbildung finden, d.h. inwiefern die Kosten in den Strompreismechanismus „internalisiert“ sind (siehe zur konzeptionellen Diskussion zu „externen Effekten“ **Kapitel 6**). In diesem Fall

- können die Stromgroßhandelspreise in Knappheitsperioden über die variablen Kosten der „letzten Erzeugungseinheit“ ansteigen;
- werden die Anbieter von Leistung/Kapazität dafür entlohnt, dass sie Leistung/Kapazität für die Vermeidung von Stromausfällen (d.h. für die Vermeidung des VoLL) bereitstellen.

Im Simulationsmodell wird der Grad der Internalisierung des Wertes der Versorgungssicherheit über die Variation eines Maximalpreises erfasst, zu dem Nachfragerlast (durch Rationierung, d.h. unfreiwillige Abschaltung von Verbrauchern) unbegrenzt reduziert werden kann. Im Grundsatz sind hier folgende Varianten bzw. Marktszenarien denkbar:

- **Weitgehende bis vollständige Internalisierung:** Der erzielbare Maximalpreis ist nahe dem „tatsächlichen“ VoLL (also in unserer Parametrierung nahe bei 15.000 €/MWh); die Bereitstellung von Leistung/Kapazität wird entlohnt, Bilanzungleichgewichte werden entsprechend pönalisiert.<sup>46</sup>
- **Keine bzw. geringe Internalisierung:** Der erzielbare Maximalpreis ist deutlich niedriger, bei unfreiwilligen Versorgungsunterbrechungen für die von der Unterbrechung betroffenen Akteure Null. In diesem Fall können aus der Leistungsbereitstellung in den betreffenden Zeitperioden keine Erlöse erzielt werden (bzw. Bilanzunterdeckungen werden nicht pönalisiert).

---

<sup>46</sup> Falls 15.000€/MWh tatsächlich eine gute Approximation des VoLL ist, würde dies einem Fall entsprechen, bei dem der maximale Strompreis an der Börse 10.000 €/MWh entspricht und für Ausgleichsenergie im Knappheitspreis das 1,5-fache des Strompreises an der Börse zu zahlen ist. Dies entspricht weitgehend dem heutigen System, allerdings wird dort der Ausgleichsenergiepreis durch Durchschnittskostenbildung systematisch gedrückt. Zudem wäre dieser Preis im heutigen Regelwerk für jene Akteure, die von einer Versorgungsunterbrechung betroffen sind, nicht erzielbar. (siehe **Kapitel 6** und **8.2**).

Im Modell approximieren wir diesen Fall mit einem Maximalpreis, der mit 3.000 €/MWh knapp über den variablen Kosten der Flexibilität mit den höchsten Kosten liegt. Zudem kann dieser Fall als Szenario mit einer impliziten oder expliziten Preisobergrenze von 3.000 €/MWh im Stromgroßhandelspreis interpretiert werden, die es allerdings im heutigen Regelwerk nicht gibt, d.h. es handelt sich aus heutiger Sicht um einen hypothetischen Fall.<sup>47</sup>

In der stromwirtschaftlichen Praxis geht ein höherer Maximalpreis also mit einer stärkeren Drohung für Verbraucher bzw. deren Vertriebe einher, im Fall einer eigenen Unterdeckung die Kosten von dadurch möglicherweise verursachten Versorgungseinschränkungen tragen zu müssen. Dementsprechend steigt der Anreiz, auf dem Markt eine hohe Zahlungsbereitschaft zu signalisieren, wodurch der Strompreis und in der Folge die Erlöse, Deckungsbeiträge und Investitionen auf Seiten der Erzeugungskapazitäten ansteigen.<sup>48</sup>

Umgekehrt gilt: Je geringer der maximal mögliche Strompreis ist, desto niedriger sind die Erlöse für Betreiber von Erzeugungskapazitäten oder DSM-Anbieter in Knappheitssituationen, d.h. desto weniger lohnt sich eine Investition in Erzeugungskapazität oder DSM, welche eine unfreiwillige Versorgungseinschränkung verhindern könnte.

### 5.2.3 Nachfrageflexibilität im Modell und Annahmen

Auch wenn heute noch relativ geringe Potenziale an Nachfrageflexibilität erschlossen sind, zeigt eine Vielzahl von Studien, dass die Verbraucher mittel- bis langfristig ihre Nachfrage weiter flexibilisieren können.<sup>49</sup> Nachfrageflexibilität kann, wie in **Abschnitt 4.2** beschrieben, erheblich zur Funktionsfähigkeit des EOM und damit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen, indem Stromkunden – gegen eine finanzielle Kompensation – in Knappheitsstunden freiwillig ihren Verbrauch reduzieren. Auf diese Weise können unfreiwillige Versorgungseinschränkungen und damit gegebenenfalls einhergehende externe Effekte vermieden werden.

---

<sup>47</sup> Dieser Fall wird als hypothetischer Fall einer sehr geringen Internalisierung berechnet. Er entspricht nicht der aktuellen Situation im Strommarkt, da die Strompreise dort über 3.000€/MWh hinausgehen können (siehe **Kapitel 8.2**).

<sup>48</sup> Im Simulationsmodell geht dies mit einem höheren Schattenpreis der Energiebilanz (= Lastdeckungs-Nebenbedingung) einher, welcher die Basis für den Strompreis und damit Erlöse, Deckungsbeiträge und Investitionsentscheidungen von Erzeugungskapazitäten ist. Der Schattenpreis der Energiebilanz wird in unserer Analyse als EOM-Großhandelspreis interpretiert.

<sup>49</sup> Siehe z.B. Dena (2010), Fraunhofer (2012) oder VDE (2013). Siehe für Details **Anhang III**.



Das Simulationsmodell berücksichtigt explizit Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung bzw. von Demand Side Management (DSM) Maßnahmen.<sup>50</sup>

Im Folgenden skizzieren wir, auf welche Weise und in welcher Parametrierung Nachfrageflexibilität in das Simulationsmodell eingeht. Wir erläutern:

- welche Formen von DSM berücksichtigt werden;
- welche DSM-Potenziale berücksichtigt werden; und
- welche Kostenannahmen getroffen werden.

Weitere Details zur Berücksichtigung von Nachfrageflexibilität im Simulationsmodell finden sich in **Anhang III – Annahmen zur Nachfrageflexibilität**.

### *Verschiedene Formen von Nachfrageflexibilität*

Nachfrageflexibilisierung kann in zwei Formen stattfinden:

- **Positive Nachfrageflexibilität** – In Stunden mit hohen Preisen können Konsumenten ihren Stromverbrauch senken („positive Nachfrageflexibilität“). Dabei wird zwischen Lastverschiebung und Lastreduktion unterschieden. Im Falle einer Lastverschiebung wird der Verbrauch in einer Stunde reduziert und später nachgeholt. Im Simulationsmodell muss der Verbrauch innerhalb von 48h aufgeholt werden. Im Falle einer Lastreduktion wird der Verbrauch nicht nachgeholt.<sup>51</sup>
- **Negative Nachfrageflexibilität** – In Stunden mit niedrigen Preisen können Konsumenten ihren Stromverbrauch erhöhen („negative Nachfrageflexibilität“). Dabei wird i.d.R. Verbrauch zeitlich vorgezogen, indem die Auslastung einiger Prozesse vorübergehend erhöht und später

<sup>50</sup> In der technischen Umsetzung der Modellierung wird Nachfrageflexibilität/DSM dabei ähnlich wie ein Kraftwerk bzw. Speicher modelliert. Das bedeutet, im Modell gilt es in jedem Zeitpunkt die Energiebilanz zu erfüllen, d.h. es ist jeweils eine vorgegebene Last zu decken. Die Deckung kann dabei allerdings nicht nur durch Erzeugungsanlagen und Speicher erfolgen, sondern auch durch DSM. Auf diese Weise geht die Flexibilität der Stromnachfrage mit ihren entsprechenden tatsächlichen Verfügbarkeit und Kostenparametern in das Modell ein.

<sup>51</sup> Lastreduktion bedeutet also Verzicht auf Stromverbrauch, und damit im Fall von Industrie und Gewerbe eine geringere Produktion und damit geringere Erlöse für die verkauften Produkte jedoch zugleich geringere Kosten für die eingesparten Produktionsfaktoren bzw. im Haushaltsbereich entgangenen Nutzen. Lastreduktion ist daher i.d.R. mit höheren „variablen Kosten“ des Lastmanagements verbunden. Ob ein Prozess ausschließlich für Lastreduktion oder auch für Lastverschiebung benutzt werden kann, hängt von vielen Faktoren ab, wie z.B. dem Auslastungsgrad des Prozesses sowie der Möglichkeit zur Nutzung von Speichern. Details werden in Anhang III diskutiert.

reduziert wird. Möglich ist auch die Substitution anderer Energieträger in bivalenten Anlagen (z.B. Warmwasser).

Bezüglich der Frage nach ausreichend verfügbarer Kapazität zur Deckung der Last sind insbesondere Möglichkeiten zur kurzfristigen **Lastsenkung** (nicht der kurzfristigen Lasterhöhung) von Bedeutung. Daher konzentrieren wir uns bei der Modelldefinition hauptsächlich auf positive Nachfrageflexibilität (DSM).

Ein weiterer relevanter Parameter für die DSM-Bereitstellung ist die Verfügbarkeitsdauer eines DSM-Prozesses. Da wir den stündlichen Strommarkt modellieren, berücksichtigen wir ausschließlich Prozesse mit DSM-Potenzial, welche für mindestens eine Stunde verfügbar sind.

Das Ausmaß, in welchem ein DSM-Prozess zur Erhöhung des Versorgungssicherheitsniveaus beitragen kann, hängt davon ab, ob dieser Prozess zu Zeiten mit hoher Residuallast tatsächlich „läuft“ und gesteuert werden kann. Viele DSM-fähige Prozesse, wie beispielsweise Nachtspeicheröfen und Klimaanlage, weisen saisonale und stündliche Stromverbrauchsprofile auf, welche ihre verfügbare DSM-Kapazität in einer spezifischen Stunde beeinflussen. Beispielsweise werden Nachtspeicheröfen i.d.R. im Winter in den Nachtstunden geladen, während Klimaanlage i.d.R. tagsüber im Sommer genutzt werden. Daher können auch bei installierter DSM-Kapazität und vorhandener Infrastruktur diese Prozesse nicht jederzeit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen. Solche saisonale und Tagesprofile werden im Simulationsmodell berücksichtigt.

### *Im Simulationsmodell berücksichtigte Nachfrageflexibilität*

Wir unterscheiden folgende DSM-Kapazitäten:

- **Existierende abrufbare Kapazität** – Bereits heute existiert die notwendige Infrastruktur zur Durchführung einiger DSM-Maßnahmen. Diese Maßnahmen werden entsprechend der durch ihren Abruf verursachten Kosten bzw. Nutzeneinbußen aktiv eingesetzt (z.B. über unterbrechbare Lieferverträge, über ein Angebot im Regenergiemarkt oder im Zuge der Verordnung für abschaltbare Lasten). Dies wird im Modell entsprechend abgebildet. Zudem werden existierende DSM-Kapazitäten von energieintensiven Industrieprozessen im Ausland berücksichtigt.
- **Weitere Kapazitäten als erschließbares Potenzial** – Darüber hinaus besteht weiteres erschließbares Potenzial zur Implementierung von DSM-Möglichkeiten. Dieses Potenzial wird dem Simulationsmodell samt Kostenannahmen (Investitionskosten, fixe Betriebskosten, Abrufkosten) exogen vorgegeben und kann endogen zugebaut werden, wenn dessen Zubau wirtschaftlich ist. In den Simulationen werden DSM-Potenziale in Deutschland in den Bereichen von energieintensiven Industrieprozessen,

## Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

Haushalten sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) berücksichtigt. Die Parametrisierung wird auf Basis von Werten aus der Literatur und eigenen Schätzungen, ergänzt um Plausibilitätsüberlegungen vorgenommen (siehe für Details **Anhang III – Annahmen zur Nachfrageflexibilität**).

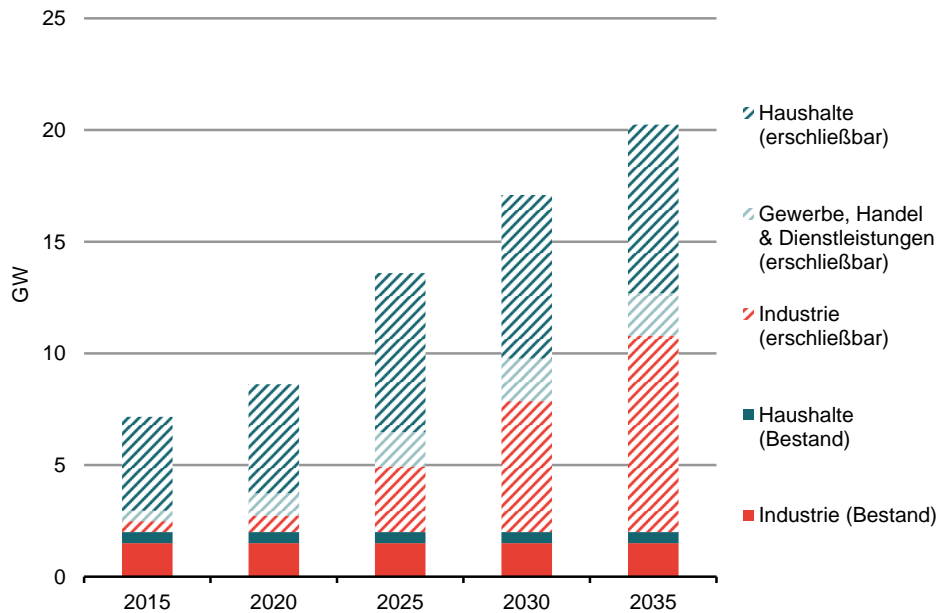
Die Angaben in der Fachliteratur sind äußerst uneinheitlich bezüglich dem Ausmaß, in welchem realistische erschließbare DSM-Potenziale heute und in Zukunft bestehen. Aus diesem Grund rechnen wir in den Strommarktsimulationen Szenarien mit zwei unterschiedlichen Potenzialen (und Kostenverläufen):

- **„Hohe“ Schätzung – Abbildung 13** zeigt die existierenden und theoretisch erschließbaren DSM-Kapazitäten in den kritischen Stunden in Deutschland pro Sektor, welche als Inputparameter für die Szenarien mit „hoher“ Schätzung der DSM-Potenziale (siehe unten) in das Simulationsmodell eingehen. In diesen Szenarien gehen wir davon aus, dass im Industriesektor insbesondere durch Lastverzicht (Produktionsverzicht) erhebliche zusätzliche Flexibilität bis zu 9 GW in 2035 erschließbar sein wird.<sup>52</sup> Die potenziell abrufbaren Potenziale in 2035 liegen dabei insgesamt bei knapp über 20 GW.
- **„Konservative“ Schätzung – Abbildung 14** zeigt die existierenden und theoretisch erschließbaren DSM-Kapazitäten in den kritischen Stunden in Deutschland pro Sektor, welche als Inputparameter für Szenarien mit „konservativer“ Schätzung der DSM-Potenziale (siehe unten) in das Simulationsmodell eingehen. Für die Simulation ist insbesondere relevant, dass die Investitionspotenziale im Industriesektor mit bis zu 3,7 GW in 2035 zurückhaltend geschätzt sind. Die Potentiale der anderen Sektoren bleiben unverändert. Die potenziell abrufbaren Potenziale in 2035 liegen insgesamt bei knapp über 15 GW.

---

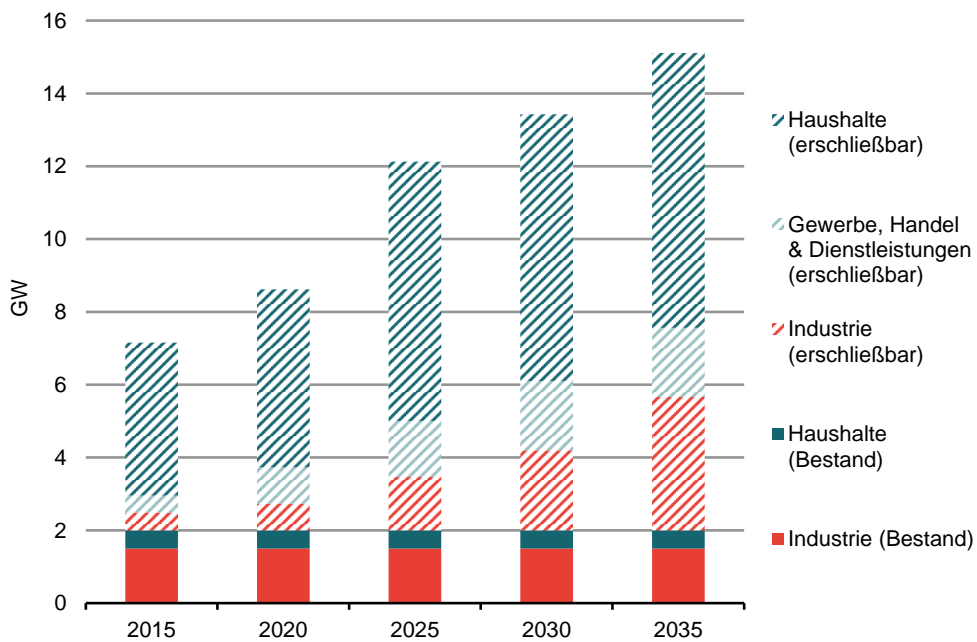
<sup>52</sup> Dies basiert auf Annahmen, dass auch Industrieprozesse mit relativ hohen Opportunitätskosten des Stromverzichts bei ausreichenden wirtschaftlichen Anreizen ihren Stromverbrauch flexibilisieren würden. Für Details siehe **Anhang III – Annahmen zur Nachfrageflexibilität**. Alternativ können die erschließbaren DSM-Potenziale im Industriesektor in diesen Szenarien aus noch nicht erschlossenen Potenzialen für Lastmanagement durch Netzersatzanlagen betrachtet werden.

**Abbildung 13.** Entwicklung der existierenden und erschließbare DSM-Kapazitäten, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „hohe“ Schätzung



Quelle: Frontier

**Abbildung 14.** Entwicklung der existierenden und erschließbare DSM-Kapazitäten, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „konservative“ Schätzung



Source: Frontier

Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

In den Grafiken dargestellt sind jeweils heute verfügbare und abrufbare DSM-Kapazitäten sowie weitere erschließbare Potenziale. In welchem Ausmaß diese Potenziale tatsächlich realisiert werden, wird modell-endogen auf Basis der Wirtschaftlichkeit bestimmt (siehe auch Ausführungen zu Kosten unten). Die hier dargestellten DSM-Kapazitäten zeigen das theoretisch verfügbare DSM-Potenzial während der auf Basis der Residuallast in Deutschland als besonders kritisch identifizierten Zeiträume (November bis Februar, Abendstunden von 16-20 Uhr, wochentags).<sup>53</sup> Die Entwicklung der Potenziale wird für den Zeitraum zwischen 2015 und 2035 illustriert. Wir nehmen an, dass im Laufe der Zeit in allen Sektoren weitere Potenziale erschlossen werden können. Dies ist die Folge technologischer Prozessoptimierung sowie steigenden Haushaltskonsums in teilweise flexiblen Anwendungen, insbesondere in den Bereichen Wärmepumpen und Elektromobilität.

### *Kosten von DSM-Maßnahmen*

Die Wirtschaftlichkeit von erschließbaren DSM-Potenzialen und damit auch deren Realisierung hängt erheblich von den jeweiligen Bereitstellungskosten ab. Diese teilen sich auf in

- Investitionskosten;
- fixe jährliche Betriebskosten; und
- variable Kosten.

Diese sind im Modell wie folgt spezifiziert.

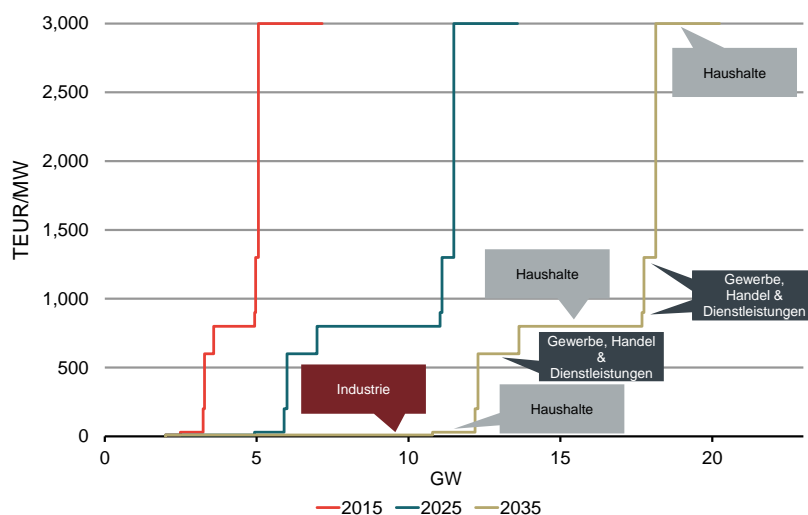
- **Investitionskosten** – Die Investitionskosten ergeben sich aus den Kosten für die Installation der für Nachfrageflexibilisierung notwendigen Messgeräte, wie z.B. Smart Meter, sowie Energiemanagement- und Steuerungssysteme. Die spezifischen Investitionskosten in Euro pro MW anzusteuender Kapazität hängen von den Installationskosten sowie von der Höhe der installierten DSM-Kapazität ab – je höher die ansteuerbare Leistung, desto niedriger die spezifischen Kosten. Daher weisen energieintensive Industrieprozesse tendenziell niedrigere und Haushaltsgeräte deutlich höhere spezifische Investitionskosten auf. Diese variieren dabei erheblich. Die von uns angenommenen theoretischen DSM-Potenziale weisen spezifische Investitionskosten zwischen 10,000 EUR/MW für Industrieprozesse und 3 Mio. EUR/MW für Umwälzpumpen im Haushaltsbereich auf. **Abbildung 15** illustriert, wie sich die theoretischen Potenziale hinsichtlich ihrer Investitionskosten in den Szenarien mit hoher Schätzung über die Zeit entwickeln. In den Szenarien mit konservativer

---

<sup>53</sup> Siehe hierzu auch **Anhang II**.

Schätzung verschieben sich die Kurven nach links um die entsprechende Differenz in der Höhe der DSM-Potenziale.

**Abbildung 15.** Investitionskosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazität, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „hohe“ Schätzung



Quelle: Frontier

- **Fixe Betriebskosten** – Fixe Betriebskosten (in Euro pro Jahr) fallen z.B. für den Datenaustausch (z.B. zwischen Smart Meter und DSM-Zentrale) an. Sie fallen unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der DSM-Maßnahme und weitgehend unabhängig von der Höhe der anzusteuern Leistung an. Analog zu spezifischen Investitionskosten, sinken die spezifischen fixen Betriebskosten (in Euro pro MW pro Jahr) mit zunehmender Kapazität der DSM-Maßnahme. In der Industrie ist die installierte DSM-Kapazität i.d.R. so hoch, dass die spezifischen fixen Kosten in Euro pro MW pro Jahr marginal werden (Annahme für Modellierung: 1.000 EUR/MW<sub>a</sub>). Für DSM-Prozesse in Haushalten und GHD nehmen wir an, dass sich fixe Betriebskosten im Wesentlichen auf die Wartung der Kommunikationskanäle beschränken. Da der Großteil der Haushalte und Betriebe im GHD-Sektor auch ohne DSM-Investitionen über eine Internetleitung verfügt, sind die zusätzlichen fixen Betriebskosten vernachlässigbar.
- **Variable Kosten** – Die variablen Kosten in Euro pro MWh fallen bei Abruf einer DSM-Maßnahme an. Bei Lastverschiebung sind dies Opportunitätskosten für die zeitliche Verschiebung der Nachfrage, wie beispielsweise Kosten für die Nutzung von Speichern und Lagern sowie Effizienzverluste bei Heiz- und Kühlprozessen. Bei Lastreduktion entsprechen die variablen Kosten den Opportunitätskosten der entgangenen

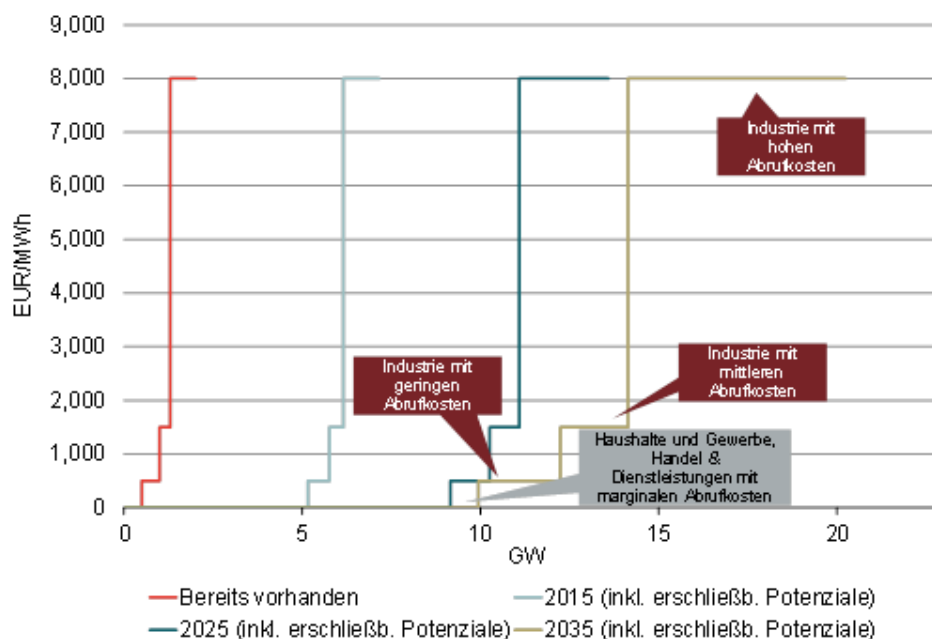
**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

Produktion bzw. des entgangenen Nutzens. Daher sind die variablen Kosten bei Prozessen mit Lastreduktion tendenziell höher als bei Prozessen mit Lastverschiebung. Variable Kosten sind insbesondere für energieintensive Industrieprozesse relevant.

Auch bei den variablen Kosten unterscheiden wir zwischen den Szenarien mit hoher Schätzung einerseits und den Szenarien mit konservativer Schätzung andererseits.

- **„Hohe“ Schätzung** – In den Szenarien mit hoch geschätzten theoretisch erschließbaren DSM-Potenzialen gehen wir davon aus, dass die von uns angenommene existierende DSM-Kapazität und die erschließbaren Potenziale variable Abrufkosten zwischen 1 EUR/MWh bei Haushalten und GHD und 8.000 EUR/MWh für den teuersten Prozess in der Industrie aufweisen (s. **Abbildung 16**). Dies entspricht v.a. der Annahme, dass industrielle Lastreduktion langfristig verstärkt in den Strommarkt integriert werden kann als derzeit der Fall ist. Die maximalen DSM-Abrufkosten von 8000 €/MWh entsprechen hierbei den indikativen Wertschöpfungsverlusten in Industriesektoren mit hohen Kosten der Lastreduktion, beispielsweise in der Automobilindustrie.
- **„Konservative“ Schätzung** – In den Szenarien mit konservativer Schätzung über die theoretisch erschließbaren DSM-Potenzialen gehen wir davon aus, dass die von uns angenommene existierende DSM-Leistung und die erschließbaren Potenziale variable Abrufkosten zwischen 1 EUR/MWh bei Haushalten und GHD und 2,500 EUR/MWh für den teuersten Prozess in der Industrie aufweisen. Das erschließbare Potenzial ist niedriger als in den Szenarien mit hoher Schätzung, da weniger Prozesse in der Industrie so geringe Opportunitätskosten für Verzicht auf Stromkonsum haben, dass sich Lastmanagement für sie bei 2,500 EUR/MWh wirtschaftlich wäre.

**Abbildung 16.** Variable Kosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazitäten abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „Hohe“ Schätzung



Quelle: Frontier

Die wesentlichen Analysen zur Ableitung der Spannweite der kurzfristigen und langfristigen Lastreduktionspotenziale und –kosten sind dem **Anhang III – Annahmen zur Nachfrageflexibilität** zu entnehmen.

#### 5.2.4 Überblick über sonstige Modellierungsannahmen

Für die Modellierung des europäischen Strommarktes und die Charakterisierung der Kraftwerkstechnologien ist eine Vielzahl von Parametern als „Modellinput“ notwendig. In diesem Abschnitt gehen wir auf die wichtigsten Annahmen für die Modellierung ein:

- Brennstoffpreis- und CO<sub>2</sub>-Preis-Entwicklung;
- Entwicklung der Stromnachfrage in den Modellregionen;
- Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland;
- Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Deutschland;
- Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten im europäischen Ausland; sowie
- Entwicklung der Stromnetze in Europa.

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

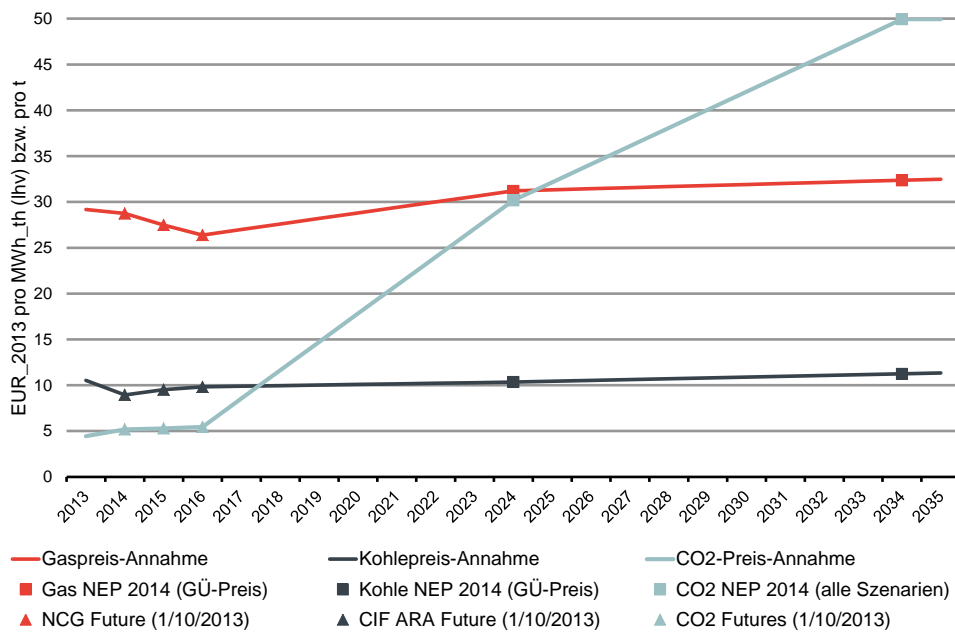


Weitere Details zu den Annahmen, inklusive der Annahmen an die Kraftwerkparameter, die in das Modell eingehen, werden im **Anhang II – Annahmen für die Simulation** dargestellt.

### Brennstoffpreis- und CO<sub>2</sub>-Preis-Entwicklung

Fossile Energieträger (v.a. Steinkohle und Erdgas) spielen im heutigen europäischen Kraftwerkspark eine wichtige Rolle. Die zukünftige Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise beeinflusst die Erzeugungskosten fossiler Kraftwerke und somit Strompreise und Wirtschaftlichkeit aller Kraftwerke im System. **Abbildung 17** stellt die angenommene Entwicklung der Gas-, Kohle- und CO<sub>2</sub>-Zertifikat-Preise dar.

**Abbildung 17.** Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise



Quelle: Frontier

Anmerkung: Die Notierung erfolgt bezogen auf den unteren Heizwert (lower heating value, lHV).

Die Annahmen bezüglich der Brennstoffpreise wurden wie folgt abgeleitet:

- **Kurzfristig (bis 2016) marktpreisbasiert:** Hierfür werden Spotpreise für das Jahr 2013 und Future-Preise zum Handelstag 1. Oktober 2013 für die Folgejahre verwendet. Für Gas wurde der Preis am Hub NetConnect

Germany (NCG) und für Kohle der Preis inkl. Transportkosten nach Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen (CIF ARA) herangezogen.<sup>54</sup>

- **Mittel- und langfristig basierend auf NEP 2014:** Die langfristigen Preisannahmen basieren auf dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2014 (siehe BNetzA (2013d)). Zwischen den Stichjahren 2024 und 2034 wurde linear interpoliert.

Sowohl die Gaspreise also auch die Kohlepreise weisen langfristig einen moderaten Anstieg auf. Der Gaspreis steigt im Vergleich zum Ausgangsniveau um 11% in realen Geldeinheiten. Kurzfristig wird ein Absinken der Preise auf Basis der Futures erwartet. Kohle verteuert sich real um 8% zwischen den Jahren 2013 und 2035. Dies bedeutet, dass das langfristige Wärmeäquivalenzpreisverhältnis<sup>55</sup> zwischen beiden fossilen Energieträgern nahezu konstant bleibt und eine Veränderung der Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken relativ zur Kohleverstromung v.a. durch die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises getrieben wird.

Der NEP 2014 geht von einem deutlichen Anstieg der Zertifikatpreise auf 50 €/t (real) im Jahr 2035 aus. Da es sich beim ETS um einen politisch bestimmten Mechanismus handelt, bei dem sich der Preis aus dem Verhältnis von Nachfrage und zur Verfügung gestellter Zertifikatmenge ergibt, steht der Preisfad im Einklang mit den aktuellen politischen Zielen.

### *Entwicklung der Stromnachfrage*

Bezüglich der Stromnachfrage gehen wir wie folgt vor:

- **Jährliche Stromnachfrage** – Die Annahmen für die jährliche Stromnachfrage in Deutschland wurde analog zum Vorgehen bei den Brennstoffpreisen aus dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2014 (siehe BNetzA (2013d)) abgeleitet. Zwischen den Stichjahren 2024 und 2034 wurde linear interpoliert. Die Annahmen für das europäische Ausland sind im **Anhang II – Annahmen für die Simulation** dargestellt.
- **Stündliche Stromnachfrage** – Dem Modell wird eine stündliche Stromnachfrage je Region vorgegeben. Ausgangsbasis hierfür sind historische Lastgänge aus dem Jahr 2012, die von der ENTSO-E oder den ÜNBs veröffentlicht werden. Hierbei wurde berücksichtigt, dass sich die Profile aufgrund von Energieeffizienz und der Entwicklung neuer

<sup>54</sup> Im Modell werden darüber hinaus inländische Transportkosten zu dem jeweiligen Kraftwerk berücksichtigt.

<sup>55</sup> Das Wärmeäquivalenzpreisverhältnis drückt das Preisverhältnis bezogen auf den gleichen Energiegehalt aus.

Anwendungen verändern (z.B. Elektroautos und Wärmepumpen).<sup>56</sup> Zusätzliche Nachfrageflexibilitäten (z.B. in Form von DSM) sind nicht enthalten sondern werden explizit berücksichtigt (siehe **Abschnitt 5.2.3**).

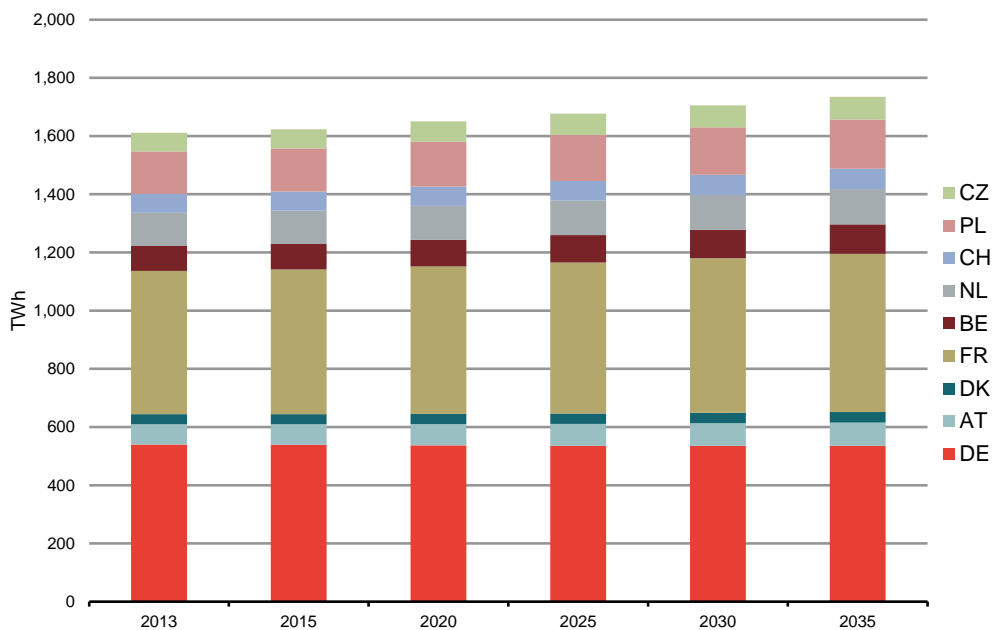
**Abbildung 18** stellt die Entwicklung der jährlichen Nettostromnachfrage dar.

Für Deutschland geht der NEP 2014 von einer langfristigen Stagnation der Stromnachfrage aus. Dies basiert auf folgenden, gegenläufigen Trends von

- einem Anstieg der Stromnachfrage durch anhaltendes Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) und neue Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektromobilität; und
- einer Reduktion der Stromnachfrage aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen (im Einklang mit den politischen Zielen der EU).

Die Annahmen für alle Modellregionen sind in **Abbildung 18** dargestellt.

**Abbildung 18.** Stromnachfrage in allen Modellregionen



Source: Frontier

<sup>56</sup> Dies wurde durch die anteilige Berücksichtigung der Veränderung in der jährlichen Stromnachfrage als absolute und relative Niveauveränderung abgebildet.

Aufgrund geringerer Energieeffizienzbemühungen und höherer langfristiger BIP-Wachstumsraten gehen wir in den Nachbarländern in Summe von einem moderaten Anstieg der Stromnachfrage von 1070 TWh im Jahr 2013 auf 1200 TWh im Jahr 2035 aus; dies entspricht einer Steigerung der Stromnachfrage von 12%. Für die stündlichen Profile gehen wir analog zu Deutschland von den historischen Profilen des Jahres 2012, die von der ENTSO-E veröffentlicht werden<sup>57</sup>, aus.

### *Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*

Erneuerbare Energien gewinnen im deutschen und europäischen Stromsystem immer stärker an Bedeutung. Der Anteil der Erneuerbaren ist in Deutschland kontinuierlich gestiegen und erreichte im Jahr 2013 fast ein Viertel der deutschen Stromerzeugung. Die Höhe des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und die Technologieauswahl ist vor allem an politische Ziele geknüpft und wird dem Strommarktmodell daher exogen vorgegeben.

Die unterstellte Kapazitätsentwicklung (siehe **Abbildung 19**) lehnt sich an das Eckpunktepapier des BMWi (2014) und den NEP 2014 an:

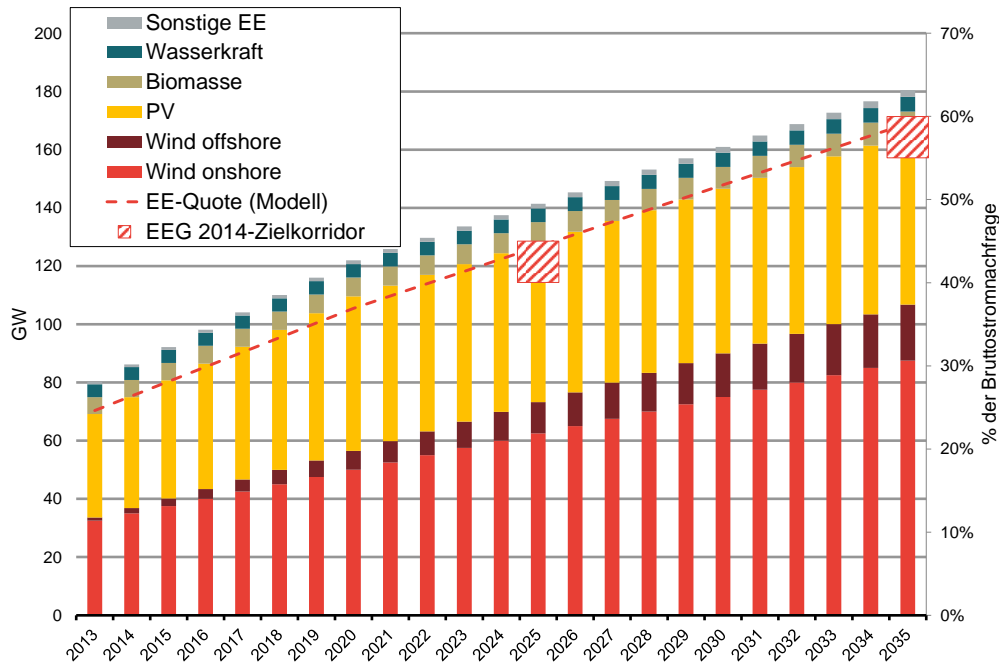
- **Wind onshore:** Es wird ein jährlicher Zubau von 2,4 – 2,6 GW pro Jahr angestrebt. Dieser Zubau soll mit Hilfe eines „atmenden Deckel“ analog zur Photovoltaik erreicht werden. Daher gehen wir von einem jährlichen Nettozubau von 2,5 GW aus.
- **Wind offshore:** Für Windanlagen auf See wird ein Zubau auf 6,5 GW bis zum Jahr 2020 und 15 GW bis zum Jahr 2030 anvisiert. Im Modell wird der Trend für die Folgejahre fortgeschrieben.
- **Photovoltaik (PV):** Für PV wird unter Beibehaltung des atmenden Deckels ein jährlicher Zubau von 2,5 GW angestrebt, bis der Förderdeckel von 52 GW im Jahr 2020 überschritten wird. Danach erfolgt ein reduzierter Zubau von 350 MW pro Jahr, welcher sich im Wesentlichen durch die individuellen Vorteile eines Eigenverbrauchs („Eigenverbrauchsprivileg“) für Kleinanlagen ergibt.
- **Biomasse:** Für Biomasse sieht das Eckpunktepapier einen Zuwachs von 100 MW/Jahr vor.
- **Wasserkraft und sonstige EE:** Für Wasserkraft (+0,6 GW bis 2034) und sonstige regenerative Erzeugung (+1,5 GW bis 2034) wird die

---

<sup>57</sup> Am 28.2.2014 online abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>.

Kapazitätsentwicklung aus dem Szenariorahmen für den NEP 2014 (Szenario B) übernommen.

**Abbildung 19.** Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland (Kapazitäten)



Quelle: Frontier

Die Annahmen bezüglich der installierten EE-Kapazitäten führen unter Verwendung der Vollaststunden (siehe **Tabelle 19** im Anhang) zu einer kontinuierlichen Steigerung der EE-Erzeugung von ca. 150 TWh in 2013 auf knapp über 350 TWh im Jahr 2035. Bezogen auf die Bruttostromnachfrage ergibt dies die in **Abbildung 19** dargestellte Entwicklung der Erneuerbarenquote, die im Einklang mit den Zielen im Eckpunktepapier zur EEG-Reform 2014 der Bundesregierung steht.

### *Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Deutschland*

Die Stromerzeugung in Deutschland wird heute trotz des starken Ausbaus der Erneuerbaren noch durch konventionelle Kraftwerke geprägt. Das Strommarktmodell optimiert den zukünftigen Zubaubedarf und die Stilllegungen von Kraftwerken (siehe **Anhang I – Modellbeschreibung** für eine ausführliche Beschreibung der Modelllogik), benötigt dafür aber folgende Vorgaben:

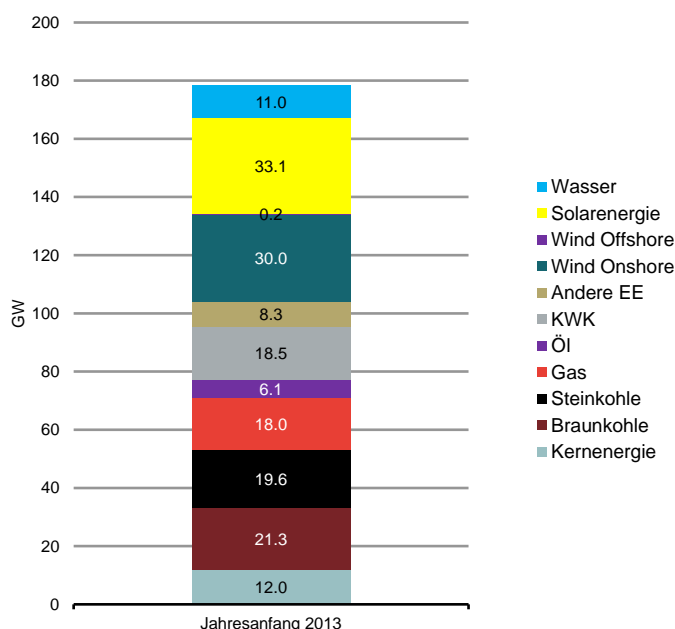
- **Kraftwerkspark im Ausgangspunkt (Jahr 2013)** – Ausgangspunkt für den konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland bildet die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur (2014b)), die im Rahmen des

Monitorings bundesweit Anlagen  $\geq 10$  MW und Nicht-EEG-Anlagen  $< 10$  MW erfasst.

- Enthalten sind vorläufig stillgelegte Kraftwerke (3,2 GW), die bei entsprechender Wirtschaftlichkeit reaktiviert werden können.
- Nicht enthalten sind ausländische Anlagen<sup>58</sup> in der Schweiz und Österreich (3,25 GW) und Kraftwerke in Netzreserve, die dem Markt nicht zur Verfügung stehen.

Dies ergibt einen deutschen Kraftwerkspark für den Jahresanfang 2013 mit einer installierten Nettoerzeugungleistung von 178 GW (**Abbildung 20**).

**Abbildung 20.** Deutscher Kraftwerkspark im Jahr 2013



Quelle: Frontier basierend auf BNetzA (2014b)

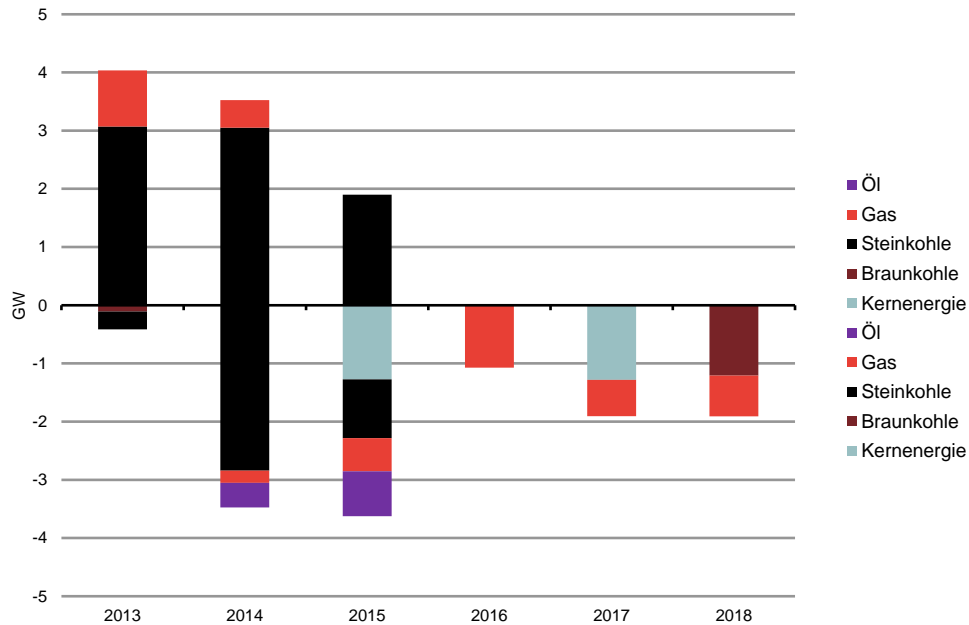
Der Erzeugungsbereich „KWK“ beinhaltet dabei sowohl Steinkohle- als auch Gas-Erzeugung.

- **Bekannte Zubauten und Stilllegungen** – Dem Modell werden bekannte Kraftwerksneubauten und -stilllegungen, die von der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden (Bundesnetzagentur (2014c)), vorgegeben. Darüber hinaus wird der politisch bestimmte Kernenergieausstieg bis zum Ende des Jahres 2022 gesetzt. Daraus ergeben sich für Deutschland die in (**Abbildung 21**) dargestellten Zu- und Rückbauten:

<sup>58</sup> Der Pumpspeicher Vianden in Luxemburg mit 1,1 GW installierter Nettoleistung, da Luxemburg nicht explizit modelliert wurde.

- Zubauten in Höhe von 9,5 GW, davon ca. 8 GW Steinkohle; und
- Stilllegungen in Höhe von 12,4 GW, davon ca. 4 GW Steinkohle.

**Abbildung 21.** Bekannte Zubauten und Stilllegungen in Deutschland bis 2018



Quelle: Frontier basierend auf BNetzA (2014) und Platts (2013)

Anmerkung: Zubauten und Stilllegungen werden im Modell erst im Folgejahr wirksam. Das heißt zum Beispiel, dass die im Laufe des Jahres 2013 angefallenen exogenen Änderungen des Kraftwerksparks im Modell ab dem Jahr 2014 (bzw. dem nächsten modellierten Stichjahr 2015) berücksichtigt werden.

- **KWK-Kapazitäten** – Die KWK-Kapazitäten werden annahmegemäß für die Szenarien 1-4 konstant gehalten. Da dies nicht zu einem Erreichen des KWK-Ziels von 25% bis zum Jahr 2020 führt, wird in **Kapitel 5.7** zusätzlich eine Sensitivität mit steigenden KWK-Kapazitäten gerechnet.
- **Modellendogener Zubau und Stilllegungen** – Im Modell können im Zuge der Optimierung weitere Zubauten und Stilllegungen erfolgen. Dazu werden die Kosten und Erlöse über den gesamten Optimierungszeitraum berücksichtigt.

### *Zukünftige Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten im europäischen Ausland*

Für den ausländischen Kraftwerkspark, der alle Nachbarländer Deutschlands umfasst, gehen wir - ähnlich dem Vorgehen im Szenariorahmen des NEP 2014 (BNetzA (2013d)) - vor und orientieren uns an der Entwicklung des SO&AF der

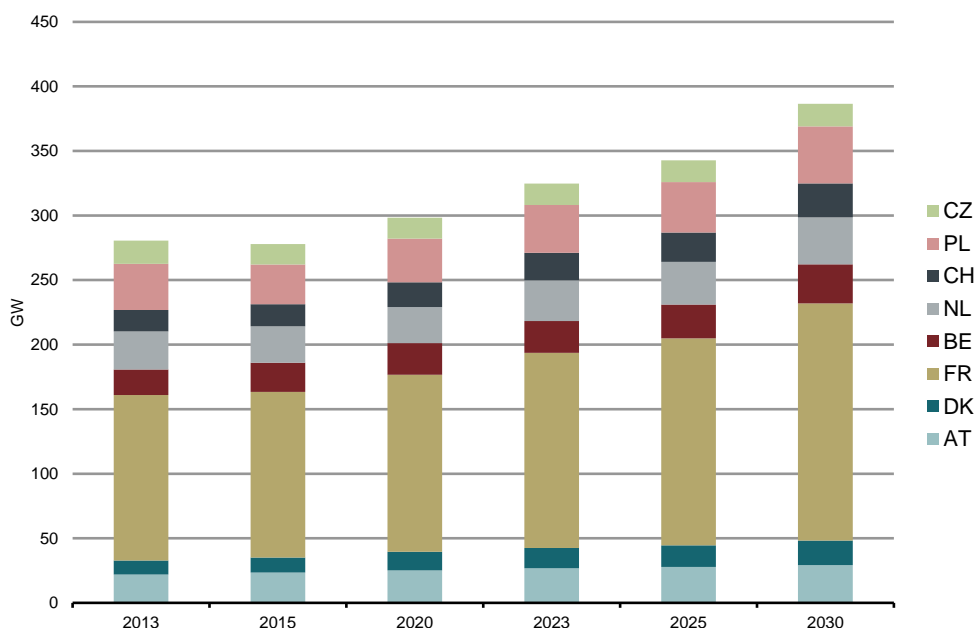
ENTSO-E (2013). Bei der Auswahl der Szenarien gehen wir analog zum Szenario B 2024 und 2034 vor:

- bis zum Jahr 2020: „Scenario B“, das durch einen moderaten Verbrauchszuwachs und Zubau von Kraftwerken charakterisiert ist;
- bis zum Jahr 2030: „Vision 3“, dieses Szenario entspricht hinsichtlich der installierten Leistung erneuerbarer Energien dem Szenario B im deutschen NEP 2014; und
- Nach dem Jahr 2030 wird anhand der Trends extrapoliert.

Die Parametrierung im SO&AF wurde auf Basis aktueller Marktinformationen und politischer Vorgaben weiterentwickelt, so dass der zukünftige Kraftwerkspark im Ausland nicht durch zu großzügige Kapazitätsvorgaben die Versorgungssicherheit in Deutschland determiniert. Eine ausführliche Dokumentation der Anpassungen erfolgt in **Anhang II – Annahmen für die Simulation**.

**Abbildung 22** fasst die Entwicklung der ausländischen Stromerzeugungskapazitäten zusammen.

**Abbildung 22.** Entwicklung des ausländischen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2035



Quelle: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“

Anmerkung: Für Österreich als Teil der Kernregion sind nur die bekannten Zubauten und Stilllegungen enthalten. Zusätzlich kann das Modell weitere Kapazitäten errichten oder stilllegen. Weitere Details sind im **Anhang II – Annahmen für die Simulation** dargestellt.

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

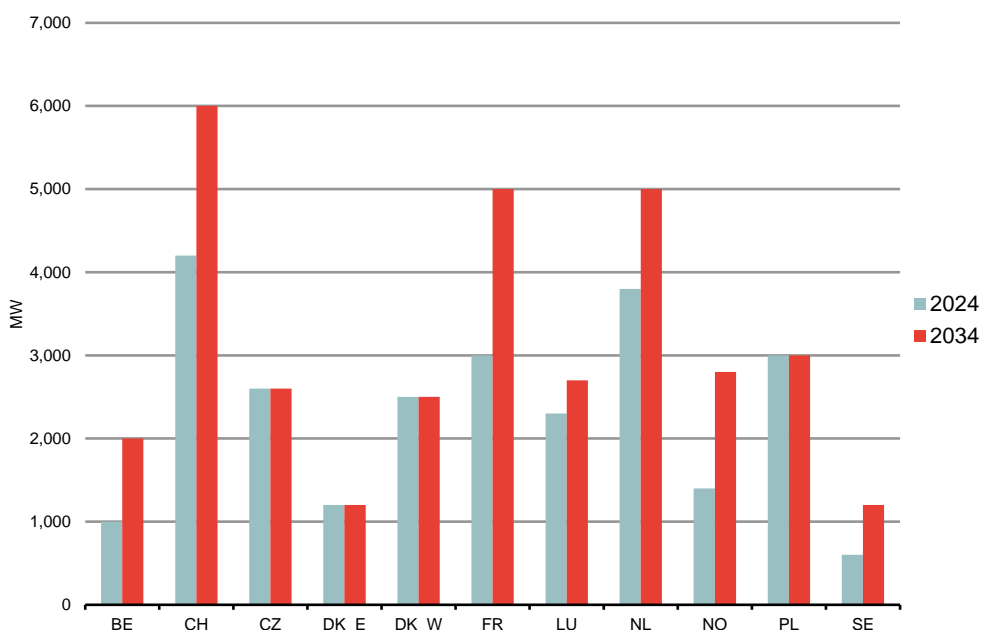


Wir erwarten für das vom Modell als „umliegende Regionen“ erfasste Ausland, vor allem getrieben durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, einen deutlichen Anstieg der Erzeugungskapazitäten von heute 263 GW auf 409 GW im Jahr 2035. Dies entspricht einer Steigerung von 56% im Vergleich zum heutigen Niveau. **Anhang II – Annahmen für die Simulation** enthält weitere Details zum Anstieg der Erzeugungskapazitäten nach Technologien differenziert.

### Zukünftige Entwicklung der Stromnetze in Europa

Der zukünftige Ausbau der grenzüberschreitenden Stromübertragungskapazitäten ist ein wesentlicher Schritt auf dem Weg zum europäischen Binnenmarkt für Strom. Die Annahmen an den Netzausbau im Strommarktmodell sind dem NEP 2014 entnommen. Dieser sieht einen starken Ausbau an den deutschen Grenzen auf Importkapazitäten in Höhe von 25,6 GW im Jahr 2024 und eine weitere Steigerung auf 34 GW bis zum Jahr 2034 vor (exklusive Österreich).

**Abbildung 23.** Entwicklung der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten



Quelle: Frontier basierend auf NEP 2014

Analog zum Vorgehen im NEP 2013 wurde für die Marktsimulation eine Beschränkung der Übertragungskapazität in Höhe von 5500 MW in 2024 und 7000 MW in 2034 zwischen Deutschland und Österreich berücksichtigt.

## 5.3 Ansatz zur Quantifizierung von Versorgungssicherheit

Mit den Konzepten zur Messung von Versorgungssicherheit soll die Fähigkeit eines Stromsystems beschrieben werden, für eine ausreichende Deckung der anfallenden Last (Nachfrage zuzüglich Verluste im Netz) zu sorgen. In diesem Abschnitt

- erörtern wir im Rahmen der Messung von Versorgungssicherheit zu berücksichtigende Aspekte (**Abschnitt 5.3.1**);
- diskutieren wir die Bestimmung eines „angemessenen“ Versorgungssicherheitsniveaus (**Abschnitt 5.3.2**); und
- skizzieren wir den von uns verwendeten Ansatz zur Messung von Versorgungssicherheit (**Abschnitt 5.3.3**).

Es sei bereits an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass der in **Abschnitt 5.3.3** dargestellte Ansatz als Diskussionsanstoß zu verstehen ist. Entsprechend sind die in **Abschnitt 5.6** dargestellten Ergebnisse bezüglich der Versorgungswahrscheinlichkeit als Indikation zu sehen. Insbesondere die Entwicklung der Werte über die Zeit gibt jedoch wertvolle Hinweise über die Funktionsweise bestimmter Marktdesign-Konstellationen.

### 5.3.1 Hintergrund zur Messung von Versorgungssicherheit

Die Messung von Versorgungssicherheit beinhaltet Überlegungen zu:

- Auswahl der Systemebene, auf der Versorgungssicherheit gemessen wird;
- Auswahl der Maßzahl;
- Messungen der historischen oder erwarteten Versorgungssicherheit; sowie
- Festlegung auf einen deterministischen oder stochastischen Vorgang bei Prognosen über die erwartete Leistung.

Im Folgenden sei dies näher erläutert.

- **Systemdefinition** – Die Zuverlässigkeit des Strommarktes kann durch Risiken auf allen Stufen der Wertschöpfungskette gefährdet werden – durch mangelnde Versorgung mit Treibstoff (insbesondere bei konventionellen Erzeugungskapazitäten), durch einen nicht-adäquaten Bestand an Erzeugungskapazitäten sowie durch Störungen bei Transport und Verteilung von Elektrizität. In dieser Studie analysieren wir die „Erzeugungssicherheit“ – d.h. das ausreichende Angebot an verfügbaren Erzeugungskapazitäten (vgl.

## Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

**Abschnitt 2.3).** Wir nehmen an, dass solange adäquate Erzeugungs- und Lastmanagementkapazitäten verfügbar sind, diese durch den Strom- und Reservemarkt zur Verfügung gestellt werden.<sup>59</sup> Wir abstrahieren von Engpässen und Ausfällen im Netz, die ggf. die Möglichkeiten zur Erstellung eines Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Nachfrage einschränken und somit zu unfreiwilligen Rationierungen von Stromkonsum führen könnten.

- **Konzepte und Maßzahlen für Erzeugungssicherheit** – Es gibt unterschiedliche Konzepte und Maßzahlen für die Messung von Versorgungssicherheit.<sup>60</sup> Die am häufigsten angewendeten sind:
  - Lastüberhangswahrscheinlichkeit (LOLE-Konzept)<sup>61</sup> – die erwartete Anzahl an Stunden in einem Jahr, in denen das abgeschätzte Erzeugungsangebot im betrachteten Gebiet die Last nicht zwingend vollständig decken kann (**Abbildung 24**);<sup>62</sup>
  - Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit (ENS-Konzept)<sup>63</sup> – die erwartete Höhe des Stromverbrauchs in einem Jahr, die mit dem abgeschätzten Erzeugungsangebot im betrachteten Gebiet nicht zwingend gedeckt werden kann, als Anteil am Jahresgesamtbedarf (**Abbildung 24**);<sup>64</sup> sowie
  - Technische Kennzahlen, wie SAIDI (= System Average Interruption Duration Index) und SAIFI (= System Average Interruption Frequency Index), welche die Netzsicherheit beinhalten und daher nicht näher betrachtet werden.<sup>65</sup>

---

<sup>59</sup> Vgl. auch BMU (2013a).

<sup>60</sup> Für eine Übersicht und Vergleich zwischen den unterschiedlichen Maßzahlen siehe Winzer (2013).

<sup>61</sup> Die Übersetzung des Begriffes LOLE („Loss of Load Expectation“) aus dem Englischen in das Deutsche wird hier verstanden wie von Consentec: „Ein neues Konzept für das Monitoring von Versorgungssicherheit“, Präsentation auf dem Plattform Strommarkt, AG Versorgungssicherheit/Marktdesign, 1. Juli 2014, S. 8. Dabei wird unter dem Begriff der Wahrscheinlichkeit in diesem Zusammenhang jedoch keine prozentuale Eintrittswahrscheinlichkeit, sondern zwecks einfacherer Interpretierbarkeit eine Wahrscheinlichkeit in der Form von Stunden pro Jahr verstanden.

<sup>62</sup> Die Loss-of-Load-Probability (LOLP) setzt die LOLE zudem in Relation zu der Gesamtanzahl an Stunden eines Jahres (8.760). Der LOLP-Wert gibt somit die Wahrscheinlichkeit an, dass in einem Jahr die Versorgung mindestens eines Kunden unfreiwillig eingeschränkt werden muss (bzw. die Spannung reduziert werden muss, siehe Fußnote 106).

<sup>63</sup> Die Übersetzung des Begriffs ENS („Energy not Supplied“) aus dem englischen erfolgt hier in Anlehnung an den Begriff LOLE.

<sup>64</sup> Manche Regulierer messen ENS als absoluten Wert in MWh und nicht als Anteil der Jahresgesamtnachfrage (s. Electricity Commission, New Zealand (2008)). Um Vergleichbarkeit zu ermöglichen, verwenden wir im Weiteren den relativen Wert (in % der Jahresgesamtnachfrage).

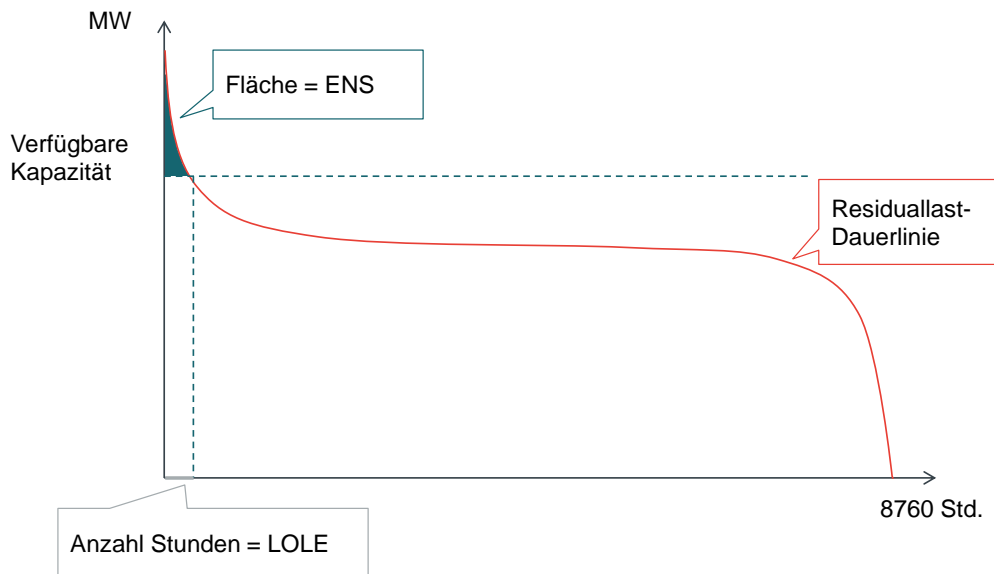
<sup>65</sup> Für historische SAIDI-Werte in Deutschland, siehe Bundesnetzagentur (2014e).

LOLE- und ENS-Konzept sind Monitoringkonzepte. Sie erlauben indikative Aussagen über die Erzeugungssicherheit bzgl. politischer Zielvorgaben.<sup>66</sup> Bei der Interpretation beider Größen ist zu berücksichtigen, dass die berechneten Last- bzw. Verbrauchsüberhänge in der stromwirtschaftlichen Praxis durch unberücksichtigte Effekte oder weitere Maßnahmen teilweise auch ohne Beeinträchtigung der Kunden beherrschbar sind: beispielsweise höhere marktbasierete Importe als hier angenommen, Aushilfe ausländischer ÜNB mit Regelleistung oder aufgrund anderer Gründe vorgehaltener sonstiger Reserven (z.B. einer Netzreserve).

Wir schätzen beide Größen, da sie unterschiedliche Informationen beinhalten. LOLE ist die weitest verbreitete Maßzahl für die Abschätzung zukünftiger Erzeugungssicherheit, beinhaltet aber keine Informationen über die Höhe des Verbrauchsüberhangs und somit über deren ökonomische Bedeutung. ENS enthält diese Information, ist aber die weniger plastische Maßzahl und international seltener verwendet.

---

<sup>66</sup> Mit den wahrscheinlichkeitstheoretischen Analysen können Unsicherheitskomponenten berücksichtigt werden, die in der Strommarktmodellierung nicht berücksichtigt werden. Dabei ist zu beachten, dass nicht alle in der wahrscheinlichkeitstheoretischen Analyse unterstellten Extremsituationen in der Strommarktmodellierung analog betrachtet wurden und daher auch nicht die in solchen Situationen möglicherweise auftretenden Marktreaktionen berücksichtigt werden können.

**Abbildung 24.** Maßzahlen der Versorgungssicherheit: LOLE und ENS<sup>67</sup>

Quelle: Frontier

- **Methodik** – Die Maßzahlen eines Stromsystems können deterministisch oder stochastisch ermittelt werden:
  - Bei deterministischen Verfahren werden Maßzahlen von Versorgungssicherheit durch eine angenommene Entwicklung der relevanten Angebots- und Nachfrageparameter hergeleitet.<sup>68</sup>
  - Bei stochastischen Verfahren werden Erwartungswerte für die Maßzahlen berechnet, indem die relevanten Angebots- und Nachfrageparameter über einen Zeitraum entsprechend ihren angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilungen simuliert werden.

Wir verwenden beide Verfahren. Im Rahmen des Investitions- und Dispatchmodells ermitteln wir mit einem deterministischen Ansatz für jedes Jahr auf Basis einer angenommenen („normalen“) Ausprägung der unterliegenden Angebots- und Nachfrageparameter die resultierende nicht bediente Nachfrage (Anzahl Stunden sowie nicht bediente Menge; siehe **Abschnitt 5.2.2**). Zusätzlich nehmen wir eine nachgelagerte

<sup>67</sup> Hier zwecks Anschaulichkeit unter der Annahme einer über das Jahr konstanten verfügbaren Kapazität. In der Realität ist auch diese Größe unsicher und ungeplante Kraftwerksausfälle sind ein wesentlicher möglicher Treiber für potenzielle Versorgungsunterbrechungen (siehe **Abschnitt 5.3.3**).

<sup>68</sup> Vgl. BMU (2013a).

stochastische Analyse vor, um auch die Auswirkungen extremer Ausprägungen unsicherer Einflüsse (wie z.B. ein Zusammentreffen von geringer Windeinspeisung und hohem Stromverbrauch mit großen Kraftwerksausfällen) abbilden zu können (siehe **Abschnitt 5.3.3**).

- **Historische und erwartete netzseitige Versorgungssicherheit** – Historische netzseitige Versorgungssicherheit wird i.d.R. über technische Kennzahlen wie SAIDI und SAIFI gemessen. Sie basiert auf tatsächlich realisierten Werten für Systemunterbrechungen. Historische und erwartete erzeugungsseitige Versorgungssicherheit wird i.d.R. über LOLE und ENS gemessen. Sie basieren auf Prognosen hinsichtlich Realisierungen der relevanten Parameter.

### 5.3.2 Definition „ausreichender“ Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit von 100% ist nach unserer Definition (siehe **Abschnitt 2.2**) dann gegeben, wenn Kunden nicht unfreiwillig Last reduzieren müssen oder abgeschaltet werden. Solange nicht alle Stromverbraucher technisch in der Lage sind, jederzeit und kurzfristig bei entsprechend hohen Preisen freiwillig auf Stromkonsum zu verzichten, kann es in der Praxis keine 100%-ige Versorgungssicherheit geben.<sup>69</sup> Dies anzustreben wäre auch nicht effizient. Zur Ermittlung eines ausreichenden Niveaus an Versorgungssicherheit – und damit implizit an Erzeugungskapazität – muss aus volkswirtschaftlicher Perspektive zwischen Kosten und Nutzen abgewogen werden (**Abbildung 25**).

Zusätzliche Erzeugungskapazität (inkl. Speicher und DSM, s.o.) geht auf der einen Seite mit einer Reduktion der Wahrscheinlichkeit für Versorgungseinschränkungen<sup>70</sup> und damit verbundenen Kosten bzw. Nutzeneinbußen einher (*hellblaue Linie*). Auf der anderen Seite verursacht zusätzliche Erzeugungskapazität Kosten für die Errichtung, Instand- und Bereithaltung und gegebenenfalls den Einsatz der Kapazität (*petrol-farbene Linie*).

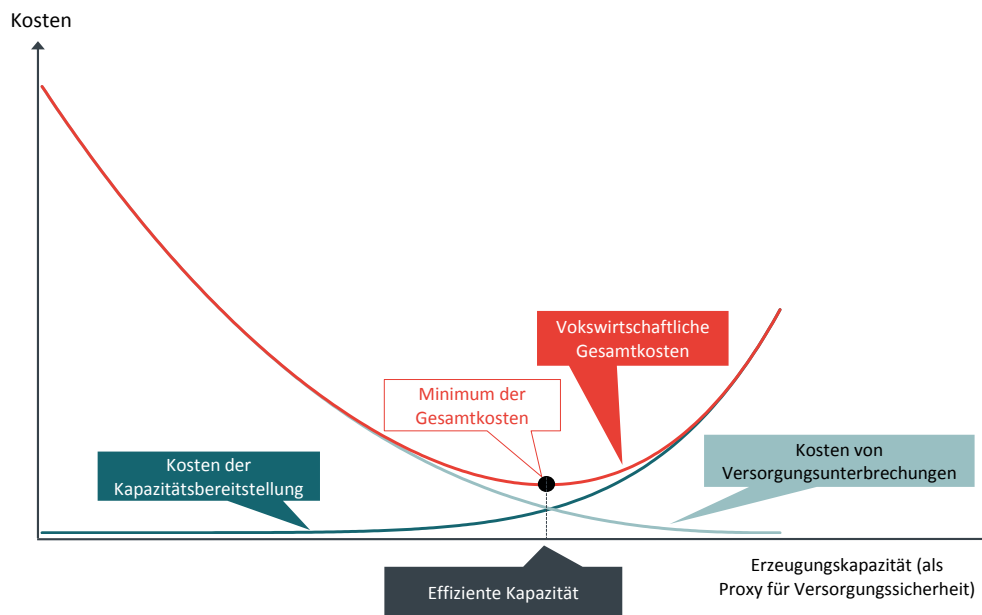
Das gesamtwirtschaftlich optimale Maß an Erzeugungskapazität bzw. Versorgungssicherheit ist bei der Kapazität erreicht, bei welcher die

<sup>69</sup> Sobald alle Stromverbraucher in der Lage sind, ihren Stromverbrauch in Reaktion auf Preissignale (und somit letztlich Knappheitssignale) anzupassen, sind unfreiwillige Versorgungseinschränkungen – bei Abstraktion von netzseitigen Störungen – ausgeschlossen. Dies wäre gleichbedeutend mit einer 100%-igen Versorgungssicherheit. Denn dann könnte jeder Verbraucher in jedem Moment selbst entscheiden, ob er Strom zu den entsprechend hohen Kosten konsumieren oder auf den Konsum verzichten möchte – und entsprechende Zahlungen einspart. Allerdings gibt es in jedem Fall nur genau ein (fiktives) Niveau an Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, welche die vollständige Versorgungssicherheit zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten erreichen, vgl. Büdenbender/Janssen/Wobben (2009).

<sup>70</sup> Das heißt mit desto größerer Wahrscheinlichkeit können auch Extremereignisse wie z.B. ein Aufeinandertreffen von hoher Last, geringem Wind- und Sonnendargebot und mehreren Kraftwerksausfällen ohne Versorgungsunterbrechung aufgefangen werden.

Gesamtkosten aus Kosten der Kapazitätsbereitstellung und erwarteten Kosten von Versorgungseinschränkungen in Folge unzureichender Erzeugungskapazität am geringsten sind (*Minimum der roten Linie*).

**Abbildung 25.** Effizientes Versorgungssicherheitsniveau



Quelle: Frontier

Das bedeutet auch, dass es im volkswirtschaftlichen Optimum – solange nicht alle Stromverbraucher flexibilisiert sind (s.o.) – im Erwartungswert zu geringfügigen Wahrscheinlichkeit von unfreiwilligen Einschränkungen der Stromversorgung für einzelne Verbraucher kommen wird. Eine vollumfängliche Absicherung jeglicher Versorgungseinschränkungen bedürfte eines (approximativ) unendlich großen Parks an Erzeugungskapazität, was mit (approximativ) unendlichen Bereitstellungskosten einherginge. Im Ergebnis ist es ab einer gewissen Erzeugungskapazität volkswirtschaftlich günstiger, auf die Bereitstellung weiterer Kapazität zu verzichten, um unter Inkaufnahme einer (in der Praxis sehr geringen) Wahrscheinlichkeit von Versorgungseinschränkungen weitere Kosten der Kapazitätsbereitstellung einzusparen.<sup>71</sup>

<sup>71</sup> Entscheidungsträger in der Politik könnten zu einer anderen Einschätzung als der gemäß der oben skizzierten gesamtwirtschaftlichen Herangehensweise kommen. Denkbar wäre zum Beispiel, dass jegliche unfreiwillige Versorgungseinschränkung in Folge unzureichender Erzeugungskapazität als politisch inakzeptabel gesehen wird, da sie den Stromverbrauchern bzw. Wählern schwer zu vermitteln sein könnte. Dies könnte u.a. darin begründet sein, dass die Stromverbraucher ein hohes Maß an Versorgungssicherheit aus vergangenen Zeiten mit einer Regulierung der gesamten Wertschöpfungskette gewohnt sind – allerdings zu Lasten der gesamtwirtschaftlichen Effizienz.

Die Ermittlung einer angemessenen Größe für das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland ist nicht Gegenstand dieser Studie. Die Bundesregierung hat sich bisher diesbezüglich noch nicht festgelegt.

Im Folgenden verwenden wir folgende Schwellwerte gemäß international gebräuchlicher politischer Zielvorgaben:<sup>72</sup>

- Lastüberhangswahrscheinlichkeit von maximal 3h/a – Dies bedeutet, dass im Erwartungswert in 99,967% der Stunden das abgeschätzte Erzeugungsangebot im betrachteten Gebiet die Last vollständig decken kann; und
- Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit von maximal 0,002% - Dies bedeutet, dass im Erwartungswert mindestens 99,998% des Stromverbrauchs mit dem abgeschätzten Erzeugungsangebot im betrachteten Gebiet gedeckt werden kann.

Zur Einordnung dieser Zielvorgaben ist der Vergleich mit den netzbedingten Versorgungsunterbrechungen sinnvoll. Diese betragen für den Bereich der Mittel- und Niederspannung in Deutschland rund 15 Minuten pro Jahr. Damit nimmt Deutschland weltweit einen Spitzenplatz bei den niedrigsten Versorgungsunterbrechungen ein. Dies ist vergleichbar mit einer Lastüberhangswahrscheinlichkeit von rund 8h/a bzw. einer Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit von rund 0,003%.<sup>73</sup>

### 5.3.3 Unserer Ansatz zur Messung der Versorgungssicherheit

Zusätzlich zu der in **Abschnitt 5.2.2** beschriebenen deterministischen Ermittlung von Versorgungsunterbrechungen im Rahmen des Strommarktmodells wenden wir einen stochastischen Ansatz zur Abschätzung des zukünftigen Versorgungssicherheitsniveaus in verschiedenen Konstellationen an. Der hier dargestellte Ansatz ist dabei als Diskussionsanstoß zu verstehen. Entsprechend sind die in **Abschnitt 5.6** dargestellten Ergebnisse bzgl. der Versorgungswahrscheinlichkeit als Indikation zu sehen. Insbesondere die

---

Eine Reduktion des Versorgungssicherheitsniveaus in Folge der Liberalisierung könnte daher auf Ablehnung stoßen, nicht zuletzt da Verbraucher bzw. Wähler die damit einhergehenden Kostenerleichterungen aufgrund der Vielzahl der überlagernden Effekte (v.a. der gestiegenen Kosten der EE-Förderung) kaum identifizieren können. Im Folgenden gehen wir von einem ökonomisch rationalen Ansatz aus.

<sup>72</sup> Im europäischen Raum werden z.B. häufig 3 Stunden (z.B. Frankreich, Belgien und Großbritannien) bzw. 4 Stunden (Niederlande) LOLE pro Jahr angestrebt (vgl. DECC (2013), Ofgem (2013), IEA (2012)). ENS ist weniger breit verbreitet. In Australien beträgt der angestrebte Wert 0,002% (vgl. IEA (2012)). Das tatsächlich optimale Versorgungssicherheitsniveau hängt von den individuellen Kosten eines Landes und bedarf genauere Kalkulationen, die den Rahmen dieser Studie übersteigen.

<sup>73</sup> Bei einer unterstellten durchschnittlichen Bandlast von 60 GW für die Umrechnung der 15min auf einen nichtversorgten Verbrauch sowie einem Lastüberhang von 2 GW für die Plausibilisierung der Lastüberhangswahrscheinlichkeit.



Entwicklung der Werte über die Zeit gibt jedoch wertvolle Hinweise über die Funktionsweise bestimmter Marktdesign-Konstellationen.

### Überblick über den Ansatz

Um das erwartete Versorgungssicherheitsniveau in den unterschiedlichen Modellszenarien zu bestimmen, wenden wir ein stochastisches Verfahren an, welches deutschlandweit in jedem der Fotojahre die Werte für die Lastüberhangswahrscheinlichkeit (LOLE) und die Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit (ENS) schätzt. Dabei kalkulieren wir die erwarteten Lastüberhänge in einer zufälligen Abendstunde im Winter („kritische Stunde“ siehe **Anhang II – Annahmen für die Simulation**) und skalieren diese auf das Gesamtjahr. Dabei wird für die restlichen Stunden des Jahres Volldeckung angenommen.

Wir benutzen Prognosen über die Entwicklung von Kapazitäten und Jahresverbrauch auf der einen Seite sowie historische Daten über Höhe der Nachfrage und Verfügbarkeitsraten der unterschiedlichen Erzeugungstypen auf der anderen Seite. Dabei gehen wir folgendermaßen vor (**Abbildung 26**):

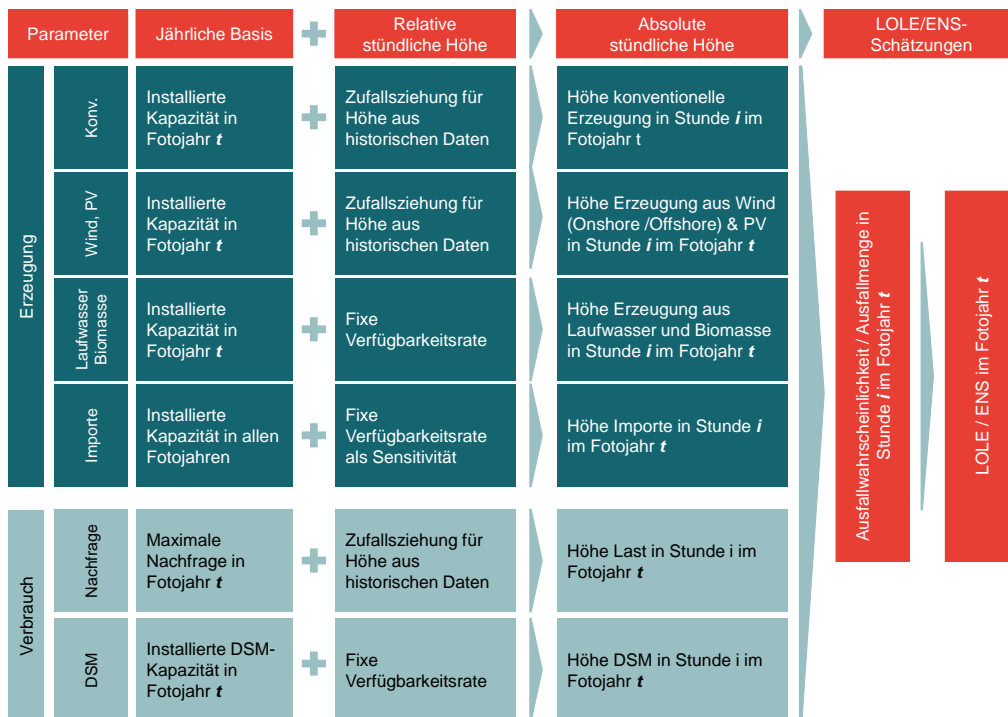
- Für jedes der Fotojahre werden Erzeugung und Verbrauch in 100.000 unabhängigen Ziehungen simuliert (Monte Carlo Simulation).
- Zuerst wird ein fixer Wert („**jährliche Basis**“; in MW) für die installierte Kapazität bzw. Spitzenlast vorgegeben,<sup>74, 75</sup>
- Zur Ermittlung eines absoluten Werts („**absolute stündliche Höhe**“, in MW) für den jeweiligen Parameter in dieser Stunde wird die jährliche Basis mit der entsprechenden stündlichen Verfügbarkeitsrate bei Erzeugung und DSM bzw. der relativen Höhe der Last („**relative stündliche Höhe**“, in %) multipliziert;

<sup>74</sup> Für installierte Kapazitäten für konventionelle Erzeugung und DSM basieren diese auf Ergebnissen aus der Investitions- und Dispatch-Modellierung. Hierbei wird auch Regelleistungskapazität berücksichtigt, da gemäß unserer Definition von Versorgungssicherheit sämtliche physische Erzeugungsoptionen eingesetzt werden, bevor es zu Versorgungsunterbrechungen kommt. Kraftwerke in Netzreserve werden nicht berücksichtigt, da diese annahmegemäß benötigt werden könnten, um Netzengpässe zu überwinden. Für die installierte EE-Kapazität sowie die Spitzenlast werden die Prognosen analog zu den exogenen Parametern in der Investitions- und Dispatch-Modellierung bestimmt.

<sup>75</sup> Importmöglichkeiten werden dabei mit konstant 5 GW berücksichtigt. Dies stützt sich auf Analysen zu Grenzkupplstellenkapazitäten sowie zur Nutzung zeitungleicher Last in Europa, siehe Frontier Economics / Consentec (2014), **Kapitel 2.8**. Es sei darauf hingewiesen, dass die Berücksichtigung angemessener Importpotenziale sehr komplex ist, und das tatsächliche Importpotenzial in kritischen Stunden in Deutschland von einer Vielzahl verschiedener Aspekte abhängt. Im weiteren Verlauf des Gutachtens berechnen wir daher z.T. Sensitivitäten unter Variation des angenommenen Importpotenzials.

- Durch Gegenüberstellung der Summe aller verfügbarer Erzeugung bzw. DSM und die Last in jeder Stunde (**Abbildung 27** illustrativ) wird der erwartete Lastüberhang pro kritischer Stunde ausgerechnet ;
- Zur Ermittlung von Jahreswerten von LOLE und ENS werden die Werte auf das Jahr hochskaliert, wobei die Unterdeckungswahrscheinlichkeit außerhalb der kritischen Stunden als Null angenommen wird. (siehe Exkurs „kritischer Stunden“ unten).

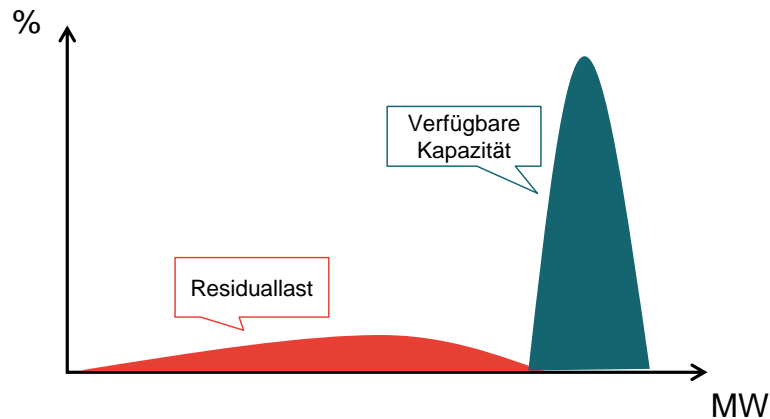
**Abbildung 26.** Unser Vorgang bei der Schätzung von Versorgungssicherheit



Quelle: Frontier

**Abbildung 27** zeigt eine illustrative Darstellung der Dichtefunktionen von Residuallast (rote Fläche) und der verfügbaren Residualkapazität.

**Abbildung 27.** Illustrative Darstellung Dichtefunktionen von Residuallast und Residualkapazität



Quelle: Frontier

Die relative stündliche Höhe der Last sowie die Verfügbarkeit von konventioneller Erzeugung, Wind (Onshore und Offshore) und PV werden für jede „kritische Stunde“ durch 100.000 unabhängige Ziehungen aus ermittelten Wahrscheinlichkeitsverteilungen bestimmt.<sup>76</sup>

Laufwasser und sonstige erneuerbaren Energien sowie DSM fließen mit konstanten Verfügbarkeiten in allen Stunden je Fotojahr in die Simulation ein.<sup>77</sup>

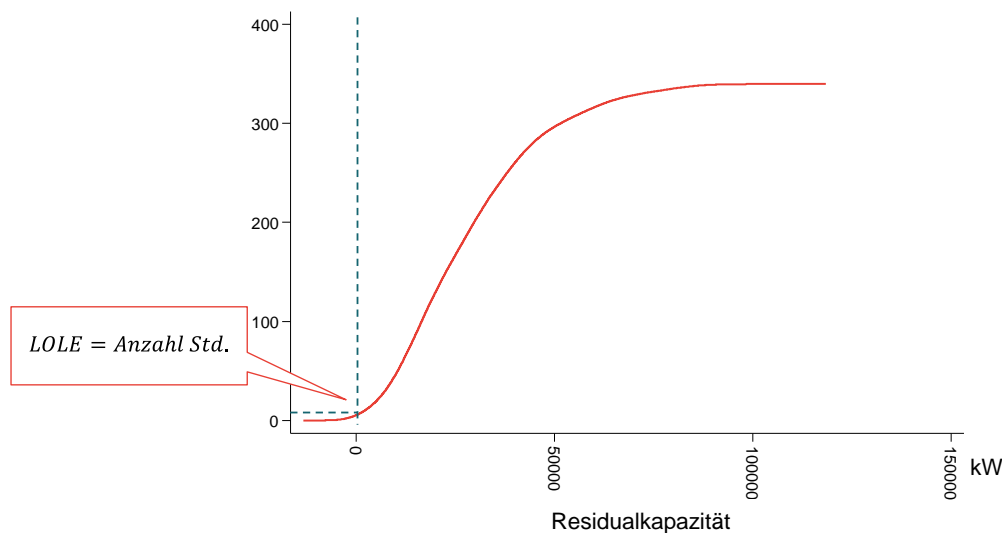
Im Ergebnis der Simulation ergeben sich für jedes Fotojahr ein Wert für die Lastüberhangswahrscheinlichkeit sowie die Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit. Die Kalkulation des Wertes für die

<sup>76</sup> Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen ergeben sich aus historischen stündlichen Verfügbarkeitsraten in 2011 und 2012. Daten über die Gesamtjahresnachfrage und die stündlichen Profile stammen aus Entso-E (2014), mit Anpassungen für die Differenz zwischen vertikaler Last und Verbrauch. Die stündlichen Verfügbarkeitsraten der konventionellen Erzeugung werden geschätzt anhand von Daten zur installierter Kapazität aus dem Monitoring Bericht der Bundesnetzagentur (vgl. Bundesnetzagentur (2013b)) auf der einen Seite und Daten über die geplanten und ungeplanten Ausfällen von Kraftwerken  $\geq 100$  MW gem. EEX (2014a, 2014b, 2014c), mit Anpassungen für die Ausfälle der Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel, auf der anderen Seite. Dabei wird angenommen, dass konventionelle Erzeugungseinheiten  $\leq 100$  MW ähnliche Verfügbarkeitsraten haben wie diejenigen  $\geq 100$  MW. Für Wind schätzen wir die stündliche Verfügbarkeit anhand Daten über installierte Kapazität aus DEWI (2013) und BMU (2013b), unter der Annahme eines linearen Anstiegs für die täglich installierte Kapazität, sowie Daten über die Einspeisung aus Netztransparenz (2013) für Wind Onshore bzw. Tennet (2014) für Wind Offshore. Das stündliche Profil für PV-Verfügbarkeit schätzen wir anhand Daten über die installierte Kapazität im PV-Melderegister der Bundesnetzagentur und BMU (2013b) und die stündliche Einspeisung aus Netztransparenz (2013).

<sup>77</sup> Die fixen Verfügbarkeitsraten betragen in Anlehnung an die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber 25% bei Laufwasser und 65% bei Biomasse, vgl. 50 Herz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2013). Sonstige Erneuerbare Energien werden unter Biomasse subsumiert.

Lastüberhangswahrscheinlichkeit sei in **Abbildung 28** illustrativ veranschaulicht. Die rote Linie stellt die Residualkapazität (verfügbare Kapazität abzüglich unflexiblen Verbrauchs) dar. Die Anzahl der Stunden, in denen diese negativ wird, entspricht der Lastüberhangswahrscheinlichkeit.

**Abbildung 28.** Illustrative Darstellung - LOLE



Quelle: Frontier

## 5.4 Definition der Szenarien und Sensitivitäten

Im Folgenden definieren wir die Kernszenarien sowie eine Reihe von Sensitivitäten, die mit dem Simulationsmodell berechnen.

### 5.4.1 Szenarien

Die Definition der modellierten Szenarien wird durch die zuvor angestellten konzeptionellen Überlegungen zur Versorgungssicherheit im Strommarkt determiniert: Als eine zentrale Herausforderung im EOM haben wir die Deckung der Investitions- und Betriebskosten der letzten produzierenden Einheit und somit die Frage, wie der EOM Knappheitsrenten ermöglichen kann, identifiziert. Hierfür haben wir zwei mögliche Ansatzpunkte identifiziert:

- **Existenz von Flexibilitätsoptionen** mit geringen/keinen fixen Kostenbestandteilen, die über den EOM refinanziert werden müssen. Dies könnten v.a. mittel- bis langfristig Nachfrageflexibilitäten (v.a. in industriellen Prozessen) oder die Erschließung anderweitig finanzierter Erzeugungskapazitäten wie Netzersatzanlagen sein;

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

- Weitgehende **Internalisierung externer Effekte**: Sofern externe Effekte im EOM durch entsprechende Maßnahmen weitgehend internalisiert werden können, können im Markt Knappheitsrenten entstehen, die zur Deckung fixer Kostenelemente beitragen können.

Aus diesen Überlegungen bzw. anhand dieser Ansatzpunkte haben wir vier Szenarien für die Modellierung abgeleitet, welche im Folgenden erläutert werden.

**Abbildung 29.** Szenarien für die Modellierung<sup>78</sup>

		Internalisierung	
		gering	hoch
Nachfrageflexibilität	Hohes Potential	Szenario A („Referenz“)	Szenario B („Referenz Plus“)
	Konservatives Potential	Szenario C („restriktiv“)	Szenario D („restriktivPlus“)

Quelle: Frontier

### Szenario A („Referenz“)

Im Folgenden beschreiben wir das *Szenario A* („Referenz“).

**Grad der Internalisierung:** *Szenario A* bildet das Referenzszenario für die nachfolgende Analyse. Wir gehen davon aus, dass der Energy-Only-Markt eine gewisse Internalisierung ermöglicht. Diese geht jedoch nicht über die Abrufkosten der letzten nachfragedeckenden Einheit hinaus. Um diesen potenziellen externen Effekt abzubilden, werden die durch die Erzeuger erzielbaren Erlöse auf dem Stromgroßhandelsmarkt beschränkt. Programmiertechnisch wird dem Modell die Möglichkeit gegeben, die Energiebilanz über eine „Versorgungseinschränkungs-Variable“ zu Kosten unterhalb der annahmegemäß tatsächlich entstehenden Nutzeneinbußen („Value of Lost Load“ von durchschnittlich 15.000 €/MWh, siehe **Abschnitt 5.2.2**) zu erfüllen. Der Abrufpreis für diese Variable wird mit

<sup>78</sup> „Hohe“ Internalisierung bedeutet, dass der Großhandelspreis über die variablen Kosten der letzten Einheit steigen kann (bis 15.000€/MWh), während „geringe“ Internalisierung bedeutet, dass der Großhandelspreis auf die variablen Kosten der letzten (DSM)-Einheit begrenzt ist (d.h. 8.001€/MWh in Szenario A und 3.000€/MWh in Szenario C).

einem Wert knapp oberhalb der variablen Kosten der teuersten DSM-Maßnahme festgelegt.<sup>79</sup>

Der Maximalpreis, den die Wirtschaftsakteure „sehen“, liegt somit knapp oberhalb der Kosten der teuersten DSM-Maßnahme (im Abruf) (8.001 €/MWh). Dieser Wert liegt wiederum unterhalb der annahmegemäß tatsächlich entstehenden Nutzeneinbußen (VoLL) von durchschnittlich 15.000 €/MWh. Es wird also die Möglichkeit von Knappheitspreisen eingeschränkt.

Das Referenz-Szenario kann auch als Marktrahmen interpretiert werden, in welchem Preise oberhalb von 8.001 €/MWh aus regulatorischen Gründen nicht zugelassen werden. Entsprechend haben die Anbieter nur in begrenztem Umfang die Möglichkeit, Margen oberhalb der variablen Kosten der letzten nachfragedeckenden Einheit zu Erlösen.

- **Nachfrageflexibilität:** Im Referenzszenario gehen wir von einem hohen Potential an Nachfrageflexibilitäten aus. Dies betrifft insbesondere

- **Einbindung von Industrieprozessen:** Insbesondere wird kontrovers diskutiert, inwieweit und ab welchen Großhandelsstrompreisen Industrieprozesse die notwendige Infrastruktur zur freiwilligen Lastreduktion einrichten werden. Wir rechnen daher in den *Szenarien A* und *B* unter der Annahme, dass es zukünftig größere Potenziale zur Lastreduktion im Industriesektor gibt. Wir nehmen zusätzlich zu den bereits bestehenden Kapazitäten ein ansteigendes Potential der Lastreduktion an, dass von

- 0,5 GW in 2015 auf
    - 9 GW MW in 2035 ansteigt.

Unter anderem nehmen wir an, dass auch Industrieprozesse mit höheren Wertschöpfungsverlusten im Fall der Stromverbrauchseinschränkung ihren Verbrauch flexibilisieren können. Wir führen daher eine DSM-Technologie mit einem Abrufpreis von 8.000 €/MWh ein. Hiervon existierten in der Ausgangslage bereits 750 MW, während weitere 5,4 GW als theoretisches Zubaupotential bis 2035 bestehen. Die restlichen Zubaupotenziale teilen sich auf Industrieprozesse mit jeweils 500 €/MWh und 1.000 €/MWh auf.

---

<sup>79</sup> Bei Netzausfällen (Brownouts/Blackouts) würden Marktakteure, die zwar verfügbare Kapazitäten anbieten, die aber aufgrund des Netzausfalls nicht abgerufen werden können, im derzeitigen Marktdesign keine Kompensation erhalten. Ebenso würden die Marktakteure mit negativen Einspeise/-Ausspeisebilanzen wegen des Ausfalls ggf. nicht pönalisiert. Der Abrechnungspreis wäre dann Null. Im Modell wird dagegen ein Wert knapp oberhalb der teuersten DSM-Maßnahme als erzielbarer Maximalpreis gewählt, da ansonsten diese Flexibilitätsoptionen nie genutzt würden. Es handelt sich demnach um eine Näherung.

- **Netzersatzanlagen:** Zu diesen Potentialen gehören auch DSM-Kapazitäten mit geringeren Abrufkosten (zwischen 500€/MWh und 1.500€/MWh). Dies kann z.B. als Einbindung von heute verfügbaren, aber bisher nicht marktbasierend eingesetzten Netzersatzanlagen (NEA) interpretiert werden, denen wir im Modell einen Abrufpreis von 500€/MWh zuordnen würden.<sup>80</sup>
- **Ziel:** Das Referenz-Szenario dient der Beantwortung der Frage, ob die Flexibilität der Stromnachfrage bei weniger konservativen Potential-Annahmen aber eingeschränkten Knappheitspreisen ausreicht, um ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

### Szenario B („Referenz Plus“)

Im Folgenden beschreiben wir das *Szenario B* („Referenz Plus“).

- **Nachfrageflexibilität:** Die Annahmen zur Nachfrageflexibilität werden analog zu *Szenario A* getroffen, d.h. wir gehen in diesem Szenario von einem hohen Potenzial von Nachfrageflexibilitäten aus.
- **Internalisierung:** *Szenario B* bildet den Fall ab, in dem eine weitgehende Internalisierung des externen Effekts „Versorgungssicherheit“ erfolgt. Hierzu wird die Situation abgebildet, bei welchem ein Vertrieb im Falle einer unzureichenden Deckung des Verbrauchs seiner Kunden die annahmegemäß tatsächlich entstehenden Nutzeneinbußen („Value of Lost Load“ von durchschnittlich 15.000 €/MWh) der Kunden zu tragen hat. Entsprechend betragen die Kosten, zu welchen das Modell die Energiebilanz durch unfreiwillige Versorgungseinschränkungen erfüllen kann, 15.000 €/MWh.

Dies entspricht einer Situation, in welcher Preise auch (deutlich) oberhalb der variablen Kosten der teuersten Einheiten zugelassen werden, und Anbieter z.B. in Knappheitsperioden mit Aufschlägen auf die variablen Kosten bieten können, um Vollkosten zu decken.

- **Ziel:** *Szenario B* bildet einen Fall ab, in welchem
  - die Nutzeneinbußen (d.h. der VoLL) aller Kunden richtig eingeschätzt und über geeignete Mechanismen (z.B. den Ausgleichsenergiemechanismus) entsprechend kompensiert werden können; oder

---

<sup>80</sup> Angaben in der Literatur zu verfügbaren NEA-Kapazitäten variieren. Bei der Modellierung unterstellen wir einen konservativen Wert, der in die erschließbaren DSM-Potenziale einfließen würde.

- es die Möglichkeit zur Vollkostendeckung über strategische Gebot gibt;
- und das bei weniger konservativen Annahmen zu DSM-Potentialen.

### Szenario C („restriktives Szenario“)

Im Folgenden beschreiben wir das Szenario C („restriktives Szenario“).

- **Grad der Internalisierung:** *Szenario C* bildet restriktiver als das *Szenario A* den Fall einer eingeschränkten Internalisierung externer Effekte ab. Dies bedeutet, dass es zu Situationen kommen kann, in denen Erzeuger und Verbraucher unfreiwillig in ihrer Versorgung eingeschränkt werden, ohne dafür entsprechend ihrer Nutzeneinbußen kompensiert zu werden. Wie bereits angemerkt, sind derartige externe Effekte in der stromwirtschaftlichen Praxis zwar theoretisch denkbar, aber dürften nur unter sehr restriktiven Annahmen für Investitionen entscheidungsrelevant werden und damit eher theoretischer Natur sein.

In Szenario C wird dieser Wert mit 3.000 €/MWh festgelegt. Dies entspricht der heutigen technischen Preisobergrenze in der Day-Ahead-Auktion von EPEX Spot.

Das Szenario kann auch als Marktrahmen interpretiert werden, in welchem Preise oberhalb von 3.000 €/MWh aus regulatorischen Gründen nicht zugelassen („missing money“) werden. Entsprechend haben die Anbieter nur in begrenztem Umfang die Möglichkeit, Margen oberhalb der variablen Kosten der letzten nachfragedeckenden Einheit zu erlösen.

Die Preise können im börslichen Intraday-Markt bereits heute 10.000€/MWh erreichen, im Ausgleichsmechanismus theoretisch sogar mehr als 15.000€/MWh. Insofern sind die Annahmen zu expliziten bzw. implizit realisierbaren Preisobergrenzen für die Marktakteure in diesem Szenario hypothetisch, können allerdings mögliche Effekte illustrieren, wenn derartige Preisobergrenzen zukünftig eingeführt würden..

- **“Konservative“ DSM Potenziale:** In *Szenario C* gehen wir von konservativen Abschätzungen zu Lastreduktionspotenzialen aus, welche sich in geringeren Lastreduktionspotenziale in der Industrie ausdrücken im Vergleich zu den Szenarien A und B. Wie in **Abschnitt 5.2.3** beschrieben, setzen wir hierbei einen maximalen Abrufpreis von 2.500 €/MWh für den teuersten Prozess an, der eine freiwillige Lastreduktion vornehmen kann.
- **Ziel:** *Szenario C* dient der Beantwortung der Frage, ob die Flexibilität der Stromnachfrage sowohl bei konservativen Potenzial-Annahmen sowie geringer Internalisierung externer Effekte (keine Knappheitspreise über 3000 Euro) ausreicht, um ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

## Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit



### Szenario D („restriktives Szenario Plus“)

Im Folgenden beschreiben wir das Szenario D („restriktives Szenario Plus“).

- **Grad der Internalisierung:** *Szenario D* bildet entsprechend dem *Szenario B* den Fall ab, in dem eine weitgehende Internalisierung des externen Effekts „Versorgungssicherheit“ erfolgt. Hierzu wird die Situation abgebildet, in der ein Vertrieber im Falle einer unzureichenden Deckung des Verbrauchs seiner Kunden die annahmegemäß tatsächlich entstehenden Nutzeneinbußen („Value of Lost Load“ von durchschnittlich 15.000 €/MWh) der Kunden zu tragen hat. Entsprechend betragen die Kosten, zu welchen das Modell die Energiebilanz durch unfreiwillige Versorgungseinschränkungen erfüllen kann, 15.000 €/MWh.

Dies entspricht einer Situation, in welcher Preise auch (deutlich) oberhalb der variablen Kosten der teuersten Einheiten zugelassen werden, und Anbieter z.B. in Knappheitsperioden mit Aufschlägen auf die variablen Kosten bieten können, um Vollkosten zu decken.

- **Nachfrageflexibilität:** Die Annahmen zur Nachfrageflexibilität sind analog zu *Szenario C* konservativ, d.h. es werden relativ geringe realisierbare DSM-Potenziale unterstellt.
- **Ziel:** Szenario D dient als Referenz für einen Fall, in welchem
  - die Nutzeneinbußen (d.h. der VoLL) aller Kunden zumindest näherungsweise richtig eingeschätzt und über geeignete Mechanismen (z.B. den Ausgleichsenergiemechanismus) entsprechend kompensiert werden können; oder
  - es die Möglichkeit zur Vollkostendeckung über Gebote in Knappheitsperioden jenseits der eigenen variablen Kosten gibt; und
  - DSM-Potenziale für die Funktionsfähigkeit des EOM von untergeordneter Bedeutung sind.

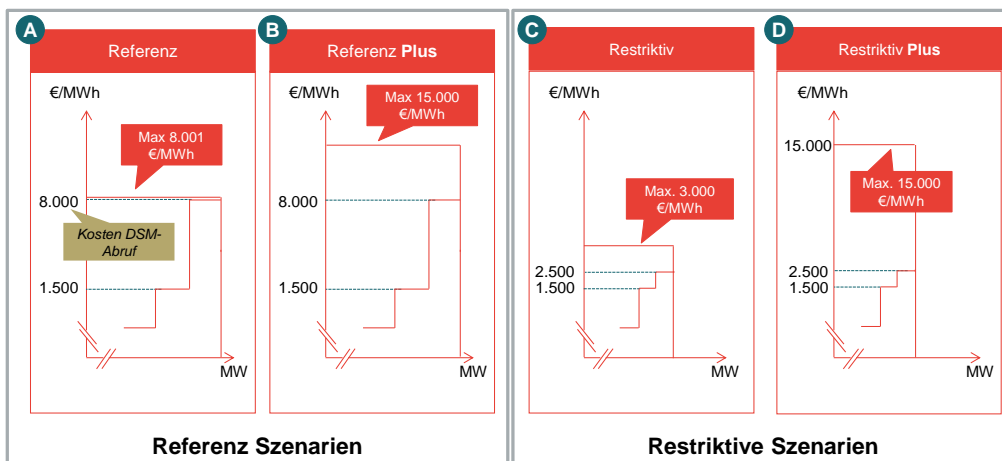
### Übersicht der Szenarien

**Abbildung 30** illustriert die unterschiedlichen Szenarien im Preis-Mengendiagramm anhand der durch die Marktakteure erzielbaren Maximalpreise und der realisierbaren Nachfragepotenziale. Wesentliche Unterschiede sind:

- *Szenario A:* Maximalpreis: 8.001 €/MWh, Kosten der teuersten DSM-Maßnahme: 8.000 €/MWh, zusätzlich erschließbares Potenzial für Lastmanagement in 2035: 18 GW;

- *Szenario B*: Maximalpreis: 15.000 €/MWh, Kosten der teuersten DSM-Maßnahme: 8.000 €/MWh, zusätzlich erschließbares Potenzial für Lastmanagement in 2035: 18 GW;
- *Szenario C*: Maximalpreis: 3.000 €/MWh, Kosten der teuersten DSM-Maßnahme: 2500 €/MWh, erschließbares Potenzial für Lastmanagement in 2035: 13 GW; und
- *Szenario D*: Maximalpreis: 15.000 €/MWh, Kosten der teuersten DSM-Maßnahme: 2500 €/MWh, erschließbares Potenzial für Lastmanagement in 2035: 13 GW.

**Abbildung 30.** Szenarien für die Modellierung



Quelle: Frontier

#### 5.4.2 Sensitivitäten

Neben den oben beschriebenen Szenarien analysieren wir die Einflüsse einzelner Treiber in Sensitivitäten:

##### *KWK-Sensitivität*

In den *Szenarien A – D* setzen wir eine weitgehend konstante KWK-Quote von 17%, gemessen an Stromerzeugung. Im Koalitionsvertrag (CDU et al (2013)) sehen die Regierungsparteien eine Erhöhung dieser Quote auf bis zu 25% in 2020 vor. In dieser Sensitivität untersuchen wir, welchen Einfluss eine Umsetzung dieser Erhöhung auf die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten, die Strompreise sowie die Versorgungssicherheit hat.

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

### *Sensitivität höhere Erzeugungskapazitäten im Ausland*

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Europäischen Ausland orientiert sich in den *Szenarien A – D* an dem SO&AF der ENTSO-E. Die Kapazitätsannahmen wurden für die Szenarien jedoch auf Basis aktueller Marktinformationen und politischer Vorgaben weiterentwickelt, so dass der zukünftige Kraftwerkspark im Ausland nicht durch zu großzügige Kapazitätsvorgaben die Versorgungssicherheit in Deutschland determiniert.

In der Sensitivität *Erböhte Kapazität im Ausland* setzen wir die ENTSO-E Kapazitätsentwicklung weitestgehend unverändert fort und bilden so den Fall ab, in denen die Kapazitäten sich in erster Linie anhand nationaler Vorgaben zur Versorgungssicherheit entwickeln.

## 5.5 Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich Marktergebnissen

Im folgenden Abschnitt werten wir die Ergebnisse des Strommarktmodells in Hinblick auf die untersuchte Fragestellung aus. Dazu

- werten wir die Modellergebnisse in Hinblick auf die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten aus. Hierbei stehen insbesondere die Investitionen und Stilllegungen in der Kernregion und die Frage, welchen Einfluss die Wahl der Szenarien auf diese Variablen hat, im Vordergrund (**Abschnitt 5.5.1**);
- beschreiben wir die Entwicklung der Stromerzeugung sowie den Einsatz von Nachfrageflexibilitäten im Strommarktmodell (**Abschnitt 5.5.2**); und
- stellen wir die Entwicklung der Strompreise in Deutschland sowie im Ausland über die Zeit und in den verschiedenen Szenarien dar und erläutern deren Haupttreiber (**Abschnitt 5.5.3**).

### 5.5.1 Kapazitätszubau und Kraftwerksaußerbetriebnahmen

In diesem Abschnitt beschreiben wir die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten und der DSM-Kapazitäten in Deutschland. Dabei stellen wir die Ergebnisse für jedes Szenario für sich und jeweils im Vergleich zu *Szenario A* vor und ziehen im Anschluss ein vergleichendes Zwischenfazit.

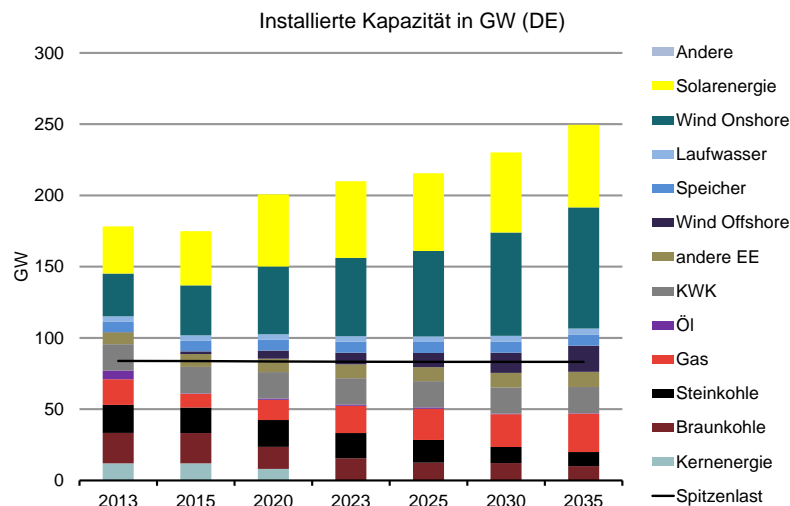
#### *Szenario A („Referenz“)*

Im Referenz-Szenario ergeben sich folgende Ergebnisse für die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten.

- **Transformation des Kraftwerksparks** – Die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten ist durch
  - den Rückgang der konventionellen Erzeugungskapazitäten<sup>81</sup> von ca. 95 GW auf ca. 65 GW von 2013 bis 2035 einschließlich des vollständigen Ausstiegs aus der Kernenergieerzeugung bis 2023; und
  - den Ausbau der Erneuerbaren Energien um beinahe 100 GW im selben Zeitraum gekennzeichnet.

Abbildung 31 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten

Abbildung 31. Entwicklung der installierten Kapazität in Deutschland (Szenario A)



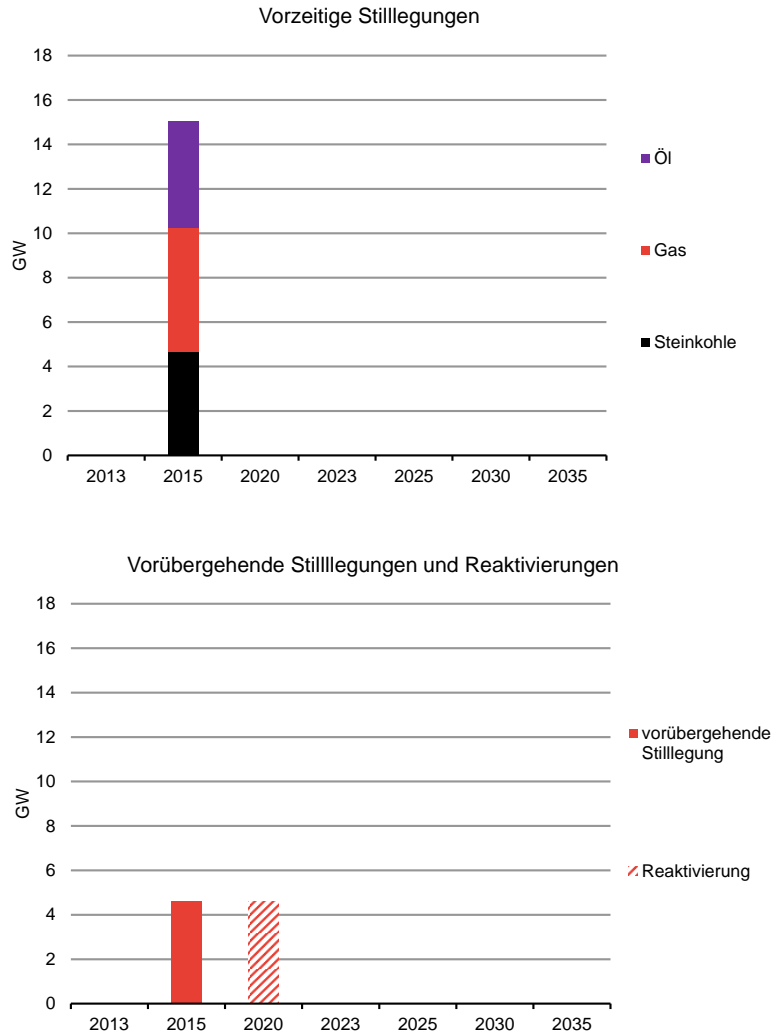
Quelle: Frontier

- **Vorzeitige Stilllegungen ab 2015** – Neben den bisher bekannten und den durch den Ablauf der typischen Lebensdauer bedingten exogenen Stilllegungen nimmt das Modell im Jahr 2015 auch endogene Außerbetriebnahmen vor. Dabei handelt es sich in erster Linie um vorgezogene Stilllegungen von Kapazitäten, deren regulärer Marktaustritt nach Ablauf der technischen Lebensdauer bis 2020 erfolgt. Die ca. 15 GW vorzeitige Stilllegungen verteilen sich auf die Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle (Abbildung 32).

<sup>81</sup> Erzeugungskapazitäten der Energieträger Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, exklusive Pumpspeicherkraftwerke.

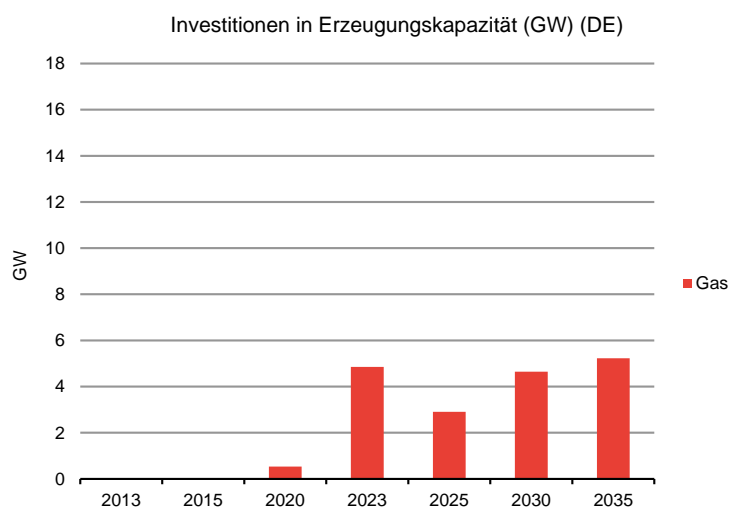
Weiterhin finden in 2015 vorübergehende Stilllegungen von 4 GW Gas- und 600 MW Öl-Kapazitäten statt, die in 2020 wieder in Betrieb genommen werden.

**Abbildung 32.** Vorzeitige Stilllegung von Erzeugungskapazitäten (Szenario A)



Quelle: Frontier

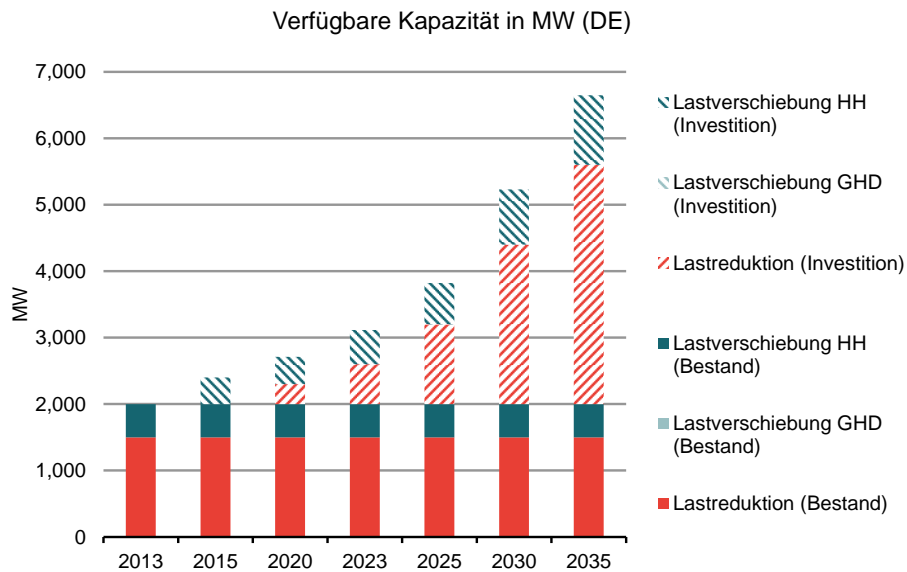
- **Investitionen in Kraftwerkskapazitäten ab 2020** – Ab dem Jahr 2020 werden im Simulationsmodell endogen Kraftwerkskapazitäten zugebaut. Bei den 18 GW Zubauten handelt es sich um Gaskraftwerke des Typs „Gasturbine – OCGT“. Die größten Zubauten erfolgen in Jahr 2023, nach dem Abschluss des Kernenergieausstiegs in Deutschland und in 2035.

**Abbildung 33.** Investitionen in Erzeugungskapazitäten (Szenario A)

Quelle: Frontier

- **Ausbau der Nachfrageflexibilitäten ab 2020** – Neben konventionellen Erzeugungskapazitäten werden im Modell auch zusätzliche DSM-Kapazitäten erschlossen. Dabei handelt es sich sowohl um Lastverschiebepotentiale im Haushalts- und Gewerbebereich als auch um Lastreduktionspotentiale in der Industrie (siehe Erläuterungen zu DSM **Abschnitt 5.2.3**).

Die verfügbare Lastreduktionskapazität zum Beispiel in der Industrie oder durch die Erschließung von NEAs wird von 2013 bis 2035 von 1,5 GW auf ca. 5 GW ausgebaut. Weiterhin stehen dem Markt in den kritischen Stunden in 2035 ca. 1,5 GW Lastverschiebepotentiale insbesondere im Haushaltssektor zur Verfügung.

**Abbildung 34.** Entwicklung der DSM-Kapazitäten\* (Szenario A)

Quelle: Frontier

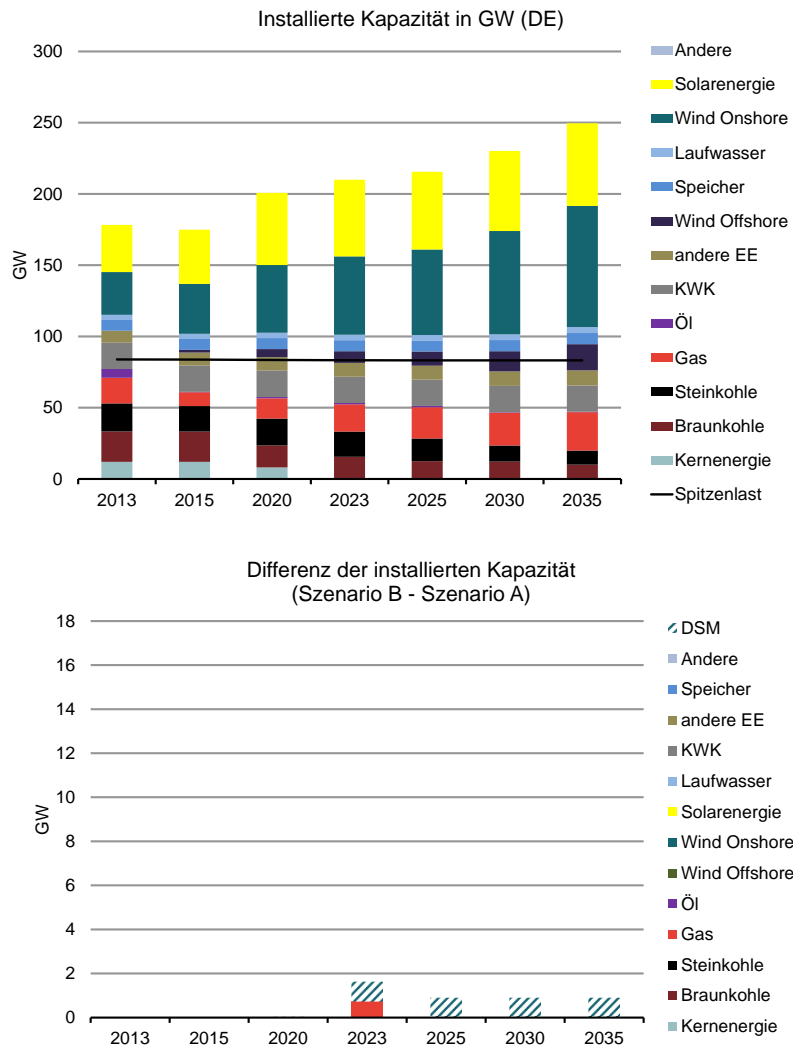
\* dargestellt ist die in den kritischen Stunden verfügbare DSM-Kapazität

### Szenario B („Referenz Plus“)

In *Szenario B* ergeben sich folgende Ergebnisse für die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten.

- **Gleiches Niveau an konventionellen Kapazitäten** – Im Vergleich zu *Szenario A* zeichnet sich dieses Szenario durch einen höheren Maximalpreis, also tendenziell höhere Erlösmöglichkeiten für Erzeugungseinheiten aus. Diese durch die zusätzliche Internalisierung möglichen Margen sorgen in diesem Fall jedoch nur bedingt für ein höheres Niveau an konventionellen Erzeugungskapazitäten. Wir beobachten im Vergleich zu *Szenario A*
  - Unveränderte vorzeitige und vorübergehende Stilllegungen; und
  - Eine vorgezogene Investition in 2023 (**Abbildung 35**).

**Abbildung 35.** Entwicklung der installierten Kapazität in Deutschland (Szenario B)

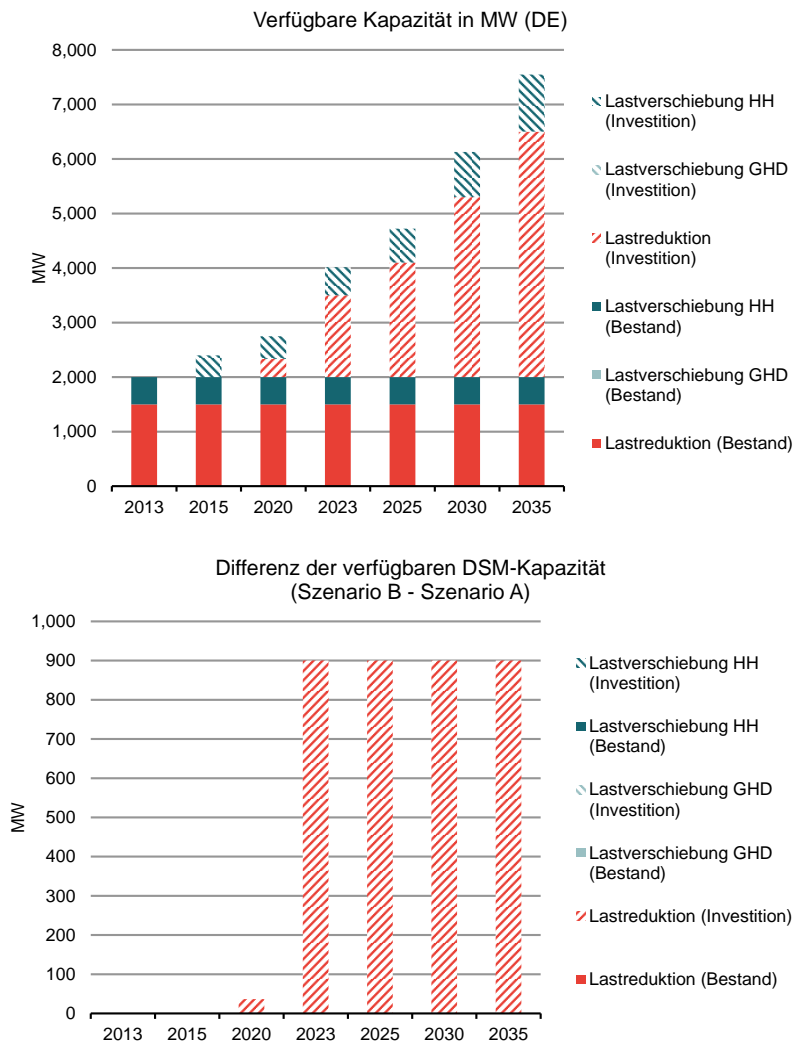


Quelle: Frontier

- Mehrinvestitionen in Nachfrageflexibilität** – Durch die zusätzliche Internalisierung und die höheren Maximalpreis von 15.000 €/MWh wird nun auch der letzten erzeugenden DSM-Einheit mit einem Abrufpreis von 8.000 €/MWh ermöglicht, Margen oberhalb der eigenen variablen Kosten zu erzielen. Diese Möglichkeit erhöht die Investitionen in diese Kapazität. Dabei handelt es sich um Lastreduktionskapazitäten, im Bereich der Industrienachfrage. Die zusätzlich in kritischen Stunden verfügbare Kapazität beträgt 900 MW (**Abbildung 36**).



**Abbildung 36.** Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten (Szenario B)



Quelle: Frontier

### Szenario C („Restriktives Szenario“)

Im Gegensatz zu den Szenarien A und B untersuchen wir in den beiden folgenden Szenarien den Fall, indem dem Markt lediglich geringeres Potential an Nachfrageflexibilität mit geringeren Abrufkosten in Höhe von 2.500 €/MWh zur Verfügung steht. Wie in **Abschnitt 5.4.1** illustriert, beschreibt Szenario C den Fall, indem mit dem Maximalpreis von 3.000 €/MWh lediglich ein geringes Niveau an Internalisierung des externen Effekts Versorgungssicherheit vorliegt.

- **Geringeres Niveau an Erzeugungskapazitäten und spätere Investitionen** – Im Vergleich zum Referenzszenario stehen dem Markt

weniger konventionelle Erzeugungskapazitäten für die Stromerzeugung zur Verfügung. Im Gegensatz zu den *Szenarien A* und *B* wird erst in 2030 in Erzeugungskapazitäten investiert. Insgesamt beobachten wir eine Differenz der installierten Kapazität in Höhe von 9 GW. Die konventionellen Erzeugungskapazitäten<sup>82</sup> verzeichnen einen Rückgang von ca. 95 GW in 2013 auf ca. 56 GW in 2035 (**Abbildung 39**).

Die Differenz setzt sich zusammen aus

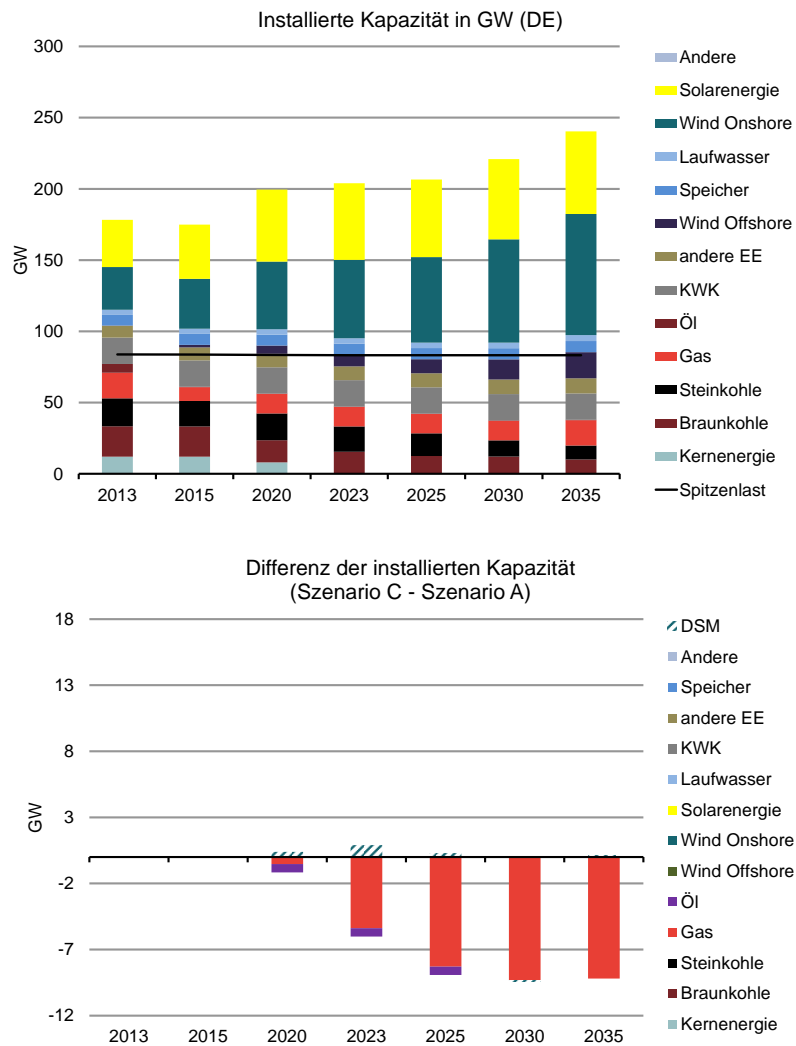
- geringeren Investitionen in Gasturbinen in Höhe von 9 GW;
- Eine leichte Erhöhung endgültiger Stilllegungen in Höhe von 600 MW (Öl-Kapazitäten); und
- einem gleichzeitigen Absinken der vorübergehenden Stilllegung um ebendiese Öl-Kapazitäten.

Durch den geringen Maximalpreis in Höhe von 3.000 €/MWh fällt die Pönalisierung für eine Nichtbedienung der Nachfrage geringer aus. Das Ausbleiben einer hohen Pönalisierung, sei es durch höhere Abrufkosten der letzten DSM-Einheit oder einen höheren Maximalpreis, reduziert somit die Anreize in Erzeugungskapazitäten zu investieren, bzw. stilllegungsbedrohte Kapazitäten weiter zu betreiben.

---

<sup>82</sup> Erzeugungskapazitäten der Energieträger Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, exklusive Pumpspeicherkraftwerke.

**Abbildung 37.** Entwicklung der installierten Kapazität (Szenario C)



Quelle: Frontier

- **Mangel an konventionellen Kapazitäten be reizt Nachfrageflexibilität** – Im Gegensatz zu den Szenarien A und B nehmen wir in Szenario C eine konservative Abschätzung des DSM-Potentials vor. Gleichzeitig gehen wir mit 2.500 €/MWh anstelle von 8.000 €/MWh jedoch auch von reduzierten Kosten des Abrufs der letzten DSM-Einheit aus.

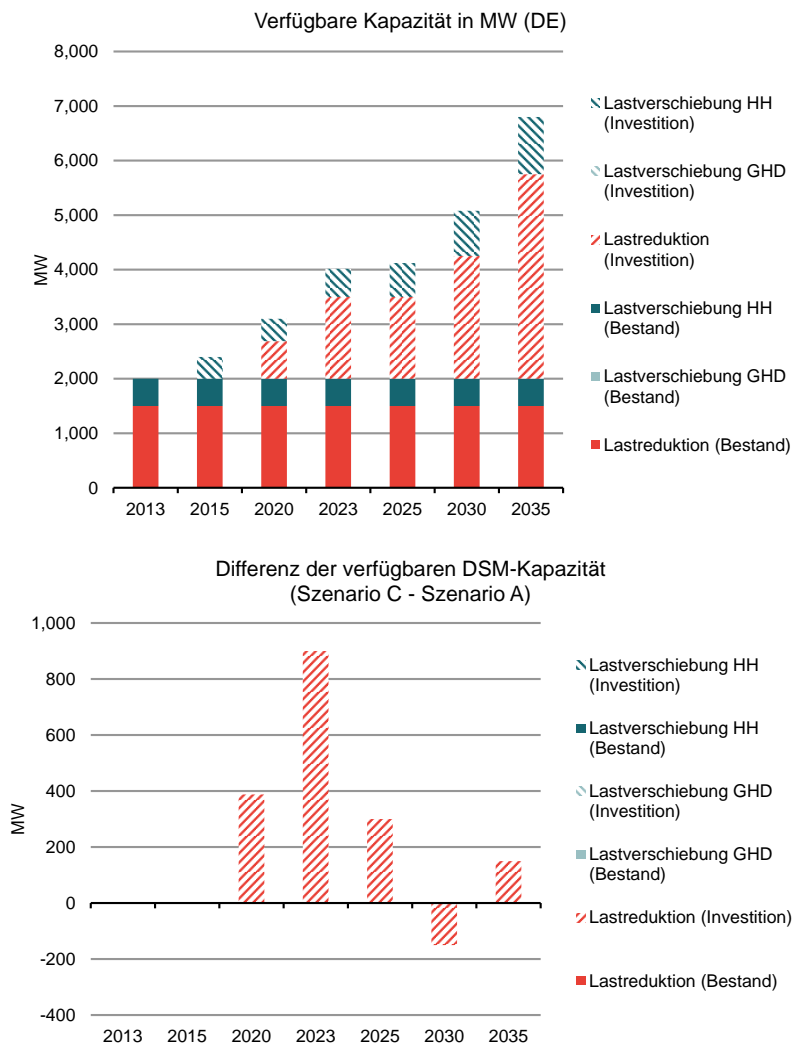
Diese Reduktion der Abrufkosten und die Möglichkeit der letzten Einheit eine gewisse Marge zu erzielen führt unter Berücksichtigung der oben beschriebenen ausbleibenden Investitionen in Erzeugungskapazität dazu, dass zeitweise mehr Nachfrageflexibilität als in Szenario A erschlossen wird. Dabei handelt es sich um

Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

- Investitionen in Lastreduktionspotentiale in 2020 und 2023 - den Jahren in denen in den Szenarien A und B bereits in konventionelle Kapazitäten investiert wird.

Das Niveau der Nachfrageflexibilität liegt mit 6,7 GW verfügbarer Kapazität in den kritischen Stunden jedoch leicht unterhalb des Kapazitätsniveaus, welches in Szenario B („Referenz Plus“) in 2035 erreicht wird (7,5 GW).

**Abbildung 38.** Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten (Szenario C)



Source: Frontier

### Szenario D („Restriktives Szenario Plus“)

Szenario D ist ebenfalls durch eine konservative Abschätzung des DSM-Potentials gekennzeichnet. Im Gegensatz zu Szenario C gehen wir hier jedoch davon aus,

## Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

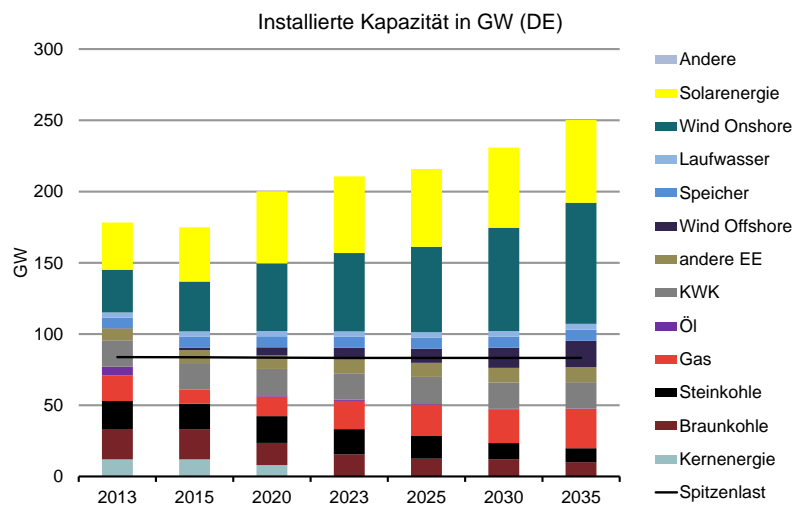
dass der Energy-Only-Markt den externen Effekt der Versorgungssicherheit internalisieren kann. Dies bilden wir durch den Maximalpreis auf Höhe des angenommenen VoLLs von 15.000 €/MWh ab.

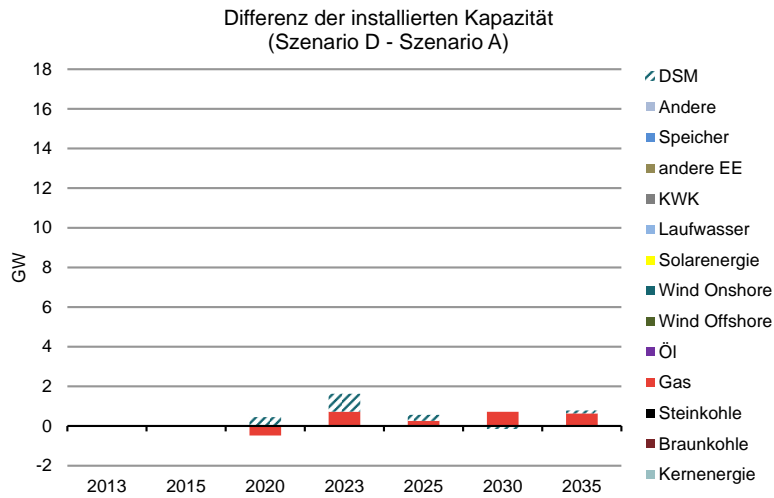
- **Internalisierung schafft höheres Niveau an Erzeugungskapazitäten** – Im Gegensatz zum Fall mit einem geringen Grad der Internalisierung und konservativer Abschätzung des DSM-Potentials (*Szenario C*) beobachten wir in *Szenario D* ein ähnliches Investitionsverhalten wie in den *Szenarien A* und *B*. Der hohe Maximalpreis von 15.000 €/MWh und die damit einhergehende hohe Pönalisierung einer Nichtbedienung der Nachfrage sorgt dafür, dass bereits frühzeitig in Erzeugungskapazitäten investiert wird:

- Im Vergleich zum Referenzszenario A wird etwas später (2023) in Erzeugungskapazitäten, dafür jedoch in Summe etwas mehr (600 MW) in Erzeugungskapazitäten investiert;
- Bei den Stilllegungsentscheidungen verzeichnen wir keine Unterschiede.

Insgesamt gehen die konventionellen Erzeugungskapazitäten in *Szenario D* von ca. 95 GW in 2013 auf ca. 66 GW in 2035 zurück und bleiben somit wie *Szenario A* und *B* in etwa 9 GW oberhalb des Kapazitätsniveaus bei geringer Internalisierung (*Szenario C*).

**Abbildung 39.** Entwicklung der installierten Kapazitäten (Szenario D)

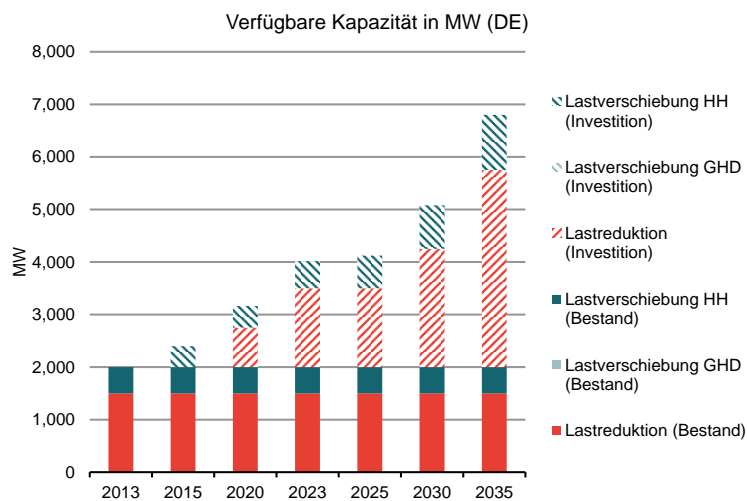




Quelle: Frontier

- **Zusätzliche Anreize für Nachfrageflexibilität** – Durch die erreichte Internalisierung ergeben sich neben den Investitionen in konventionelle Erzeugungskapazitäten auch Anreize, zusätzliche Nachfrageflexibilität zu erschließen. Wie in *Szenario C* wird in *Szenario D* ein Niveau der Nachfrageflexibilität erreicht, welches zwischen den *Szenarien A* und *B* liegt. In 2035 beträgt die in den kritischen Stunden verfügbare DSM-Kapazität
  - **5,2 GW** im Bereich der Lastreduktionskapazitäten; und
  - **1,5 GW** an Lastverschiebekapazitäten.

**Abbildung 40.** Entwicklung der Nachfrageflexibilitäten (Szenario D)



Source: Frontier

## Kapazitätsentwicklung – Zwischenfazit

Die Modellergebnisse zur Kapazitätsentwicklung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

**Kurzfristig Überkapazitäten im Markt** – Die in jedem Szenario zu beobachtenden endgültigen und vorübergehenden Stilllegungen in Deutschland deuten darauf hin, dass in der Ausgangslage erhebliche Überkapazitäten bestehen.

**Knappheitspreise ermöglichen Investitionen** – Der Vergleich zwischen den Szenarien hat gezeigt, dass die Möglichkeit, Margen oberhalb der letzten nachfragedeckenden Einheit zu erzielen, die Anreize, in Erzeugungskapazitäten zu investieren, erhöht. Erlaubt das Marktdesign keine Knappheitspreise, bleiben Investitionen aus.

**Knappheitspreise über verschiedene Mechanismen erreichbar** – Dabei ist es für die Anreizwirkung nicht ausschlaggebend, ob das Marktdesign explizit Knappheitspreise ermöglicht (Szenario B und D) oder höhere Margen durch eine hohe, am Markt artikulierte Zahlungsbereitschaft im Rahmen von DSM-Maßnahmen (Szenario A) ermöglicht werden.

### 5.5.2 Stromerzeugung und Abruf von Nachfrageflexibilität

In diesem Abschnitt beschreiben wir die Entwicklung der Stromerzeugung und den Abruf der Nachfrageflexibilitäten in Deutschland. Als Vergleichsszenario dient wie in den zuvor dargestellten Auswertungen das Szenario A.

#### *Szenario A („Referenz“)*

In *Szenario A* beobachten wir folgende Entwicklung der Stromerzeugung.

- **Starker Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien** – Annahmegemäß steigt die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2035 deutlich an. Gemessen an der Brutto-Stromnachfrage beträgt sie in 2015 noch 29%, steigt kontinuierlich bis 2035 auf über 60% an.
  - Die Erzeugung aus **Windenergie-Anlagen** steigt im Zeitraum von 2015 bis 2035 um ca. 200% von 74 TWh auf 230 TWh in 2035 an. Der größte Anteil am Wachstum der Windenergieerzeugung kommt den Offshore-Anlagen zu, deren Einspeisung sich im Betrachtungszeitraum beinahe verzehnfacht.

- Die Erzeugung aus **Solarenergie** (Photovoltaik) nimmt im Betrachtungszeitraum um ca. die Hälfte zu und steigt von 35 TWh in 2015 auf 53 TWh in 2035.
- Die Stromerzeugung aus Biomasse, Laufwasser und Wasserspeichern bleibt weitestgehend konstant.
- **Rückgang Erzeugung konventioneller Energieträger** – Im gleichen Zeitraum sinkt der Anteil der konventionellen Energieträger<sup>83</sup> von über 60% auf ca. 30%.
  - Der in 2023 abgeschlossene **Kernenergieausstieg** wird neben dem Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch durch einen leichten Anstieg der Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas kompensiert.
  - Die Bedeutung von **Gas** im Stromsystem im Vergleich zum Status Quo nimmt zu, die Stromerzeugung aus Erdgas verdreifacht sich von 2015 bis 2035.<sup>84</sup>
  - Gleichzeitig wird langfristig ein Rückgang der Erzeugung aus **Steinkohle und Braunkohle** um ca. 60% beobachtet. Dies ist ursächlich auf den im Szenariorahmen angenommenen deutlichen Anstieg der EUA Preise zurückzuführen, durch den die Gaserzeugung im Verhältnis zu Stein- und Braunkohle begünstigt wird.

**Abbildung 41** zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung graphisch, die EE-Quote ist dabei an der rechten vertikalen Achse abgezeichnet.

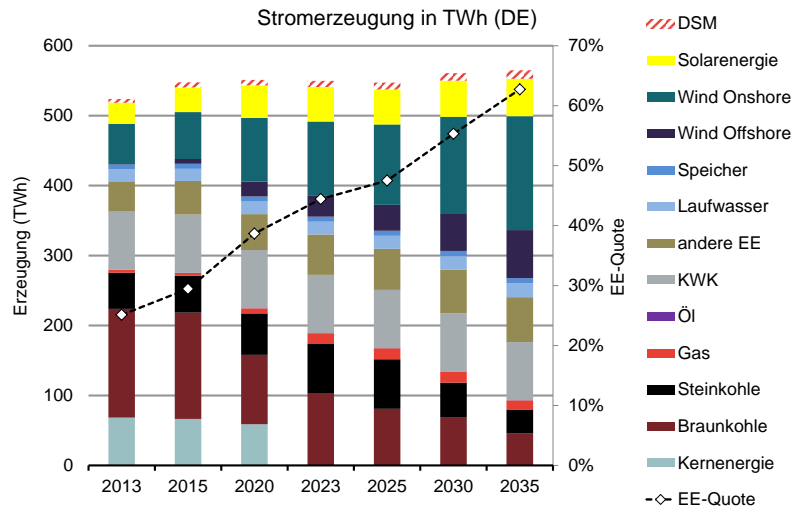
---

<sup>83</sup> Energieträger Kernenergie, Steinkohle, Braunkohle und Erdgas, einschließlich annahmegemäß konstantem KWK-Anteil von 17% und exklusive Erzeugung von Pumpspeicherkraftwerken.

<sup>84</sup> Berücksichtigt sind hier rein stromgeführten Erzeugungskapazitäten, wärmegeführte Anlagen werden im Block „KWK“ zusammengefasst.

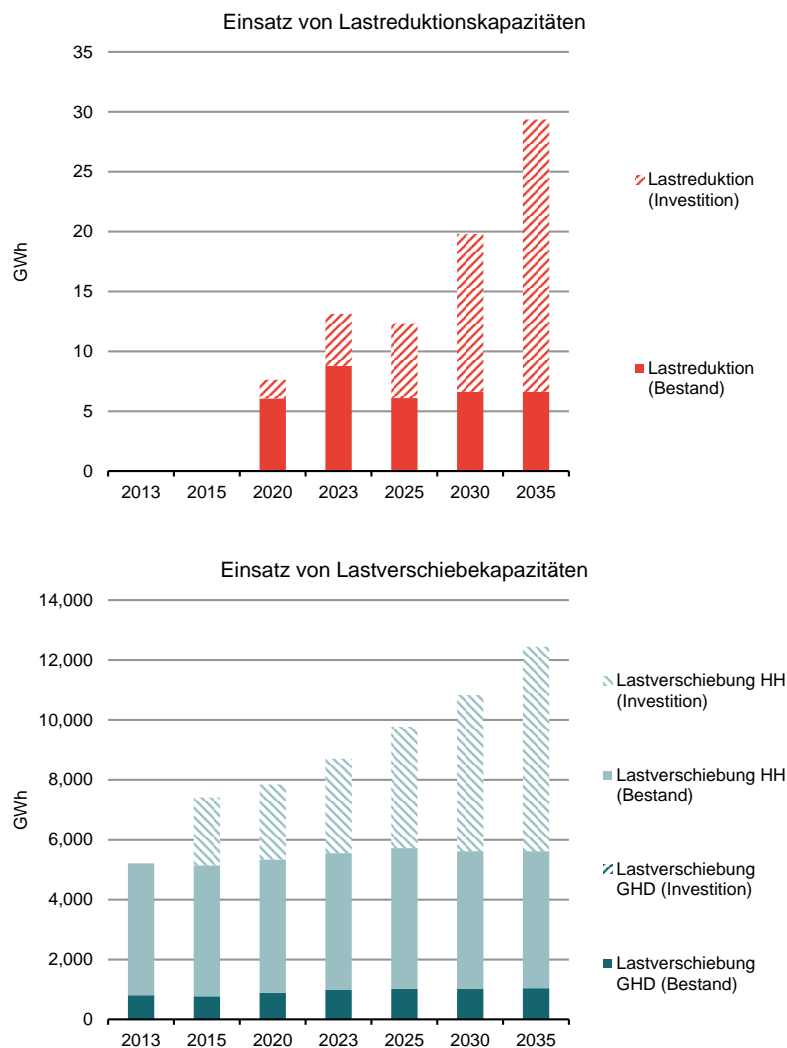


**Abbildung 41.** Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland (Szenario A)



Quelle: Frontier

- **Anstieg des Abrufs von Nachfrageflexibilität** – In Szenario A ist ein Anstieg des Abrufs von der Nachfrageflexibilität zu beobachten. Dabei werden sowohl abgerufene Kapazitäten der Lastreduktion als auch der Lastverschiebung genutzt.
  - Der Einsatz von **Lastreduktion**skapazitäten steigt von 2020 bis 2035 deutlich an. Während in 2020 in Summe 7,5 GWh Lastreduktionen vorgenommen werden, beträgt dieser Wert in 2035 das Vierfache mit ca. 30 GWh.
  - Der Einsatz von **Lastverschieb**kapazitäten verzeichnet einen etwas geringeren Anstieg, aufgrund der niedrigen Abrufkosten jedoch auf einem deutlich höheren Niveau von 7 TWh in 2015 auf 12 TWh in 2035 (**Abbildung 42**).

**Abbildung 42.** Einsatz von Nachfrageflexibilitäten (Szenario A)

Quelle: Frontier

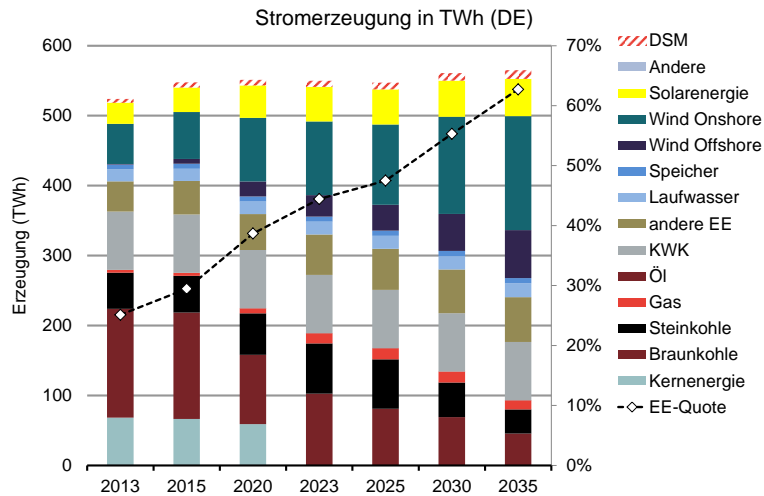
### Szenario B („Referenz Plus“)

In *Szenario B* ergeben sich im Vergleich zu Szenario A durch den höheren Maximalpreis lediglich geringe Änderungen bei der Stromerzeugung und dem Kraftwerkseinsatz:

- **Gleichbleibende Entwicklung der Stromerzeugung** – Der höhere Maximalpreis in Szenario B wirkt sich insbesondere auf die verfügbaren Kapazitäten, jedoch weniger auf den tatsächlichen Kraftwerkseinsatz im Strommarkt aus. Änderungen der Erzeugung zwischen den Szenarien liegen im zweistelligen GWh-Bereich (**Abbildung 46**).

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

Abbildung 43. Entwicklung der Stromerzeugung (Szenario B)



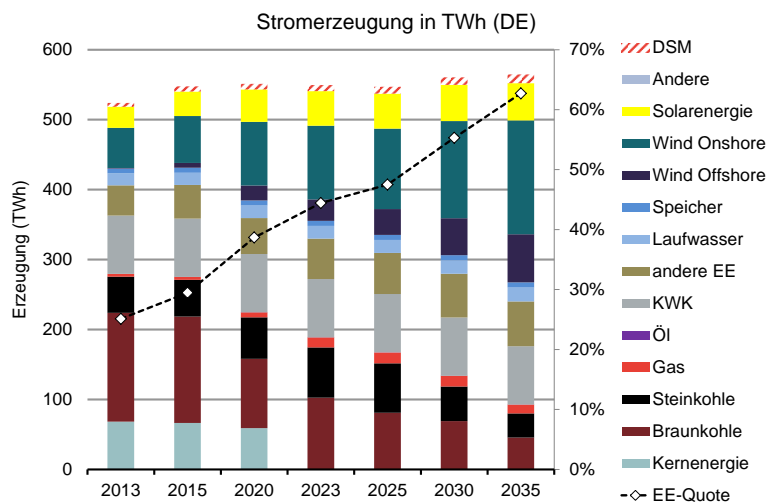
Quelle: Frontier

- **Geringe Änderungen durch zusätzliche Lastreduktionskapazität** – Durch die im Vergleich zu Szenario A zusätzlich verfügbare Lastreduktionskapazität in Höhe von 900 MW kommt es lediglich zu einer leichten Erhöhung des Einsatzes dieser Kapazitäten (4% Anstieg in 2035 gegenüber *Szenario A*).

### Szenario C („Restriktives Szenario“)

In Szenario C stehen in Deutschland in 2035 ca. 9 GW weniger konventionelle Kraftwerkskapazitäten für die Stromerzeugung zur Verfügung. Dies hat folgenden Einfluss auf die Marktergebnisse in Hinblick auf den Kraftwerkseinsatz:

- **Geringere Erzeugung aus konventionellen Kapazitäten** – Im Vergleich zu *Szenario A* sinkt aufgrund der geringeren installierten Leistung die Erzeugung aus Gas-Kapazitäten um ca. 300 GWh in 2035.

**Abbildung 44.** Entwicklung der Stromerzeugung (Szenario C)

Quelle: Frontier

- **Höherer Einsatz von Nachfrageflexibilität** – Gleichzeitig steigt der Einsatz von Nachfrageflexibilitäten, um die geringere Kraftwerkskapazität zu kompensieren an:
  - Der Einsatz von Lastreduktion fällt in 2035 in etwa doppelt so hoch aus wie in *Szenario A*; wobei
  - der Einsatz von Lastverschiebung beinahe unverändert bleibt.

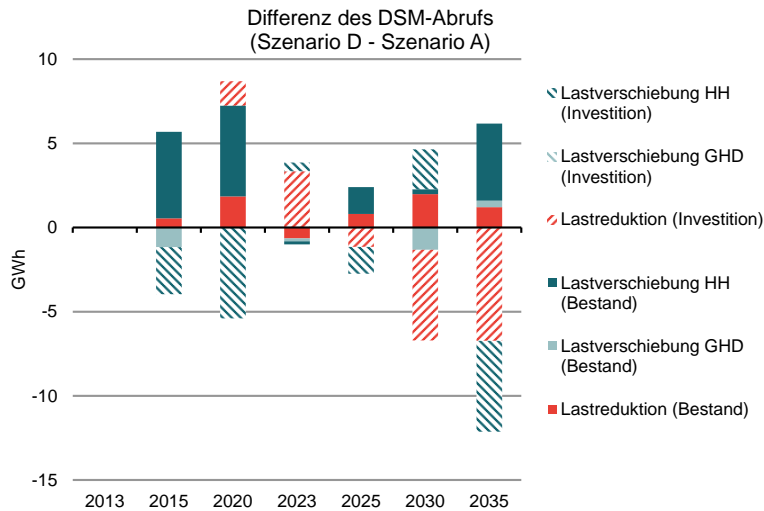
### Szenario D („Restriktives Szenario Plus“)

In *Szenario D* stehen in etwa dieselben Erzeugungskapazitäten zur Verfügung wie in den *Szenario A* und *B*, dementsprechend beobachten wir lediglich sehr geringe Unterschiede beim Kraftwerkseinsatz.

- **Gleichbleibende Entwicklung der Stromerzeugung** – Der höhere Maximalpreis in *Szenario B* wirkt sich wie schon in *Szenario B* insbesondere auf die verfügbaren Kapazitäten, jedoch weniger auf den tatsächlichen Kraftwerkseinsatz im Strommarkt aus. Änderungen der Erzeugung zwischen den Szenarien liegen im zweistelligen GWh-Bereich.
- **Langfristig leichter Rückgang des Einsatzes von Lastreduktionskapazitäten** – Im Vergleich zu *Szenario A* stehen weniger günstige Lastreduktionen zur Verfügung, gleichzeitig kann die letzte DSM-Einheit eine Marge oberhalb des Abrufpreises Erlösen. Kurzfristig erhöht

sich der Einsatz von Nachfrageflexibilität, langfristig sinkt der Einsatz etwas ab.

**Abbildung 45.** Differenz des Einsatzes von Nachfrageflexibilitäten (Szenario D - A)



Quelle: Frontier

## Stromerzeugung und Kraftwerkseinsatz - Zwischenfazit

**Anstieg der EE-Quote** – Annahmegemäß steigt der Anteil der Erneuerbaren Energien in Deutschland auf über 60% gemessen an der Bruttostromnachfrage.

**Zunehmende Bedeutung von Gas-Kapazitäten** – Über die Modelllaufzeit ist in allen Szenarien ein Anstieg der Erzeugung aus Gas-Kapazitäten zu beobachten (OCGT und CCGT). Gleichzeitig nimmt die Erzeugung aus Braun- und Steinkohlekapazitäten langfristig ab.

**Langfristig ansteigende Nachfrageflexibilität** – Die Nachfrageflexibilität steigt in allen Szenarien über die Zeit an, dabei werden sowohl Lastverschiebepotentiale als auch Lastreduktionspotentiale eingesetzt.

### 5.5.3 Entwicklung der Strompreise

In diesem Abschnitt beschreiben wir die Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in Deutschland in den analysierten Szenarien.

Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

### Szenario A („Referenz“)

Im Referenzszenario gehen wir von einem hohen DSM-Potential mit Abrufkosten der letzten Einheit von 8.000 €/MWh aus. Eine darüberhinausgehende Preisfindung ist nicht möglich. Als Marktergebnis beobachten wir folgende Preisentwicklung:

- **Kurzfristig niedriges Preisniveau (bis 2015)** – Kurzfristig bis 2015 beobachten wir ein weiterhin geringes Preisniveau von 36 €(real)/MWh.
  - Diese Entwicklung ist Ergebnis der noch im Markt verbleibenden Überkapazitäten; sowie
  - geringe CO<sub>2</sub>-Preise von ca. 5 €(real)/tCO<sub>2</sub>

Das niedrige Preisniveau entspricht den aktuellen Erwartungen am Strommarkt<sup>85</sup> und signalisiert, dass kurzfristig mit keiner Stromknappheit am Markt gerechnet wird.

- **Mittelfristig ansteigende Preise (2020-2025)** – Mittelfristig steigen die Strompreise in den Simulationen an:
  - in 2020 liegt das Preisniveau (Base) bei 50 €(real)/MWh;
  - in 2023 bei 62 €(real)/MWh; und
  - in 2025 bei 64 €(real)/MWh.

Dieser Anstieg ist u.a. auf ansteigende Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Preise zurückzuführen. Gleichzeitig steht nach dem Kernenergieausstieg eine Erzeugungstechnologie mit relativ niedrigen variablen Kosten nicht mehr zur Verfügung. Die entstandene Deckungslücke wird wie in **Abschnitt 5.5.2** erläutert teilweise auch durch konventionelle Technologien mit höheren variablen Kosten gedeckt.

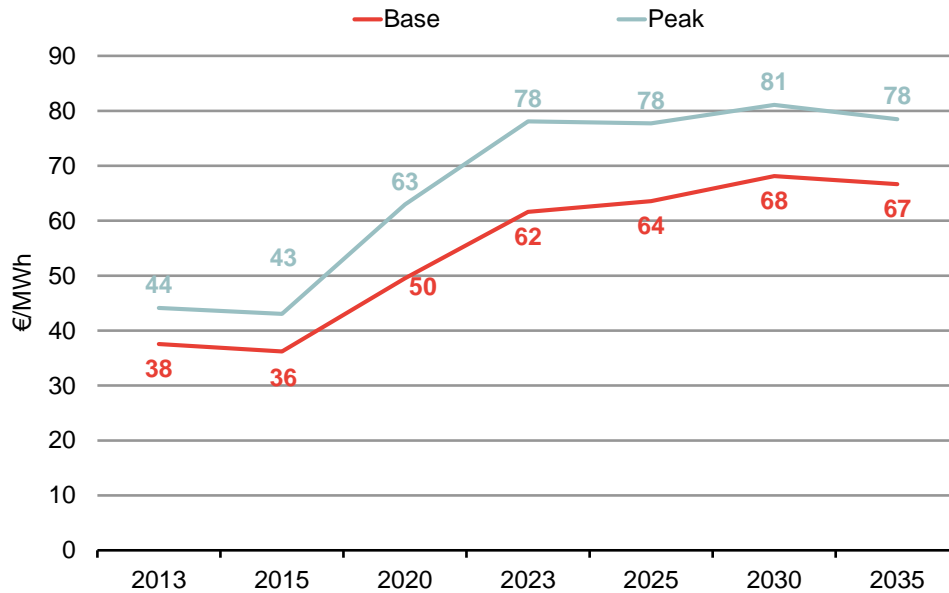
- **Langfristig konstantes Preisniveau (2030-2035)** – Langfristig sind die Annahmen zum CO<sub>2</sub>-Preis sowie zu Netzausbauten weitgehend konstant. Zudem dämpft der weitere Ausbau von EE in ganz Europa den Großhandelspreis c.p. Einzig die Brennstoffpreise steigen weiter an.

Im Ergebnis spiegelt sich dies in einem nur noch moderaten Anstieg des Preisniveaus wieder, und zwar auf

- 68 €(real)/MWh in 2030; und
- 67 €(real)/MWh in 2035.

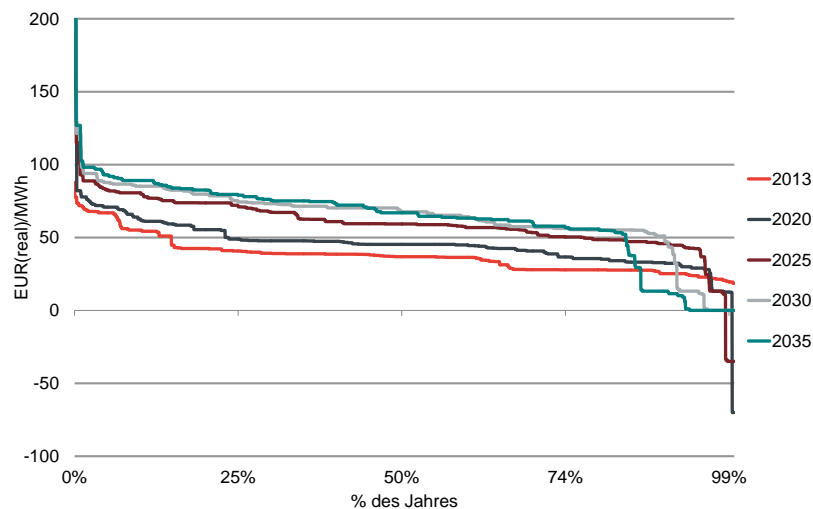
---

<sup>85</sup> EEX F1BY 2015 Futures notieren seit Beginn des Jahres zwischen 34 und 37 €/MWh.

**Abbildung 46.** Entwicklung des Preisniveaus in Deutschland (Szenario A)

Quelle: Frontier

- **Entwicklung der Preisdauerlinie zeigt steigendes Preisniveau** – Die Entwicklung der Preisdauerlinie (dargestellt für die Jahre, 2020, 2025, 2030, 2035) spiegelt das ansteigende Preisniveau wieder, langfristig sind niedrigere Off-Peak Preise zu beobachten (**Abbildung 47**):
  - Der **Anstieg des Base-Preises** wird durch die Verschiebung der Preisdauerlinien nach oben deutlich;
  - Langfristig steigt die Anzahl der Stunden in denen Erneuerbare Energien preissetzend sind an. Dies wird durch die **niedrigen und bis 2025 teilweise negativen Off-Peak Preise** deutlich. In 2035 beträgt der Anteil der Stunden mit einen Preis von 0 €/MWh ca. 10%.
  - Ab 2030 rechnen wir damit, dass neue Anwendungen und z.B. Aufholeffekte der Lastverschiebung dafür sorgen, dass keine negativen Preise mehr am Markt zu beobachten sind.

**Abbildung 47. Preisdauerlinie (Szenario A)**

Quelle: Frontier  
Abbildung bei 200 €/MWh begrenzt, maximaler Preis 8,001 €/MWh

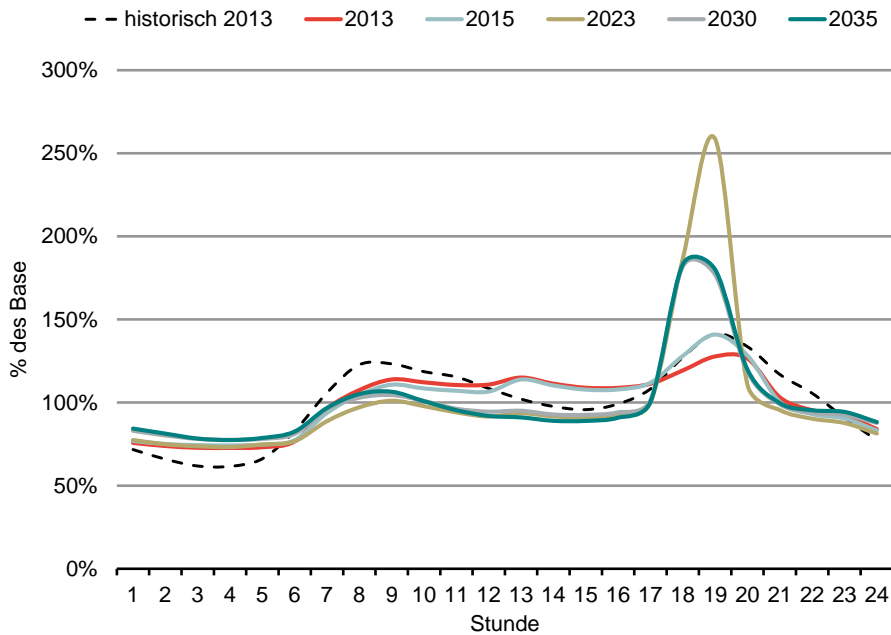
- **Mittelfristig ansteigende Strompreisvolatilität** – Wir beobachten einen mittelfristigen Anstieg der Strompreisvolatilität:
  - **Mittelfristig Anstieg des Base Peak Spreads** von 7 €(real)/MWh in 2013 auf ca. 16 €(real)/MWh in 2023. Diese Entwicklung ist insbesondere auf den höheren Einsatz von Nachfrageflexibilität einerseits und dem höheren Anteil an Stunden mit niedrigen Preisen durch EE-Preissetzung zurückzuführen. Langfristig überwiegt der Effekt eines verstärkten Ausbaus der Interkonnektoren, der extreme Preise (sowohl positiv als auch negativ) abfedert.
  - Nach einem **mittelfristigen Anstieg der durchschnittlichen täglichen Standardabweichung** von 3 €(real)/MWh in 2015 auf 6€(real)/MWh in 2023 beobachten wir **langfristig eine konstante Entwicklung der Standardabweichung**.
- **Erhöhung des Peak-Preises insbesondere in den Vorabendstunden** – Die Erhöhung der Peak-Preise und damit des Base Peak Spreads ist insbesondere auf Preisspitzen bis zu der Höhe des Maximalpreises von 8.001 €/MWh zurückzuführen:
  - Diese Preisspitzen fallen vor allem in den frühen Abendstunden in den Jahren ab 2020 an (**Abbildung 48**).

Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit



- Durch die steigende Einspeisung aus PV-Anlagen sinkt weiterhin die in den Jahren 2013 und 2015 noch zu beobachtende Mittagsspitze weiter ab.

**Abbildung 48.** Tagesprofil\* der Strompreise (Szenario A)

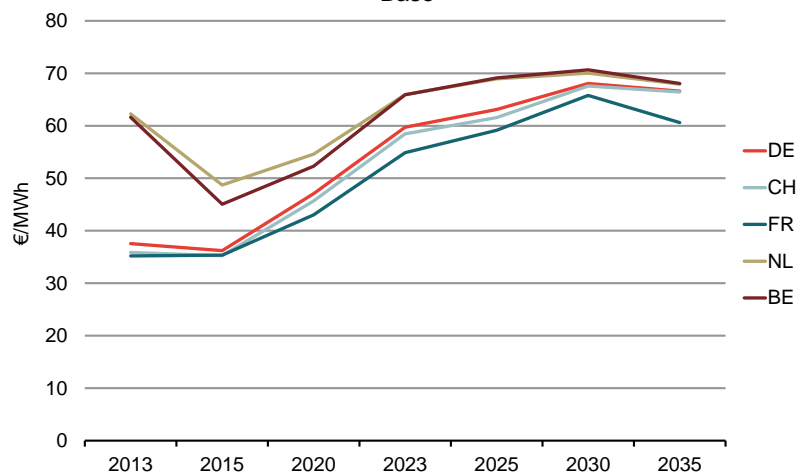


Quelle: Frontier

\* Als % des Base-Preises eines jeweiligen Jahres.

- **Integration mit Europäischen Ausland nimmt zu** – In der CWE-Region (und der Schweiz) ist langfristig ebenso wie in Deutschland an Anstieg des Strompreisniveaus zu erwarten. Die Integration mit Österreich<sup>86</sup> beträgt in 2015 ca. 98 % und nimmt im Laufe der Zeit bis auf 99,7% in 2035 weiter zu.

<sup>86</sup> Gemessen an der Anzahl der Stunden mit einem Preisunterschied von weniger als 0,01 €(real)/MWh.

**Abbildung 49.** Entwicklung der Strompreise (Base) im der Modellregion

Quelle: Frontier

### Szenario B („Referenz Plus“)

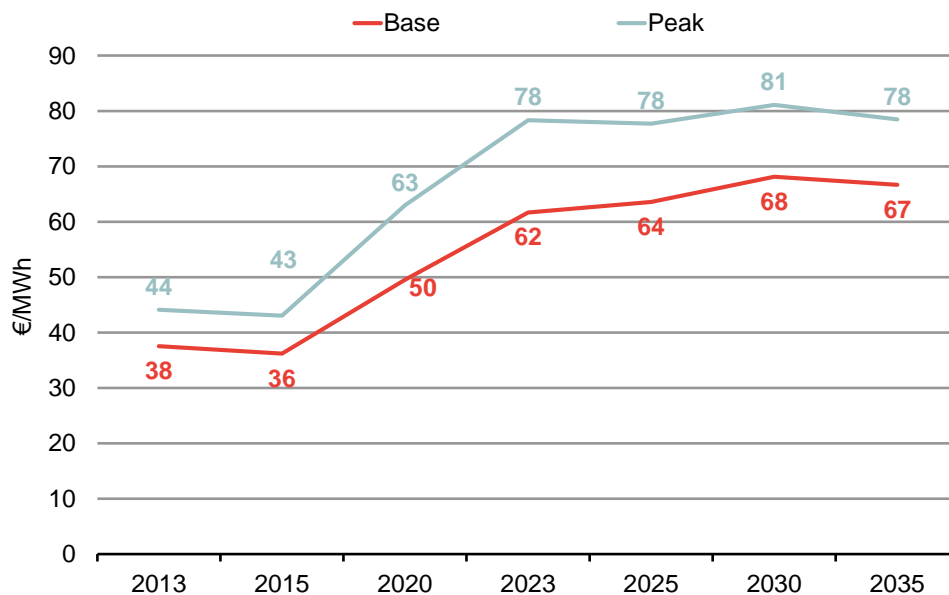
*Szenario B* zeichnet sich im Gegensatz zu *Szenario A* durch die Möglichkeit aus, Preise oberhalb der variablen Kosten der letzten erzeugenden Einheit (8.000 €/MWh) zu erzielen, bis zum Maximalpreis von 15.000 €/MWh.

- **Zusätzliche Internalisierung mit geringem Einfluss auf Preisverlauf –**  
Wie in **Abschnitt 5.5.2** beschrieben, zeigt diese Option jedoch nur einen geringen Einfluss auf den Einsatz der Kraftwerke und der Nachfrageflexibilität. Dementsprechend beobachten wir lediglich sehr geringe Änderungen im Jahresmittel:
  - Wir beobachten in 2023 in vier Stunden Preise oberhalb des Maximalpreises aus *Szenario A*. Die Preise erreichen hierbei Werte zwischen 10.000 €/MWh und 15.000 €/MWh. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass knappheitsbedingte Preisspitzen in deterministischen Modellen tendenziell überschätzt werden, da die Realität durch im Modell nicht erfasste Unsicherheiten geprägt ist, so dass aufgrund von stochastisch bedingten Knappheitserwartungen Spitzenpreise öfter, aber mit geringerer Höhe auftreten dürften. Zudem sind ggf. günstigere Zubauoptionen für Kapazitäten im Ausland modellendogen nicht erfasst, was ebenfalls modellbedingt zu höheren Spitzenlastpreisen führen kann. Allerdings zeigt die Modellierung auch unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen, dass sich das Profil der Strompreise deutlich in Richtung Spitzenlastpreise, die in einer relativ geringen Anzahl von Stunden auftreten, verschiebt.

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

- Da die Preisspitzen in *Szenario B* in 2023 nur in vier Stunden oberhalb des Maximalpreises aus *Szenario A* liegen, erhöhen sich die Peak Preise in diesem Jahr lediglich um 0,25 €/MWh.

**Abbildung 50.** Entwicklung des Preisniveaus in Deutschland (Szenario B)



Quelle: Frontier

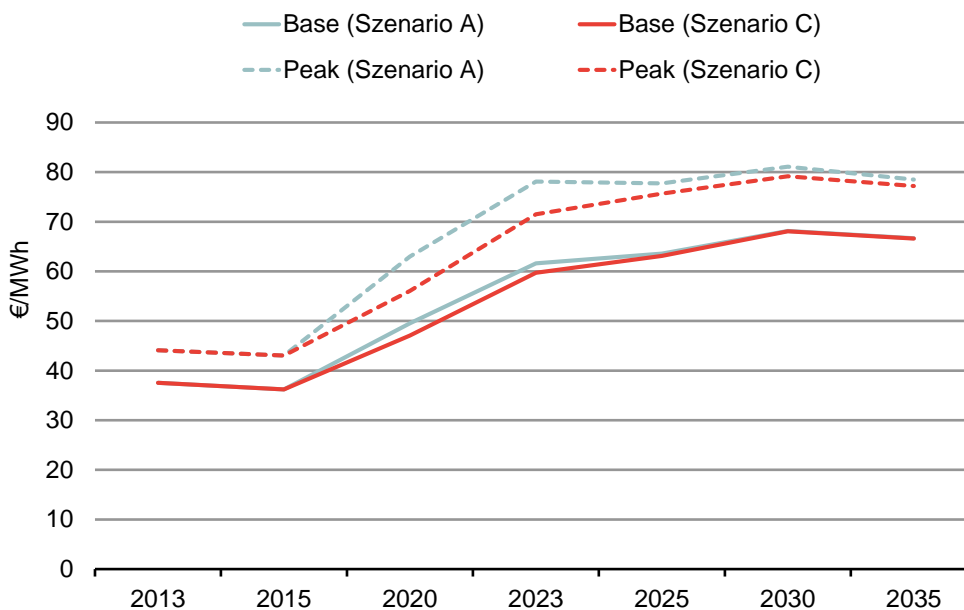
### Szenario C („Restriktives Szenario“)

Das *Szenario C* bildet den restriktiven Vergleichsmaßstab für die *Szenarien A* und *B*, in dem einerseits eine konservative Abschätzungen des DSM-Potentials vorgenommen und andererseits ein geringer administrativer Maximalpreis von 3.000 €/MWh definiert ist.

- **Deutlich geringere Peak-Preise bei fehlender Internalisierung** – Der Maximalpreis von 3.000 €/MWh reduziert die möglichen Spitzenpreise gegenüber *Szenario A* deutlich. Wir beobachten zwei gegenläufige Effekte beim Preisniveau in *Szenario C*:
  - Einerseits sinken die absolut erreichten Spitzenpreise bis auf den geringeren Maximalpreis von 3.000 €/MWh ab; gleichzeitig
  - Steigt die Anzahl der Stunden mit mehr als 500 €/MWh (Abrufkosten der günstigsten Lastreduktionskapazität) durch den häufigeren Abruf von DSM von 18 Stunden (2030) in *Szenario A* auf 32 Stunden (2030) in *Szenario C* an.

Insgesamt überwiegt jedoch der Effekt des geringen Maximalpreises insbesondere in den Jahren 2020 und 2023 deutlich, in denen der Unterschied des Peak-Preises im Jahresmittel ca. 6 €/MWh beträgt (**Abbildung 51**).

**Abbildung 51.** Entwicklung des Preisniveaus in Deutschland (Szenario C)



Quelle: Frontier

### Szenario D („Restriktives Szenario Plus“)

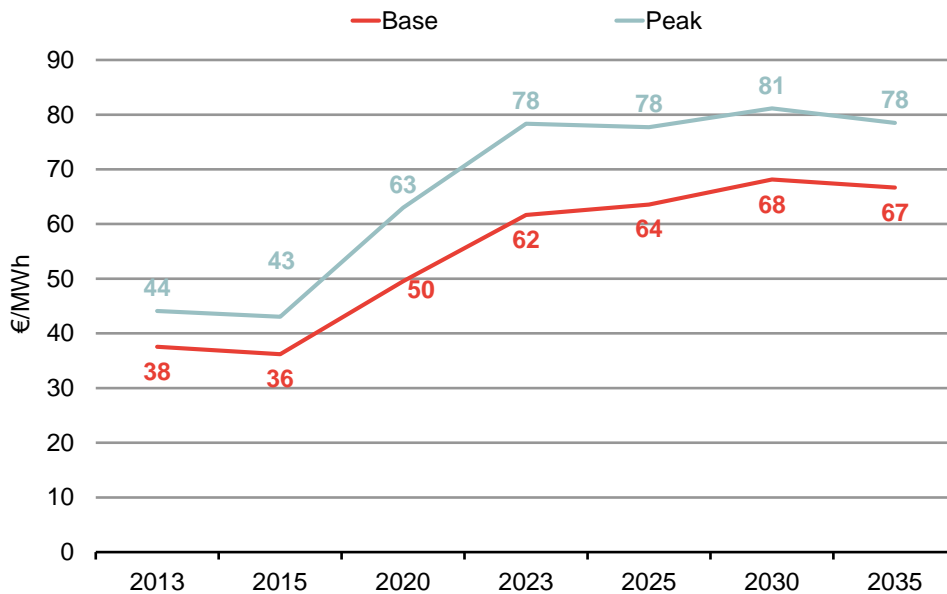
Im Gegensatz zu *Szenario C* bietet der Energy-Only-Markt in *Szenario D* eine Internalisierung des externen Effekts der Versorgungssicherheit. Der Markt ermöglicht Strompreise, die bis auf die Höhe des tatsächlichen VoLLs von 15.000 €/MWh ansteigen können. Allerdings sei auch hier darauf hingewiesen, dass knappheitsbedingte Preisspitzen in deterministischen Modellen tendenziell überschätzt werden, da die Realität durch im Modell nicht erfasste Unsicherheiten geprägt ist und ggf. günstigere Zubauoptionen für Kapazitäten im Ausland modellendogen nicht erfasst sind. Allerdings zeigt die Modellierung auch unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen auch hier, dass sich das Profil der Strompreise deutlich in Richtung Spitzenlastpreise, die in einer relativ geringen Anzahl von Stunden auftreten, verschiebt.

Gegenüber *Szenario A* zeigen sich lediglich geringe Änderungen des Einsatzes der Kraftwerke sowie, wie in **Abschnitt 5.5.2** beschrieben, leichte Verschiebungen des Einsatzes der Nachfrageflexibilitäten. Die Tatsache, dass die maximale Pönalisierung auf Höhe des VoLL gesetzt anstelle durch die variablen Kosten der

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

letzten erzeugenden DSM-Einheit bei hohen Kosten des Abrufs determiniert wird, zeigt somit nur einen nachrangigen Effekt.

**Abbildung 52.** Entwicklung des Preisniveaus in Deutschland (Szenario D)



Quelle: Frontier

## Strompreise - Zwischenfazit

**Mittelfristiger Anstieg der Strompreise** – Die Strompreise steigen mittelfristig ab 2020 in allen Szenarien auf ein ähnliches Niveau an. Kurzfristig ist jedoch mit einem gleichbleibend niedrigen Preisniveau zu rechnen.

**Höhere Peak-Preise bei Internalisierung** – Ermöglicht das Marktdesign Knappheitspreise und Internalisierung, so hat dies insbesondere Einfluss auf die Peak-Preise, da höhere Preisspitzen im Markt möglich sind. Diese Preisspitzen fallen insb. in den knappen Vorabendstunden an.

**Ursprung der Knappheitspreise ohne Auswirkung** – Dabei wurde deutlich, dass es ohne besonderen Einfluss auf die Preise ist, ob hohe Knappheitspreise durch hohe Abrufkosten der letzten erzeugenden DSM-Einheit oder durch einen administrativen Maximalpreis auf Höhe des VoLL gesetzt wird.

## 5.6 Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich Versorgungssicherheit

Im Folgenden werten wir die Modellergebnisse hinsichtlich Versorgungssicherheit wie folgt aus:

- Analyse der **nicht bedienten Nachfrage im Simulationsmodell** – Das Modell selbst identifiziert unfreiwillig nicht bediente Nachfrage durch den Abruf der Variablen zur unfreiwilligen Lastreduktion.
- Analyse der **Kapazitätsbilanzen** hinsichtlich Lastüberhangswahrscheinlichkeit (LOLE-Konzept) und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit (ENS-Konzept) – Wir entnehmen den Modellergebnissen für die verschiedenen Szenarien die resultierenden Erzeugungskapazitäten und simulieren in einem separaten Rechenalgorithmus den Erwartungswert für Lastüberhänge und Verbrauchsüberhänge. Diese Werte vergleichen wir mit möglichen Vorgaben an die Versorgungssicherheit.
- Analyse der **Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke** – Wir analysieren die Wirtschaftlichkeit der im Markt (noch) aktiven (d.h. nicht stillgelegten) und zugebauten Kraftwerke. Hiermit überprüfen wir, inwieweit die volkswirtschaftliche Optimierung des Modells bezüglich Außerbetriebnahmen und Zubauten den zu erwartenden betriebswirtschaftlichen Entscheidungen entsprechen.

Im Folgenden erläutern wir die Auswertung der Modellergebnisse hinsichtlich der skizzierten Versorgungssicherheitsindikatoren.

### 5.6.1 Unfreiwillige Lastreduktion

Das Modell verfügt über eine Variable, die unfreiwillig nicht bediente Nachfrage abbildet. Der Abruf dieser Variablen ist mengenmäßig nicht beschränkt. Der Abruf dieser Variablen wird allerdings im Modell mit folgenden variablen Kosten belegt (siehe hierzu auch **Abschnitt 5.1**):

- *Szenario A* (geringe Internalisierung / reduzierte Knappheitspreise, dynamisches DSM-Potenzial): 8.001 €/MWh;
- *Szenario B* (hohe Internalisierung / hohe Knappheitspreise, dynamisches DSM-Potenzial): 15.000€/MWh;
- *Szenario C* (niedrige Internalisierung / stark reduzierte Knappheitspreise, konservatives DSM-Potenzial): 3.000 €/MWh;

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

- *Szenario D* (hohe Internalisierung/ hohe Knappheitspreise, konservatives DSM-Potenzial): 15.000€/MWh;

Die variablen Kosten wirken hierbei für die Marktakteure im Modell analog zu einer regulatorischen Festlegung eines Maximalpreises auf dem Stromgroßhandelsmarkt aus.

Wie in **Abschnitt 5.2.2** beschrieben, wird somit die Internalisierung des Wertes von Versorgungssicherheit durch das Setzen eines Maximalpreises in Höhe des „Value of Lost Load“, der in die Zielfunktion eingeht, wenn eine Einheit der Nachfrage nicht bedient werden kann, abgebildet. Anhand des Einsatzes von „unfreiwilliger Lastabschaltung“ kann veranschaulicht werden, wann es im jeweiligen Szenario „günstiger“ wäre Nachfrage nicht zu bedienen, als z.B. in Erzeugungskapazitäten zu investieren oder Stilllegungen *nicht* vorzunehmen. Im Rahmen der Modellierung ist es damit der Preis, der dem Grenzkunden zu zahlen wäre, damit er bereit ist, auf Stromnachfrage zu verzichten.

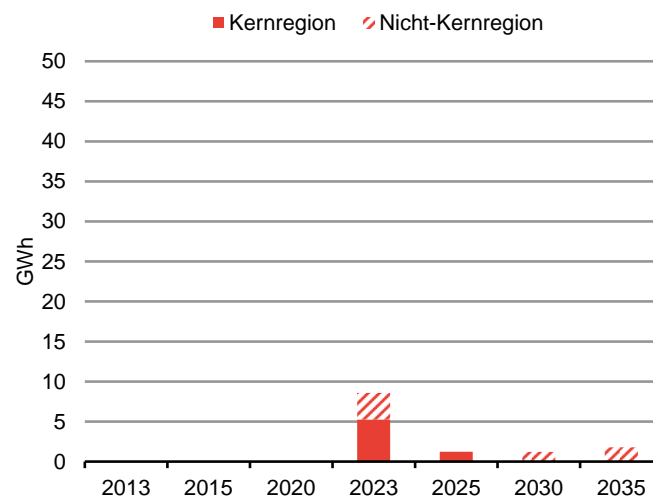
Im Folgenden analysieren wir den Abruf der Variablen für unfreiwillige Lastabschaltung in den verschiedenen Szenarien. Da ein Versorgungssicherheitsniveau von 100% weder erreichbar noch effizient ist, kann aus dem Abruf der Variable „unfreiwillige Lastreduktion“ alleine noch nicht geschlossen werden, dass ein politisch angestrebtes Versorgungssicherheitsniveau unterschritten wird. Hierfür sind weitere Analysen erforderlich (vgl. folgender **Abschnitt 5.6.2**)

### *Szenario A („Referenz“)*

Das Referenz-*Szenario A* beschreibt den Fall mit hohem DSM-Potential aber keiner expliziten Internalisierung. Wie in **Abschnitt 5.5.1** beschrieben werden durch den hohen Abrufpreis der letzten DSM-Einheit Investitionen in Kraftwerkskapazitäten angeregt. Nichtsdestotrotz zeigt das Modell, dass es in bestimmten (sehr seltenen) Situationen günstiger ist, Nachfrage unfreiwillig nicht zu bedienen, als weitere Investitionen vorzunehmen. Der höchste Wert der nicht bedienten Nachfrage wird im Jahr 2023 erreicht, mit

- 5 GWh nicht-bedienter Nachfrage in der Kernregion (DE/AT); und
- 3 GWh in der übrigen Modellregion.

Bei einer Stromnachfrage von ca. 610 TWh in der Kernregion (DE/AT) beträgt die nicht-bediente Nachfrage somit maximal ca. 0,001% der Stromnachfrage, d.h. ca. 99,999% der Nachfrage werden gedeckt. Das Auftreten der maximalen nicht-bedienten Nachfrage in 2023 (ebenso in Szenario B und D) zeigt eine Anpassungsphase im Markt nach den Kernenergieausstieg im Jahr 2022.

**Abbildung 53.** Nicht-bediente Nachfrage in der Modellregion (Szenario A)

Quelle: Frontier

### Szenario B („Referenz Plus“)

Gegenüber dem *Szenario A* ermöglicht der Energy-Only-Markt in *Szenario B* eine Internalisierung, die über die variablen Kosten der letzten erzeugenden Einheit hinausgeht. Wie in **Abschnitt 5.5.2** beschrieben sorgt diese höhere Pönalisierung dafür, dass es zu einem häufigeren Einsatz der Lastreduktionskapazitäten kommt als in *Szenario A*. Dementsprechend beobachten wir eine niedrigere Menge an nicht bedienter Nachfrage in Höhe von

- 2 GWh in der Kernregion in 2023.

Dieser Wert entspricht ca. 0,0003% der Stromnachfrage in der Kernregion bzw. einer Deckung der Nachfrage von ca. 99,9997%.

### Szenario C („Restriktives Szenario“)

In *Szenario C* wird der Fall mit geringer Internalisierung bzw. einem niedrigem Maximalpreis (von 3.000 €/MWh) und einer konservativen Abschätzung des DSM-Potentials abgebildet. Es wird deutlich, dass bei ausbleibender Internalisierung oder niedrigen Preisobergrenzen am Stromgroßhandelsmarkt die Wahl der unfreiwilligen Lastreduktion häufiger günstiger wäre als Investition in Erzeugungskapazitäten. **Abbildung 54** zeigt die Menge der nicht-bedienten Nachfrage (in GWh) für die einzelnen Modelljahre.

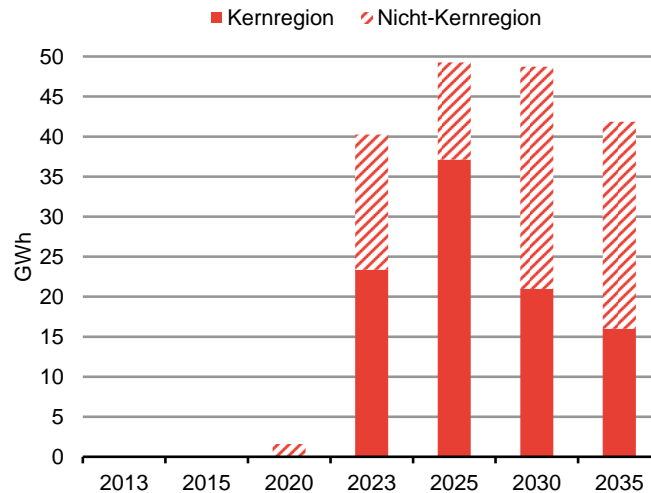
- In der Kernregion (DE/AT) wird im Stichjahr 2025 mit ca. 37 GWh der höchste Stand der nicht-bedienten Nachfrage erreicht, ca. 0,006% der Nachfrage; und

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**



- in der gesamten Modellregion kommt es maximal zu 50 GWh nicht-bedienter Nachfrage (ca. 0,003%) in 2025.

**Abbildung 54.** Nicht-bediente Nachfrage in der Modellregion (Szenario C)

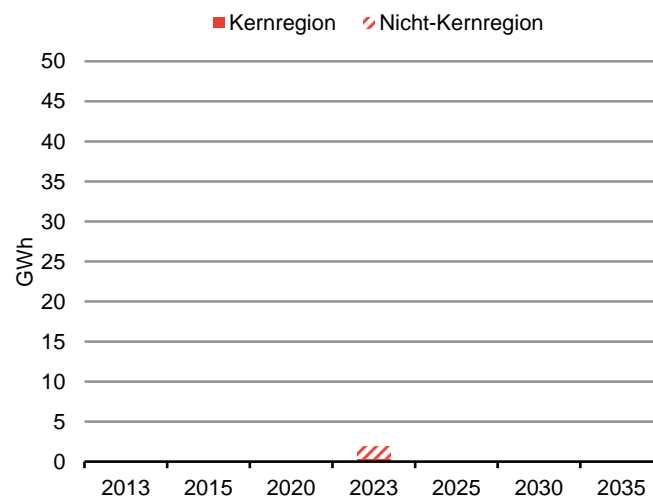


Quelle: Frontier

Bei fehlender Internalisierung und geringen DSM Potenzialen greift das Modell erwartungsgemäß auf die Variable „unfreiwillige Lastreduktion“ zurück. Dies signalisiert, dass unter diesen Gegebenheiten (niedriger Maximalpreis und wenig Lastmanagement) der EOM-Mechanismus alleine nicht in der Lage wäre, Versorgungssicherheit sicher zu stellen. Wie in den **Abschnitten 5.4.1** und **6** diskutiert, halten wir die Annahmen dieses Szenarios bezüglich des realisierbaren Maximalpreise für erheblich restriktiver als in der heutigen Realität beobachtbar: Es stellt die Möglichkeit stark reduzierter Knappheitspreise sowie konservativer DSM-Potenziale dar.

### **Szenario D („Restriktives Szenario Plus“)**

In *Szenario D* liegt wie in *Szenario B* eine Internalisierung des externen Effekts der Versorgungssicherheit vor. Im Unterschied zu *Szenario B* haben wir jedoch eine konservative Abschätzung des DSM-Potentials vorgenommen. Wie in **Abschnitt 5.5.1** beschrieben steht der in der Kernregion (DE/AT) geringfügig mehr Erzeugungskapazität zur Verfügung. In Summe kommt es daher zu einem ebenso geringeren Einsatz der Variablen „Lost Load“ in Höhe von 2 GWh im Jahr 2023, von denen 400 MWh in der Kernregion anfallen (**Abbildung 55**). Dieser Wert entspricht ca. 0,0001% der Stromnachfrage in der Kernregion bzw. einer Deckung der Nachfrage von ca. 99,9999%.

**Abbildung 55.** Nicht-bediente Nachfrage in der Modellregion (Szenario D)

Quelle: Frontier

Das Ergebnis kann somit so interpretiert werden, dass der EOM unter den getroffenen Annahmen bei geeigneter und ausreichender Internalisierung des Gutes „Versorgungssicherheit“ bzw. ausreichenden Potentialen für Lastmanagement auch ausreichend Anreize liefert, um Kapazitäten und Flexibilität in einer Höhe bereit zu stellen, die Versorgungssicherheit herstellt.

### 5.6.2 Auswertung von Versorgungssicherheitsindikatoren

Das Strommarktsimulationsmodell ist als deterministisches Modell konzipiert. Stochastische Einflüsse auf die Versorgungssicherheit sind deshalb nur in dem Maße im Modell abgebildet, wie sie sich in den zeitlichen Fluktuationen (von Stunde zu Stunde) in den Inputgrößen des Modells widerspiegeln.

Um die stochastische Charakteristik der Einflussgrößen abzubilden, haben wir die aus den Modellsimulationen resultierenden Kraftwerkskapazitäten in ein Rechenmodell zur Kalkulation von Lastüberhangswahrscheinlichkeiten (LOLE) und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeiten (ENS) eingegeben und entsprechend ausgewertet. Die Stochastik ergibt sich bei diesen Berechnungen durch Simulation

- der Stochastik der Einspeisung von neuen Erneuerbaren Energien, insbesondere Wind onshore und offshore;
- der Stochastik der Last bzw. Nachfrage; sowie
- der Stochastik der Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerkskapazitäten.

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

Die Analyse wird dabei – jeweils für die Stichjahre - für die für die Versorgungssicherheit kritischsten Stunden des Jahres durchgeführt, also die Stunden von 16 bis 20 Uhr an Werktagen in den Wintermonaten November bis Februar. Für diese Stunden kann davon ausgegangen werden, dass die tatsächliche Höhe der einzelnen Variablen stochastisch unabhängig voneinander eintritt.<sup>87</sup>

Weiterhin sind Annahmen bezüglich möglicher Beiträge des Auslands zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu treffen. Wir gehen hierbei dabei im Referenzfall davon aus, dass aufgrund von internationalen Durchmischungseffekten bei der Residuallast (Last abzüglich Einspeisung von neuen Erneuerbaren Energien) für Deutschland ausländische Erzeugungskapazitäten von mindestens 5 GW zur Verfügung stehen. Dieses Importpotenzial, das eine eher konservative Schätzung darstellt (vgl. **Abschnitt 5.2.3**), werden in den Berechnungen im Referenzfall entsprechend berücksichtigt. Erzeugungskapazitäten, die aufgrund komparativer Kostenvorteile für den deutschen Markt im Ausland vorgehalten werden (z.B. Pumpspeicher in Österreich oder der Schweiz), werden jedoch nicht berücksichtigt.

Daneben weisen wir nachrichtlich LOLE und ENS Werte für den Fall 0 GW Importmöglichkeiten aus. Dies entspräche dem Ziel einer Autarkie bezüglich der Kapazitätsbilanz und Versorgungssicherheit in Deutschland. Eine solche Zielsetzung könnte gegebenenfalls politisch formuliert werden, lässt sich ökonomisch in einem europäischen Binnenmarkt allerdings nicht begründen.

Wir berechnen für die jeweiligen Stichjahre Werte für LOLE und ENS und vergleichen diese mit vordefinierten Grenzwerten. Hierbei definieren wir in Anlehnung an international gebräuchliche politische Zielvorgaben (siehe **Abschnitt 5.3**) die folgenden Schwellwerte als unkritisch:

- **Lastüberhangswahrscheinlichkeit von maximal 3h/a** – Dies bedeutet, dass im Erwartungswert in 99,967% der Stunden das abgeschätzte Erzeugungsangebot im betrachteten Gebiet die Last vollständig decken kann.
- **Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit von maximal 0,002%** - Dies bedeutet, dass im Erwartungswert mindestens 99,998% des Stromverbrauchs mit dem abgeschätzten Erzeugungsangebot im betrachteten Gebiet ohne weitere Maßnahmen gedeckt werden kann

---

<sup>87</sup> Grundsätzlich könnte außerhalb den kritischen Stunden eine Korrelation zwischen PV-Einspeisung und Last bestehen – insbesondere im Sommer erreichen häufig PV und Nachfrage in den Mittagsstunden ihren Peak. Da in den kritischen Stunden jedoch kaum PV eingespeist wird, können wir die rechnerische Komplexität reduzieren, indem wir keine Korrelation zwischen PV und Nachfrage annehmen.

Weitere Erläuterungen zur Berechnung der Lastüberhangs- und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeiten finden sich in **Abschnitt 5.3**.

### *Referenzfall mit 5GW Importpotenzial*

Unter der Annahme, dass 5 GW an Importkapazitäten in den kritischen Stunden zur Verfügung stehen ergibt sich folgendes Bild für die ermittelten Lastüberhangs- und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeiten:

- **Szenarien mit Internalisierung, d.h. in denen Knappheitspreise bis 15.000 Euro möglich sind (Szenarien B und D):** Die Ergebnisse bewegen sich in allen Stichjahren deutlich unterhalb der definierten Schwellenwerte.
- **Szenario mit hohem Nachfragepotenzial, aber geringer Internalisierung, d.h. mit reduzierten Knappheitspreisen (Szenario A):** Die Ergebnisse bewegen sich ebenfalls in allen Stichjahren deutlich unterhalb der definierten Schwellenwerte. Allerdings sind die Werte höher als in den Szenarien mit weitgehender Internalisierung.
- **Szenario mit geringem Nachfragepotenzial und geringer Internalisierung, d.h. mit stark reduzierten Knappheitspreisen (Szenario C):** Die Ergebnisse bewegen sich ab dem Stichjahr 2023 in einem als kritisch erscheinenden Bereich. Unter diesen sehr restriktiven Randbedingungen würde also das angestrebte Niveau an Versorgungssicherheit nicht erreicht.

Die Ergebnisse der Lastüberhangs- und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeiten entsprechen damit den Indikationen der Auswertung der Variable „unfreiwillige Lastabschaltung“.

**Tabelle 1.** Lastüberhangswahrscheinlichkeit (h/a) bei 5 GW Importen<sup>88</sup>

Fotojahr	Szenario A	Szenario B	Szenario C	Szenario D
<b>2013</b>	0.00	0.00	0.00	0.00
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2015</b>	0.01	0.01	0.01	0.01
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2020</b>	0.03	0.03	0.04	0.03
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2023</b>	0.14	0.05	2.58	0.05
	(99.998%)	(99.999%)	(99.971%)	(99.999%)
<b>2025</b>	0.21	0.10	12.33	0.14
	(99.998%)	(99.999%)	(99.859%)	(99.998%)
<b>2030</b>	0.49	0.27	16.73	0.38
	(99.994%)	(99.997%)	(99.809%)	(99.996%)
<b>2035</b>	0.06	0.03	5.29	0.04
	(99.999%)	(100.0%)	(99.94%)	(100.0%)

Quelle: Frontier, farbliche Markierung bei Lastüberhangswahrscheinlichkeit > 3 h/a.

**Tabelle 2.** Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit bei 5 GW Importen<sup>89</sup>

Fotojahr	Szenario A	Szenario B	Szenario C	Szenario D
<b>2013</b>	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2015</b>	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)

<sup>88</sup> Zur Information in Klammern jeweils die Wahrscheinlichkeit einer vollständigen Lastdeckung (Lastausgleichswahrscheinlichkeit), d.h. 1 - LOLE/8760.

<sup>89</sup> Zur Information in Klammern jeweils die Wahrscheinlichkeit einer vollständigen Verbrauchsdeckung, d.h. 1 - ENS.

<b>2020</b>	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2023</b>	0.000%	0.000%	0.001%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(99.999%)	(100.0%)
<b>2025</b>	0.000%	0.000%	0.005%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(99.995%)	(100.0%)
<b>2030</b>	0.000%	0.000%	0.009%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(99.991%)	(100.0%)
<b>2035</b>	0.000%	0.000%	0.002%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(99.998%)	(100.0%)

Quelle: Frontier, farbliche Markierung bei Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit > 0,002%.

### Sensitivität „Autarkie“

In der Sensitivität „Autarkie“ werden in den Berechnungen die möglichen Erzeugungsbeiträge des Auslands in den kritischen Stunden auf Null gesetzt. Dies wäre dann der Fall, wenn der Rückgriff auf Erzeugungskapazität im Ausland in kritischen Stunden grundsätzlich negiert wird, oder wenn ein politisches Ziel der Autarkie in der Erzeugungsbilanz postuliert wird. Diese Betrachtung ist aus stromwirtschaftlicher Sicht fiktiv, da eine Trennung des europäischen Marktes in nationale Teilmärkte auch in knappen Marktsituationen nicht zu erwarten ist und dem Binnenmarkt widersprechen würde. Dies Fall lässt sich auch ökonomisch nicht begründen, ein solches Vorgehen wäre nicht effizient.

Bei einer (fiktiven) rein nationalen Betrachtung werden in den Szenarien die definierten Schwellenwerte für die Lastüberhangs- und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeiten für mehrere Stichjahre leicht überschritten. Dies impliziert, dass ein in einen europäischen Binnenmarkt eingebundener EOM, in dem Kraftwerkseinsatz, Kraftwerkszubau und Stromaustausche international optimiert werden, nicht oder nur zufällig in der Lage ist, autark ausgeglichene Kapazitätsbilanzen sicher zu stellen.

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

**Tabelle 3.** Lastüberhangswahrscheinlichkeit (h/a) bei Autarkie<sup>90</sup>

Fotojahr	Szenario A	Szenario B	Szenario C	Szenario D
<b>2013</b>	0.00	0.00	0.00	0.00
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2015</b>	0.92	0.92	0.92	0.92
	(99.989%)	(99.989%)	(99.989%)	(99.989%)
<b>2020</b>	1.11	1.08	1.76	1.09
	(99.987%)	(99.988%)	(99.98%)	(99.988%)
<b>2023</b>	3.74	1.57	23.13	1.57
	(99.957%)	(99.982%)	(99.736%)	(99.982%)
<b>2025</b>	4.31	2.71	50.25	3.28
	(99.951%)	(99.969%)	(99.426%)	(99.963%)
<b>2030</b>	5.81	4.20	49.74	4.87
	(99.934%)	(99.952%)	(99.432%)	(99.944%)
<b>2035</b>	1.62	1.07	19.29	1.16
	(99.981%)	(99.988%)	(99.78%)	(99.987%)

Quelle: Frontier, , farbliche Markierung bei Lastüberhangswahrscheinlichkeit > 3 h/a.

**Tabelle 4.** Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit bei Autarkie<sup>91</sup>

Fotojahr	Szenario A	Szenario B	Szenario C	Szenario D
<b>2013</b>	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2015</b>	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)

<sup>90</sup> Zur Information in Klammern jeweils die Wahrscheinlichkeit einer vollständigen Lastdeckung (Lastausgleichswahrscheinlichkeit), d.h. 1 - LOLE/8760.

<sup>91</sup> Zur Information in Klammern jeweils die Wahrscheinlichkeit einer vollständigen Verbrauchsdeckung, d.h. 1 - ENS.

<b>2020</b>	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2023</b>	0.001%	0.000%	0.010%	0.000%
	(99.999%)	(100.0%)	(99.99%)	(100.0%)
<b>2025</b>	0.001%	0.001%	0.032%	0.001%
	(99.999%)	(99.999%)	(99.968%)	(99.999%)
<b>2030</b>	0.002%	0.002%	0.038%	0.002%
	(99.998%)	(99.998%)	(99.962%)	(99.998%)
<b>2035</b>	0.001%	0.000%	0.013%	0.000%
	(99.999%)	(100.0%)	(99.987%)	(100.0%)

Quelle: Frontier, farbliche Markierung bei Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit > 0,002°% (falls nicht markiert, dann wegen Aufrundung).

### 5.6.3 Wirtschaftlichkeit ausgewählter Kraftwerkstypen

Da das Simulationsmodell mit einem Minimierungsansatz der Gesamtkosten arbeitet, ist es für Interpretation der Simulationsergebnisse von besonderer Bedeutung, dass die dem Markt zur Verfügung stehenden Kraftwerke auch aus einzel- bzw. betriebswirtschaftlicher Sicht profitabel sind.

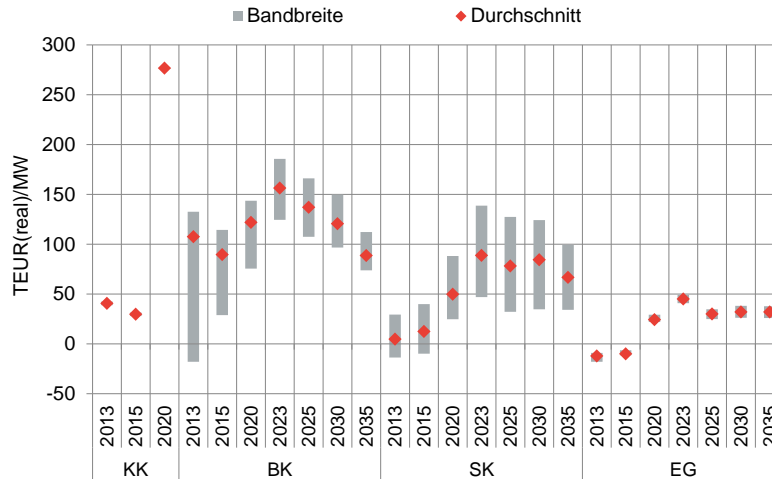
Im Folgenden beschreiben wir daher exemplarisch für das Referenz-Szenario *A* (d.h. mit eingeschränkten Knappheitspreisen) die Wirtschaftlichkeit ausgewählter konventioneller Erzeugungstechnologien. Die Ergebnisse der Szenarien B und D sind vergleichbar. Dabei betrachten wir den durchschnittlichen, maximalen und minimalen Gewinn<sup>92</sup> pro MW installierter Leistung der Kraftwerkstypen unterteilt nach eingesetztem Energieträger, sowie die Barwerte dieser Gewinne.

- **Mittelfristig Besserung der Erlössituation zu erwarten** – Mittelfristig beobachten wir einen Anstieg der jährlichen Gewinne der konventionellen Erzeugungskapazitäten (jeweils bezogen auf das betreffende Jahr – Stichjahresbetrachtung). Kurzfristig wird jedoch die schwierige wirtschaftliche Situation insbesondere von Gaskraftwerken deutlich, die in den Jahren 2013 und 2015 keine Deckungsbeiträge erwirtschaften, die die Deckung der Fixkosten ermöglichen (**Abbildung 56**).

<sup>92</sup> Definiert als variable Deckungsbeiträge abzüglich Fixkosten (O&M).



**Abbildung 56.** Gewinne im Stichjahr konventioneller Erzeugungseinheiten (Szenario A)



Quelle: Frontier

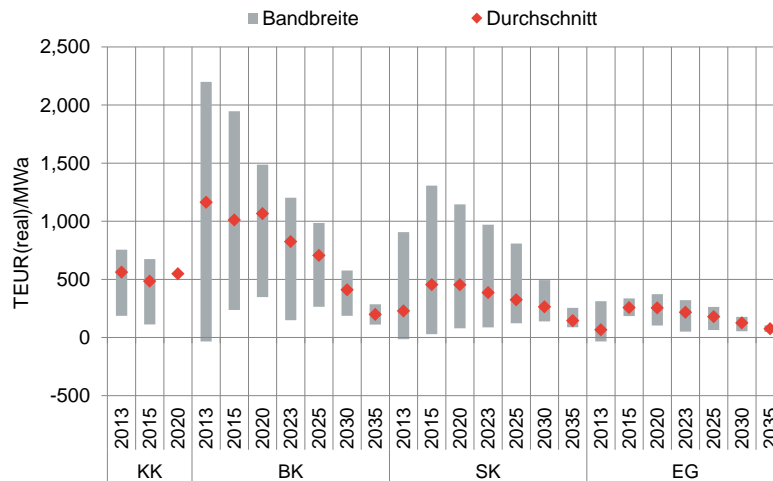
Dargestellt sind die durchschnittlichen Gewinne pro MW definiert als variable Deckungsbeiträge abzüglich fixer Betriebskosten in den jeweiligen Jahren.

KK= Kernkraft; BK=Braunkohle; SK=Steinkohle; EG=Erdgas

- **Kapazitäten auch aus einzelwirtschaftlicher Sicht profitabel** – Die konventionelle Erzeugungseinheiten sind auch aus einzelwirtschaftlicher Sicht profitabel, wenn die Barwerte der künftigen Erlöse (Jahr der Betrachtung bis zum Ende der Betriebsdauer) positiv ausfallen. Für die Berechnung der Barwerte haben wir dieselbe Diskontierung wie im Strommarktmodell unterstellt. Die oben dargestellten Gewinne der Stichjahre werden Zwischenjahren fortgeschrieben.

Im Ausgangsjahr 2013 können keine endgültigen oder vorübergehenden Stilllegungen durch das Modell durchgeführt werden. **Abbildung 57** zeigt, dass in diesem Jahr noch Kapazitäten am Markt sind, die einen negativen Barwert der künftigen Erlöse aufweisen. Ab dem Jahr 2015 optimiert das Modell auch die verfügbare Kapazität und nimmt endgültige und vorübergehende Stilllegungen vor. Alle ab dann verfügbaren Erzeugungseinheiten weisen einen positiven Barwert der zukünftigen Gewinne auf.

**Abbildung 57.** Wirtschaftlichkeit (Barwert über Betriebsdauer) konventioneller Erzeugungseinheiten (Szenario A)



Quelle: Frontier

Dargestellt sind die Barwerte der durchschnittlichen Gewinne pro MW über die Betriebsdauer der Kapazität definiert als variable Deckungsbeiträge abzüglich fixer Betriebskosten.

KK= Kernkraft; BK=Braunkohle; SK=Steinkohle; EG=Erdgas

## Wirtschaftlichkeit - Zwischenfazit

**Strommarktmodell reflektiert einzelwirtschaftliche Entscheidung** – Die Analysen zur Wirtschaftlichkeit haben gezeigt, dass das Strommarktmodell mit Gesamtkostenoptimierung dazu in der Lage ist, einzelwirtschaftlich bzw. betriebswirtschaftlich sinnvolle Entscheidungen zu Investitionen oder Stilllegung von Erzeugung abzubilden.

**Mittelfristig ansteigende Wirtschaftlichkeit konventioneller Kapazitäten** – Mittelfristig ist für konventionelle Kraftwerkskapazitäten mit einem Anstieg der Wirtschaftlichkeit zu rechnen.

**Langfristig Einfluss hoher CO<sub>2</sub>-Preise** – Bei Kraftwerkstypen mit hoher CO<sub>2</sub>-Intensität wird langfristig der Einfluss der CO<sub>2</sub>-Preise deutlich: Die Wirtschaftlichkeit von Braunkohle und Steinkohlekraftwerken sinkt ab.

## Exkurs - Wirtschaftlichkeit vorübergehender Stilllegung

Neben Investitionen in Erzeugungskapazität entscheidet das Optimierungskalkül des Investitions- und Dispatchmodells auch über endgültige oder vorübergehende Stilllegung (sog. „Einmottung“).

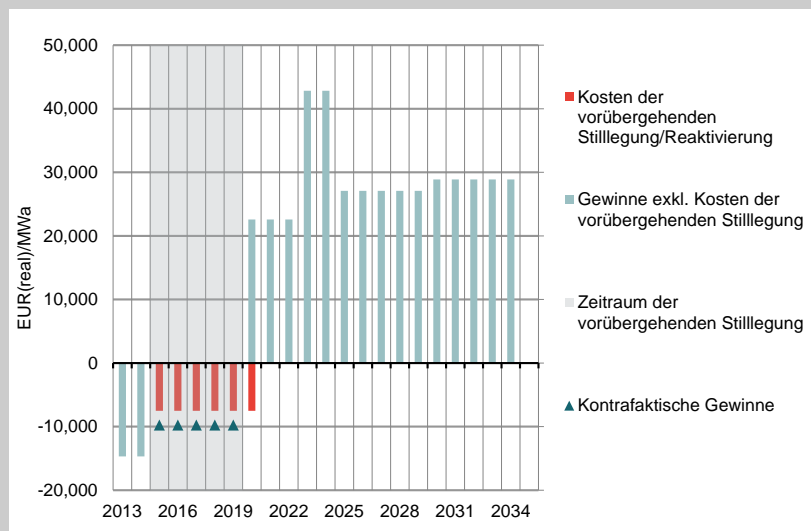
Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

Die Entscheidung, ein Kraftwerk einzumotten, wird dann getroffen, wenn es für das Modell günstiger ist,

- laufende Kosten der Einmottung (definiert als Prozentsatz der fixen Betriebskosten); und
- einmalige Kosten der Reaktivierung (definiert als Prozentsatz der fixen Betriebskosten)

zu tragen als das Kraftwerk regulär in Betrieb zu halten. Während der vorübergehenden Stilllegung fallen nur ein Teil der fixen Betriebskosten an, um die Anlage während des Stillstands betriebsfähig zu halten.<sup>93</sup> **Abbildung 58** zeigt einen exemplarischen Verlauf der Gewinne eines Gaskraftwerks vor und während der vorübergehenden Stilllegung.

**Abbildung 58.** Wirtschaftlichkeit einer vorübergehenden Stilllegung



Quelle: Frontier

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist eine solche Entscheidung effizient, wenn der Barwert der Gewinne unter Berücksichtigung der Kosten des Einmottens größer ist als der Barwert der Gewinne, wenn das Kraftwerk regulär weiter betrieben worden wäre. Für diesen Vergleich haben wir kontrafaktische Gewinne<sup>94</sup> berechnet. Der Barwert beträgt für dieses Kraftwerk in 2013

<sup>93</sup> In Ermangelung öffentlich zugänglicher Kostenangaben für die Kosten des Einmottens gehen wir von einem Kostensatz für verbleibende Personal und Sachkosten i.H.v. 50 % der regulären Betriebskosten aus. Die eine anschließende Reaktivierung fallen einmalig dieselben Kosten an.

<sup>94</sup> Die kontrafaktischen Gewinne wurden unter der Annahme errechnet, dass das Kraftwerk als Preisnehmer agiert, d.h. dass das Verhalten des Kraftwerks keinen Einfluss auf das Marktergebnis hat. Das Kraftwerk wird in dem Fall stets eingesetzt, wenn die Strompreise oberhalb der variablen

- bei **vorübergehender Stilllegung** ca. 150 T€/MWa; und
- bei **Weiterbetrieb der Anlage** ca. 146 T€/MWa.

Somit ist die unter Optimierung der Gesamtkosten vorgenommene vorübergehende Stilllegung auch als betriebswirtschaftlich effiziente Entscheidung anzusehen. Analoge Überlegungen gelten für alle vorgenommenen vorübergehenden Stilllegungen.

## 5.7 Sensitivität Kraft-Wärme-Kopplung

Im folgenden Abschnitt beschreiben wir die Sensitivitätsrechnung für den Fall einer politisch getriebenen signifikanten Zubaus an KWK. Dabei beschreiben wir

- die Motivation und wesentlichen Annahmen der Sensitivität (**Abschnitt 5.7.1**);
- die Kernergebnisse der Sensitivitätsrechnung bezogen auf das Referenz-Szenario (**Abschnitt 5.7.2**).

### 5.7.1 Definition der Sensitivitätsrechnung

In den oben dargestellten Sensitivitätsrechnungen haben wir eine weitgehend konstante bzw. leicht ansteigende KWK-Quote zugrunde gelegt. In dieser Sensitivitätsrechnung gehen wir davon aus, dass die im Koalitionsvertrag vorgesehene Erhöhung der KWK-Quote auf 25% in 2020 umgesetzt wird.<sup>95</sup>

#### *Mittelfristiger Anstieg der KWK-Quote*

Im Referenzfall werden die konventionellen KWK-Kapazitäten<sup>96</sup> konstant gehalten, da erwartet wird, dass der zukünftige Wärmebedarf in allen Sektoren langfristig sinken wird (DLR (2012)) und im bestehenden Gesetzesrahmens keine ausreichenden Anreize für das Erreichen des KWK-Ziels von 25% der Stromerzeugung bis 2020 gesetzt werden (Prognose (2011)).<sup>97</sup>

---

Kosten der Stromerzeugung des Kraftwerks liegen. Die Gewinne ergeben sich nach Abzug der fixen Betriebskosten.

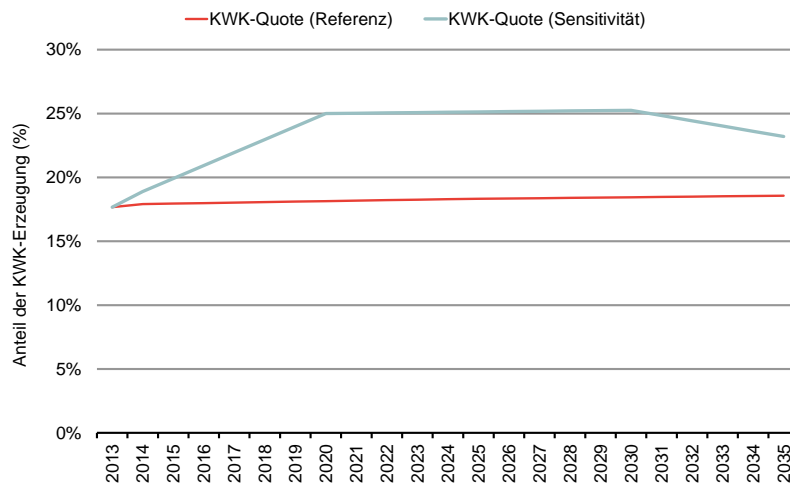
<sup>95</sup> Vgl. Koalitionsvertrag 18. Legislaturperiode (2013), S. 57: „Die rechtlichen und finanziellen Bedingungen für die umweltfreundliche Kraft-Wärme-Kopplung wollen wir so gestalten, dass der KWK-Anteil auf 25 Prozent bis 2020 ausgebaut wird“.

<sup>96</sup> Im Modell sind die KWK-Kapazitäten mit 18,5 GW angegeben (basierend auf DENA (2010a)). Hierunter fallen insbesondere KWK-Anlagen, die wärmegeführt gefahren werden, und durch eine hohe Wärmeauskopplung relativ zur Stromauskopplung charakterisiert sind. In der Liste der Bundesnetzagentur (2014b) werden insgesamt mehr als 48 GW mit Wärmeauskopplung geführt, von denen ein Großteil jedoch nur eine geringe Wärmekapazität aufweist.

<sup>97</sup> Bis zum Jahr 2020 geht die Prognos-Studie von einer Steigerung der jährlichen KWK-Stromerzeugung zwischen 10 TWh und 23 TWh aus. In Summe wird dann die gesamte jährliche

Der Koalitionsvertrag (CDU et al (2013)) sieht eine Anpassung der rechtlichen und finanziellen Bedingungen zur Erreichung der KWK-Ziele vor. Daher modellieren wir im Einklang mit den politischen Zielen einen Anstieg der KWK-Quote<sup>98</sup> bis auf 25% in 2020. Mittelfristig wird dieses Niveau beibehalten, bis nach 2030 ein langsames Absinken des KWK-Anteils angenommen wird. **Abbildung 59** zeigt die Entwicklung der KWK-Quote in der Sensitivität im Vergleich zum Referenzfall einer nur leicht ansteigenden KWK-Quote.

**Abbildung 59.** Annahmen KWK-Quote



Quelle: Frontier

### 5.7.2 Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung - Referenzszenario

Im Folgenden beschreiben wir die Ergebnisse der KWK-Sensitivitätsrechnung bezogen auf das Referenzszenario (*Szenario A*).

#### *Weniger Investitionen durch KWK-Quotenerhöhung*

Eine Erhöhung der KWK-Quote erhöht die exogen verfügbare Kapazität im Markt um 8 GW<sub>el</sub>. Das Modell reagiert auf diese exogene Erhöhung<sup>99</sup>, indem

- mehr **endgültige Stilllegungen** in Höhe ca. 900 MW Steinkohle-Kapazitäten in 2015 durchgeführt werden,

---

KWK-Stromerzeugung zwischen 99 TWh und 112 TWh betragen. Damit könnte die KWK im Jahr 2020 bei unveränderter Förderung einen Anteil von über 20 % an der Nettostromerzeugung in Deutschland erreichen.

<sup>98</sup> Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung.

<sup>99</sup> Zu berücksichtigen ist, dass wir keine Kapazitätsanpassung im Ausland annehmen.

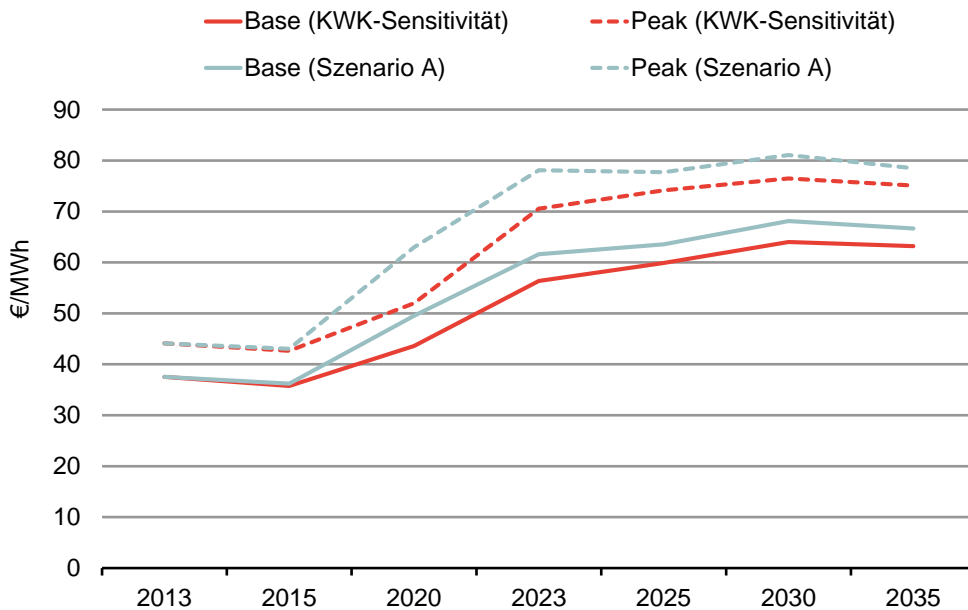
- gleichzeitig steigt die **vorübergehend stillgelegte Kapazität** um ca. 800 MW an und die Kapazitäten werden zu einem späteren Zeitpunkt reaktiviert (2023) als in *Szenario A*; und
- ca. 4 GW weniger **Neubaukapazitäten** in 2030 errichtet.

Insgesamt steht in 2035 1.4 GW mehr Erzeugungskapazität zur Verfügung als in *Szenario A*.

### **KWK-Erhöhung senkt Großhandels-Strompreise**

Die Erhöhung der KWK-Quote verdrängt im Grundlastbereich die Erzeugung aus anderen konventionellen Kraftwerkskapazitäten. Da bei KWK-Erzeugung die Stromproduktion als Nebenprodukt anfällt, steht sie dem Modell, abgesehen von einer gewissen Flexibilität, die Erzeugung unter Verzicht auf die optimale Wärmenutzung zu erhöhen, als kostenlose Option zur Verfügung.

Im Vergleich zu *Szenario A* fällt daher der Anstieg der Strompreise ab 2020 bei der Erhöhung der KWK-Quote geringer aus, die Differenz der Base-Preise liegt zwischen 3 und 6 €(real)/MWh (**Abbildung 60**). Analog zu der Interpretation von gesunkenen Großhandelsstrompreisen durch zunehmende EE-Stromproduktion ist allerdings zu bedenken, dass die Mehrkosten der KWK-Produktion auf anderem Weg von den Endverbrauchern zu tragen sind. Die gesunkenen Großhandelspreise sind also nicht mit gesunkenen Systemkosten zu verwechseln.

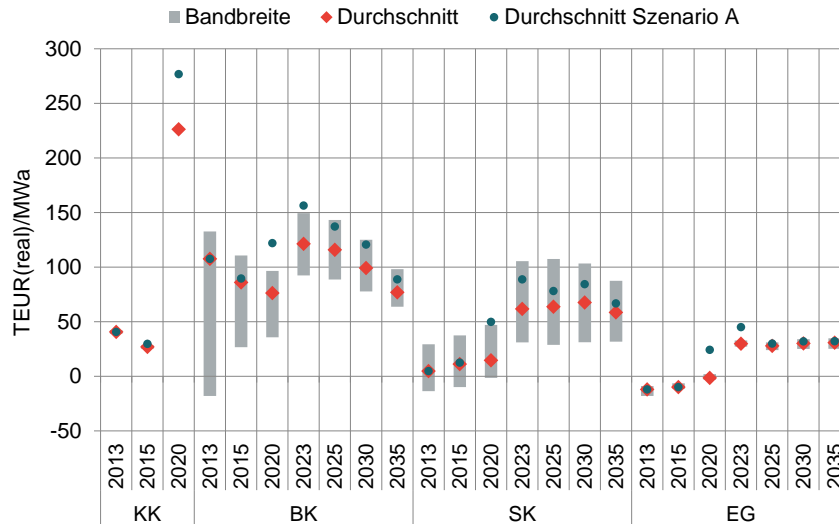
**Abbildung 60.** Großhandels-Strompreise KWK-Sensitivität (Szenario A)

Quelle: Frontier

### *Niedrigere Preise senken Wirtschaftlichkeit von nicht KWK-Anlagen*

Entsprechend der oben dargestellten Preisentwicklung sinken die Erlöse der konventionellen Erzeugungseinheiten, einerseits aufgrund einer geringeren Erzeugung, andererseits wegen des gesunkenen Preisniveaus. Die Erhöhung der KWK-Quote reduziert die Gewinne insbesondere in den Jahren 2020 und 2023, in denen der Preisunterschied am größten ist (**Abbildung 61**).

**Abbildung 61.** Entwicklung der Wirtschaftlichkeit in den jeweiligen Stichjahren (KWK-Sensitivität, Szenario A)



Quelle: Frontier  
 KK= Kernkraft; BK=Braunkohle; SK=Steinkohle; EG=Erdgas

### Auswirkungen auf das Versorgungssicherheitsniveau

Wir beobachten keine signifikante Auswirkung auf die Versorgungssicherheit im Vergleich zu dem Referenzszenario (**Tabelle 5**): In den Jahren 2020 und 2023 sinken die ohnehin sehr geringen Lastüberhangswahrscheinlichkeiten leicht ab, in diesen Jahren beobachten wir den größten Netto-Effekt auf die installierte Kapazität.<sup>100</sup>

<sup>100</sup> In Folge der Erhöhung der KWK-Quote beobachten wir 3,9 (2,7) GW Mehrkapazität in 2020 (2023).



**Tabelle 5.** Versorgungssicherheitsniveau\* (KWK-Sensitivität, Szenario A)

	Lastüberhangswahrscheinlichkeit in h/a		Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit	
	Szenario A	KWK-Sensitivität	Szenario A	KWK-Sensitivität
<b>2013</b>	0.00	0.00	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2015</b>	0.01	0.01	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2020</b>	0.03	0.01	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2023</b>	0.14	0.10	0.000%	0.000%
	(99.998%)	(99.999%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2025</b>	0.21	0.21	0.000%	0.000%
	(99.998%)	(99.998%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2030</b>	0.49	0.50	0.000%	0.000%
	(99.994%)	(99.994%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2035</b>	0.06	0.06	0.000%	0.000%
	(99.999%)	(99.999%)	(100.0%)	(100.0%)

Quelle: Frontier, farbliche Markierung bei Lastüberhangswahrscheinlichkeit > 3h/a und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit > 0,002°%

\* Berechnung unter der Annahme von maximal 5 GW Importkapazität

Die in dieser Sensitivität angenommene Ausweitung der KWK-Kapazitäten wirkt sich somit in erster Linie negativ auf die Betreiber sonstiger konventioneller Kapazitäten aus.

## 5.8 Sensitivität höhere Erzeugungskapazitäten im Ausland

Im folgenden Abschnitt beschreiben wir die Sensitivitätsrechnung für den Fall einer Erhöhung der ausländischen Kraftwerkskapazität. Dabei beschreiben wir

Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

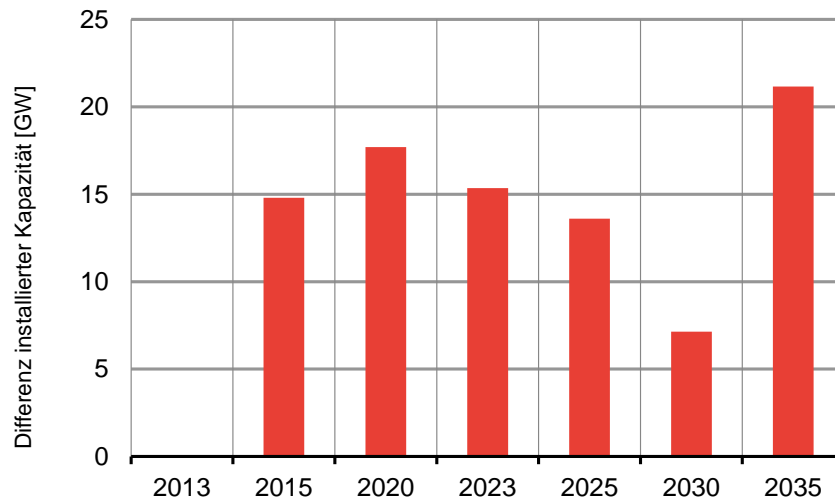
- die Motivation und wesentlichen Annahmen der Sensitivität (**Abschnitt 5.8.1**); und
- die Kernergebnisse der Sensitivitätsrechnung (**Abschnitt 5.8.2**).

### 5.8.1 Definition der Sensitivitätsrechnung

In den oben beschriebenen Szenario-Rechnungen haben wir den Ansatz verfolgt, im europäischen Ausland weder eine Überdeckung noch eine Unterdeckung zu beschreiben. So konnte sichergestellt werden, dass das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland nicht durch eine etwaige Über- oder Unterdeckung an Kapazität im Ausland beeinflusst wird. Als Grundlage für die Annahmen dienen die Kapazitätsangaben aus dem SO&AF der ENTSO-E (2013), welche wir auf Basis aktueller politischer Vorgaben und Markteinschätzungen weiterentwickelt haben (siehe Anhang II – Annahmen für die Simulation).

In der hier beschriebenen Sensitivität untersuchen wir, welchen Einfluss eine höhere Kapazität im Ausland als in den *Szenarien A* angenommen, auf das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland hat. Eine solche Erhöhung ausländischer Erzeugungskapazität kann beispielsweise mit der Einführung von Kapazitätsmechanismen im angrenzenden Ausland gleichgesetzt werden. Wir verwenden als Kapazitätsentwicklung die auf Basis nationaler Kapazitätsbetrachtung entwickelten Angaben des SO&AF der ENTSO-E (2013).

In Summe ergeben sich für das modellierte Ausland die in **Abbildung 62** dargestellten Mehrkapazitäten von maximal 21 GW in 2035.

**Abbildung 62.** Erhöhung der Kapazität im modellierten Ausland

Quelle: Frontier

### 5.8.2 Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung

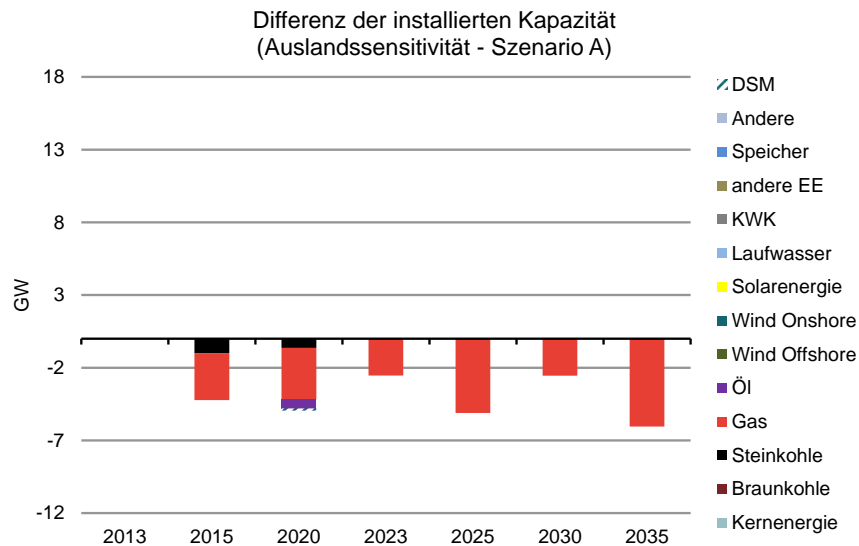
Für die Berechnung der Auslands-Sensitivität gehen wir von einer konservativen Abschätzung des DSM-Potentials aus, unterstellen jedoch, dass der Energy-Only-Markt die Internalisierung des externen Effektes der Versorgungssicherheit erreicht. Als Vergleichsmaßstab dient daher das *Szenario A*.

#### *Weniger Investitionen durch höhere Kapazität im Ausland*

Einer Erhöhung der Kapazität im Ausland, zum Beispiel durch die Einführung von Kapazitätsmechanismen, führt dazu, dass in Deutschland in der überwiegenden Zeit weniger Kapazität zur Verfügung steht als in *Szenario A*. Die Änderungen ergeben sich durch

- 6 GW **weniger Investitionen** in Erzeugungskapazitäten in Deutschland;
- 3 GW **höhere vorübergehende Stilllegungen** in 2015 (Reaktivierung in 2020 und 2023; sowie
- 1 GW **mehr endgültige Stilllegungen** als bei angepasster Kapazität im Ausland (**Abbildung 63**).

**Abbildung 63.** Differenz der installierten Kapazität (Auslands-Sensitivität – Szenario A)



Quelle: Frontier

Diese Änderungen zeigen deutlich, dass der Markt auf eine vorherrschende Überkapazität im Ausland durch eine geringere Kapazitätsvorhaltung in Deutschland reagiert.

### *Auswirkungen auf das Versorgungssicherheitsniveau*

Durch die Erhöhung der ausländischen Kapazität wird es für das Modell günstiger, in Deutschland ein geringeres Kapazitätsniveau zu unterhalten. Die Kapazitätsreduktion in Deutschland fällt wegen der Limitierung der Grenzkuppelstellenkapazitäten jedoch geringer aus als die Kapazitätserhöhung im Ausland. Wie sich dies auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirkt, hängt entscheidend von der Art und Weise der Definition von Versorgungssicherheit ab. Dies machen die nach der deterministischen Strommarktsimulation durchgeführten probabilistischen Analysen deutlich:

- **5 GW nutzbare Importkapazität:** Wird Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von 5 GW Importkapazität definiert, wovon in der Praxis auszugehen ist, nimmt das Versorgungssicherheitsniveau geringfügig ab (**Tabelle 6**):
  - In den Jahren 2015 bis 2035 liegt die Lastüberhangswahrscheinlichkeit der Sensitivitätsrechnung stets oberhalb des Szenarios A mit geringerer Kapazität im Ausland.

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

- Im Jahr 2025 beobachten wir eine Lastüberhangswahrscheinlichkeit über dem Schwellenwert von 3h/a.

**Tabelle 6.** Versorgungssicherheitsniveau bei Berücksichtigung des Auslands (Auslandssensitivität), Annahme von 5 GW Importkapazität

	Lastüberhangswahrscheinlichkeit		Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit	
	Szenario A	Sensitivität	Szenario A	Sensitivität
<b>2013</b>	0.00	0.00	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2015</b>	0.01	0.33	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(99.996%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2020</b>	0.03	0.70	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(99.992%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2023</b>	0.14	0.69	0.000%	0.000%
	(99.998%)	(99.992%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2025</b>	0.21	3.26	0.000%	0.001%
	(99.998%)	(99.963%)	(100.0%)	(99.999%)
<b>2030</b>	0.49	1.72	0.000%	0.001%
	(99.994%)	(99.98%)	(100.0%)	(99.999%)
<b>2035</b>	0.06	1.86	0.000%	0.001%
	(99.999%)	(99.979%)	(100.0%)	(99.999%)

Quelle: Frontier, farbliche Markierung bei Lastüberhangswahrscheinlichkeit > 3<sup>h</sup>/a und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit > 0,002%

- 10 GW nutzbare Importkapazität:** Allerdings ist die faktische Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität durch eine höhere Vorhalteleistung im Ausland insgesamt in der gesamten Region höher und auch für das Inland zumindest in Teilen nutzbar. Wird deshalb Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von 10 GW Importkapazität definiert, verändert sich das Versorgungssicherheitsniveau durch zusätzliche Kapazität im Ausland geringfügig und es werden die Schwellwerte in allen Jahren eingehalten (Tabelle 7).

## Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit

**Tabelle 7.** Versorgungssicherheitsniveau bei Berücksichtigung des Auslands (Auslandssensitivität), Annahme von 10 GW Importkapazität

	Lastüberhangswahrscheinlichkeit		Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit	
	Szenario A	Sensitivität	Szenario A	Sensitivität
<b>2013</b>	0.00	0.00	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2015</b>	0.00	0.00	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2020</b>	0.00	0.02	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2023</b>	0.00	0.02	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2025</b>	0.00	0.12	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(99.999%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2030</b>	0.01	0.05	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(99.999%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2035</b>	0.00	0.06	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(99.999%)	(100.0%)	(100.0%)

Quelle: Frontier, farbliche Markierung bei Lastüberhangswahrscheinlichkeit > 3<sup>h</sup>/a und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit > 0,002<sup>o</sup>%

- **Fiktive nationale Betrachtung:** Würde bei der Definition von Versorgungssicherheit eine fiktive nationale Autarkie gefordert, nimmt das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland im Zuge der zusätzlichen Kapazität im Ausland rechnerisch deutlich ab (**Tabelle 8**). Dies ist ein Ergebnis dessen, dass der europäische Großhandelsstrommarkt (und entsprechend das europäische Strommarktmodell) grenzüberschreitend optimiert wird – unter Berücksichtigung der limitierenden Grenzkuppelkapazitäten. Die Forderung eines national autarken Kapazitätsniveaus kann damit allenfalls zufällig erfüllt werden. Diese Zielsetzung ist allerdings ökonomisch nicht effizient und in einem europäischen Binnenmarkt kontraproduktiv.

**Marktsimulationen zur Quantifizierung der zukünftigen Versorgungssicherheit**

**Tabelle 8.** Versorgungssicherheitsniveau bei fiktiver nationaler Betrachtung (Auslandssensitivität), Annahme von 0 GW Importkapazität

	Lastüberhangswahrscheinlichkeit		Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit	
	Szenario A	Sensitivität	Szenario A	Sensitivität
<b>2013</b>	0.00	0.00	0.000%	0.000%
	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)	(100.0%)
<b>2015</b>	0.92	9.43	0.000%	0.003%
	(99.989%)	(99.892%)	(100.0%)	(99.997%)
<b>2020</b>	1.11	12.61	0.000%	0.004%
	(99.987%)	(99.856%)	(100.0%)	(99.996%)
<b>2023</b>	3.74	10.36	0.001%	0.004%
	(99.957%)	(99.882%)	(99.999%)	(99.996%)
<b>2025</b>	4.31	23.62	0.001%	0.011%
	(99.951%)	(99.73%)	(99.999%)	(99.989%)
<b>2030</b>	5.81	12.12	0.002%	0.006%
	(99.934%)	(99.862%)	(99.998%)	(99.994%)
<b>2035</b>	1.62	10.51	0.001%	0.006%
	(99.981%)	(99.88%)	(99.999%)	(99.994%)

Quelle: Frontier, farbliche Markierung bei Lastüberhangswahrscheinlichkeit > 3°h/a und Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit > 0,002°%

Die Ergebnisse der Sensitivität zeigen, dass die Erhöhung von Kapazitäten im Ausland einen Einfluss auf die inländischen Investitionsentscheidungen haben kann. Diese Effekte verdeutlichen, dass bei der Analyse von Versorgungssicherheit im europäischen Kontext bereits heute die grenzüberschreitende Bereitstellung von Kapazität zu berücksichtigen ist. Eine rein national-fokussierte Betrachtung ist in diesem Zusammenhang nicht angemessen. Die Ermittlung des tatsächlichen Beitrags ausländischer Kapazitäten zur heimischen Versorgungssicherheit ist jedoch herausfordernd, wie die

Erfahrungen im Zusammenhang mit der Bestimmung des Kapazitätsbedarfs z.B. in Frankreich und Großbritannien zeigen.<sup>101</sup>

---

<sup>101</sup> Siehe hierzu auch das Parallelgutachten, Frontier Economics / Consentec (2014).



## 6 Diskussion Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“

In **Abschnitt 4.2** haben wir potentielle Herausforderungen für das EOM-Marktdesign in Hinblick auf das Vorliegen von externen Effekten diskutiert. Im folgenden Abschnitt beantworten wir die zuvor abgeleiteten Kernfragen zu der Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“. Dabei gehen wir wie folgt vor:

- Zusammenfassung Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“ (**Abschnitt 6.1**);
- Ursachen von potenziellen Marktstörungen (**Abschnitt 6.2**);
- Kurz- und langfristige Flexibilitäten am Strommarkt (**Abschnitt 6.3**); sowie
- Externe Effekte und Versorgungssicherheit (**Abschnitt 6.3.3**).

### 6.1 Zusammenfassung Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“

Durch die Besonderheiten der Stromwirtschaft, insb. die (kurzfristig) relativ geringe Preiselastizität der Nachfrage, die Leitungsgebundenheit und die Nicht-Ausschließbarkeit eines Großteils der Verbraucher, kann es zu externen Effekten kommen.

Inwieweit externe Effekte für die Marktakteure entscheidungsrelevant werden können, hängt von der Wahrscheinlichkeit ab, mit der sie kommerziell von partiellen unfreiwilligen Lastabschaltungen betroffen sind, sowie vom Umfang der Einschränkungen und von Maßnahmen zur Verminderung oder Kompensation der externen Effekte. Wir kommen hierbei zu folgender Beurteilung:

- **Kurzfristig** – Wir sehen auf Basis der empirischen Analyse bis 2020 keine prinzipielle Gefahr von Versorgungsunterbrechungen und damit externer Effekte durch erzeugungsseitige Kapazitätsengpässe. Derzeit ist der Stromerzeugungsmarkt durch Überkapazitäten geprägt.
- **Mittel- bis langfristig** – Wir gehen davon aus, dass erhebliche Nachfrageflexibilitäten und „unkonventionelle“ Erzeugung (z.B. Netzersatzanlagen etc.) bei entsprechenden Preissignalen nutzbar sind. Damit ist die Stromnachfrage langfristig deutlich flexibler als sie es kurzfristig ist. Wird dieses Potential erschlossen, sinkt die Wahrscheinlichkeit von unfreiwilligen Versorgungsunterbrechungen.

Wir gehen weiterhin davon aus, dass die Marktakteure in der stromwirtschaftlichen Praxis in der Regel bei Ihren Absicherungs- und Investitionsentscheidungen von möglichen externen Effekten im Falle von Versorgungsunterbrechungen weitgehend abstrahieren, solange diese Versorgungsunterbrechungen nicht sehr häufig und systematisch auftreten sowie nicht flächendeckend sind oder damit verbundene externe Effekte durch geeignete Maßnahmen (weitgehend) reduziert bzw. vermieden werden. Versorgungsunterbrechungen würden in den meisten Fällen zu Abschaltungen einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze (Brownout) führen. Die Marktakteure müssten damit rechnen, trotz dieser partiellen Versorgungsunterbrechungen bei Bilanzungleichgewichten erhebliche Ausgleichsenergiezahlungen leisten zu müssen. Gleichzeitig ist den Marktakteuren vorab unbekannt, welche Kunden bzw. Netzgebiete abgeschaltet würden, da Teillastabschaltungen voraussichtlich im Bedarfsfall rollierend vorgenommen würden. Dies erhöht das Risiko von Ausgleichsenergiezahlungen bei Bilanzungleichgewichten weiter, da die Zahlungen zu leisten sind wenn keine unfreiwillige Abschaltung erfolgt. Zudem würden die Anbieter von Leistung nur in jenen Netzbereichen nicht entgolten werden, die von partiellen Abschaltungen betroffen sind.

Die potentielle Wirkung externer Effekte sollte durch Anpassungen im Marktrahmen dennoch weiter reduziert werden. Wesentlich hierfür sind die Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystems und Regeln für den Fall von erzeugungsseitigen Engpässen bzw. möglichen partiellen, unfreiwilligen Lastabschaltungen, wie z.B.

- Die Definition von Abrechnungsregeln im Fall eines Brownouts für die betroffenen Marktakteure (approximative Definition von Abrechnungsmengen, ggf. Ausgleichzahlungen etc.);
- Damit verbunden die Definition eines Abrechnungspreises (z.B. auf Basis des "Value-of-lost-load") für den Fall von Versorgungsunterbrechungen;
- Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise auf Basis von Grenzkosten des Reserveabrufs; und
- Weitergehende Anreize für die Bewirtschaftung von Differenzbilanzkreisen.

## 6.2 Ursachen von potenziellen Marktstörungen

Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die Nachfrage im Strommarkt zu (nahezu) jeder Zeit physisch auf ein ausreichendes Angebot trifft, d.h. dass Angebots- und Nachfragefunktion (nahezu) zu jedem Zeitpunkt einen

**Diskussion Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“**

Schnittpunkt aufweisen (siehe **Abschnitt 2.2**). Die Stromwirtschaft ist allerdings durch folgende Besonderheiten gekennzeichnet (siehe **Abschnitt 4.2**):

- **(Kurzfristig) relativ geringe Preiselastizität der Nachfrage** – Viele Stromverbraucher (v.a. Haushaltskunden) verfügen bisher nicht über die notwendige technische Ausstattung, um im Fall von hohen Preisen ihren Verbrauch (manuell oder automatisiert) und damit zugleich ihre Strombezugskosten zu reduzieren. Dies kann grundsätzlich dazu führen, dass Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Last) nicht zum Ausgleich kommen und aufgrund eines „Lastüberhangs“ partielle unfreiwillige Abschaltungen einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze vorgenommen werden müssen;
- **Leitungsgebundenheit** – Die Marktakteure sind über das Stromnetz verbunden. Dies hat folgende Effekte:
  - **Versorgungssicherheit mit „öffentlichem-Gut“-Charakter:** Eine Reihe von Verbrauchern (v.a. Haushalte, Gewerbe, kleine Industriekunden), verfügen über keine Möglichkeit zur Leistungsbegrenzung um zu verhindern, dass sie mehr Strom beziehen als vertraglich vereinbart (keine individuelle Abschaltbarkeit). Wird Versorgungssicherheit durch einzelne Marktakteure zur Verfügung gestellt, können andere Marktakteure deshalb hiervon nicht oder nur eingeschränkt ausgeschlossen werden (Nicht-Ausschließbarkeit).
  - **Externe Effekte auf Erzeuger/Verbraucher:** Für den Fall, dass es in Knappheitssituationen aufgrund unzureichender Preiselastizität der Nachfrage und unzureichender Ausschließbarkeit zu einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze (Brownout) kommen würde, kann sich ein einzelner Verbraucher nicht durch die Zahlung eines hohen Preises gegen den Lastabwurf (ex ante) absichern.<sup>102</sup> Gleiches gilt für die Erzeuger.

Im Folgenden gehen wir auf diese Aspekte im Detail ein. Hierbei adressieren wir auch die in **Abschnitt 4.1** aufgeworfenen Kernfragen.

---

<sup>102</sup> Mit Ausnahme einer dezentralen physischen Absicherung über Netzersatzanlagen (wie z.B. Notstromaggregate, Batteriespeicher).

## 6.3 Analyse vor dem Hintergrund des heutigen Marktrahmens

Im folgenden Abschnitt untersuchen wir das Vorliegen der Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“ vor dem Hintergrund des heutigen Marktrahmens. Dabei gehen wir insbesondere ein auf:

- Kurzfristig ausreichend Erzeugung und Nachfrageflexibilität im Markt (**Abschnitt 6.3.1**)
- Stromnachfrage langfristig flexibler und unkonventioneller Kapazitäten (**Abschnitt 6.3.2**); sowie
- Externe Effekte und Versorgungssicherheit (**Abschnitt 6.3.3**).

### 6.3.1 Kurzfristig ausreichend Erzeugung und Nachfrageflexibilität im Markt

Eine inflexible Nachfrage kann dazu führen, dass Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Last) nicht zum Ausgleich kommen und aufgrund eines „Lastüberhangs“ zu einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze kommen würde. Die Frage, ob vor einem kurzfristigen Zeithorizont ein Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage zuverlässig existiert, ist im Strommarkt empirisch vor dem Hintergrund des bestehenden und heute abrufbaren Kraftwerksparks (im In- und Ausland) und der unkonventionellen Flexibilitäten (Nachfrage und Erzeugung) zu beantworten. Hierbei sind auch zu berücksichtigen

- heute bestehende Nachfrageflexibilitäten, d.h. Nachfrage, die heute bereits auf Preissignale reagiert; und
- mögliche Kapazitätsverfügbarkeiten und -bedarfe aus dem europäischen Ausland.

#### *Empirischer Befund: Keine Knappheit bis mindestens 2020*

Die Strommarktsimulationen in **Abschnitt 5** zeigen, dass unabhängig von den unterlegten Szenarioannahmen praktisch bis 2020 (Modellperiode 2020-2022) keine erzeugungsseitige Knappheit im deutschen Strommarkt zu erwarten ist. Dieser Befund lässt sich durch die folgenden Simulationsergebnisse stützen:

- **Kapazitätsentwicklung** – Der Stromgroßhandelsmarkt ist heute erzeugungsseitig durch hohe Überkapazitäten geprägt. In der Modellperiode 2015 (d.h. bis Jahr 2019) werden innerhalb Deutschlands (und im Ausland) signifikante Erzeugungskapazitäten vorübergehend oder endgültig stillgelegt (ca. 19 GW vorzeitige und vorübergehende Stilllegungen). Von diesen Kapazitäten werden in der Periode 2020 wieder ca. 4 GW reaktiviert. Diese Kapazitäten reichen im Prinzip aus, um die Last in Deutschland zu decken.

## Diskussion Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“

Ursächlich für die derzeitigen Überkapazitäten sind v.a. folgende Faktoren:

- **Ausbau der Erneuerbaren Energien:** Bis zum Jahr 2013 wurde mit dem politisch geförderten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – und z.T. im angrenzenden Ausland – ein „zweiter Kraftwerkspark“ neben dem konventionellen Kraftwerkspark geschaffen. Zwar sind diese Kapazitäten aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der „Brennstoffe“ Wind und Sonne nicht jederzeit im gleichen Maße verfügbar, dennoch verdrängen diese Kapazitäten aufgrund der niedrigen variablen Erzeugungskosten konventionelle Erzeugung vom Markt. Bestimmte neue EE wie Biomasse/Biogas sind zudem relativ gut verfügbar bzw. steuerbar und können somit auch zur Versorgungssicherheit signifikant beitragen. Die dargebotsabhängigen neuen EE können aufgrund von Durchmischungseffekten zumindest zu einem kleinen Prozentsatz zur Versorgungssicherheit beitragen und die residuale Höchstlast senken.
- **Wirtschaftskrise:** Die Wirtschaftskrise hat in einer Reihe von europäischen Ländern zu einer signifikanten Dämpfung des Stromverbrauchs geführt hat;
- **Inbetriebnahme neuer Kraftwerkskapazitäten:** In den nächsten Monaten und Jahren gehen Neukapazitäten von Kohle- und Gaskraftwerken mit einer Gesamtkapazität von ca. 9,5 GW an das Netz. Diese Kapazitäten, die kurz vor Inbetriebnahme oder mindestens im Bau sind, wurden überwiegend vor dem Hintergrund der Erwartung einer höheren Stromnachfrage, einer freien Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten sowie eines geringeren Ausbaus der neuen Erneuerbaren Energien geplant. Diese Erwartungen sind nicht eingetroffen.
- **Keine Unfreiwillige Lastabschaltung** – In der Strommarktsimulation erfolgen in keinem der Szenarien unfreiwillige Lastabschaltungen bis zum Stichtag 2020. Dies ist Ergebnis der relativ hohen Ausstattung des Marktes mit Erzeugungskapazität.
- **Versorgungswahrscheinlichkeit** – In praktisch keinem der Szenarien werden für die Lastüberhangswahrscheinlichkeiten die indikativen Schwellenwerte erreicht. Auch dies ist Ergebnis der relativ hohen Ausstattung des Marktes mit Erzeugungskapazität.

## Einschätzung zu Kernfrage 1

*Reichen Erzeugungskapazitäten und Nachfrageflexibilitäten kurzfristig (heute) aus, um den Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage sicher zu stellen? (S. 68)*

**Einschätzung:** Wir sehen auf Basis der empirischen Analyse vor 2022 keine prinzipielle Gefahr von Versorgungsunterbrechungen und damit externer Effekte durch erzeugungsseitige Kapazitätsdefizite.

### 6.3.2 Stromnachfrage langfristig flexibler und unkonventionelle Kapazitäten erschließbar

Die beschriebenen externen Effekte treten mittel- und langfristig nicht auf, wenn mit ausreichender Sicherheit angenommen werden kann, dass zukünftig ausreichend Flexibilitäten mit geringen oder keinen Fixkostenbestandteilen für den Markt nutzbar gemacht werden können. Derartige Optionen könnten z.B. bestehen:

- **Nachfrageseitig:** Insbesondere Industriekunden verfügen im Rahmen von Produktionsdrosselungen (gezielte Lastreduktionen) oder Lastverschiebungen über Flexibilitätsoptionen mit keinen oder geringen Investitionskosten, aber hohen Ausübungspreisen (d.h. hohen (Opportunitäts-)Kosten im Fall einer tatsächlichen Nutzung);
- **Netzersatzanlagen:** Daneben könnten dem Markt in Zukunft gegebenenfalls Erzeugungskapazitäten zugänglich gemacht werden, die heute noch nicht in den Markt integriert sind, in Zukunft aber als Flexibilitäten in den Markt integrierbar wären.

Hierauf gehen wir im Folgenden einzeln ein, bevor wir die Simulationsergebnisse diesbezüglich auswerten und interpretieren.

#### *Untersuchte Nachfrageflexibilitätspotenziale*

Die Angaben in der Fachliteratur sind äußerst uneinheitlich, in welchem Ausmaß realistische erschließbare DSM-Potenziale heute und in Zukunft bestehen. Aus diesem Grund haben wir in den Strommarktsimulationen Szenarien mit zwei unterschiedlichen Potenzialen (und Kostenverläufen) hinterlegt:

- **Referenzfall (Szenarien A und B)** – Im Referenzfall gehen wir davon aus, dass insbesondere im Industriesektor durch Lastreduktion (Produktionsverzicht) und Lastverschiebung erhebliche Flexibilitätspotenziale erschließbar sind. Der Referenzfall ist hierbei durch folgende Annahmen bezüglich der erschließbaren Nachfrageflexibilität gekennzeichnet:

## Diskussion Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“

- Erschließbares Nachfragepotenzial: Bis zum Jahr 2035 kann im Modell eine Nachfrageflexibilität von in Summe ca. 18 GW für die kritischen Stunden erschlossen werden (exklusive Bestand). Dieses Potenzial ist sukzessive erschließbar (das Potenzial weitet sich in der Modellierung über die Zeit aus). Die Realisierung der Potenziale wird im Modell endogen bestimmt.
  - Kosten der erschließbaren Nachfragepotenziale: Wir gehen davon aus, dass die maximalen Abrufkosten durch Lastabschaltungen im Industriesektor determiniert werden. In Anlehnung an eigene und öffentlich verfügbare Schätzungen gehen wir von maximalen Abrufkosten von 8.000 €/MWh aus. Im Gegenzug sind die Investitionskosten zur Erschließung der Potenziale mit 10.000 €/MW moderat - hier gehen wir davon aus, dass im Wesentlichen lediglich eine entsprechende Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur geschaffen werden muss.
- **„Konservative“ Schätzung (Szenarien C und D)** – Im „konservativen“ Fall gehen wir davon aus, dass sich die DSM Potenziale auch langfristig nur in sehr moderatem Maße erschließen lassen. Dieser Fall ist durch folgende Annahmen bezüglich der erschließbaren Nachfrageflexibilität gekennzeichnet:
  - Erschließbares Nachfragepotenzial: Die erschließbaren Nachfragepotenziale im Industriesektor sind mit insgesamt bis zu ca. 6 GW äußerst zurückhaltend geschätzt.
  - Kosten der erschließbaren Nachfragepotenziale: Wir gehen davon aus, dass die maximalen Abrufkosten eher nicht durch Lastabschaltungen mit hohen Opportunitätskosten im Industriesektor determiniert sind, sondern von Lastverlagerungen oder nur von Abschaltungen mit moderaten Kosten. In Anlehnung an Studien zu heutigen Abrufkosten von DSM-Maßnahmen gehen wir von einem maximalen Abrufpreis von 2.500 €/MWh aus.

### *Rolle von Netzersatzanlagen*

Weiterhin könnten dem Markt in Zukunft gegebenenfalls Erzeugungskapazitäten zugänglich gemacht werden, die heute noch nicht in den Markt integriert sind, in Zukunft aber als Flexibilitäten in den Markt integrierbar wären. Dies könnten z.B. sogenannte Netzersatzanlagen (Notstromaggregate, Batterien etc.) sein, die von einzelnen Nachfragern mit einem hohen Bedarf an Versorgungssicherheit auch schon heute vorgehalten werden (Krankenhäuser, Rechenzentren etc.). Diese Anlagen refinanzieren sich nicht über den EOM, sondern werden über die private Zahlungsbereitschaft der betroffenen Verbraucher gegen (traditionell netzbedingte) Versorgungsunterbrechungen finanziert. Diese Erzeugungsanlagen

stehen also bereits heute im Grundsatz zur Verfügung, werden aber nicht im Markt zur Absicherung der Stromversorgung genutzt.

Netzersatzanlagen können mit relativ moderaten Abrufkosten eingesetzt werden (im Modell 500€/MWh). Zudem wären die Investitionskosten der Einbindung dieser Anlagen in vielen Fällen relativ moderat – es handelt sich insbesondere um Kosten für die Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur (im Modell 10.000 €/MW). Daneben sind die fixen Kosten des Betriebs und der Einbindung der NEAs in den Erzeugungsmarkt zur berücksichtigen (im Modell 1.000 €/MW und Jahr).

In den Szenarien gehen wir davon aus, dass Potenziale von Netzersatzanlagen zuzüglich DSM Maßnahmen mit einer ähnlichen Kostenstruktur in folgender Höhe erschließbar sind:

- Referenzfall: 9 GW bis 2035; und
- Restriktive Szenarien: 3,75 GW bis 2035;

Die Potenziale werden im Modell über die Zeit aufgebaut, die Erschließung der Potenziale wird modellendogen bestimmt.

### *Erschließung von Nachfrageflexibilität kann Versorgungssicherheit sicherstellen*

Die Simulationsergebnisse in **Abschnitt 5.5** zum Referenzfall zeigen, dass bei ausreichend hohen erschließbaren Potenzialen für Nachfrageflexibilität und heute nicht im Markt integrierte Erzeugung die Marktmechanismen innerhalb des EOM auch langfristig eine ausreichend hohe Versorgungssicherheit sicherstellen können.

- **Stromgroßhandelspreise** – Nachfrageflexibilität mit hohen „variablen Kosten“ wird in relativ knappen Stunden preissetzend, wodurch z.B. Erzeugungsanlagen ihre Investitionskosten refinanzieren können. In Einzelstunden können die Preise in späteren Modelljahren bis auf die variablen Kosten der teuersten Nachfrageflexibilitätsoption ansteigen (bis zu 8000€/MWh).
- **Kapazitätzubauten** – Es kommt mittel- und langfristig auch zu einem Zubau konventioneller Erzeugungskapazität, neben der Erschließung von Nachfrageflexibilität und nicht konventioneller Erzeugung (insgesamt 18 GW Zubau über die Modelllaufzeit, siehe **Abschnitt 5.5.1**).
- **Unfreiwillige Lastabschaltung vernachlässigbar** – Die Höhe der unfreiwillig nicht-bedienten Nachfrage ist bis zur Modellperiode 2020 in Szenario A (Referenzfall) Null. In der Modellperiode 2023 wird in der Kernregionen Deutschland/Österreich in 2 Stunden die Last unfreiwillig

### **Diskussion Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“**



nicht vollständig gedeckt (d.h. 8758h vollständige Lastdeckung), die nicht bediente Last beträgt 5 GWh in der Kernregion (ca. 0,001% der Last). In 2025 geht die nicht gedeckte Last wieder zurück und beträgt 1 GWh (in 2 Stunden).

- **Versorgungswahrscheinlichkeit** – Die Lastüberhangswahrscheinlichkeiten bewegen sich in allen Stichjahren deutlich unterhalb der indikativen Schwellenwerte (siehe **Abschnitt 5.6.2**).

Da ausreichend Last auf Strompreissignale reagieren kann und unfreiwillige Lastabschaltungen nicht vorgenommen werden müssen, ist das Ergebnis unabhängig davon, ob eine vollständige Internalisierung von externen Effekten (Szenario B) oder nur eine unvollkommene Internalisierung (Referenzszenario, Szenario A) angenommen wird. Voraussetzung ist, dass ausreichend Nachfrageflexibilitäten mit geringen Investitionskosten, aber hohen Abrufkosten verfügbar sind und praktisch erschlossen werden können. Wir halten diesen Fall für realistisch:

- **Öffentlich zugängliche Studien** – Eine Mehrheit der öffentlich zugänglichen Studien zeigt, dass in verschiedenen Sektoren erhebliche Flexibilitätspotenziale erschließbar sind (siehe **Abschnitt 5.2.3**).
- **Abschaltverordnung** – Die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) regelt die Nutzung von abschaltbaren Lasten in der Industrie zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Unter abschaltbare Lasten fallen stromintensive Industrieprozesse, die am Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind.
- **Äußerungen der Industrie** – Verschiedene Äußerungen von Betreibern stromintensiver Industrieprozesse deuten darauf hin, dass weitere erhebliche Potenziale zur Flexibilisierung der Nachfrage im Industriebereich realisiert werden können.<sup>103</sup> Die heutigen Preise am Strommarkt sind allerdings noch nicht ausreichend hoch, diese Potenziale bereits jetzt zu erschließen
- **Erste Erfahrungen mit der Einbindung von Netzersatzanlagen** – So wurden in der Vergangenheit bereits Netzersatzanlagen in Portfolios zur Erbringung positiver Minutenreserve eingebunden. Aufgrund des aktuell geringen Marktwertes dieser Reservedienstleistung hat sich die Erschließung dieser Anlagen jedoch deutlich verlangsamt.

Wir gehen daher davon aus, dass Nachfrageflexibilitäten und „unkonventionelle“ Erzeugung (Netzersatzanlagen etc.) bei entsprechenden Preissignalen nutzbar

---

<sup>103</sup> Zum Beispiel: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/reportage-lastverschiebung-in-einer-siliziumfabrik-a-960881.html> (Beitrag vom 08.04.2014).

sind. Damit gehen wir davon aus, dass die Stromnachfrage langfristig deutlich flexibler ist als kurzfristig, und somit die Wahrscheinlichkeit von unfreiwilligen Versorgungsunterbrechungen durch die langfristige Nachfrageflexibilität signifikant vermindert werden kann.

Herausforderungen für die Versorgungssicherheit können allerdings bestehen, wenn die zukünftigen Potenziale für DSM-Maßnahmen und/oder die heute nicht im Markt integrierte Erzeugung z.B. aufgrund von Marktbarrieren o.ä. nicht erschlossen werden können, und gleichzeitig eine Internalisierung möglicher externer Effekte nicht über andere Mechanismen erfolgt (Szenario C; Modellergebnisse siehe **Abschnitte 5.5** und **5.6**). Insofern sollte dem Abbau von etwaigen Hemmnissen zur Einbindung von Nachfrageflexibilität und unkonventioneller Erzeugung in den Strommarkt eine besondere Bedeutung zukommen (s. hierzu auch **Abschnitt 6.4.1**).

### **Einschätzung zu Kernfrage 2**

*Bestehen langfristig ausreichend Flexibilitätsoptionen mit keinen bzw. sehr niedrigen Kapitalkosten (Investitionskosten) und fixen Betriebskosten und gleichzeitig ausreichend hohen „Ausübungspreisen“? (S. 69)*

**Einschätzung:** Wir gehen davon aus, dass mittel- und langfristig erhebliche Nachfrageflexibilitäten und „unkonventionelle“ Flexibilitäten (Netzersatzanlagen etc.) bei entsprechenden Preissignalen nutzbar sind, die niedrige Investitionskosten, aber relativ hohe Abrufkosten aufweisen. Damit ist die Stromnachfrage langfristig deutlich flexibler als kurzfristig, und Preissignale werden bei Knappheiten durch Abruf dieser Kapazitäten generiert. Wird dieses Potential erschlossen, sinkt die Wahrscheinlichkeit von unfreiwilligen Versorgungsunterbrechungen.

Herausforderung für die Versorgungssicherheit können bestehen, wenn die zukünftigen Potenziale für DSM-Maßnahmen und/oder die heute nicht im Markt integrierte Erzeugung nicht erschlossen werden können, und gleichzeitig eine Internalisierung möglicher externer Effekte über andere Mechanismen nicht erfolgt. Insofern sollte dem Abbau von etwaigen Hemmnissen zur Einbindung von Nachfrageflexibilität und unkonventioneller Erzeugung in den Strommarkt eine besondere Bedeutung zukommen.

### **6.3.3 Externe Effekte und Versorgungssicherheit**

Unabhängig von der empirischen Frage, ob ausreichend Angebots- und Nachfrageflexibilitäten mit geringen/keinen Fixkostenelementen kurz- und langfristig im Markt verfügbar sind, könnte die Beseitigung bzw. Minimierung von externen Effekten dazu führen, dass ausreichende Anreize zur Bereithaltung von bzw. Investition in Kapazität bestehen.

Wir fokussieren deshalb im Folgenden auf folgende Fragen:

### **Diskussion Marktunvollkommenheit „Externe Effekte“**

- Kann der EOM bei Abwesenheit externer Effekte auch in einem grenzkostenbasierten Preissystem grundsätzlich Versorgungssicherheit gewährleisten?
- Falls externe Effekte bestehen, als wie praxisrelevant sind diese bei Entscheidungen der Marktakteure einzuschätzen?

### *Versorgungssicherheit bei Abwesenheit externer Effekte*

Der Befund in den Marktsimulationen zeigt, dass eine Internalisierung externer Effekte das Erreichen eines effizienten Versorgungssicherheitsniveaus in einem Energy-Only-Markt ermöglicht. Dies lässt sich den Szenarien B („Referenzszenario plus“) und D („Restriktiv plus“) entnehmen. In beiden Szenarien zeigen die Modellergebnisse das folgende Bild:

Die Simulationsergebnisse in **Abschnitt 5.5** zum Referenzfall zeigen, dass bei ausreichend hohen erschließbaren Potenzialen für Nachfrageflexibilität und heute nicht im Markt integrierte Erzeugung Marktmechanismen innerhalb des EOM auch langfristig eine ausreichend hohe Versorgungssicherheit sicherstellen können

- **Knappheitspreise** – In Stunden mit Knappheit steigen die Strompreis in späteren Modellperioden (nach 2020) am Großhandelsmarkt deutlich über die „variablen Kosten“ der letzten Erzeugungseinheit an, d.h. es sind Knappheitspreise sehr hohe Großhandelspreise in einzelnen Stunden möglich (im Modell zwischen 10.000 €/MWh und 15.000€/MWh. Hierdurch können z.B. Erzeugungsanlagen mit geringer Auslastung ihre Investitionskosten refinanzieren.
- **Kapazitätzubauten** – Es kommt mittel- und langfristig auch zu einem Zubau konventioneller Erzeugungskapazität sowie zur Erschließung von Nachfrageflexibilität und nicht konventioneller Erzeugung (insgesamt ca. 19 GW Zubau über die Modelllaufzeit, siehe **Abschnitt 5.5.1**).
- **Unfreiwillige Lastabschaltung vernachlässigbar** – Diese ist in beiden Szenarien in den Kernregionen vernachlässigbar;
- **Versorgungswahrscheinlichkeit** – Die Lastüberhangswahrscheinlichkeiten (bei Berücksichtigung von 5 GW nutzbarer Importkapazität) sind deutlich unterhalb der indikativen Schwellenwerte.

In den beiden Szenarien, die sich durch die Verfügbarkeit von Nachfrageflexibilitäten unterscheiden („Referenz“ vs. „Restriktiv“) ist das Versorgungssicherheitsniveau nahezu identisch. Dies impliziert, dass, sofern der Wert der Versorgungssicherheit über Internalisierung signalisiert wird, die Frage

nach Ausmaß und Kosten zukünftiger DSM –Potenzialen (s. hierzu Diskussion im vorangegangenen **Abschnitt 6.3.2**) in den Hintergrund tritt.

Im Internalisierungsfall refinanzieren die Marktakteure die Kapitalkosten und fixen Betriebskosten ihrer Anlagen über folgende Mechanismen:

- **Absicherung:** Die Marktakteure (Bilanzkreise) sichern sich gegen Bilanzungleichgewichte durch die Vorhaltung eigener Kapazitäten, die Beschaffung von Terminmarktprodukten für zu erfüllende Lieferverpflichtungen und von Optionen für mögliche Abweichungen zwischen faktischer Lieferverpflichtung und bereits erfolgter Eindeckung in ausreichendem Maße ab; Hintergrund ist die unbedingte Lieferverpflichtung in den Stromlieferverträgen sowie die Drohung der Zahlung entsprechend hoher Ausgleichsenergiepreise bei unterdeckten Bilanzkreisen; die Anbieter refinanzieren Fixkosten bzw. Investitionen z.T. durch den Verkauf entsprechender Terminmarktprodukte und Optionen; und
- **Knappheitspreise:** Die Anbieter von Kapazitäten können in den Knappheitsperioden entsprechend hohe Knappheitspreise am Markt durchsetzen – die Preise steigen über die variablen Kosten der „letzten abgerufenen Einheit“.

Knappheitspreise sind demnach wesentlich, aber auf Märkten mit Kapazitätsbeschränkung allgemein üblich, wie z.B. der Markt für Flugtickets oder Urlaubsreisen (höhere Preise in Ferienzeiten) zeigt. Auch waren auf dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt bereits Knappheitspreise deutlich über variablen Kosten beobachtbar, wie z.B. im November 2006 (ca. 2.500€/MWh) oder Juli 2006 (ca. 2.000€/MWh).

Verbraucher werden im Allgemeinen kaum direkt von den stundenweise sehr hohen Preisspritzen betroffen sein. Der überwiegende Teil der Endkunden bezieht über Festpreistarife ihren Strom beziehen. Diese Festpreistarife orientieren sich an den erwarteten durchschnittlichen Marktpreisen. Endkunden, die ihren Strom über großhandelspreisindizierte Stromtarife beziehen, können von den Preisunterschieden profitieren, wenn bei hohen Preisen der Strombezug reduziert und dieser z.B. bei niedrigen Preisen nachgeholt werden kann. Schließlich kennt der Strommarkt unterschiedlichste Instrumente, sich gegen Strompreissrisiken abzusichern (Terminmarktprodukte, Optionsprodukte etc.).

Durch die beschriebenen Mechanismen werden im Marktdesign des EOM grundsätzlich ausreichende Anreize zur Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten bzw. Nachfrageflexibilitäten generiert. Leistung hat in einem funktionierenden Marktsystem über die unbedingten Lieferverpflichtungen in Bezugskontrakten und die drohende Bestrafung von Ausgleichsenergiepreisen bei Unterdeckung der kontrahierten Last einen

impliziten Wert und damit einen Preis. Inwieweit die Voraussetzungen hierfür erfüllt sind, hängt von den realen Gegebenheiten auf den Strommärkten ab.

### **Einschätzung zu Kernfrage 3**

*Würde bei weitgehender Abwesenheit externer Effekte ausreichend in Kapazität investiert bzw. Kapazität bereitgehalten? (S. 70)*

**Einschätzung:** Im Marktdesign des EOM werden bei geringen bzw. vernachlässigbaren externen Effekten grundsätzlich ausreichende Anreize zur Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten bzw. Nachfrageflexibilitäten generiert. Die grenzkostenbasierte Preisbildung ermöglicht entsprechend erforderliche Knappheitspreise, die wiederum durch Terminmarktprodukte und Lieferoptionen abgesichert und für die Kapazitätsanbieter längerfristig bepreist werden können.

### **Externe Effekte in der stromwirtschaftlichen Praxis zu relativieren**

Externe Effekte können, wie in **Abschnitt 4.2** beschrieben, dazu führen, dass Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten oder Nachfrageflexibilitäten reduziert werden oder dass Marktakteure darauf spekulieren, für Bilanzungleichgewichte nicht zur Verantwortung gezogen zu werden. Marktakteure werden daher externe Effekte nur dann in ihrem Entscheidungskalkül systematisch berücksichtigen, wenn sie mit einer ausreichenden Wahrscheinlichkeit damit rechnen, hiervon betroffen zu sein.

Um die Wahrscheinlichkeit der Betroffenheit von Versorgungseinschränkungen und den Umfang abschätzen zu können, ist zu analysieren, welche Maßnahmen bei einer sich im Strommarkt anbahnenden Knappheitssituation im heutigen Marktrahmen ergriffen würden, bevor es zu Versorgungseinschränkungen kommt. In einem solchen Falle würden sukzessive zunächst alle Erzeugungsoptionen aktiviert, die dem Markt zur Verfügung stehen, d.h. auf den Kurzfristmärkten würde, wenn sich kein Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage einstellen, wie folgt vorgegangen:

- Day-Ahead-Markt (EPEX Spot):
  - Der Markt würde gegebenenfalls nicht „clearn“, d.h. es würde für die Marktzone Deutschland kein Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve festgestellt werden können;
  - Die Stromnachfragegebote würde pro-rata gekürzt
  - Die Abrechnung der möglichen Transaktionen würde mit einer Preisobergrenze von 3000 €/MWh erfolgen – an der EPEX Spot existieren demnach Regeln für den Fall, dass Angebot und Nachfrage nicht „clearn“.

- Intra-Day-Markt (EPEX Spot):
  - Die BKV, die nicht vollständig gedeckt sind, würden am Intra-Day-Markt nach zusätzlichem Angebot „suchen“ (innerhalb Deutschlands, und soweit möglich, im Ausland);
  - Bis zu einer technischen Preisobergrenze von 10.000 €/MWh würde zusätzliches Angebot an der EPEX-Börse aktiviert; in bilateralen Kontrakten können auch höhere Strompreise gezahlt werden;
  - Die Abrechnung der möglichen Transaktionen würde mit den Vertragspreisen erfolgen, an der EPEX Spot maximal 10.000 €/MWh;
  - Verschiedene Stromanbieter wären gegebenenfalls weiterhin unterdeckt;
  
- Regel- und Ausgleichsenergie:
  - Die ÜNB würden die kontrahierte Regelleistung vollständig aktivieren; hierbei würde auch, soweit verfügbar und über die Grenze hinweg abrufbar, auf Regelreserve im Ausland zurückgegriffen;
  - Die Abrechnung der noch bestehenden Bilanzungleichgewichte würde nach den heutigen Marktregeln mit einem Ausgleichsenergiepreis von praktisch max. 15.000 €/MWh abgerechnet – dies ist demnach gleichzeitig die Preisobergrenze, die die Marktakteure im heutigen Ausgleichsenergiepreissystem bereit wären, zu zahlen.

Erst wenn die Last auch aus inländischer wie ausländisch abrufbarer Regelreserve sowie sonstiger schnell aktivierbarer Reserven nicht gedeckt werden könnte, würde eine unfreiwillige Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze (d.h. nur im Umfang des Leistungsdefizites) erfolgen, um einen sicheren Betrieb des europäischen Verbundnetzes aufrechtzuhalten. Da der Lastabwurf aufgrund der vorher fehlgeschlagenen Markträumung für die Netzbetreiber „planbar“ ist, würde dieser allerdings mit hoher Wahrscheinlichkeit als Teilabwurf („Brownout“) erfolgen. Es ist demnach äußerst unwahrscheinlich, dass es zu einem flächendeckenden „Blackout“ infolge von Erzeugungsdefiziten kommt, Blackouts entstehen praktisch nur bei erheblichen Störungen im Netz.

Ein mögliches Vorgehen für derartige Teilabschaltungen findet sich bereits heute in den Notfallplänen der ÜNB gemäß § 13.2 EnWG, die allerdings nur für die Kompensation von Kurzfrist-Ausfällen vorgesehen sind. Kommt es in der Praxis zu einer signifikanten Erzeugungsunterdeckung (z.B. aufgrund einer größeren Netzstörung) und demzufolge einer signifikanten Absenkung der Frequenz im

Stromnetz, wirkt automatisch ein entsprechend vorher vereinbarter Notfallplan, um einen flächendeckenden Blackout zu vermeiden.<sup>104</sup>

- **Ablauf:** In Deutschland relevant ist derzeit der „5-Stufen-Plan zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzeinbruch“ gemäß dem Transmission Code 2007.<sup>105</sup> Demnach sind die ÜNB angehalten, mit zunehmender Abweichung der Ist-Frequenz von der Soll-Frequenz von 50 Hz zunehmende Anteile der Netzlast unverzögert abzuwerfen. So sieht Stufe 2 ab einem Unterschreiten der Frequenz von 49,0 Hz einen unverzögerten Abwurf von 10-15% der Netzlast vor. Bei weiterer Absenkung der Frequenz sind in Stufe 3 und Stufe 4 weitere Lastabwürfe vorgesehen. Der Lastabwurf erfolgt jeweils automatisch über elektronische Frequenzrelais.<sup>106</sup>

Erst wenn der Frequenzabfall durch partielle Lastabwürfe in den Stufen 2 bis 4 des 5-Stufen-Plans nicht aufgehoben werden kann, werden gemäß Stufe 5 ab einer Unterschreitung der Frequenz von 47,5 Hz sämtliche Erzeugungsanlagen vom Netz getrennt. Die unmittelbare Folge ist ein vollständiger Versorgungszusammenbruch.

- **Folgen:** Durch einen solchen Notfallplan kann der überwiegende Teil der Stromverbraucher weiterhin versorgt werden. Nichtsdestotrotz kommt es zu Versorgungseinschränkungen von Stromverbrauchern, die weitgehend

---

<sup>104</sup> Bei geringfügigem Unterschreiten der Soll-Frequenz kommt es zunächst zu einem automatischen Abruf von positiver Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von (Scheiben von) Erzeugungsanlagen erhöht, welche die ÜNB zuvor durch Ausschreibungen von den Anlagenbetreibern gegen Zahlung eines Leistungspreises kontrahiert haben. Durch den Abruf von Regelleistung kann die Energiebilanz ins Gleichgewicht gebracht werden, wodurch Einschränkungen der Stromversorgung von Verbrauchern vermieden werden können. Allerdings besteht Regelleistung nur begrenzt zur Verfügung, wodurch bei einem vollständigen Aufzehren der Regelleistung die Notwendigkeit von Lastabwurf entstehen kann.

<sup>105</sup> Im Transmission Code 2007 hat der damalige Verband der Netzbetreiber (VDN) Netz- und Systemregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber festgelegt, vgl. VDN (2007). Derzeit werden auf europäischer Ebene im Zusammenspiel zwischen EU-Kommission, der europäischen Regulierungsagentur (ACER) sowie dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) neue Network Codes entwickelt.

<sup>106</sup> Der Ausgleich der Leistungsbilanz im Fall einer Unterdeckung kann alternativ zum Lastabwurf auch durch die Reduktion der Spannung durch den ÜNB erfolgen, siehe z.B. VDN (2007), S. 11. Die volkswirtschaftlichen Effekte einer Spannungsreduktion sind dabei weitgehend analog zu denen eines Lastabwurfs: Während bei einem Lastabwurf für einen Teil der Verbraucher die Versorgung vollständig unterbrochen wird, wird durch eine Spannungsreduktion die Versorgung (bzw. deren Qualität) nur teilweise reduziert. Dafür muss dieses aber für einen größeren Teil der Verbraucher erfolgen, um die gleiche Energiebilanz-Unterdeckung auszugleichen. In beiden Fällen erfolgt die Versorgungseinschränkung ohne dass die betroffenen Verbraucher dies durch Signalisierung einer hohen Zahlungsbereitschaft hätten vermeiden können. Bei Spannungsreduktionen kann es zudem zu einem „Rebound“-Effekt kommen, wenn Verbraucher in Reaktion auf die Spannungsreduktion ihren Verbrauch erhöhen (z.B. Anschalten zusätzlicher Lichtquellen).

zufällig und unfreiwillig ausgewählt werden. Es erfolgt demnach eine Zuordnung des Gutes „Strom“ außerhalb des Marktmechanismus.

Administrierte Teilabschaltungen von Last sind in Bezug auf die Stromlieferungen nicht effizient, da nicht diejenigen Verbraucher weiterhin mit Strom versorgt werden, welche den höchsten Nutzen daraus beziehen (und dementsprechend bereit wären die höchsten Preise für Strom zu bezahlen).<sup>107</sup>

Allerdings führt das beschriebene Vorgehen dazu, dass

- die nicht betroffenen und verfügbaren Erzeugungsanlagen weiterhin produzieren und entsprechende Erlöse erzielen; so würden Teilabschaltungen ohnehin v.a. in Netzgebieten vorgenommen werden, die über eine relativ geringe Erzeugungskapazität in der Knappheitsperiode verfügen;
- den Marktakteuren (BKV) vorab im Grundsatz nicht bekannt ist, ob sie von den Teilabschaltungen betroffen sind oder nicht. Dies bedeutet, dass die Marktakteure auch dann damit rechnen müssen, die Kosten von Bilanzunterdeckungen tragen (d.h. sehr hohe Ausgleichsenergiepreise zahlen) zu müssen, wenn das Gesamtsystem unterdeckt ist. Hierdurch verringert sich der Anreiz signifikant, bewusst auf eine Absicherung von Bilanzungleichgewichten zu verzichten.

Wir gehen deshalb davon aus, dass

- das Vorliegen von externen Effekten im Fall von Versorgungsunterbrechungen im derzeitigen Marktrahmen nicht auszuschließen ist; aber
- die Marktakteure dennoch in der stromwirtschaftlichen Praxis mit einer signifikanten Wahrscheinlichkeit davon ausgehen, dass auch bei Teillastabwürfen
  - für einen erheblichen Teil der Lieferverpflichtungen potentielle Bilanzungleichgewichte abgegolten werden müssen; und
  - der Großteil der Erzeuger/Nachfrager nicht vom Netz getrennt werden und damit kommerzielle Transaktionen im überwiegenden Ausmaß stattfinden.

Dementsprechend gehen wir davon aus, dass die Marktakteure in der stromwirtschaftlichen Praxis bei Ihren Absicherungs- und Investitionsentscheidungen von möglichen externen Effekten im Falle von

---

<sup>107</sup> Eine Möglichkeit, sich als Stromverbraucher mit hohem Interesse an einer ununterbrochenen Stromversorgung gegen derartige Einschränkungen abzusichern, besteht in der Errichtung eigener Erzeugungsanlagen (z.B. Notstromaggregate), welche auch im Falle eines Zusammenbruchs des öffentlichen Versorgungsnetzes Strom produzieren und im Inselnetz liefern können.



Versorgungsunterbrechungen weitgehend abstrahieren, solange diese in ihrer Häufigkeit nicht systematisch auftreten. Eine Ausnahme sind Kunden mit sehr hohen Präferenzen für Versorgungssicherheit bzw. prohibitiv hohen Kosten von Versorgungsunterbrechungen wie z.B. bestimmte Industriebetriebe, Rechenzentren, Flughäfen, etc. Diese Kunden halten für Netzausfälle bereits heute häufig eigene Absicherungen wie Netzersatzanlagen vor.

Weiterhin lassen sich die externen Effekte von Versorgungsunterbrechungen durch Anpassungen des Marktrahmens weiter minimieren bzw. vermeiden, wie in **Abschnitt 6.4** erläutert wird. Hierbei werden Abschalt-, Preis- und Abrechnungsregeln für den Fall von Versorgungsunterbrechungen ersatzweise definiert. Durch diese Maßnahmen lassen sich die möglichen verzerrenden Wirkungen der Effekte in der Entscheidungskalkül der Marktakteure z.B. bezüglich Investitions- und Absicherungsentscheidungen weiter reduzieren.

#### **Einschätzung zu Kernfrage 4**

*Kernfrage 4: Welche Relevanz haben externe Effekte in der stromwirtschaftlichen Praxis für die Marktakteure bei ihren Investitions- und Absicherungsentscheidungen? (S. 70)*

**Einschätzung:** Grundsätzlich ist nicht auszuschließen, dass externe Effekte im heutigen Strommarktdesign im Fall von Erzeugungsdefiziten auftreten. Inwieweit diese Effekte für die Marktakteure entscheidungsrelevant werden könnten, hängt von der Wahrscheinlichkeit ab, mit der Akteure kommerziell von den Engpässen betroffen sind und vom Umfang der Einschränkungen.

Wir gehen davon aus, dass die Marktakteure in der stromwirtschaftlichen Praxis in der Regel bei Ihren Absicherungs- und Investitionsentscheidungen von möglichen externen Effekten im Falle von Versorgungsunterbrechungen weitgehend abstrahieren, solange diese Versorgungsunterbrechungen nicht umfassend sind, potenzielle unfreiwillige Lastabschaltungen rollierend vorgenommen würden und diese in ihrer Häufigkeit nicht systematisch auftreten. Erzeugungsdefizite würden mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze führen, nicht jedoch zu einem flächendeckenden „Blackout“. Da den Marktakteuren (BKV) vorab im Grundsatz nicht bekannt ist, ob sie von den Teilabschaltungen betroffen sind oder nicht, müssten sie auch für diesen Fall damit rechnen, bei Bilanzungleichgewichten erhebliche Ausgleichsenergiezahlungen leisten zu müssen. Ebenso würden die Anbieter von Leistung nur in jenen Netzbereichen nicht entgolten werden, die von partiellen Abschaltungen betroffen sind. Nicht betroffen von den Teilabschaltungen sind Kunden mit sehr hohen Präferenzen für Versorgungssicherheit bzw. prohibitiv hohen Kosten von Versorgungsunterbrechungen wie z.B. bestimmte Industriebetriebe, Rechenzentren, Flughäfen, etc. Diese Kunden halten bereits heute z.B. für Netzausfälle häufig eigene Absicherungen wie Netzersatzanlagen vor.

Weiterhin sind Anpassungen des Marktrahmens zur Eindämmung potenzieller externer Effekte sinnvoll (**Abschnitt 6.4**). Hierdurch lassen sich die möglichen verzerrenden Wirkungen der Effekte im Entscheidungskalkül der Marktakteure z.B. bezüglich Investitions- und Absicherungsentscheidungen weiter reduzieren.

## 6.4 Ansatzpunkte zur Verbesserung des Marktrahmens

Im Folgenden gehen wir auf Ansatzpunkte zur Verbesserung des Marktrahmens ein in Bezug auf

- Die Aktivierung und Markteinbindung von Nachfrageflexibilitäten und unkonventioneller Erzeugung (**Abschnitt 6.4.1**); sowie
- Die Stärkung der Anreize zum Bilanzausgleich und die Minimierung von externen Effekten (**Abschnitt 6.4.2**).

Dabei werden Ansatzpunkte für Verbesserungen identifiziert. Eine detaillierte Ausarbeitung von Reformen bedarf weiterer Analyse.<sup>108</sup>

### 6.4.1 Aktivierung und Markteinbindung von Nachfrageflexibilitäten und unkonventioneller Erzeugung

Die Analyse zeigt, dass die Erschließung von Flexibilitätpotenzialen für die Funktionsfähigkeit des EOM insbesondere bei hohen Anteilen Erneuerbaren Energien einen bedeutenden Stellenwert hat. Hieraus ergeben sich die folgenden Ansatzpunkte für die Verbesserung des Marktrahmens:

- Aktivierung nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen:
- Aktivierung angebotsseitiger Flexibilitäten.

Dies sei im Folgenden ausgeführt.

#### *Verbesserte Rahmenbedingungen für Nachfrageflexibilität*

Eine Einbindung von Nachfrageflexibilität erfordert neben entsprechenden Preissignalen aus dem Großhandelsmarkt die

- Messbarkeit der Nachfragereaktion;
- die Steuerbarkeit des Nachfrageverhaltens;
- die Abrechenbarkeit der erfolgten Nachfrageveränderung; und
- eine adäquate Wirtschaftlichkeit dieses Verhaltens.

<sup>108</sup> Siehe hierzu z.B. Connect Energy Economics et al. (2014).

Die technischen Möglichkeiten für eine **Mess- und Steuerbarkeit** von Nachfragereaktionen sind heute gegeben. Fehlende Wirtschaftlichkeit des Einbaus bzw. der Nutzung vor dem Hintergrund von derzeit fehlenden Preissignalen wäre im Rahmen dieser Untersuchung eine marktrationale Entscheidung potentieller Investoren.

Allerdings können regulatorische Vorgaben heute bereits eine Weichenstellung dafür darstellen, wie dynamisch und wettbewerblich Nachfrageflexibilität in den Markt integriert wird. Eine Einbindung von Nachfrageflexibilität stellt erhebliche Anforderungen an den Datenaustausch von der Anwendung über den Zähler bis hin zum Bilanzkreis und der Abrechnung gegenüber dem Netzbetreiber. Frühzeitige Vorgaben z.B. hinsichtlich der Kommunikationsprotokolle mindern die Risiken für die Beteiligten durch zusätzliche Schnittstellen bzw. spätere Umrüstungen und ermöglichen später einen Wettbewerb von Aggregatoren um die Vermarktung dieser Flexibilität. Entsprechende Anstrengungen sind insbesondere für neue Segmente mit Flexibilitätspotential (z.B. Elektromobilität) besonders erfolgversprechend.

Eine **Abrechenbarkeit** der erfolgten Nachfrageveränderung erfordert im heutigen Umfeld die Abrechnung über einen leistungsgemessenen Zähler der einem Bilanzkreis zugeordnet ist. Die Abrechenbarkeit von Nachfragereaktionen hinter den (im Gros den Bestand darstellenden) Summenmesszählern ist derzeit nicht möglich, da der konkrete Verbrauch dieser Kunden z.B. über Standardlastprofile (SLP) nur geschätzt wird. Gleichzeitig ist zu beachten, dass bereits der Großteil des Stromverbrauchs in Deutschland über leistungsgemessene Zähler abgerechnet wird.<sup>109</sup> Es wäre zu prüfen, ob die Verwendung eines leistungsmessenden Zählers zwingende Voraussetzung für die Nutzbarkeit von Nachfrageflexibilität durch den BKV bleiben soll.

Die **Wirtschaftlichkeit** der Nachfragereaktion wird im Rahmen dieser Untersuchung durch die Investitionskosten und die Ausübungskosten der Flexibilität in Relation zum Marktpreis für Strom bestimmt. Damit werden jedoch die Kosten der Netznutzung und sonstige Umlagen in der Betrachtung vernachlässigt, die in der Praxis zu Hemmnissen beim Marktzugang für Nachfrageflexibilität führen können.

Dies ist unmittelbar erkennbar, wenn es sich um eine Verschiebung von Nachfrage handelt, bei der zwar Nachfrage von einer Periode mit Knappheitspreisen in eine Periode geringerer Preise im Großhandelsmarkt verlagert wird. Wenn damit jedoch gleichzeitig die für die Abrechnung der Netznutzungstarife relevante maximale Stromentnahme aus dem Netz erhöht wird, kommt es zu einer „Bestrafung“ dieses an sich wünschenswerten Verhaltens durch höhere Kosten für Netzentgelte. So ist unter den

---

<sup>109</sup> Vgl. Fachdialog „Strategische Reserve“ (2013).

gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht auszuschließen, dass in einem Netzgebiet zeitgleich eine EE-Anlage auf dem Wege des Einspeisemanagements (gem. § 11 EEG) durch den Netzbetreiber heruntergeregelt wird und z.B. ein Industriekunde seinen Stromverbrauch einschränkt, um eine überdurchschnittliche Leistungsentnahme aus dem Netz zu vermeiden.<sup>110</sup>

Gleichzeitig werden für eine Vielzahl von Kunden (v.a. kleine Kunden) die Netzentgelte nicht nach der genutzten Leistung, sondern überwiegend auf Basis der bezogenen Arbeit abgerechnet. Dies liefert keinen (zusätzlichen) Anreiz, Lastspitzen zu vermeiden und in Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Eine Überprüfung entsprechender Netztarifsysteme scheint vor diesem Hintergrund sinnvoll.

Ein weiteres Problem ergibt sich aus dem Umstand, dass der reine Strompreis - bei inzwischen stark gestiegenen Umlagen- nur noch einen kleinen Anteil am Endkundenpreis ausmacht. Im heutigen System der Umlageerhebung ist es unerheblich, zu welchem Zeitpunkt der Strom bezogen wird. Eine im Großhandel deutliche Preisdifferenz schrumpft bei einem geringen Anteil der reinen Stromkosten erheblich für den Kunden. Die heutige Systematik der Netzkostenverteilung und Umlageerhebung bietet somit im Wesentlichen Anreize eine Stromentnahme aus dem Netz möglichst gleichmäßig zu gestalten .

### *Vereinfachter Zugang für unkonventionelle Erzeugungskapazität*

Unter dem Stichwort „unkonventionelle Erzeugungskapazität“ subsumieren wir alle Anlagen, die in der Lage sind (auch temporär) zusätzlich Strom bereitzustellen und die ursprünglich nicht für den Großhandelsmarkt, sondern z.B. zur dezentralen Leistungsabsicherung errichtet worden sind. Das sind gegenwärtig insbesondere Netzersatzanlagen (z.B. Notstromaggregate und Batteriespeicher).

Analog zur Nachfrageflexibilität sind folgende Fragen relevant:

- Messbarkeit Einsatzes;
- die Steuerbarkeit des Einsatzes;
- die Abrechenbarkeit; und
- eine adäquate Wirtschaftlichkeit dieses Verhaltens.

Unkonventionelle Erzeugungskapazitäten haben i.d.R. eine technische Größe, die den Einsatz von **Mess- und Regeltechnik** bereits erwarten lässt bzw. mit geringen spezifischen Investitionskosten ermöglicht (siehe auch **Kapitel 5**). Möglicherweise lassen sich aber auch hier durch Standardisierung z.B. der

---

<sup>110</sup> Vgl. EC Commission Staff Working Document - SWD (2013) 442: Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets.

Kommunikationsprotokolle noch Verbesserungen erreichen. Speziell bei Notstromaggregaten sind zwei unterschiedliche Betriebsweisen relevant. Im einfachen Fall, wird eine Netzstörung unterstellt und das Aggregat versorgt dafür vorgesehene Verbraucher beim Kunden in Form der „Inselversorgung“. Deutlich komplexer ist ein Betrieb bei weiterhin bestehender Verbindung zum Netz (Netzsynchrobetrieb). Aus Sicht der reinen Leistungsdarstellung im EOM sind zwar beide Betriebsweisen hilfreich, jedoch ist ein Netzsynchrobetrieb deutlich vorteilhafter.

Erfolgt keine Abrechnung über einen eigenen Zähler, ist analog zur Nachfrageflexibilität die Leistungsmessung des Kunden zwingende Voraussetzung, um die **Abrechenbarkeit** darzustellen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die deutsche Stromversorgung traditionell zentral organisiert war (vom Kraftwerk zum Verbraucher) und dezentrale Einspeisungen und Flexibilitäten nur eine untergeordnete Rolle gespielt haben. Entsprechend ist die mess- und regeltechnische Auslegung der Netze auf den Umgang mit dezentralen Flexibilitäten nicht ausgelegt.

Hinsichtlich der **Wirtschaftlichkeit** sind ebenfalls konterkarierende Effekte z.B. aus der Abrechnung der Netznutzung nicht auszuschließen. So ist die Wirtschaftlichkeit jeder Speichertechnologie durch die erzielbare Preisdifferenz zwischen Einspeicherung und Entnahme, der Kosten bzw. Wirkungsgrad und die Häufigkeit des Umschlags bestimmt. Wird die Einspeicherung mit Netzkosten und Umlagen beaufschlagt, sinkt die Anzahl der nutzbaren Preisdifferenzen am Großhandelsmarkt und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage.

Da die Netzentgelte reguliert sind, haben die Regulierungsbehörden einen unmittelbaren Einfluss auf die Fähigkeiten des Gesamtsystems solche Flexibilitäten aufzunehmen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Dezentralität daten- und netztechnisch deutlich komplizierter ist und daher nicht notwendigerweise von allen begrüßt wird. Exemplarisch sei hier die zeitliche Begrenzung von Testläufen der Notstromaggregate innerhalb eines Jahres genannt. Im Rahmen der Recherchen zu dieser Studie<sup>111</sup> wurde deutlich, dass die Einbindung von Notstromaggregaten somit nicht nur die Überwindung bestehender technischer Hemmnisse auf der Kundenseite erfordert. Dezentralität erfordert insbesondere eine Umsetzbarkeit auf der Verteilnetzebene, die nur regulatorisch zu gewährleisten ist, da ein ökonomisches Eigeninteresse der Netzbetreiber an der Umsetzung nur durch eine **adäquate Anreizregulierung** sichergestellt werden kann.

---

<sup>111</sup> Es wurden eine Reihe von Gesprächen mit Anlagenherstellern von Notstromaggregaten, Gesellschaften die den Einbau solcher Aggregate anbieten, sowie Anlageneigentümer und Netzbetreiber geführt.

Diese Forderung erscheint aber nur auf den ersten Blick trivial. Faktisch impliziert sie eine Entscheidung darüber, welche Vorgaben (und genehmigten) Investitionen heute auf Netzbetreiberebene sinnvoll und geeignet sind, um zukünftig einen effektiven Wettbewerb von Flexibilitätsoptionen zu gewährleisten. Damit erweitert sich jedoch die Aufgabenstellung für eine „adäquate Anreizregulierung“ gegenüber der reinen Sicherstellung eines effizienten Netzbetriebes signifikant.<sup>112</sup>

#### 6.4.2 Minimierung von externen Effekten und Stärkung der Anreize zum Bilanzausgleich

Inwieweit Verursacher von Versorgungsunterbrechungen damit rechnen müssen, die Kosten der Versorgungsunterbrechungen tragen zu müssen, hängt im heutigen EOM-Marktdesign v.a. von der Ausgestaltung des Bilanzierungs- und Ausgleichsenergieregime ab (zur Ausgestaltung des Bilanzierungs- und Ausgleichsenergieregimes und der Rolle der Bilanzkreise vgl. auch **Abschnitt 3.5**). Die Marktakteure werden sich dann ausreichend gegen Bilanzungleichgewichte (d.h. hier v.a. Bilanzunterdeckungen) mit Erzeugungskapazitäten und Nachfrageflexibilitäten absichern, wenn sie damit rechnen müssen, die entstehenden Folgekosten der Bilanz-Ungleichgewichte tragen zu müssen.

Im Folgenden zeigen wir Ansatzpunkte auf für

- Regeln für den Fall von Versorgungsunterbrechungen zur Minimierung von externen Effekten;
- Ansatzpunkte für die Stärkung des Ausgleichsenergiesystems; sowie
- Anreize für die Absicherung der Bilanzkreise regulierter Marktakteure.

#### *Regeln für den Fall von Versorgungsunterbrechungen zur Minimierung von externen Effekten*

Für den Fall von Versorgungsunterbrechungen (aufgrund fehlender Erzeugungskapazitäten bzw. Nachfrageflexibilitäten) existieren heute keine *kommerziellen* Regeln, nach denen im Fall von Versorgungsunterbrechungen für die von der Unterbrechung betroffenen Marktakteure erfasst und abgerechnet bzw. die entgangene Nutzung entschädigt werden, und nach denen Erzeugung, die grundsätzlich verfügbar, aber aufgrund der Unterbrechung keinen entsprechenden zusätzlichen Nutzen für den Investor stiften, entgolten werden.

---

<sup>112</sup> vgl. auch Sprechzettel Homann auf der 6. Peterberger Regulierungskonferenz am 01.01.2014 „In der ersten Phase der Liberalisierung kam es vor allem darauf an, ein staatlich gewachsenes Monopol zu öffnen und den Preis- und Dienstewettbewerb in Gang zu bringen. (...) Zwischenzeitlich ist demgegenüber das Ziel der Investitionsförderung stärker in den Vordergrund gerückt.“

Grundsätzlich ist demnach nicht auszuschließen, dass externe Effekte im Strommarkt im Fall von Versorgungsengpässen auftreten.

Allerdings könnten „Ersatzmechanismen“ für den Fall von Versorgungsunterbrechungen definiert werden, die die negativen Auswirkungen von externen Effekten weiter minimieren. Dies würde implizieren, Regeln für den Fall einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verbraucher zu definieren, wie z.B.:

- **Abrechnungspreise/Kosten der Versorgungsunterbrechungen:** Es könnte ein Abrechnungspreis (Rationierungspreis) definiert werden, der den Wert der Versorgungssicherheit bzw. die Kosten von Versorgungsunterbrechungen im Fall von unfreiwilligen Abschaltungen einzelner Verbraucher definiert. Dieser sollte sich am „Value-of-lost-load“ orientieren. Die Bestimmung dieses Wertes ist allerdings nicht trivial (siehe **Abschnitt 5.2.2**). Von Vorteil wäre, dass die Definition eines solchen Preises dem Markt (über die Ausgleichsenergie) auch signalisieren würde, welche Großhandelspreise die Politik bzw. Administration für begründbar halten würde - also z.B. auch Preise im Bereich von 10.000 bis 15.000 €/MWh.
- **Ausgleichsenergiemengen bei Versorgungsunterbrechungen:** Weiterhin wäre zu bestimmen, wie Bilanzungleichgewichte im Falle von Versorgungsunterbrechungen festgestellt und abgerechnet werden könnten. Als Näherung könnten z.B. die letzten verfügbaren Messwerte der Ein- und Ausspeisungen im Zeitpunkt vor der Versorgungsunterbrechung herangezogen werden.
- **Ausgleich verfügbarer Erzeugung:** Zudem wären Regeln für vom Ausfall betroffene Erzeugungskapazitäten zu definieren, die die grundsätzliche Verfügbarkeit der von der unfreiwilligen Abschaltung betroffenen Erzeugungsleistung mit dem Abrechnungspreis entlohnen:
  - **Prüfung der Verfügbarkeit der Anlagen/Leistung:** Näherungsweise könnte die Verfügbarkeit über die Einspeisungen kurz vor bzw. nach der Teilabschaltung festgestellt werden. Auch wäre eine Überprüfung der Angebote denkbar, wobei diese sich bei Anbietern mit Portfolien nicht unmittelbar zu Anlagen zuordnen lassen (überprüft würden hierbei nur die Angebotsmengen, nicht Preise – Spitzenlastgebote müssten möglich sein);
  - **Finanzierung der Ausgleichzahlungen:** Weiterhin müssten die Ausgleichzahlungen finanziert werden. Da die Nachfrager mit Teillastabschaltungen keine Zahlungen für unfreiwillig nicht-bezogene

Energie leisten, müssten die Ausgleichszahlungen anderweitig finanziert werden.

Weiterhin könnten die Regeln für die partielle Lastabschaltungen (5-Stufen-Plan) angepasst bzw. optimiert werden. So sind die derzeitigen Notfallpläne der ÜNB nur auf kurzfristige Frequenzabweichungen im Stromnetz ausgelegt. Im Falle von erzeugungsseitigen Versorgungsengpässen, die sich wie oben beschrieben gegebenenfalls mit längerem Vorlauf andeuten, könnten die Notfallpläne auf Basis kommerzieller Kriterien optimiert werden (z.B. Minimierung der Kosten für die Verbraucher, Minimierung der verbleibenden externen Effekte). Auch dies würde die externen Effekte bzw. deren Folgen weiter senken.

### *Ansatzpunkte für die Stärkung des Ausgleichsenergiesystems*

Den Preisen für Ausgleichsenergie, die im Rahmen von Bilanzungleichgewichten (Bilanzunterdeckungen) von den BKV zu zahlen sind, kommt im Knappheitsfall eine besondere Bedeutung zu. Die Marktakteure optimieren auch dann gegen die zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise, wenn externe Effekte im Markt nicht auftreten: Je höher die zu erwartenden Ausgleichsenergiepreise im Knappheitsfall, desto stärker werden sich die Marktakteure gegen Bilanzungleichgewichte absichern.

Die Regeln zu Abrechnung von Ausgleichsenergie wurden von der Bundesnetzagentur zuletzt im Oktober 2012 angepasst.<sup>113</sup> So basieren die Ausgleichsenergiepreise für Bilanzungleichgewichte heute auf den folgenden Prinzipien:

- **Basis: Durchschnittskosten der abgerufenen Regelreserve** – Die Ausgleichsenergiepreise werden auf Basis des mengengewichteten Durchschnitts der Arbeitspreise der in der betrachteten Viertelstunde abgerufenen Regelreserve gebildet („AEP 1“).<sup>114</sup>
- **Anpassung mit Blick auf Intraday-Preise** – In einem zweiten Schritt werden die Preise mit Blick auf die Preise im „Intraday-Markt“ angepasst („AEP 3“). Bei Bilanzkreisunterdeckungen, welche im Kontext dieses Gutachtens von Interesse sind, wird der Ausgleichsenergiepreis auf den durchschnittlichen Preis des kontinuierlichen Intraday-Handels an der EPEX Spot für die relevanten Stunde angehoben, falls dieser den oben

<sup>113</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2012a) und die Umsetzung der Übertragungsnetzbetreiber (2012).

<sup>114</sup> Zudem wird statt des Durchschnitts nur das maximale einzelne Arbeitspreisgebot herangezogen („AEP 2“), falls der Durchschnitt dieses maximale Gebot übersteigt. Diese Korrektur wird vorgenommen, um Extremwerte in Folge eines sehr geringen Saldos, welcher im Nenner der Durchschnittsformel steht, zu vermeiden.



genannten kostenbasierten Ausgleichsenergiepreis übersteigt. Der maximale Intraday-Preis an der EPEX Spot beträgt derzeit 10.000 €/MWh.

- **Anpassung mit Blick auf die Knappheit von Reserveleistung** – Sollte die Unterspeisung im System so groß sein, dass mehr als 80% der kontrahierten Sekundär- und Minutenreserveleistung abgerufen werden, wird der Ausgleichsenergiepreis (AEP 3) um 50% (bzw. mindestens 100 €/MWh) angehoben („AEP 4“).

Im Ergebnis können die Ausgleichsenergiepreise heute im Prinzip auf Werte von über 15.000 €/MWh ansteigen. Dies ist dann der Fall, wenn der durchschnittliche Arbeitspreis der abgerufenen Regelenergie das Intraday-Maximum von 10.000 €/MWh übersteigt. In der Praxis wird der kostenbasierte Ausgleichsenergiepreis (AEP 1) jedoch substanziell gedämpft, da über die Arbeitspreise aller eingesetzten Regelenergieeinheiten gemittelt wird, anstatt dass der Preis dem Arbeitspreis der letzten noch benötigten Einheit entspricht („uniform pricing“). Der resultierende Ausgleichsenergiepreis ist daher gegenüber dem Großhandelsmarkt, in welchem „uniform pricing“ gilt,<sup>115</sup> systematisch nach unten verzerrt.<sup>116</sup> Dies gilt in jeder Viertelstunde, auch in den Viertelstunden mit der größten Knappheit. Demnach ist in der Praxis von einer Obergrenze des Ausgleichsenergiepreises von 15.000 €/MWh auszugehen.

Aus ökonomischer Perspektive steht die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise allerdings auf einer ineffizienten Basis, da der Kalkulation der AE-Preise die Durchschnittskosten des Abrufs der Regelreserve zugrunde liegen. Folgende Anpassungen wären aus dieser Perspektive möglich:<sup>117</sup>

---

<sup>115</sup> Uniform pricing gilt im Day-Ahead-Markt unmittelbar, und im Intraday-Markt mittelbar und näherungsweise. Letzteres dadurch, dass Marktteilnehmer eine gewisse Vorstellung von der Angebots- und Nachfragesituation haben, sodass sie bei ihrer Gebotsabgabe im kontinuierlichen Intraday-Handel versuchen werden, den Gleichgewichtspreis zu berücksichtigen. Auf diesem Weg können einzelne Bieter unnötige (Opportunitäts-)Kosten vermeiden, und im Ergebnis wird jeweils approximativ der Gleichgewichtspreis erreicht.

<sup>116</sup> Die Ursache liegt darin, dass die kostenbasierten Ausgleichsenergiepreis (AEP 1) aufgrund der Durchschnittsbildung kaum das Intraday-Maximum von 10.000 €/MWh überschreiten werden, sodass das 1,5-fache des AEP 3 maximal 15.000 €/MWh betragen wird.

<sup>117</sup> Verwandte Überlegungen bezüglich des Ausgleichsenergiepreis-Mechanismus werden derzeit auch in Großbritannien vorgenommen. Nachdem die Regulierungsbehörde Ofgem im August 2012 den Diskussionsprozess angestoßen hat, wurden im Mai 2014 finale Entscheidungen veröffentlicht, welche nun durch den ÜNB National Grid umgesetzt werden müssen (siehe Ofgem (2014)). Ofgem beschließt unter anderem einen Wechsel auf Grenzkostenpreise, um Anreize für Investitionen in (flexible) Kapazitäten zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit zu schaffen: „During times of scarcity, sharper [cash-out] prices will send signals to market participants to provide flexibility – achieved through enhanced responsiveness of interconnectors, removal of a disincentive to offer DSR, and strengthened incentives for the development of other flexible solutions (such as storage). This will help alleviate scarcity, serve efficiency in wider wholesale markets and support security of supply” (S. 30).

- Berechnung der AE-Preise auf **Basis der Grenzkosten des Reserveabrufs**: Hierdurch würde eine mögliche Inkonsistenz zwischen den Preisen am Intraday-Markt und am „Markt für Ausgleichsenergie“ verhindert; und
- **Überprüfung der „Preisobergrenze“ von 15.000€/MWh**: Weiterhin wäre zu untersuchen, inwieweit der Wert von 15.000€/MWh die Kosten von Versorgungsunterbrechungen reflektiert. Letztendlich sollten die AE-Preise den BKV die Kosten von möglichen Versorgungsunterbrechungen verursachungsgerecht signalisieren. Hierdurch würden für die Marktakteure (Bilanzkreise) adäquate Anreize zur Absicherung von möglichen Bilanzkreisungleichgewichten geschaffen.

### *Anreize zur Absicherung regulierter Marktakteure*

Kunden, die über keine Lastgangmessung verfügen (Haushalts- und Gewerbekunden, kleinere Industriekunden), werden i.d.R. nach Standardlastprofilen durch die Lieferanten versorgt und abgerechnet. Hieraus ergeben sich folgende Herausforderungen:

- **Lieferanten-/versorgerseitig**: Die Versorger haben keinen Anreiz, die realen Verbrauchsprofile dieser Kunden durch Erzeugungskapazitäten abzusichern, sondern lediglich die Verbräuche entsprechend der synthetisch bestimmten Standardlastprofile (unabhängig von möglichem „Gaming“); und
- **Kunden-/Verbrauchsseitig**: Die Kunden haben weder einen Anreiz noch die technischen Möglichkeiten, ihren Verbrauch bzw. Last auf die abgesicherten Mengen der Standardlastprofile zu beschränken.

Hieraus ergeben sich i.d.R. Differenzmengen, die nicht durch die Versorger abgesichert werden, sondern den Differenzbilanzkreisen der Verteilnetzbetreiber zugeordnet werden.

Eine analoge Herausforderung ergibt sich für die Vermarktung von Einspeisemengen von Erneuerbaren Energien, die auf Basis des EEG mit einer festen Einspeisevergütung über das EEG vergütet werden. Für die Vermarktung dieser Mengen zeichnen, sofern sie nicht in der Direktvermarktung sind, die deutschen ÜNB verantwortlich, die Bilanzverantwortung liegt ebenfalls bei den ÜNB. Potenzielle Bilanzungleichgewichte werden in den EE-Differenzbilanzkreisen der ÜNB erfasst und müssen von den ÜNB entsprechend bezahlt werden.<sup>118</sup>

---

<sup>118</sup> Auf die Folgen einer fehlenden EE-Direktvermarktung für die Anreize zur Kapazitätsvorhaltung weisen bereits Erdmann (2012), Frontier Economics (2012b) oder GEODE (2013) hin.

Inwieweit die Netzbetreiber Anreize haben, mögliche Ungleichgewichte in den Differenzbilanzkreisen abzusichern, hängt primär von der regulatorischen Behandlung der Kosten der Bilanzungleichgewichte in den Erlösbergrenzen der Netzbetreiber ab. Diese erfolgt wie folgt:

- **Verteilnetzbetreiber** (u.a. Differenzbilanzkreise für SLP-Kunden): Die Kosten für Differenzbilanzkreise gehören grundsätzlich zu den beeinflussbaren Kosten. Die BNetzA geht jedoch davon aus, dass sich die Kosten und Erlöse in dieser Position über den 5-Jahres-Zeitraum mehr oder weniger ausgleichen.
- **Übertragungsnetzbetreiber** (Differenzbilanzkreise EE-Einspeisungen): Die Kosten für Bilanzungleichgewichte unterliegen einem Erlös- und Kosten-Teilungsmechanismus.

Grundsätzlich unterliegen die Differenzbilanzkreise somit der Anreizregulierung bzw. bestimmten Effizianzanreizen. Die ÜNB und VNB sollten demnach einen Anreiz haben, die Differenzbilanzkreise zu bewirtschaften und bei Bedarf abzusichern.<sup>119</sup> Allerdings ist die Kontrahierung von Absicherungsgeschäften eine Handelstätigkeit mit spekulativen Elementen, die den Netzbetreibern grundsätzlich nicht erlaubt ist. Insofern führen die Netzbetreiber nach unserem Kenntnisstand für mögliche Knappheitsperioden keine Absicherungsgeschäfte im Terminmarkt durch (z.B. durch den Kauf von Bezugsoptionen).<sup>120</sup>

Für die Verbesserung der Anreizstruktur zur Absicherung von Bilanzabweichungen der SLP-Kunden sowie der EE-Erzeugung im Rahmen der Einspeisetarife lassen sich auf Basis der vorangehenden Analyse folgende Ansatzpunkte identifizieren:

- **Option 1:** Überführung weiterer Kunden in eigene Bilanzkreise: Dies ist bei SLP-Kunden nur in dem Maße möglich, wie die Voraussetzungen bezüglich der Lastgangmessung geschaffen werden. Bei EE-Erzeugungsanlagen sind hier durch die Einführung der Direktvermarktung die Grundsteine gelegt. Diese ist für Altanlagen und – in Zukunft – kleinere Anlagen allerdings nicht verpflichtend.

---

<sup>119</sup> Allerdings berichten einige Marktteilnehmer, dass die Behandlung von Kosten aus Differenzbilanzkreisen zwischen verschiedenen Landesregulierungsbehörden variiert, sodass Kosten z.T. direkt durchgereicht werden können. In diesem Fall vermindern sich die o.g. Optimierungsanreize für Verteilnetzbetreiber weiter. Hier scheint der Versuch einer Harmonisierung der Regulierungspraxis angemessen.

<sup>120</sup> Auf unzureichende Bilanzkreisbewirtschaftung verschiedener Kategorien von Bilanzkreisverantwortlichen weist auch die Bundesnetzagentur in einem Positionspapier hin, siehe (Bundesnetzagentur (2013c).

- **Option 2:** Intensivierung der ökonomischen Anreize zur Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise.
- **Option 3:** Die Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise könnte Dritten übergeben werden. Für die EE könnte dies z.B. im Rahmen einer Drittvermarktung der EE-Erzeugungsmengen (die nicht direkt vermarktet werden) erfolgen.<sup>121</sup>
- **Option 4:** Vorschriften zur Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise wie z.B. eine Pflicht zur Vorhaltung von Bezugsoptionen. Dieser Schritt ist administrativ und regulativ herausfordernd und damit die komplexeste Lösung.

---

<sup>121</sup> Siehe für Vor- und Nachteile einer EE-Drittvermarktung Frontier Economics / Formact Services (2011).

## 7 Diskussion Marktunvollkommenheiten durch Investitionsrisiken und -unsicherheiten

Eine weitere Herausforderung für die Funktionsweise eines EOM, welcher auf Preisspitzen in Knappheitszeiten basiert, besteht möglicherweise in einer ineffizienten Allokation von Marktrisiken bzw. prohibitiven Risiken bei kapitalintensiven Investitionen (siehe auch **Abschnitt 4.3**). Im Folgenden

- ziehen wir ein Fazit bezüglich der Funktionsweise des EOM unter Unsicherheit (**Abschnitt 7.1**).
- wiederholen wir knapp die Ursachen für mögliche Marktstörungen durch hohe Risiken bezüglich zukünftiger Entwicklungen (**Abschnitt 7.2**);
- diskutieren wir die Relevanz und Intensität der möglichen Marktstörung vor dem Hintergrund des heutigen Marktrahmens (**Abschnitt 7.3**); und
- skizzieren wir Ansätze zur Verbesserung des Marktrahmens bezüglich der Unsicherheit (**Abschnitt 7.4**).

### 7.1 Fazit bezüglich der Funktionsweise des Marktes

Risiken aus Unsicherheit über zukünftige marktliche und vor allem politische Entwicklungen spielen im Strommarkt, der auf langlebigen und kapitalintensiven Investitionen basiert, eine gewichtige Rolle. Der Strommarkt ist jedoch grundsätzlich in der Lage, diese Risiken (insbesondere Marktrisiken) effektiv und effizient zu managen:

- In kurzer und mittlerer Frist bestehen zahlreiche Instrumente und Produkte zur Absicherung von unsicheren zukünftigen Kosten und Erlösen. Beispielsweise lassen sich volatile Kurzfrist-Strompreise für Zeiträume von wenigen Jahren grundsätzlich durch entsprechende (z.B. Terminmarkt-)Produkte in sichere Strompreise überführen und besondere Risiken durch Optionen absichern.
- Langfristige Risiken werden von Investoren getragen, die für diese Risikoübernahme mit entsprechenden Renditen kompensiert werden.

Sofern kein Marktversagen auf dem Kapitalmarkt vorliegt, ist es also möglich, dass Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung aller mit der Investition verbundenen Chancen und Risiken getroffen werden, sodass es zu einer adäquaten Abbildung der Verbraucherpräferenzen kommen kann. Dies gilt grundsätzlich auch in einem zunehmend auf dargebotsabhängigen Erneuerbaren

Energien basierenden Marktumfeld. Weiterhin ist davon auszugehen, dass die Bereitstellung von Flexibilitäten in einem zunehmend durch EE geprägten Marktumfeld weniger kapitalintensiv ausfallen wird, d.h. zum Beispiel durch die verlängerte Nutzung von Bestandkraftwerken (inklusive Retrofit), den Bau von Gasturbinen die Aktivierung von Nachfrageflexibilitäten oder auch verfügbaren Netzersatzanlagen.

Eine Möglichkeit für die Politik, mit den o.g. Risiken umzugehen, besteht in einer verpflichtenden Sozialisierung der Risiken – z.B. über einen (mit langfristiger Kapazitätskontrahierung verbundenen) Kapazitätsmechanismus. Dies könnte zu einer Reduktion der gesamtwirtschaftlichen Risikokosten führen. Das Vorgehen, birgt jedoch die Gefahr von Fehlinvestitionen, da Investitionsentscheidungen nicht mehr primär von den Akteuren (d.h. Investoren) getroffen werden, welche die Chancen und Risiken zukünftiger Gewinne tatsächlich tragen, sondern – zumindest indirekt – von staatlicher oder hoheitlicher Stelle. Dies würde in der Tendenz z.B. dazu führen, dass Investitionen zu kapitalintensiv ausfallen. Zudem geht die Einführung von Kapazitätsmechanismen mit neuen (v.a. politischen und regulatorischen) Risiken für Investoren einher, die durch entsprechend höhere Renditen entgolten werden müssen und die die Systemkosten erheblich erhöhen können.

Um negative Folgen von Unsicherheiten so weit möglich zu minimieren, sollte das langfristige Investitionsumfeld durch klare, stabile möglichst im gesellschaftlichen Konsens formulierte politische Leitlinien bestimmt sein. Ein sinnvoller Ansatz zur Minimierung von durch politische Risiken verursachten volkswirtschaftlichen Kosten besteht u.a. darin, verlässliche Ausbaukorridore für den weiteren Zubau Erneuerbarer Energien zu definieren und gesetzlich festzuschreiben. Ein weiteres Beispiel wären klare langfristige Ziele und Regeln für das europäische Handelssystem für CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

## 7.2 Ursachen von potenziellen Marktstörungen

Wie bereits dargestellt, erfordert die Refinanzierung von Kapitalkosten und fixen Betriebskosten von Anlagen in einem EOM die Bildung von Knappheitspreisen (Peak Load Pricing). Dabei müssen sich potenzielle Investoren Erwartungen über zukünftige Preisentwicklungen (und Kostenentwicklungen) bilden.

Demgegenüber stehen relativ kapitalintensive, langlebige Investitionen im Strommarkt, die sich über die zukünftigen Preisspitzen finanzieren müssen. Allerdings sind Investoren in der Regel risikoavers. Entsprechend verlangen Investoren für Investitionen mit höheren Risiken höhere erwartete Renditen („Risikoaufschlag“).

Zudem ist der Strommarkt von erheblichen marktlichen und v.a. politischen Risiken geprägt. In der Folge könnte ein auf zukünftigen Knappheitspreisen basierender EOM mit relativ hohen Risikoaufschlägen und – im Extremfall –

### Diskussion Marktunvollkommenheiten durch Investitionsrisiken und -unsicherheiten

sogar dem Ausbleiben von Investitionen einhergehen, wenn potenzielle Kapitalgeber das Risiko als zu hoch einschätzen.

Im Folgenden unterziehen wir die potenziellen Marktstörungen einer detaillierteren Prüfung.

## 7.3 Analyse vor dem Hintergrund des heutigen Marktrahmens

Um zu analysieren, inwieweit im Strommarkt bestehende Unsicherheiten zu volkswirtschaftlich suboptimal geringen Investitionen in Erzeugungs- bzw. Speicherkapazitäten führen könnten,

- beschreiben wir die unterschiedlichen Interessen von Investoren in Stromerzeugungsanlagen bzw. von Stromverbrauchern bezüglich der Absicherung von Marktrisiken wie Preis- und Mengenrisiken (**Abschnitt 7.3.1**);
- zeigen wir die bestehenden Mechanismen zum Umgang mit Marktrisiken im Strommarkt auf (**Abschnitt 7.3.2**);
- ziehen wir ein Zwischenfazit bezüglich einer effizienten Verteilung von Marktrisiken (**Abschnitt 7.3.3**); und
- gehen wir auf die besonderen (v.a. politischen) Risiken im Strommarkt und deren Implikationen für die Funktionsweise eines EOM ein (**Abschnitt 7.3.4**).

### 7.3.1 Interesse zur Risikoabsicherung von Erzeugern und Verbrauchern

#### *Absicherungsinteresse von Erzeugern*

Auf der einen Seite sind Investitionen in Stromerzeugungs- oder Speichieranlagen kapitalintensiv und langlebig. Für ein modernes Gas-und-Dampf-Kraftwerk von 800 MW fallen z.B. allein in etwa 600 Millionen Euro an Investitionskosten an, welche über eine technische Lebensdauer von ca. 20 bis 40 Jahren wieder eingespielt werden müssen.

Auf der anderen Seite sind Investoren in der Regel risikoavers. Das bedeutet, von zwei alternativen Investitionsprojekten mit gleicher zu erwartender Rendite bevorzugen sie dasjenige, welches mit einer geringeren Unsicherheit über die tatsächliche Rendite verbunden ist. Wie in jedem Markt, sind auch im Strommarkt zukünftige Kosten (z.B. für Brennstoffe), Verkaufspreise und Verkaufsmengen jedoch unsicher, und dementsprechend auch die zu erzielende Rendite auf das eingesetzte Kapital.

Entsprechend besteht ein grundsätzliches Interesse von Investoren in Stromerzeugungs- oder Speichieranlagen, zukünftige Kosten und Erlöse abzusichern („Hedging“). Um eine Investition im Zeitpunkt der Investitionsentscheidung vollständig gegen ungünstige zukünftige Entwicklungen abzusichern, wäre eine Absicherung (z.B. durch Fixierung) der Kosten und Erlöse für die gesamte Amortisationszeit (z.B. 20 Jahre) der Anlage notwendig.

### *Absicherungsinteresse von Verbrauchern*

Stromverbraucher sind in einem liberalisierten wettbewerblichen Markt üblicherweise nicht bereit bzw. in der Lage, ihre Verbrauchsmengen und/oder –preise über einen Zeitraum von mehr als 1-2 Jahren zu fixieren. Das bedeutet, dass Stromverbraucher über einen Zeitraum von zwei Jahren hinaus grundsätzlich das Strompreisisiko selbst tragen. Kommt es langfristig zu einer erheblichen Verknappung des Angebots z.B. durch massive Desinvestitionen, müssen Stromverbraucher damit rechnen, dass ihre Stromrechnungen signifikant ansteigen (wenn sie ihren Verbrauch nicht entsprechend reduzieren können oder möchten), da sie sich gegen derartige Preissteigerungen nicht langfristig absichern.

In der Praxis sind, z.B. im Haushaltsbereich, Bezugsverträge zwischen Verbrauchern und Vertriebsunternehmen mit Preisfixierungen und Kündigungsfristen von bis zu zwei Jahren zu beobachten.

## 7.3.2 Bestehende Mechanismen zum Umgang mit Risiken im Strommarkt

Entsprechend der Absicherungspräferenzen der Endverbraucher sind Endverbraucher beliefernde Unternehmen (Vertriebsunternehmen) bereit, mit Betreibern von Stromerzeugungsanlagen Terminmarktgeschäfte mit Vorlauf von wenigen Jahren zu tätigen (siehe **Abschnitt 3.4** zu Produkten auf dem Stromgroßhandelsmarkt).<sup>122</sup>

### *Instrumente zur Absicherung mittelfristiger Risiken*

Im deutschen Stromgroßhandelsmarkt ist ein liquider Handel von verschiedensten Terminmarktprodukten mit Vorlaufzeiten von etwa 3-4 Jahren zu beobachten.

---

<sup>122</sup> Wenn Vertriebsunternehmen im Großhandelsmarkt Terminmarktgeschäfte mit Vorlaufzeiten oberhalb der maximalen expliziten Kundenbindung abschließen, gehen sie das Risiko ein, dass ihnen in der Zwischenzeit Kunden verloren gehen (und sie den Terminmarktvertrag ggf. unterhalb des Einkaufspreises wieder veräußern müssen). Vertriebe übernehmen somit in der mittleren Frist (1-4 Jahre) eine Risikotransformationsfunktion aus Sicht von Erzeugern, welche sich im Regelfall in einer Risikoprämie (d.h. einem gegenüber dem im Lieferzeitraum erwarteten Spotmarktpreis geringeren Terminmarktpreis) äußert.



Hierzu zählen Terminmarktprodukte mit unbedingter Lieferverpflichtungen (Forwards bzw. Futures) sowie Produkte mit bedingter Lieferverpflichtung (Optionen), wie im Folgenden erläutert.

### **Terminmarktprodukte**

#### *Absicherung der Vertriebe*

Vertriebe können ihre Beschaffungspreise durch den Kauf von Terminmarktprodukten (Base und Peak) im Großhandelsmarkt absichern. Ebenfalls besteht die Möglichkeit, Optionen für außergewöhnlich hohe Nachfrage (Call-Optionen) bzw. außergewöhnlich geringe Nachfrage (Put-Optionen) zu beschaffen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die an der Börse quotierten Optionen mit bestimmten Ausübungspreisen gehandelt werden und sich daraus nur indirekt eine Verbindung zum physischen Strombedarf eines einzelnen Bilanzkreises ergibt. Entsprechend erfordert die rationale Ausübung solcher Optionen nicht nur die Beobachtung des eigenen Bilanzkreises, sondern des gesamten Marktgeschehens. In Situationen einer angespannten Marktlage (hohe Preise) ist es wirtschaftlich, auch dann eine Call Option auszuüben, wenn sie nicht für die Abdeckung der eigenen Lieferverpflichtungen benötigt wird.

Durch den direkten Zugang zum Kunden sind Vertriebe prinzipiell auch dafür prädestiniert, solche Optionen beim Kunden zu identifizieren und entsprechende vertragliche Vereinbarungen zu treffen. Hierbei kann es sich z.B. um die temporäre Reduzierung des Strombedarfs ab einem bestimmten Preisniveau handeln.

#### *Absicherung der Erzeugung (Delta-Hedging)*

Konventionelle Kraftwerken bieten die Möglichkeit zur Stromerzeugung und sind damit die ökonomische Grundlage für Call-Optionen, deren Ausübung vom Verhältnis zwischen Marktpreis und variablen Erzeugungskosten bestimmt wird. Aufgrund technischer Grenzen und Charakteristika ist die Ausübungsentscheidung faktisch komplexer, da Mindeststillstandzeiten, Anfahrtkosten und die Möglichkeit des Ausfalls berücksichtigt werden müssen.

Kraftwerke stellen erhebliche Kapitalinvestitionen (und damit Risikopositionen) dar, die bestmöglich abgesichert werden sollten. Aus der Finanzmathematik lässt sich herleiten, dass die risikominimierende Absicherung einer Option aus dem Verkauf des Optionsdeltas besteht.<sup>123</sup> Dies bedeutet, dass ein Kraftwerksbetreiber, dessen Kraftwerk für eine zukünftige Lieferperiode variable Kosten in Höhe des aktuellen Strompreises für die Lieferperiode hat, sein Risiko dadurch mindert, dass er die Hälfte seiner Leistung für die betreffende Periode

---

<sup>123</sup> Sog. „Delta-Hedging“, Vgl. bspw. Wilmott (2007), S. 142 f.

verkauft<sup>124</sup>. Ändert sich dieses Optionsdelta im Zeitverlauf z.B. aufgrund von Strompreisschwankungen und wird die Absicherung immer wieder aktualisiert, ergibt sich daraus ein Prozess, der auch als dynamisches Delta-Hedging bezeichnet wird. Dabei werden (große) Teile der potentiellen Erzeugung im Terminmarkt verkauft, wenn hohe Deckungsbeiträge absehbar sind (also der Betrieb des Kraftwerks wahrscheinlich ist). Es entsteht eine unbedingte Lieferverpflichtung für eine zukünftige Periode. Sinken anschließend z.B. die Terminmarktpreise wieder (wird also der Betrieb des Kraftwerks unwahrscheinlich bzw. wäre er sogar unwirtschaftlich) und kann diese Lieferverpflichtung entsprechend nicht mehr aus dem eigenen Kraftwerk bereitgestellt werden, wird der Erzeuger das Produkt wieder im Markt kaufen. Wiederholen sich diese Preisschwankungen, so kann dieser Prozess mehrfach wiederholt werden und erwirtschaftet gegebenenfalls einen erheblichen Anteil am gesamten Deckungsbeitrag für das Kraftwerk.

Die Schwankung der Deckungsbeiträge im Terminmarkt (Volatilität des Clean Dark bzw. Spark Spreads) hat damit einen erheblichen Einfluss auf den Optionswert und damit die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken.

### Optionsprodukte

Ist ein Anlagenbetreiber nicht selbst kontinuierlich im Terminmarkt aktiv, kann er sich auch entscheiden, den Optionswert durch den Verkauf eines Optionsproduktes umgehend zu realisieren. Damit werden potentielle, aber unsichere Deckungsbeiträge für zukünftige Perioden in gesicherte, sofortige – dafür aber meist geringere – Einnahmen umgewandelt.

Im Rahmen der Modellierungsarbeiten für die Studie zeigte sich, dass die Residuallast (Nachfrage abzüglich der Erzeugung dargebotsabhängiger Anlagen) von entscheidender Bedeutung ist. Zeiten mit hoher Residuallast lassen sich aufgrund der stochastischen Stromerzeugung durch Wind nur bedingt prognostizieren, werden jedoch besonders häufig im Winterhalbjahr in den Morgen- und Abendstunden auftreten, da in diesen Zeiten eine hohe Nachfrage zu erwarten ist und eine nennenswerte PV-Erzeugung nicht zu erwarten ist.

Damit ist jedoch verbunden, dass einerseits in wenigen Stunden eines Jahres eine Nachfrage nach klassischer Spitzenlastenergie vorhanden ist und sich zudem diese Stunden (weil wetterabhängig) für zukünftige Perioden nur schlecht abschätzen lassen.

Vor diesem Hintergrund wurden im Rahmen der Gutachtenbearbeitung Marktparteien um die Quotierung eines Optionsproduktes gebeten, das für solche Situationen prinzipiell geeignet erscheint. Der Käufer dieser Option hätte

---

<sup>124</sup> Das Delta einer Option, die exakt am Geld ist, liegt bis zur logischen Sekunde der Ausübungsentscheidung immer bei 50%, daher wurde diese Situation als Beispiel gewählt.

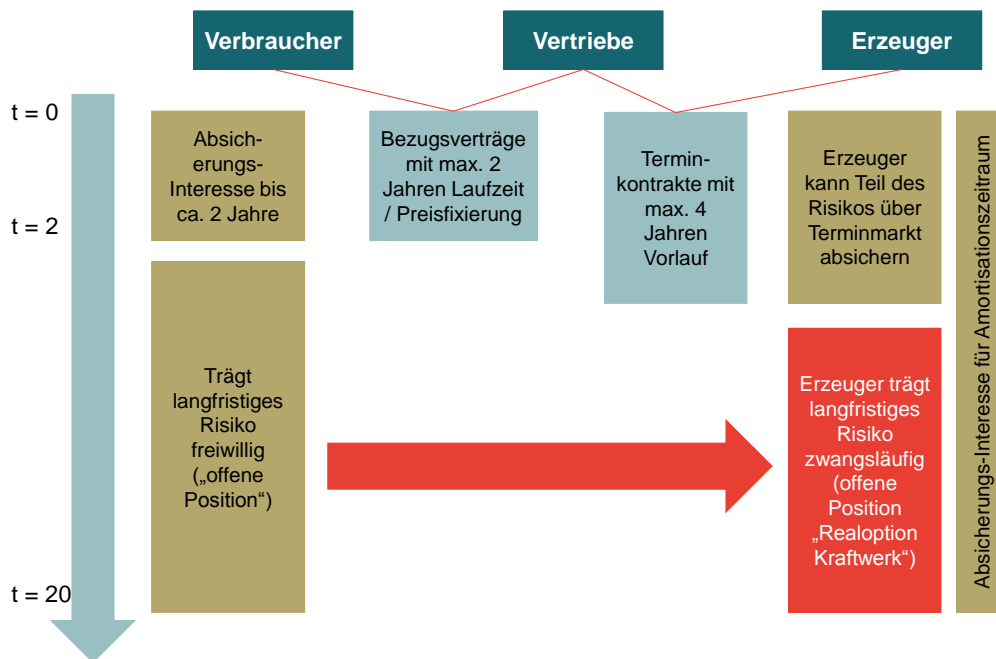
das Recht, an 150 beliebigen Stunden eines Jahres Strom zu einem Preis von 500 €/MWh vom Verkäufer der Option zu beziehen. Die Marktparteien wurden gebeten, Bid und Offer für die Kalenderjahre 2015-2017 zu stellen. Bei diesen Geboten ergab sich keine Indikation für eine Knappheit in dieser Periode.

**Langfristiges Risiko verbleibt bei Investoren**

Wie vorangehend skizziert, besteht für die kurze und mittlere Frist eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Absicherung von Preis- und Mengenrisiken. Für potenzielle Investoren in konventionelle Stromerzeugungsanlagen besteht jedoch i.d.R. nicht die Möglichkeit, Verkaufspreis und Produktionsmenge für den gesamten Amortisationszeitraum zu sichern.<sup>125</sup> Entsprechend trägt der Investor immer einen erheblichen Teil des Risikos über zukünftige Preise und Mengen. Die Kapitalrendite ist demnach zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidungen mit Unsicherheiten verbunden.

Abbildung 64 illustriert die obigen Ausführungen.

**Abbildung 64.** Investoren ohne Möglichkeit zur Absicherung von Langfristrisiken



Quelle: Frontier

<sup>125</sup> Bei langfristigen Vertragslaufzeiten wird i.d.R. eine Indexierung auf bestimmte Referenzpreise vorgenommen. Bei einer Kraftwerksinvestition kann dies auch bedeuten, dass Nachfrager durch eine Beteiligung z.B. an Gemeinschaftskraftwerken teilweise oder vollständig die Investorenrolle übernehmen.

### 7.3.3 Zwischenfazit zur Beurteilung der Risikoallokation bei Investitionen

Die Tatsache, dass Investoren nicht versicherbare langfristige Risiken zu tragen haben, ist kein Spezifikum des Strommarktes. Im Gegenteil, im Großteil der Produktmärkte entwickeln sich Menge und Preise für Endkunden kurzfristig, während Produktionskapazitäten langlebig sind und entsprechend finanziert werden müssen. Als einfache Beispiele seien Automobil- oder Schuhproduktionsstätten genannt. Auch hier sind die Produktionskapazitäten kapitalintensiv und langlebig, während Verbraucher sich nicht langfristig verpflichten, bestimmte Mengen zu bestimmten Preisen abzunehmen. Analog zum Strommarkt wird eine gewisse Verstetigung der Erlöse allenfalls über intermediäre Marktstufen (Groß- oder Einzelhändler) erreicht. Entsprechend findet sich in einer Vielzahl von Märkten ein Zyklus von relativer Knappheit, hohen Preisen und auskömmlichen Renditen für Anbieter gefolgt von Überschuss, niedrigen Preisen und einer Konsolidierung auf der Anbieterseite.

Investoren werden dabei für die Risikoübernahme durch eine entsprechende risikoadjustierte Rendite entlohnt. Das bedeutet, je höher die Risiken in einem Markt für Investoren sind, desto höher müssen die erwarteten zukünftigen Renditen in diesem Markt ausfallen, um Investoren anlocken zu können. Sollten die Marktrisiken im Strommarkt, u.a. durch das Erfordernis von – in Zeitpunkt und Ausprägung nicht genau zu antizipierenden – Knappheitspreisen, besonders hoch sein, geht dies mit entsprechend höheren Kapitalkosten und dementsprechend Knappheitspreisen einher.

Dies führt zu folgenden Einschätzungen bezüglich der in **Kapitel 4.3** definierten Kernfragen.

#### *Einschätzung zu Kernfrage 5*

*Sind Marktrisiken als grundsätzliches Investitionshindernis zu bewerten? (S. 72)*

**Einschätzung:** Marktrisiken sind ein inhärenter Bestandteil einer jeden Investition. Dabei gilt, dass je höher die Marktrisiken sind, desto höher werden die von Investoren über die Preise geforderten Renditen und somit die Produktpreise ausfallen. Geeignete Instrumente zur Absicherung und möglicherweise Re-Allokation von Risiken können auf dieser Basis entwickelt werden.

Marktrisiken stellen daher nicht per se ein Investitionshindernis dar.

#### *Einschätzung zu Kernfrage 6*

*Sollten die Marktakteure die Risiken selbst tragen, oder ist eine „Vergemeinschaftung“ der Risiken vorteilhaft? (S. 72)*

**Einschätzung:** Grundsätzlich gilt, dass die in einem Markt bestehenden Risiken auch den davon betroffenen Marktteilnehmern (also Investoren bzw.

## Diskussion Marktunvollkommenheiten durch Investitionsrisiken und -unsicherheiten

Konsumenten) zugeordnet sein sollten. Auf Basis dessen werden Investoren in die Lage versetzt, den Präferenzen aller Marktteilnehmer entsprechende Investitionsentscheidungen zu treffen.

Werden Risiken durch eine staatliche Intervention umverteilt, kann dies zu Verzerrungen von Investitionsentscheidungen führen, da Investoren nicht mehr die mit ihren Investitionen verbundenen Risiken zu tragen haben.

### 7.3.4 Besondere Risiken im Strommarkt

Die vorangehenden Ausführungen haben gezeigt, dass Preis-, Kosten- und Mengenrisiken im Strommarkt für kurz- bis mittelfristige Zeiträume abgesichert werden können, dass jedoch langfristige Risiken von potenziellen Investoren getragen werden müssen. Wir haben zudem ausgeführt, dass dies ein Charakteristikum vieler Märkte ist, und dass eine entsprechende Risikoallokation zu einer Einbeziehung aller entstehenden Risiken in die Investitionsentscheidung und somit letztendlich zu effizienten Investitionen führt.

Der Strommarkt ist allerdings – zusätzlich zu den in allen Märkten vorhandenen Marktrisiken (z.B. bezüglich der zukünftigen variablen Produktionskosten oder der zukünftigen Produktnachfrage) – in erheblichem Maße von politischen Risiken geprägt. Im Folgenden diskutieren wir, inwieweit diese politischen Einflüsse dazu führen könnten, dass Investitionen in Erzeugungskapazitäten nicht bzw. nicht in richtigem Maße erfolgen.

#### *Gestiegene Unsicherheit durch starken Ausbau Erneuerbarer Energien*

Der deutsche bzw. europäische Strommarkt ist mittel- und langfristig durch eine steigende Durchdringung mit dargebotsabhängiger Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien und rückläufige Erzeugungsanteile von steuerbaren, konventionellen Kraftwerken gekennzeichnet. Dies impliziert, dass

- die Preisspanne im Stromgroßhandelsmarkt weiter zunehmen wird - bei hoher Stromeinspeisung von Erneuerbaren Energien werden die Stromgroßhandelspreis häufiger sehr niedrig sein (in Extremfall Null oder negativ); bei niedriger Stromeinspeisung von Erneuerbaren Energien werden die Stromgroßhandelspreis durch Knappheitspreise gekennzeichnet sein; und
- die Preisspitzen im Stromgroßhandelsmarkt unsystematischer werden: In der Vergangenheit waren Preisschwankungen im Wesentlichen durch deterministische Muster (v.a. des Verbraucherverhaltens) geprägt. Preisschwankungen werden jedoch zunehmend von z.T. stochastischen meteorologischen Gegebenheiten bestimmt. Es ist also unsicherer als in der Vergangenheit, wann und in welcher Höhe Preisspitzen im Markt genau auftreten werden.

In der Folge bedarf es vermehrt Erzeugungsanlagen, Speicher Nachfrageflexibilitäten oder Netzersatzanlagen, welche nur sehr selten und nicht vollständig antizipierbar benötigt und eingesetzt werden. Derartige Kapazitäten müssen ihre Investitionskosten und fixen Betriebskosten daher über seltene und in Anzahl und Zeitpunkt unsichere Einsätze verdienen. Zudem sind die in diesen Zeiträumen zu erzielenden Verkaufspreise unsicher.

Die grundlegende Funktionsweise des Marktmechanismus ändert sich durch den zunehmenden Ausbau dargebotsabhängiger EE-Anlagen jedoch nicht.<sup>126</sup> Wie beschrieben gehen Investitionen in „Back-Up“-Kapazitäten mit relativ hohen Risiken bezüglich zukünftiger Einsatzzeiten und Erlöse einher. Daher werden Investoren höhere Eigenkapital-Renditen bzw. Fremdkapitalgeber höhere Risikoaufschläge verlangen. Entsprechend steigen die Kapitalkosten derartiger Investitionen, was im Wesentlichen zwei Effekte mit sich bringen wird:

- Höhere Kapitalkosten führen zu höheren Preisen in Knappheitssituationen, da die Anbieter die gestiegenen Finanzierungskosten mit einpreisen; und
- Höhere Kapitalkosten verschieben den Investitionsmix in Richtung Technologien mit geringen Kapitalkosten, wie zum Beispiel günstig erschließbare Nachfrageflexibilitäten oder Gasturbinen.

### *Einschätzung zu Kernfrage 7*

*Wird der Markt – auch ohne politische Intervention – auf die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien geänderte Risikostruktur reagieren, und wenn ja, wie? (S. 73)*

**Einschätzung:** Der zunehmende Anteil dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien im Strommarkt erhöht Mengen-, Preis- und somit Erlösrisiken für konventionelle Stromerzeugungsanlagen, Speicher und Nachfrageflexibilität. Diese erhöhten Risiken ändern die Funktionsweise des Marktmechanismus jedoch nicht grundlegend. Vielmehr wird der Markt auf diese gestiegenen Risiken reagieren, z.B. indem höhere Renditeforderungen von Investoren zu höheren Preisen in Knappheitsperioden und zu einer Verschiebung hin zu Anlagen mit geringeren spezifischen Kapitalkosten wie z.B. Gasturbinen oder Nachfrageflexibilitäten im Industriebereich führen werden.

### *Besondere politische Risiken im Strommarkt*

Des Weiteren ist der Strommarkt von einer erheblichen Einflussnahme durch die Politik gekennzeichnet. Der Charakter der politischen Einflussnahme kann sehr

---

<sup>126</sup> Die Veränderung der Erlösstruktur durch den starken EE-Ausbau betrifft natürlich nicht nur Neu-Investitionen, sondern auch bestehende Anlagen. Dies kann durchaus zu einer Entwertung von bestehenden Anlagen führen. Siehe zur Diskussion hierzu **Kapitel 2.4**.

unterschiedlich sein und reichte in der Prä-Liberalisierungszeit in Europa von der Steuerung der Industriestruktur (z.B. staatliche Monopolunternehmen), über die Zubilligung von Gebietsmonopolen (Demarkationsverträge) bis hin zur Investitions- und Preisaufsicht. Während die Wirtschaftlichkeit von Investitionen somit in der Vergangenheit durch politische Strukturen quasi garantiert wurde (auf Kosten u.a. von Wettbewerb, Innovation und gegebenenfalls Kosteneffizienz), gehen politische Maßnahmen in der Post-Liberalisierungszeit im Wesentlichen mit zusätzlichen Risiken („politische Risiken“) einher.

Politische Risiken entstehen durch von den Marktakteuren nicht oder nur schwer antizipierbare politische Entscheidungen, die sich erheblich auf die im Marktumfeld zu erzielende Wirtschaftlichkeit von Assets auswirken können.

Wesentliche in diesem Zusammenhang relevante politische Entscheidungen der jüngeren Vergangenheit sind zum Beispiel:

- Die massive Förderung der Erneuerbaren Energien weit über das zuvor kommunizierte Mindestziel des EE-Ausbaus hinaus - mit dem Ergebnis einer mehrfachen politischen Korrektur der Mindestziele im Zeitablauf;
- Die Einführung des EU ETS im Jahr 2005 und die spätere Abschaffung der freien Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten; oder
- Der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie nach dem Reaktorunfall von Fukushima 2011, nachdem im Jahr 2010 zuvor die Laufzeiten der Kernkraftwerke verlängert und die Brennelementesteuer eingeführt worden ist.

Diese politischen Entscheidungen der vergangenen Jahre hatten im Nachhinein signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit vorangegangener Investitionsentscheidungen. Insbesondere die erheblichen Auswirkungen des – in dieser Intensität von den wenigsten Marktteilnehmern erwarteten – starken EE-Ausbaus haben dabei die Wirtschaftlichkeit vieler bestehender Anlagen in Frage gestellt (siehe **Kapitel 2.4**).

Auch zukünftig ist mit weiterer Unsicherheit über politische Entscheidungen zu rechnen. Derzeitige Unsicherheit besteht – um eines von vielen Beispielen zu nennen – z.B. über die Entwicklung des EU ETS über das Jahr 2020 hinaus, womit substantielle Unsicherheit auf die Kosten, die Einsatzreihenfolge bzw. Produktionsmenge, die Preise und somit die Wirtschaftlichkeit von am Markt agierenden Anlagen verbunden ist. Inwieweit für die Zukunft von zunehmenden politischen Risiken auszugehen ist, lässt sich heute kaum einschätzen. Einerseits hat sich der nicht (direkt) staatlich regulierte Teil der Stromproduktion in den letzten Jahren (nicht zuletzt durch den EE-Ausbau) zunehmend reduziert. Andererseits scheint der grundsätzliche Umstieg der Stromerzeugung von einer konventionell bzw. nuklear geprägten Erzeugung hinzu einer regenerativen Erzeugung inzwischen vorgezeichnet.

In jedem Fall hat sich die Relevanz politischer Risiken nach den erheblichen Eingriffen der vergangenen Jahre und deren Folgen in das Bewusstsein der Strombranche und möglicher Investoren eingeprägt.

### *Einschätzung zu Kernfrage 8*

*Nehmen die politischen Risiken vor dem Hintergrund des geänderten Marktumfeldes zu? (S. 74)*

**Einschätzung:** Inwieweit politische Risiken zukünftig zunehmen, lässt sich nicht abschließend einschätzen. Klar scheint hingegen, dass durch die Ereignisse der letzten Jahre politische Risiken verstärkt in das Bewusstsein der Strombranche gerückt sind, und dementsprechend in Investitionsentscheidungen an Bedeutung gewinnen werden.

Ähnlich wie marktliche Risiken führen politische Risiken zu höheren Risikoaufschlägen in den Kapitalkosten bei den Investoren; die Risiken werden von den Investoren in die Renditeanforderungen eingepreist. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die gestiegenen – bzw. zunehmend ins Bewusstsein gerückten – politischen Risiken dazu führen werden, dass Kapitalgeber höhere Risikoaufschläge fordern werden. Im dynamischen Gleichgewicht führen höhere Risiken daher zu höheren Renditeanforderungen, die sich nur bei höheren (Knappheits-)Preisen realisieren lassen.

Inwieweit sich dabei das zukünftige Niveau an Erzeugungskapazität verändert, ist auch abhängig von der Reaktion der Verbraucher. Reagieren diese nicht auf einen Anstieg der Preise in Knappheitssituationen, bleibt das Kapazitätsniveau unabhängig von den Risiken auf konstantem Niveau. Reduzieren Verbraucher in Reaktion auf steigende Preise in Knappheitssituationen (freiwillig) ihren Verbrauch, kommt es zu geringeren Erzeugungskapazitäten, da Erzeugung durch Nachfrageflexibilität substituiert wird. Einen negativen Einfluss auf das Versorgungssicherheitsniveau (als Indikator für die Wahrscheinlichkeit von unfreiwilligen Versorgungseinschränkungen) hat eine derartige Verschiebung nicht (siehe **Abschnitt 2.2**).

Die politischen Risiken im Strommarkt sind demnach nicht als grundsätzliches Investitionshindernis aufzufassen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Einbeziehung von marktlichen wie politischen Risiken in Investitionsentscheidungen grundsätzlich zu effizienten Investitionen führt.



### Einschätzung zu Kernfrage 9

*Wie geben die Marktakteure mit politischen Risiken um? (S. 74)*

**Einschätzung:** Analog zu marktlichen Risiken führen politische Risiken zu höheren Risikoaufschlägen in den Kapitalkosten bei den Investoren; die Risiken werden von den Investoren in die Renditeanforderungen eingepreist.

### Einschätzung zu Kernfrage 10

*Sind politische Risiken vor diesem Hintergrund als grundsätzliches Investitionshindernis zu bewerten? (S. 74)*

**Einschätzung:** Die erheblichen politischen Risiken im Strommarkt gehen dementsprechend mit relativ hohen Kapitalkosten für langlebige Investitionen einher. Diese lassen sich jedoch grundsätzlich im Markt über entsprechende Preise einspielen. Vor diesem Hintergrund sind politische Risiken nicht als grundsätzliches Investitionshindernis zu bewerten. Im Ergebnis führen weder im Strommarkt bestehende Marktrisiken noch politische Risiken zu einem die Versorgungssicherheit gefährdenden Ausbleiben von Investitionen.

Wie oben dargelegt, führen weder im Strommarkt bestehende Marktrisiken noch politische Risiken zu einem die Versorgungssicherheit gefährdenden Ausbleiben von Investitionen. Allerdings führen höhere Risiken zu höheren Preisen und somit höheren Kosten des Gesamtsystems und höheren Belastungen für die Verbraucher.

Dementsprechend könnte eine Veränderung des heutigen Strommarktdesigns mit Bezug auf das Unsicherheitsargument dadurch motiviert sein, dass die Kosten des Gesamtsystems („Effizienz“) oder die Belastungen für Verbraucher („Verteilung“) gegebenenfalls reduziert werden könnten. Dies sei im folgenden Abschnitt diskutiert.

## 7.4 Ansätze zur Verbesserung des Marktrahmens

Im vorangehenden Abschnitt wurde erläutert, dass nicht davon auszugehen ist, dass marktliche oder politische Risiken im Strommarkt zu einem die Versorgungssicherheit gefährdenden Ausbleiben von Investitionen führen.

Allerdings führen höhere Risiken zu höheren Systemkosten und höheren Belastungen für Verbraucher. Hieraus ergibt sich die Motivation, den Marktrahmen bezüglich der im Strommarkt bestehenden Risiken gegebenenfalls anzupassen. Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die Politik folgende Handlungsalternativen:

- Eingriff in die Risikoallokation (z.B. über Kapazitätsmechanismus); oder

**Diskussion Marktunvollkommenheiten durch  
Investitionsrisiken und -unsicherheiten**

- Minimierung der Unsicherheit über zukünftige politische Entscheidungen.

Diese seien im Folgenden erläutert.

#### 7.4.1 Eingriff in die Risikoallokation (z.B. über Kapazitätsmechanismus)

Ein Ansatz zur Reduktion der Kosten durch hohe Risiken in einem als EOM ausgestalteten Strommarkt kann darin liegen, in die Risikoallokation zwischen den Marktparteien einzugreifen. Dies geschieht bereits heute im Rahmen der EEG-Förderung, wo (sichere) Erlösströme für Erzeuger durch in ihrer Höhe unsichere Umlagen für Netznutzer finanziert werden.

Ein ähnlicher Ansatz für konventionelle bzw. sicher verfügbare Kapazitäten besteht in einem Kapazitätsmechanismus, durch welchen Nachfrager zu einer direkten oder indirekten langfristigen Absicherung verpflichtet werden.

#### *Geringere Risiken für Investoren?*

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus könnte in zweierlei Hinsicht mit verringerten Risiken für Investoren in Erzeugungskapazitäten einhergehen:

- Anlagen, die an dem Kapazitätsmechanismus partizipieren, könnten auf diesem Wege einen Teil ihrer Erlöse von in der Höhe unsicheren zukünftigen Energieerlösen in frühzeitig (z.B. 15 Jahre im Voraus) bekannte Leistungserlöse überführen, um so Risiken und demnach Kapitalkosten für Investoren zu verringern.<sup>127</sup>
- Die Varianz der Strompreise könnte zudem sinken, wenn der Kapazitätsmechanismus zusätzliche Kapazitäten anreizt und somit Knappheitssituationen mit sehr hohen Preisen weniger wahrscheinlich werden.

Allerdings ist die Einführung von Kapazitätsmechanismen ihrerseits mit erheblichen politischen Risiken für Investoren verbunden<sup>128</sup>:

- Gefahr von nachträglichem Nachsteuern der Politik in Reaktion auf imperfekte Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus-Designs (mit entsprechenden Folgen für die Leistungs- und/oder Energieerlöse); oder

---

<sup>127</sup> Inwieweit eine derartige Langfristabsicherung intendiert und möglich und ist, variiert zwischen den verschiedenen sich in der Diskussion befindenden Kapazitätsmechanismen. Für eine Analyse der Unterschiede verschiedener Kapazitätsmechanismen sei auf das Parallelgutachten Frontier / Consentec (2014) verwiesen.

<sup>128</sup> Siehe für eine Übersicht politischer Risiken von Kapazitätsmechanismen samt Beispielen aus der internationalen Praxis z.B. Frontier Economics (2011).

- Gefahr von nachträglicher „Zweckentfremdung“ des Kapazitätsmechanismus für Verfolgung weiterer politischer Ziele wie z.B. Verteilungsziele (Abschöpfung von Produzentenrenten) oder Klima- und Umweltziele (z.B. Ausschluss bestimmter Erzeugungstechnologien vom Mechanismus).

Inwieweit ein Kapazitätsmechanismus daher letztendlich die Risiken für Investoren in Erzeugung reduziert, lässt sich im Rahmen dieses Gutachtens nicht abschließend beantworten.<sup>129</sup>

### *Reduktion volkswirtschaftlicher Kosten?*

Eine weitere Frage besteht darin, inwieweit eine z.B. im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus erzwungene Risiko-Reallokation eine Reduktion von volkswirtschaftlichen Gesamtkosten verursacht. Zwei Argumentationen für Gesamtkostensenkungen sind denkbar:

#### ● **Langfristige Absicherung für Verbraucher als „meritorisches Gut“?**

- Ein Kapazitätsmechanismus kann als Zwang für Verbraucher interpretiert werden, sich gegen langfristige Strommarktrisiken abzusichern. Ein Zwang für Wirtschaftssubjekte, sich gegen bestimmte Risiken zu versichern ist in der Volkswirtschaft nicht vollkommen unüblich (z.B. Sozialversicherung oder KfZ-Haftpflichtversicherung). Ein derartiger Eingriff in die Risikoallokation könnte dann zu rechtfertigen sein, wenn die Absicherung gegen langfristige Strompreisrisiken als meritorisches Gut zu interpretieren wäre, mit dem sich Verbraucher selbsttätig nicht ausreichend eindecken, weil sie dessen zukünftigen Nutzen unterschätzen. In diesem Fall könnte eine „Zwangsversicherung“ z.B. in Form eines (mit langfristiger Kapazitätskontrahierung verbundenen) Kapazitätsmechanismus die volkswirtschaftlichen Kosten bezüglich langfristiger Unsicherheiten reduzieren.
- Diese Argumentation steht allerdings im Widerspruch zu den Überlegungen bei der Liberalisierung der Stromversorgung, welche zum Ziel hatte, die Souveränität von Verbrauchern zu stärken. Anstatt dass Verbraucher über ihr Verbrauchsverhalten und die von ihnen eingegangenen Vertragskonstruktionen ihre Präferenzen signalisieren können, worauf Vertriebe und Investoren entsprechend reagieren können, würden Investitionsentscheidungen (mindestens indirekt)

---

<sup>129</sup> Siehe hierzu aber das Parallelgutachten dieser Studie zur Folgenabschätzung verschiedener Kapazitätsmechanismen Frontier / Consentec (2014).

durch hoheitliche Institutionen bestimmt.<sup>130</sup> Es ist auch nicht erkennbar, dass es sich bei Strom um ein „meritorisches Gut“ handelt. So verfügen heute die meisten Stromkunden über offene Lieferverträge mit unbedingter Lieferverpflichtung durch die Versorger.

● **Reduktion von Risikokosten durch Pooling beim Verbraucherkollektiv?**

- Eine Argumentation für die Reallokation von Risiken von Investoren zu dem Kollektiv aller Verbraucher über einen Kapazitätsmechanismus könnte ferner darin liegen, dass die gesamten Risikokosten dort geringer ausfallen könnten. Dies läge darin begründet, dass Investoren – im Gegensatz zu den vereinfachten Annahmen im Rahmen z.B. des „Capital Asset Pricing Models“ (CAPM), welche vollkommene Kapitalmärkte unterstellen - in der Realität nicht vollkommen diversifiziert sind. Dementsprechend entstehen bei einer privaten Übernahme von Risiken durch Investoren auch spezifische Risiken der einzelnen Investition. Im Gegensatz dazu könnten spezifische Risiken bei einer (zwangsweisen) Übernahme des Risikos durch alle Stromverbraucher vernachlässigbar sein, da die aus den Strommarktunsicherheiten resultierenden Risiken nur einen geringen Anteil im „Anlageportfolio“ der Verbraucher einnehmen.<sup>131</sup>
- Im Strommarkt besteht allerdings eine Vielzahl von Optionen zur Diversifizierung von langfristigen Investitionsrisiken, z.B. durch die Zusammenstellung eines Erzeugungsportfolios, den Aufbau von Vertriebspositionen, etc. Es ist dementsprechend davon auszugehen, dass durch das Pooling von Risiken diese nicht beseitigt, sondern größtenteils verlagert werden.
- Zudem könnte die obige Argumentation grundsätzlich für die Allokation jeglicher Risiken zur öffentlichen Hand bzw. dem Konsumentenkollektiv herangeführt werden. In den allermeisten Märkten werden die Risiken von Investitionen jedoch nicht durch staatliche Eingriffe vom Staat (bzw. den Steuerzahlern bzw. oder Verbrauchern) übernommen. Dies liegt darin begründet, dass die den

---

<sup>130</sup> Dies gilt nur bedingt im Fall von sog. dezentralen Kapazitätsmechanismen, in welchen Verbraucher über entsprechende Leistungszertifikate weiterhin ihre Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit signalisieren können sollen. Im Rahmen dieser Mechanismen erfolgt allerdings auch keine langfristige Absicherung gegen Mengen- und Preisrisiken. Stattdessen wird die Höhe der Kapazitätzahlung auch kurzfristig mit der jeweils aktuell vorhandenen Gesamtkapazität korrelieren. Siehe hierzu auch das Parallelgutachten zur Folgenabschätzung verschiedener Kapazitätsmechanismen (Frontier Economics / Consentec (2014).

<sup>131</sup> Nähere Ausführungen zu den Effekten der Risikoübernahme durch unterschiedliche Akteure finden sich z.B. bei Beckers et al. (2008).

Verbraucherpräferenzen entsprechenden effizienten Investitions- und Produktionsentscheidungen i.d.R. in dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage getroffen werden. Hierfür ist essenziell, dass potenzielle Investoren auch von den mit ihren Investitionen verbundenen Chancen profitieren können bzw. die mit ihren Investitionen verbundenen Risiken tragen müssen. Nicht zuletzt die Finanzkrise der letzten Jahre hat gezeigt, dass eine (implizite) Sozialisierung von Risiken zu Fehlentwicklungen führen kann, da die handelnden Akteure nur einen Teil der mit ihren Entscheidungen verbundenen Folgen in ihrem Entscheidungskalkül einbeziehen. Dies kann mit erheblichen volkswirtschaftlichen Zusatzkosten einhergehen.

Im Ergebnis führt eine durch einen staatlichen Eingriff wie z.B. einen Kapazitätsmechanismus erzwungene Reallokation von langfristigen Strommarktrisiken nicht per se zu geringeren volkswirtschaftlichen Kosten.

#### 7.4.2 Minimierung von politischer Unsicherheit

Ein in der Theorie naheliegender Weg zur Reduktion von Risikokosten besteht darin, die den Risiken zu Grunde liegenden Unsicherheiten nach Möglichkeit zu minimieren. Ein erheblicher Teil der Risiken im Strommarkt besteht dabei, wie zuvor ausgeführt, in politischen Risiken, d.h. in Unsicherheit über zukünftige energiepolitische Entscheidungen. Der Ruf nach langfristig verlässlichen Rahmenbedingungen ist natürlich keinesfalls neu. Der Wunsch wird sich dabei niemals vollständig erfüllen lassen, da Politik fortwährend auf neue Entwicklungen und Erkenntnisse reagieren wird (müssen), und zudem zeitlich begrenzte Legislaturperioden zu einem fortwährenden Wechsel der Regierungsverantwortlichkeit führen.

Dennoch gibt es Ansatzpunkte für einen Abbau von Unsicherheiten auch in der praktischen heutigen Energiepolitik, die sich z.T. bereits in der Umsetzung befinden:

- **Klarheit über zukünftiges Instrumentarium zur Dekarbonisierung der Stromversorgung**
  - Derzeit werden zwei Instrumente parallel für die Dekarbonisierung der Strom-/bzw. Energieversorgung eingesetzt. Einerseits das EEG mit einer direkten Förderung von bestimmten Erzeugungsanlagen und andererseits der Europäische Emissionshandel, der die CO<sub>2</sub>-Emission pönalisiert. Während letzteres Instrument auf einer EU-weiten Koordination aufbaut, ist das EEG rein national ausgerichtet und steht damit neben Förderprogrammen für EE-Erzeugung auch in anderen EU-Staaten. In der wissenschaftlichen Diskussion ist weitgehend

unbestritten, dass eine (zumindest) europäische Koordination auch der EE-Förderpolitik zu Effizienzvorteilen führen würde.<sup>132</sup>

- Zudem interagieren Emissionshandel und EE-Förderung miteinander, indem eine explizite EE-Förderung bestimmte Emissionsvermeidungskosten günstiger erscheinen lässt und somit die Einsatzreihenfolge von CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen verzerrt und Emissionszertifikatspreise senkt. Dies wiederum hat Rückwirkungen auf die Wirtschaftlichkeit jeglicher Investitionsprojekte im Strommarkt. Abhilfe könnte daher eine schnelle Schaffung von Klarheit über die zukünftige Ausgestaltung des EU ETS und dessen Koexistenz zu expliziter EE-Förderung leisten. Zudem könnten verlässliche Ausbaupfade für EE die Planungssicherheit für Investoren auch in konventionelle Anlagen oder Speicher deutlich erhöhen, wie im Folgenden ausgeführt.

### ● **Verlässliche EE-Zubauziele**

- Einen signifikanten (negativen) Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von in der Vergangenheit getroffenen Investitionsentscheidungen hatte in den letzten Jahren der starke Ausbau von EE-Anlagen. Dabei wurden jeweils die – allerdings nur als Mindestziele formulierten – EE-Ausbauziele deutlich übertroffen, die Ziele wurden mehrfach angepasst.
- Ein wesentlicher Beitrag zur Verminderung politischer Risiken kann demnach darin bestehen, den zukünftig geplanten EE-Ausbaupfad verlässlicher vorherzubestimmen. Hierzu sollten über Mindestziele hinaus auch Maximalziele (und somit Ausbaukorridore) für den geförderten EE-Ausbau formuliert werden, die Investoren eine verlässlichere Abschätzung der zukünftigen Mengen- und Preiseffekte auf dem Großhandelsmarkt ermöglichen. Dies ist in der aktuellen EEG-Novelle bereits angestoßen.
- Wegen der internationalen Vernetzung der Stromsysteme und der Rückwirkungen über die Emissionszertifikatspreise sind jedoch auch für Investitionen in Deutschland verlässliche EE-Ausbauziele in anderen europäischen Ländern von zentraler Bedeutung.

---

<sup>132</sup> Siehe z.B. EWI (2010).

## 8 Diskussion weiterer Herausforderungen für den EOM

In diesem Abschnitt analysieren wir weitere potenzielle Herausforderungen für die Funktionsweise des Strommarktes bezüglich einer effektiven und effizienten Gewährleistung von Versorgungssicherheit:

- **Marktmacht in Knappheitssituationen** – Wir analysieren vor dem Hintergrund des Marktrahmens in Deutschland, inwieweit die Möglichkeit von Marktmachtausübung in Knappheitssituationen die Funktionsweise eines auf Preisspitzen angewiesenen Strommarktes gefährdet (**Abschnitt 8.1**);
- **„Missing Money“ durch Regulierung** – Wir diskutieren, inwieweit im deutschen Kontext tatsächliche oder drohende regulatorische Eingriffe zur Vollkostendeckung erforderliche Knappheitspreise unterminieren (**Abschnitt 8.2**); und
- **Kapazitätsmechanismen im Ausland** – Wir erläutern, welche Effekte die Einführung von Kapazitätsmechanismen in Deutschlands Nachbarländern auf die Funktionsweise des Marktes in Deutschland hat (**Abschnitt 8.3**).

### 8.1 Diskussion von Marktmacht in Knappheitssituationen

Bei der Analyse der Relevanz von Marktmachtausübung im Kontext des deutschen Strommarktes gehen wir wie folgt vor:

- Vorab geben wir einen zusammenfassenden Überblick unserer Einschätzung (**Abschnitt 8.1.1**). Im Anschluss
- rekapitulieren wir kurz die in **Abschnitt 4.4** erläuterte theoretische Begründung für potenzielles Marktversagen durch Marktmachtausübung in Knappheitssituationen (**Abschnitt 8.1.2**);
- analysieren wir deren Relevanz vor dem Hintergrund der tatsächlichen Marktstruktur und des existierenden regulatorischen Marktrahmens in Deutschland bzw. Europa (**Abschnitt 8.1.3**); und
- zeigen wir Ansätze zur Verbesserung des regulatorischen Marktrahmens auf (**Abschnitt 8.1.4**).

### 8.1.1 Zusammenfassende Beurteilung im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit des EOM

Wir gehen davon aus, dass potenzielle Marktmacht in Knappheitssituationen keine essentielle Begründung für ein mögliches Marktversagen des EOM in der stromwirtschaftlichen Praxis darstellt, insbesondere auch im Vergleich mit ähnlich gelagerten Problemen in einem um einen Kapazitätsmechanismus erweiterten Marktdesign:

- Der Markt für Stromersterabsatz in Deutschland war bzw. ist von einer gewissen Marktkonzentration gekennzeichnet. Die Marktkonzentration in der Stromerzeugung ist in den letzten Jahren allerdings aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, Desinvestitionsprogrammen der großen Erzeuger und neuen konventionellen Kraftwerken von Drittanbietern zurückgegangen.
- Die Pivotalität einzelner Anbieter ist in Knappheitssituationen allerdings inhärenter Bestandteil eines jeden wettbewerblichen und auf dem EOM-Prinzip basierenden Strommarktes. Die Möglichkeit, Knappheitspreise in Spitzenlastzeiten am Markt durchsetzen zu können, ist zur Refinanzierung von Kapitalkosten und fixen Betriebskosten für „Grenzanlagen“ erforderlich und keine missbräuchliche Ausnutzung von Marktmacht. Dieser Prozess entspricht dem in der Literatur bekannten „Peak Load Pricing“
- Weiterhin besteht in dynamischer Perspektive ein disziplinierender Wettbewerbsdruck, da (tatsächliche oder für die Zukunft erwartete) überhöhte Preise zu Markteintritten von Erzeugungsanlagen oder der Aktivierung von Nachfrageflexibilität und Netzersatzanlagen führen. Durch diese Rückkopplungen von Investitionsentscheidungen aller Anbieter auf Preise in Knappheitssituationen ist davon auszugehen, dass es nicht zu nachhaltigen wohlfahrtsschädigenden oder die Verbraucher belastenden Situationen von Marktmachtmissbrauch kommt („Bestreitbarkeit des Marktes“).
- Alternativen wie Kapazitätsmechanismen stehen vor ähnlich gelagerten Herausforderungen wie der EOM bezüglich potenzieller Marktmacht. Hier ist eine Überprüfung der Ausübung von Marktmacht durch die Kartellbehörden ggf. ggf. noch schwieriger als im EOM, anderweitige regulatorische Eingriffe in den Markt führen zu Marktverzerrungen.<sup>133</sup>
- Um einen effektiven dynamischen Wettbewerbsdruck durch drohende

<sup>133</sup> Siehe hierzu das Parallelgutachten zu dieser Studie (Frontier/Consentec (2014)).



Markteintritte jederzeit zu gewährleisten, sind Markteintrittsbarrieren so weit wie möglich abzubauen. Während Markteintrittsbarrieren für konventionelle Stromerzeugungskapazitäten im Zuge der Liberalisierung weitgehend abgebaut wurden, bestehen Verbesserungsansätze insbesondere bei den Marktzugangsbedingungen für Nachfrageflexibilität (u.a. Netzentgeltsystematik) und heute marktferne Erzeugungsanlagen (wie z.B. Netzersatzanlagen). Zudem können weitere Bemühungen um eine verbesserte Integration der nationalen Strommärkte in Europa („Strombinnenmarkt“) die Bestreitbarkeit des Strommarktes in den einzelnen Nationalstaaten wie z.B. Deutschland erhöhen.

### 8.1.2 Ursachen von potenziellen Marktstörungen

Wie in **Abschnitt 4.4** im Detail erläutert, sind reale Strommärkte von einer begrenzten Anzahl an Anbietern mit zum Teil großen Kraftwerksportfolios geprägt. Es besteht daher grundsätzlich die Gefahr von marktmissbräuchlichem Bieterverhalten, bei dem es zu missbräuchlichen Preisen oberhalb der variablen Kosten kommt, welche zu volkswirtschaftlich nicht wünschenswerten Verteilungs- und Wohlfahrtseffekten führen. Zudem besteht in Knappheitssituationen eine erhöhte Gefahr von marktmissbräuchlichem Bieterverhalten. Dies liegt darin begründet, dass in Knappheitssituationen i.d.R. sowohl die Elastizität des Angebots (d.h. die disziplinierende Wirkung von Wettbewerbern in statischer Perspektive) als auch die Elastizität der Nachfrage (d.h. die Möglichkeit von Verbrauchern bei hohen Preisen kurzfristig den Verbrauch zu reduzieren) gering sind.

Auf der anderen Seite sind in einem EOM zur Refinanzierung von Vollkosten in Knappheitssituationen zwingend Preise oberhalb der variablen Kosten auch der letzten Erzeugungs- oder Lastreduktionseinheit („Grenzanbieter“) erforderlich. Diese sind wettbewerbspolitisch unschädlich und volkswirtschaftlich zu begrüßen.

In der Praxis könnte es für Aufsichtsbehörden wie das Bundeskartellamt schwierig sein, marktmissbräuchliche (und somit wohlfahrtsschädigende) Preisspitzen von Knappheitspreisen zu unterscheiden, welche zur Deckung der Vollkosten in einem EOM benötigt werden.

In der Folge besteht z.T. die Sorge,

- dass es in einem EOM entweder nachhaltig zu unerwünschten Verteilungs- und Wohlfahrtseffekten kommt; oder
- zur Verhinderung dieser Effekte regulatorische Interventionen in den Preisbildungsmechanismus vorgenommen werden, welche eine Vollkostendeckung unmöglich machen („Missing Money“, siehe **Abschnitt 8.2**).

**Diskussion weiterer Herausforderungen für den  
EOM**

### 8.1.3 Analyse vor dem Hintergrund des heutigen Marktrahmens

Die Unterscheidung von marktmissbräuchlich erhöhten Preisen und für Vollkostendeckung notwendigen hohen Knappheitspreisen ist für Wettbewerbsaufsichtsbehörden nicht trivial.

Inwieweit jedoch – trotz dieser Herausforderung für die Wettbewerbsaufsicht – nachhaltig wohlfahrtsmindernde überhöhte Preise zu befürchten sind, ist vor dem Hintergrund der tatsächlichen Marktstruktur und zudem in dynamischer Perspektive zu betrachten, wie im Folgenden erläutert wird.

Damit wird die in **Kapitel 4.3** aufgeworfene **Kernfrage 11** aufgegriffen, inwieweit die Herausforderung von Marktmacht im heutigen und zukünftigen Strommarkt als relevant einzustufen ist.

#### *Marktstruktur im Strommarkt gemäß Sektoruntersuchung 2011*

Der für Deutschland relevante Markt für Erstabatz von Strom ist von einer gewissen Marktkonzentration gekennzeichnet. In ihrer Sektoruntersuchung aus dem Jahr 2011 kommt das Bundeskartellamt zu dem Schluss, dass

*die Analyse der Kräfteverhältnisse auf dem Stromgroßhandelsmarkt [...] das Ergebnis nahe [legen], dass in Deutschland mehrere Anbieter (RWE, E.ON, Vattenfall und gegebenenfalls auch EnBW) individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügen“* (Bundeskartellamt (2011), S. 9). Diese drei bzw. vier Unternehmen hätten *„aufgrund ihrer marktbeherrschenden Stellung sowie ihrer diversifizierten Kraftwerksportfolien sowohl einen Anreiz als auch die Fähigkeit [...], den Strompreis maßgeblich zu beeinflussen“* (Bundeskartellamt (2011), S. 13).

Allerdings konnten für einen tatsächlichen Missbrauch dieser marktbeherrschenden Stellung auf Basis verschiedener Analysen keine stichhaltigen Anhaltspunkte gefunden werden:

*„Im Ergebnis geht die Beschlussabteilung davon aus, dass der in der vorliegenden Untersuchung festgestellte Nichteinsatz von Kraftwerken, die im Geld sind, unter Berücksichtigung der beschriebenen Unsicherheiten zu gering ist, um für den untersuchten Zeitraum konkrete Missbrauchsverfahren einzuleiten“* (Bundeskartellamt (2011), S. 13).

#### *Entwicklung der Marktstruktur seit der Sektoranalyse*

Die Analysen der Sektoruntersuchung basieren auf Daten der Jahre 2007 und 2008. Seitdem hat sich die Marktkonzentration tendenziell entschärft. Im Folgenden wird die zeitliche Entwicklung ausgewählter Aspekte aufgegriffen, welche für die Ermittlung der Markkkonzentration im relevanten Markt heute entscheidend wären. Eine abschließende Einschätzung der richtigen Marktabgrenzung sowie der Marktkonzentration innerhalb des relevanten Marktes ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

## Diskussion weiterer Herausforderungen für den EOM

- **Tendenziell Ausweitung des räumlich relevanten Marktes**
  - **Einbeziehung von Österreich** – Das Bundeskartellamt legt in der Sektoruntersuchung bereits dar, dass es in räumlicher Hinsicht mangels Engpässen an den Grenzkuppelstellen zukünftig Österreich in den Erstabsatzmarkt einbeziehen wird.
  - **Potenziell Einbeziehung weiterer durch Market Coupling verbundener Märkte** – Ferner wäre zu diskutieren, ob eine heute durchgeführte Wettbewerbsanalyse auch die Stromproduktion in weiteren mit Deutschland physisch verbundenen Ländern (mindestens in Höhe der Grenzkuppelkapazitäten) berücksichtigen müsste. Dies gilt insbesondere für diejenigen Strommärkte, welche inzwischen über ein Day-Ahead-Market Coupling mit dem deutschen Strommarkt verbunden sind (dies ist z.B. für Frankreich, Niederlande, Belgien und Luxemburg im Rahmen des CWE-Market Couplings seit November 2010 der Fall). Denn über den Coupling-Mechanismus ist gewährleistet, dass es im Falle höherer Preise in Deutschland zu Importen in voller Höhe der verfügbaren Grenzkuppelkapazität kommt, wodurch Anbieter in Deutschland entsprechend wettbewerblich diszipliniert werden. Eine abschließende Beurteilung der räumlichen Marktabgrenzung ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.
  
- **Tendenziell Ausweitung des sachlich relevanten Marktes**
  - **Gegebenenfalls Einbeziehung von EE-Mengen** – Weiterhin wäre zu diskutieren, ob die Stromproduktion aus EEG-geförderten EE-Anlagen inzwischen dem sachlich relevanten Markt hinzuzurechnen ist. Während das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektoruntersuchung EEG-geförderten Strom (zumindest Wind und PV) nicht dem sachlichen Markt für Stromersterabsatz hinzugerechnet hat, bestärken die Entwicklungen der letzten Jahre die Argumente für eine derartige Berücksichtigung.<sup>134</sup> Eine abschließende Beurteilung der sachlichen Marktabgrenzung ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.
  
- **Tendenziell gesunkene Marktkonzentration**

---

<sup>134</sup> Hierzu zählt z.B. der reine Zuwachs an EE-Produktionsmengen, welcher den „Residualmarkt“ für konventionelle Kapazitäten zunehmend kleiner und für die Preisbildung weniger entscheidend werden lässt. Zudem der erhebliche Ausbau von dargebotsabhängigen EE-Anlagen, welcher die Vorhersehbarkeit für strategische Kapazitätsverknappung und damit den Anreiz hierzu reduziert. Und letztlich auch die zunehmende Direktvermarktung von EE-Strom durch EE-Anlagenbetreiber bzw. Dienstleister im Rahmen des 2012 eingeführten Marktprämienmodells (§33g EEG 2012). Denn hierdurch ist die vom Bundeskartellamt im Jahr 2011 noch für die Nichtberücksichtigung von EE-Einspeisungen angeführte fehlende „Reaktionsverbundenheit“ von Einspeisung erneuerbarer und konventioneller Erzeugung gestiegen.

- **Geringere Marktkonzentration durch Ausweitung des relevanten Marktes** – Ohne eine abschließende Beurteilung der Marktabgrenzung in räumlicher und sachlicher Hinsicht vornehmen zu wollen, führen die Entwicklungen der letzten Jahre in der Tendenz zur Legitimation einer weiteren Auslegung der Abgrenzung – mit entsprechenden Folgen für die Beurteilung der Möglichkeit für den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung für konventionelle Stromerzeuger in Deutschland: Zum Beispiel wird die Einbeziehung Österreichs in den räumlich relevanten Markt gemäß Bundeskartellamt „zu einem leichten Absinken der Marktanteile der deutschen Stromerzeuger führen.“ (Bundeskartellamt (2011), S. 6). Eine (ggf. anteilige) Berücksichtigung weiterer verbundener Strommärkte hätte einen weiteren dämpfenden Effekt auf die Marktkonzentration und die Anreize und Möglichkeiten zum Missbrauch einer potenziell marktbeherrschenden Stellung von konventionellen Stromerzeugern in Deutschland. Analoge Effekte gingen mit einer (ggf. anteiligen) Einbeziehung von EEG-gefördertem EE-Strom einher.
- **Kernenergieausstieg senkt Marktkonzentration** – Unabhängig von der letztlichen Abgrenzung des relevanten Marktes, hat der in der Folge des Reaktorunfalls im japanischen Fukushima durchgesetzte beschleunigte Kernenergieausstieg eine Verminderung der Marktkonzentration zur Folge (sowohl seit 2011 als auch in den Folgejahren bis zum geplanten Ausstieg 2022). Dies liegt darin begründet, dass von den sofortigen bzw. vorgezogenen Kraftwerksstilllegungen ausschließlich die vier „großen Anbieter“ RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW betroffen sind bzw. sein werden.<sup>135</sup> In der Folge steigt der auf die Preisbildung disziplinierende Wettbewerbsdruck auf die in der Sektoruntersuchung 2011 noch als „marktbeherrschend“ eingeschätzten Unternehmen.

### *Pivotalität einzelner Anbieter in Knappheitssituationen ist inhärent*

Wie in **Kapitel 3** erläutert, ist ein EOM zur Refinanzierung der Vollkosten von Erzeugungs- oder Lastreduktionskapazitäten zwingend darauf angewiesen, dass die Preise in Knappheitssituationen die variablen Kosten übersteigen. Solche

---

<sup>135</sup> Der beschleunigte Kernenergieausstieg entspricht bezüglich des Wettbewerbseffekts im Wesentlichen einer Rücknahme der im Oktober 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung, welcher das Bundeskartellamt einen marktstrukturellen Nachteil bescheinigt: „Die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke ist marktstrukturell ein Nachteil. Sie zementiert die Marktstärke der vier großen Erzeuger. Die bisherige Regelung über den Atomausstieg hätte zur Konsequenz gehabt, dass bis zur Stilllegung des letzten Kernkraftwerkes (voraussichtlich 2024) ca. 20.000 MW an Erzeugungskapazität frei geworden wären. Damit hätten mittelfristig ca. 23 % der Marktanteile sukzessive neu im Wettbewerb vergeben werden können“, Bundeskartellamt (2011), S. 17.

Knappheitssituationen sind per se dadurch gekennzeichnet, dass (nahezu) alle verfügbaren Erzeugungs- und Lastreduktionsanlagen genutzt werden müssen, um die nicht flexibilisierbare Last zu decken. Das bedeutet, dass in derartigen Knappheitssituationen einzelne Anbieter per Definition „pivotal“ sind, d.h. ohne sie die unflexible Last nicht gedeckt werden kann.<sup>136</sup> Falls diese Situation den Anbietern bekannt ist (siehe hierzu z.B. die Diskussion zur Dargebotsabhängigkeit von EE-Einspeisungen oben), können sie trotz einer prinzipiell wettbewerblichen Marktstruktur in extremen Knappheitssituationen „überhöhte“ Preise erzielen, ohne Umsatzverluste durch verdrängte Verkaufsmengen befürchten zu müssen.

Dies gilt weitgehend unabhängig von der oben diskutierten tatsächlichen Marktstruktur. Eine derartige Pivotalität in einzelnen Knappheitssituationen ist vielmehr die logische Folge eines wettbewerblichen EOM.

### *Dynamischer Wettbewerbsdruck durch Bestreitbarkeit des Marktes*

Die bisherigen Ausführungen basierten auf einer statischen Perspektive. In einer dynamischen Perspektive ist die Gesamtkapazität des Marktes (und damit die Pivotalität bzw. das Missbrauchspotenzial einzelner Anbieter) jedoch nicht gegeben. Stattdessen reagieren potenzielle Investoren auf Preissignale. Sollten dementsprechend über einen längeren Zeitraum marktmissbräuchlich überhöhte Preise auftreten (bzw. zu erwarten sein), ist von einer Ausweitung der Kapazität auszugehen, da attraktive Renditen erwartet werden.<sup>137</sup> Diese kann durch bereits im Markt agierende Akteure („Incumbents“), welche zusätzliche Renditen erzielen möchten, oder durch Newcomer erfolgen. Im Gegensatz zu Prä-Liberalisierungszeiten, bestehen heute im Zuge des Liberalisierungsprozesses im Grundsatz allenfalls geringe Markteintrittsbarrieren, da

- der Zugang zu den Stromnetzen reguliert ist;
- Inputs wie v.a. Brennstoffe (z.B. Erdgas) inzwischen relativ einfach, transparent und kurzfristig beschafft werden können; und
- die aufzubringenden Kapitalkosten für Anlagen, mit welchen Überrenditen durch temporär marktmissbräuchlich überhöhte Preise abgeschöpft werden können, begrenzt sind. Dies könnten neben selten einzusetzenden konventionellen Erzeugungsanlagen (wie z.B.

<sup>136</sup> Zur Quantifizierung der Wahrscheinlichkeit, dass einzelne Marktakteure pivotal werden, können Kenngrößen wie der Pivotal Supplier Index (PSI) oder der Residual Supply Index (RSI) ermittelt werden (siehe z.B. Bundeskartellamt (2011) oder Frontier Economics (2010)).

<sup>137</sup> Zudem ist zu berücksichtigen, dass ein in statischer Hinsicht ggf. marktbeherrschender Stromerzeuger für eine physische Kapazitätszurückhaltung auf eine Terminvermarktung der (wirtschaftlich zu betreibenden) Anlagen verzichten müsste um von hohen Spotpreisen profitieren zu können. Dies erhöht jedoch sein Positionsrisiko, wodurch die Attraktivität sinkt.

Gasturbinen-Kraftwerken) auch unkonventionelle Flexibilitäten auf der Angebotsseite (wie z.B. im Systembetrieb zugelassene Bündel von Notstromaggregaten) oder der Nachfrageseite (DSM) sein.

Möglicherweise heute noch bestehende Markteintrittsbarrieren gilt es allerdings zu beheben, um durch die disziplinierende Wirkung von drohendem Markteintritt einen potentiellen Marktmissbrauch vermeiden zu können.

### *Exkurs: Marktmacht in Kapazitätsmechanismen*

Vorabgehend wurde erläutert, dass die Bestreitbarkeit des Strommarktes grundsätzlich dazu führt, dass auch in einem auf dem „Energy-Only“-Prinzip basierenden Strommarkt keine nachhaltig marktmissbräuchlichen Preise zu erwarten sind. Ein Markteingriff in Form eines Kapazitätsmechanismus lässt sich hierdurch folglich nicht legitimieren.

Zudem löst die Einführung eines Kapazitätsmechanismus die Herausforderung von potenziellem Marktmachtmissbrauch nicht:

- **Verschiebung der Marktmachtproblematik von Energiemarkt in Kapazitätsmarkt** – Vielmehr verschiebt sich die potenzielle Problematik vom Energiemarkt in den Leistungsmarkt. In einem Kapazitätsmechanismus wird – zumindest im Rahmen von mengenbasierten Mechanismen, welche in der deutschen Debatte vorherrschend sind – eine Kapazitätsvorgabe determiniert. Diese Vorgabe kann durch Gebote verschiedener Anbieter erfüllt werden. Folglich besteht für Anbieter auch hier grundsätzlich der Anreiz, überhöhte Gebote für Kapazitätzahlungen abzugeben, um zusätzliche Renditen erzielen zu können.

Grundsätzlich gilt hier das Gegenargument der Bestreitbarkeit wie im Fall des EOM analog: Wenn der Markt knapp wird (d.h. die Kapazitätsvorgabe bindend, sodass zusätzliche Investitionen erforderlich sind, um die Vorgabe zu erfüllen), können verschiedenste Anbieter, z.B. Newcomer, mitbieten. Insofern besteht disziplinierender Wettbewerbsdruck. Sollte der Markt jedoch nicht knapp sein, besteht die Gefahr, dass Betreiber von Bestandsanlagen, welche über ausreichend große Erzeugungsportfolios verfügen, Zusatzrenten durch überhöhte Kapazitätsgebote generieren. Dies erscheint in einer Situation mit Überkapazitäten wie der derzeitigen Situation nicht unmöglich.

- **Angemessenheit von Kapazitätsgeboten schwieriger zu beurteilen** – Die Angemessenheit der Höhe von Geboten im Kapazitätsmechanismus ist zudem von Wettbewerbsbehörden voraussichtlich noch schwieriger zu beurteilen als im EOM. Der Grund liegt darin, dass Anbieter ihre individuellen Erwartungen über zukünftige Deckungsbeiträge aus dem Energiemarkt in die Kapazitätsmarkt-Gebote berücksichtigen müssen – und

**Diskussion weiterer Herausforderungen für den EOM**

somit auch Erwartungen über Strom- und Brennstoffpreise. Diese sind von Wettbewerbsbehörden zumindest ähnlich schwer zu evaluieren wie die Frage, ob Gebote im EOM angemessen und notwendig zur Vollkostendeckung sind.<sup>138</sup>

- **Bisherige Gegenmaßnahmen in Kapazitätsmechanismen nicht überzeugend** – Die Autoren einiger vorgeschlagener Kapazitätsmechanismen erkennen die Gefahr von Marktmachtmissbrauch bereits, und entwickeln entsprechende Gegenmaßnahmen. Diese gehen allerdings mit z.T. erheblichen Effizienzrisiken einher.<sup>139</sup>

#### 8.1.4 Ansätze zur Verbesserung des Marktrahmens

Im Folgenden wird die in **Kapitel 4.3** formulierte **Kernfrage 12** adressiert, welche Maßnahmen ergriffen werden können, um Marktmacht zu begrenzen.

In **Abschnitt 8.1.3** wurde angeführt, dass Marktmissbrauchspotenziale im Strommarkt in dynamischer Perspektive grundsätzlich dadurch begrenzt sind, dass im Falle (zu erwartender) besonders auskömmlicher Renditen von Markteintritten auszugehen ist. Zwingende Voraussetzung für eine solche „Bestreitbarkeit des Marktes“ sind einfache Marktzugangsbedingungen für potenzielle Marktzutritte. Während wir davon ausgehen, dass im Vergleich zu Prä-Liberalisierungszeiten bereits heute relativ geringe Markteintrittsbarrieren herrschen, lassen sich im Markt- bzw. Regulierungsrahmen immer noch Defizite bei den Zugangsbedingungen für Nachfrageflexibilitäten und andere unkonventionelle Kapazitäten (z.B. Notstromaggregate, Speicher) identifizieren.

Wie bereits in **Kapitel 6** ausgeführt, erfordert die Nutzung auch unkonventioneller Flexibilitäten neben einer theoretischen, adäquaten Wirtschaftlichkeit auch die konkrete Messbarkeit, Steuerbarkeit und Möglichkeit zur Abrechnung des Leistungsbeitrags. In einem Stromversorgungssystem, das traditionell auf eine Top-Down-Struktur vom Kraftwerk zum letztverbrauchenden Kunden ausgelegt ist, sind die Voraussetzungen hierfür nicht natürlicherweise gegeben. Es stellt sich auch die Frage, ob Netzbetreiber hinreichend beanreizt sind, um solche Entwicklungen seitens der Kunden selbst oder durch Dritte (z.B. Aggregatoren) zu unterstützen. Einige Aspekte seien noch einmal wiederholt.

<sup>138</sup> Derart argumentiert auch das Bundeskartellamt in einem Stakeholder-Meeting am 16. Dezember 2013 im Rahmen dieses Projektes.

<sup>139</sup> Beispielsweise schlägt EWI (2012) für Bestandsanlagen, welche weiterhin am Strommarkt teilnehmen möchten, eine Pflicht zur Abgabe eines Kapazitätsgebotes von Null Euro pro MW pro Jahr vor, um überhöhte Gebote zu vermeiden. Damit verbunden ist allerdings das Risiko für Betreiber von Bestandsanlagen, sich frühzeitig zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft (und weiterer Pflichten) verpflichten zu müssen, ohne dafür kompensiert zu werden. Siehe hierzu das Parallelgutachten zu dieser Studie (Frontier/Consentec (2014)).

### *Verbesserte Zugangsbedingungen für Nachfrageflexibilität*

Nachfrageflexibilität kann in vielfältiger Form auftauchen. In einfacher und unmittelbarer Form kann ein Endkunde mit eigenem Bilanzkreis z.B. sein Stromverhaltensverhalten in Kenntnis der 1/4h Preise der EPEX-Spot optimieren. Sollen jedoch eine Vielzahl kleiner Verbrauchsanwendungen in Summe einen Beitrag leisten, so ist ein automatisierter Prozess des Zugriffs und der Steuerung erforderlich. Hierfür sind im Idealfall allgemeingültige IT-Standards zu definieren, so dass es auch einen Wettbewerb von Aggregatoren um die Nutzung dieser Flexibilitäten geben kann.

Viele der hierfür erforderlichen Ansätze werden unter dem Stichwort „Smart Metering“ bereits diskutiert. Dabei sind Nutzungsalternativen auch und gerade beim Aufbau neuer Infrastrukturen wie z.B. für Elektromobilität bereits im Vorhinein zu berücksichtigen. So macht es einen erheblichen Unterschied, ob die Batterie eines Elektromobils immer sofort geladen wird oder der Nutzer die Möglichkeit hat, sich (situationsabhängig) auch für eine flexible Ladung zu entscheiden.

Ebenso ist zu berücksichtigen, dass der reine Energiepreis nur eine Komponente der Stromkosten darstellt. Im gegenwärtigen Rahmen sind die Umlagen und sonstigen Belastungen unabhängig vom Zeitpunkt der Stromabnahme und relativieren damit einen Vorteil, der sich durch Verlagerung von Nachfrage ergeben kann.

Netznutzungsentgelte sind für einige Kundengruppen am Anteil des Verbrauchers an der individuellen Spitzenlast zu ausgewählten Zeitpunkten orientiert. Dies gilt insbesondere auf den für stromintensive Verbraucher besonders wichtigen Hoch- und Mittelspannungsebenen. Gemäß Bauer (2014) beträgt der Leistungspreisanteil an den Netzentgelten für diese Spannungsebenen ca. 65-91% (je nach Anzahl der Benutzungsstunden). Lastverschiebungen können daher möglicherweise zu einer Erhöhung der Netznutzungsentgelte führen. Auf diese Weise wird ein konstanter Verbrauch begünstigt, und im Gegenzug flexibler Verbrauch pönalisiert, auch wenn flexibler Verbrauch in einer Gesamtbetrachtung vorteilhaft wäre.

### *Vereinfachter Zugang für unkonventionelle Erzeugungskapazität*

Ähnliche Überlegungen gelten für unkonventionelle Erzeugungskapazitäten. Im bisherigen Rahmen sind sie im Grundsatz für die (Insel-)versorgung bei Netzstörungen ausgelegt. In entsprechendem Rahmen bewegen sich auch die technischen Anforderungen und Bedingungen der Netzbetreiber für den Bau und Betrieb dieser Anlagen. Aus den Expertenbefragungen im Rahmen der Studie ergibt sich der Eindruck, dass diese verhältnismäßig restriktiv ausgelegt sind und eine Einbindung dieser Erzeugungskapazität derzeit nur mit erheblichem administrativem Aufwand möglich ist.

## **Diskussion weiterer Herausforderungen für den EOM**



## Europäische Marktintegration

Wie oben bereits ausgeführt, ist die Definition der relevanten räumlichen Marktabgrenzung von entscheidender Bedeutung für die Beurteilung des Potentials einer Ausübung von Marktmacht. Durch die vollständige Integration von Österreich in das Marktgeschehen in Deutschland sowie die Integration weiterer Nachbarländer (wie z.B. Belgien, Frankreich, Niederlande, oder inzwischen auch Skandinavien) im Rahmen des Day-Ahead Market Couplings und im Intraday-Handel u.a. auf der EPEX-Plattform verbessert ein möglichst großes Marktgebiet die „Bestreitbarkeit“ der Märkte.

Weitere Bemühungen einer verbesserten europäischen Integration sind diesbezüglich wünschenswert. Dies betrifft neben einer Einbindung weiterer Strommärkte in das Day-Ahead Market Coupling auch zunehmende Integration und Harmonisierung im Intraday-Markt und in den Regel- und Ausgleichenergiemärkten (siehe u.a. derzeitige Prozesse im Zuge der Network Codes im Zusammenspiel von EU-Kommission, ACER und Entso-E).

## 8.2 Diskussion von „Missing Money“ durch Regulierung

Wird von Politik oder Administration in die Preisbildung eingegriffen (z.B. durch implizite oder explizite Strompreisobergrenzen), kann dies unmittelbar dazu führen, dass die Bildung von Knappheitspreisen zur Deckung von Fixkostenelementen nur noch eingeschränkt möglich ist („Missing Money“). Bei der Analyse der Relevanz von „Missing Money“ im Kontext des deutschen Strommarktes gehen wir wie folgt vor:

- Vorab geben wir einen zusammenfassenden Überblick unserer Einschätzung (**Abschnitt 8.2.1**). Im Anschluss
- rekapitulieren wir kurz die in **Abschnitt 4.4** erläuterte theoretische Begründung von „Missing Money“ (**Abschnitt 8.2.2**);
- analysieren wir deren Relevanz vor dem Hintergrund des tatsächlichen Marktrahmens in Deutschland (**Abschnitt 8.2.3**); und
- zeigen wir Ansätze zur Verbesserung des Marktrahmens auf (**Abschnitt 8.2.4**).

### 8.2.1 Zusammenfassende Beurteilung im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit des EOM

Preisregulatorische Eingriffe können die Funktionsweise eines EOM bezüglich der Gewährleistung von Versorgungssicherheit stören, da der Strompreis hierdurch nicht die zur Vollkostendeckung notwendigen Höhen erreichen kann

Diskussion weiterer Herausforderungen für den  
EOM

(„Missing Money“). Während derartige Eingriffe in einigen Ländern die Motivation zur Einführung von Kapazitätsmechanismen sind (z.B. Preisobergrenzen in einigen US-Märkten), liegen diese Bedingungen im deutschen Strommarkt in dieser Form nicht vor:

- **Keine regulatorischen Preisobergrenzen** – Die Day-Ahead- und Intraday-Börsenlimits an der EPEX Spot sind nur technische Gebotsgrenzen, welche bei Bedarf durch die Börse erhöht werden dürften und zudem durch Handelsgeschäfte außerhalb der Börse umgangen werden können.
- **„Mark-Up-Verbot“ unterbindet Knappheitspreise nicht** – Die Preisbildung im Stromgroßhandelsmarkt unterliegt der wettbewerblichen Aufsicht. Unter anderem hat das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung 2011 seine Interpretation des geltenden europäischen und deutschen Wettbewerbsrechts formuliert, demnach es Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten. Dieses „Mark-Up-Verbot“ unterbindet zur Vollkostendeckung notwendige Preise allerdings nicht per se, da es für nicht marktbeherrschende Unternehmen keine Anwendung findet. Zudem sind auch für marktbeherrschende Unternehmen Preisgebote oberhalb der variablen Kosten grundsätzlich möglich, wenn sie nachweisen, dass dies zur Deckung der totalen Durchschnittskosten notwendig ist.

Auch wenn explizite, politisch determinierte Preisobergrenzen im heutigen Markt nicht bestehen, besteht die Gefahr impliziter Preisobergrenzen, die für die Marktakteure in ihren Investitionsentscheidungen relevant sein könnten. Um diese wirksam zu vermeiden, wären folgende Maßnahmen erforderlich:

- **Anhebung der technischen Preisobergrenzen an den Strombörsen:** Die technischen Preisobergrenzen wären an den Strombörsen anzuheben, idealtypisch bis zum geschätzten „Value-of-lost load“ (von bisher 3.000 auf bspw. 15.000€ im Day-Ahead-Markt). Um die Glaubwürdigkeit und Akzeptanz dieser Preisobergrenze zu stützen, wäre zudem eine politische und administrative Flankierung dieser Preisobergrenze (z.B. durch Definition eines Abrechnungspreises in Höhe eines administrativ gesetzten VoLL bei Versorgungsunterbrechungen) zielführend. Dies würde den Marktakteuren signalisieren, dass auch Knappheitspreise bis zum administrativen VoLL von Politik und Behörden im Grundsatz akzeptiert wird.
- **Kartellamtspraxis:** Zwar unterbindet das „Mark-Up-Verbot“ nicht grundsätzlich zur Vollkostendeckung notwendige Preise, allerdings besteht für die Stromunternehmen ein signifikantes Risiko des

**Diskussion weiterer Herausforderungen für den EOM**

Eingreifens des Bundeskartellamts bei Knappheitspreisen. So ist es für Unternehmen in der kartellrechtlichen Praxis äußerst schwierig, nachzuweisen, dass Preisgebote oberhalb der variablen Kosten zur Deckung der totalen Durchschnittskosten notwendig sind. Ein konkreter Ansatz könnte demnach in einer „Umkehr der Beweislast“ bezüglich des Verbots von Mark-Ups bestehen.

Es ist demnach erforderlich, der Herausforderung impliziter bzw. (zukünftig) möglicher expliziter Preisobergrenzen durch entsprechende politische und administrative Signale und Commitments zu begegnen. Ein Marktumfeld mit latent drohenden politischen Eingriffen bietet keinen geeigneten Rahmen für langfristig orientierte Investitionen.

### 8.2.2 Ursachen von potenziellen Marktstörungen

Greifen Politik oder Administration durch regulatorische Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus (z.B. durch Strompreisobergrenzen) ein, kann dies unmittelbar dazu führen, dass die Bildung von Knappheitspreisen zur Deckung von Fixkostenelementen nur noch eingeschränkt möglich ist („Missing Money“). Dies gilt insbesondere dann, wenn die Preisobergrenzen relativ niedrig angesetzt werden. Für die Investitionsentscheidungen ist „Missing Money“ bereits dann von Relevanz, wenn derartige Preisobergrenzen in der Zukunft drohen könnten.

Mögliche Gründe für politisch motivierte Preisobergrenzen können v.a. in den folgenden beiden Motivationen liegen:

- **Marktmacht:** Bei einer bestehenden Vermutung von Marktmacht (siehe auch vorherigen **Abschnitt 8.1**) ist die Einführung von Preisobergrenzen ein mögliches Instrument, der missbräuchlichen Ausnutzung der Marktmacht entgegen zu wirken. So wurden im PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland Power Pool) in den USA Preisobergrenzen eingeführt, nachdem Erzeuger im Nodal Pricing überhöhte Erzeugungspreise durchsetzen konnten. Diese Preisobergrenzen führten zu Unterinvestitionen aufgrund des „Missing Money“ und letztlich zur Einführung eines Kapazitätsmarktes.
- **Konsumentenschutz:** Daneben wird gelegentlich in der öffentlichen Debatte bezweifelt, dass die Politik Preisspitzen von mehreren tausend €/MWh akzeptieren könnte und aus Gründen des „Verbraucherschutzes“ in den Markt mit Hilfe z.B. von Preisobergrenzen eingreifen könnte.

### 8.2.3 Analyse vor dem Hintergrund des heutigen Markttrahmens

Im Folgenden analysieren wir, inwieweit die zuvor ausgeführten möglichen Störungen der Funktionsweise von EOM durch regulatorische Markteingriffe im Kontext des Markttrahmens in Deutschland tatsächlich relevant sind. Hiermit wird die in **Kapitel 4.4** aufgeworfene **Kernfrage 13** adressiert, inwieweit im

**Diskussion weiterer Herausforderungen für den  
EOM**

heutigen Marktdesign Preisobergrenzen bestehen, die Preisspitzen verhindern. Zudem wird analysiert, inwieweit die Gefahr zukünftiger regulatorischer Eingriffe besteht (**Kernfrage 14**).

### *Heute keine explizite Preisobergrenze vorhanden*

Der deutsche Strommarkt basiert auf einem disaggregierten System, in welchem Erzeuger, Verbraucher und verschiedenste Intermediäre miteinander auf unterschiedlichen Wegen (z.B. über eine Börse, über OTC-Brokerplattformen oder über bilateralen Telefonhandel) Handel betreiben können.<sup>140</sup> In der Gesamtheit der Märkte gibt es heute keine faktische preisliche Beschränkung für Handelsgeschäfte. Demnach sind die Erlöse für Investoren in Stromerzeugungskapazitäten auch nicht systematisch durch regulatorische Preisbeschränkungen unterdrückt (d.h. von „Missing Money“ ist – zumindest in statischer Perspektive – nicht auszugehen).

Bei den bestehenden Gebotsgrenzen an der EPEX Spot im Day-Ahead-Markt (3.000 €/MWh) und Intraday-Markt (9.999 €/MWh) handelt es sich zunächst um technische Grenzen, die sich bei Bedarf verändern lassen. Außerhalb der Börse (im OTC-Geschäft) gibt es keinerlei Begrenzungen.

Allerdings müssen Investoren in langlebige Kapitalgüter wie Kraftwerke die Möglichkeit zukünftiger preisregulatorischer Eingriffe berücksichtigen. Daher bedarf es eines klaren politischen Bekenntnisses zur Akzeptanz von knappheitsbedingten Preisspitzen (siehe **Abschnitt 8.1.4** zu Verbesserungsansätzen unten).

### *„Mark-Up-Verbot“ verhindert Knappheitspreise nicht*

Auch die kartellamtliche Praxis unterbindet nicht grundsätzlich das Zustandekommen von Knappheitspreisen. Zwar ist das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektorenuntersuchung zu dem Ergebnis gekommen, „dass es bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus und der gegebenen Marktverhältnisse den Normadressaten der §§ 19, 29 GWB, Art. 102 AEUV (nur marktbeherrschende Unternehmen) grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender Mark-Up erforderlich ist, um seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio – totalen Durchschnittskosten zu erwirtschaften“ (Bundeskartellamt (2011), S. 14f)

<sup>140</sup> Dies steht im Gegensatz zu einer Vielzahl von internationalen Strommärkten, welche im Rahmen eines sog. „Pool-Modells“ organisiert sind. In Märkten mit Pool werden das gesamte Stromangebot und die gesamte Stromnachfrage auf einem Kurzfristmarkt (z.B. Day-Ahead) durch einen System-Operator zentral zusammengeführt. Es gibt also für die Erzeuger und Nachfrager eine Bietpflicht in den Pool. Es werden nur jene Kraftwerke abgerufen, die über den Pool zentral abgerufen werden. Siehe für weitere Details zu Poolmärkten (mit verschiedenen Anwendungsbeispielen) z.B. Green (2005) oder Weron (2006).

Daraus ergibt sich aber kein generelles Hindernis für Knappheitspreise, da hier die marginalen Anbieter häufig nicht dem Kreis der marktbeherrschenden Unternehmen zuzuordnen sind bzw. es sich um Nachfrager handelt, die z.B. als Wiederverkäufer zuvor beschafften Stroms auftreten.

Selbst „marktbeherrschenden“ Unternehmen wird die Möglichkeit eingeräumt, die Notwendigkeit solcher Preise zur Deckung der Vollkosten nachzuweisen. Allerdings besteht für die Stromunternehmen ein signifikantes Risiko des Eingreifens des Bundeskartellamts bei Knappheitspreisen. So ist es für Unternehmen in der kartellrechtlichen Praxis äußerst schwierig, nachzuweisen, dass Preisgebote oberhalb der variablen Kosten zur Deckung der totalen Durchschnittskosten notwendig sind (siehe Ansatzpunkte zur Verbesserung im Folgeabschnitt).

### *Sonstige regulatorische Eingriffe*

Neben direkten Eingriffen in die Preisbildung können sich jedoch auch indirekt Situationen ergeben, durch die die Bildung von Knappheitspreisen zumindest eingeschränkt werden könnte oder auf andere Art und Weise Erzeugungsleistung daran gehindert wird, adäquate Deckungsbeiträge zu verdienen. Dies ist insbesondere dort zu prüfen, wo in die Einsatzentscheidung des wirtschaftlichen Eigentümers eingegriffen wird (z.B. Redispatch) oder die Möglichkeit gegeben ist, den Spot- und Intra-Day-Markt (z.B. durch den Einsatz von Regellenergie und Netzreserve) zu vermeiden.

### *Ausgleichsenergiepreis-Regime*

Wie in **Kapitel 3** erläutert, müssen Marktakteure im Rahmen ihrer Bilanzkreisverantwortung Sorge dafür tragen, dass Stromerzeugung bzw. -einkauf und Stromverbrauch bzw. -verkauf immer im Gleichgewicht sind. Im Fall von Untereinspeisungen ist der Ausgleichsenergiepreis zu bezahlen, im Fall einer Übereinspeisung erhält ein Bilanzkreisverantwortlicher den Ausgleichsenergiepreis (der positiv oder negativ sein kann). Die Zahlung des Ausgleichsenergiepreises stellt daher für jeden BKV eine implizite Alternative zur Produktion bzw. dem Einkauf von Strom dar. Die Höhe des Ausgleichsenergiepreises hat daher signifikante Auswirkungen für die Zahlungsbereitschaft und damit den Preis im Stromgroßhandelsmarkt.

Wie in **Kapitel 6.3** erläutert, wird der Ausgleichsenergiepreis durch die Preisbildung anhand des Durchschnittes aller Regellenergie-Arbeitspreisgebote systematisch nach unten verzerrt. Auch wenn bei hoher Regelleistung-Einsatzleistung der Ausgleichsenergiepreis erhöht wird, reflektiert der Ausgleichsenergiepreis daher nicht die Grenzkosten der Leistungsdeckung. Entsprechend wird die Zahlungsbereitschaft im Großhandelsmarkt (z.B. Day-Ahead oder Intraday) gedämpft, wodurch es zu „Missing Money“ für Investoren in gesicherte Leistung kommen könnte.

### *Mangelnde Vergütung von Systemdienstleistungen*

Netzseitig verursachte Störungen sind nicht Gegenstand dieses Gutachtens (siehe **Kapitel 2.3**). Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass Netzengpassmanagement-Instrumente selbst Störungen der Märkte verursachen können, z.B. wenn Redispatch und Countertrading den Kraftwerksbetreibern nicht ausreichend vergütet wird. Im Oktober 2012 hat die Bundesnetzagentur, auf Basis ihrer Ermächtigung gemäß § 13 Abs. 1a EnWG in Verbindung mit §§29 Abs. 1, 54 Abs. 1,2 EnWG, zwei separate Festlegungen diesbezüglich beschlossen.<sup>141</sup> Einige der Regelungen im Rahmen dieser Festlegungen können dazu führen, dass nicht alle durch tatsächliche oder drohende Redispatch-Maßnahmen verursachte Kosten bzw. Nutzeneinbußen vergütet werden. Hierzu zählt insbesondere die explizite Nicht-Vergütung von „Opportunitätskosten“, welche jedoch in Verbindung mit (drohenden) Redispatch-Maßnahmen anfallen können.<sup>142</sup>

Ähnliche Herausforderungen können im Zusammenhang mit der Vergütung von gemäß §13 EnWG als systemrelevant eingestuften Kraftwerken entstehen. Wird Kraftwerken eine geplante Stilllegung aufgrund von Systemrelevanz untersagt, die entsprechende finanzielle Kompensation aber nicht alle anfallenden Kosten decken, führt dies zu regulatorisch bedingten Kostenunterdeckungen.

Eine Analyse der Vergütung von Redispatch oder gemäß §13 EnWG als nicht stilllegungsberechtigten Kraftwerken ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Es sei jedoch angemerkt, dass allein die Gefahr derartiger ordnungsrechtlicher Eingriffe mit nicht adäquater finanzieller Kompensation ein Risiko von „Missing Money“ darstellt.

#### **8.2.4 Ansätze zur Verbesserung des Marktrahmens**

Auch wenn explizite, politisch determinierte Preisobergrenzen im heutigen Markt nicht bestehen, besteht für Investoren in langlebige Kapitalgüter wie Kraftwerke die latente Gefahr zukünftiger Eingriffe in die Preisbildung. Vorangehend wurden einige Aspekte des derzeitigen Marktrahmens identifiziert, welche Potenzial für regulatorisch bedingte Kostenunterdeckung von gesicherter Leistung („Missing Money“) bergen. Im Folgenden werden Ansatzpunkte innerhalb eines EOM-Rahmens aufgezeigt, welche an diesen Aspekten ansetzen. Hiermit wird die in **Abschnitt 4.5** formulierte **Kernfrage 15** adressiert, welche

---

<sup>141</sup> Eine der Festlegungen bezieht sich auf die Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der ÜNB in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen (Bundesnetzagentur (2012c)). Die andere Festlegung determiniert Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung (Bundesnetzagentur (2012b)).

<sup>142</sup> Siehe z.B. Frontier Economics (2012a) für eine Kurzanalyse von Frontier im Auftrag der RWE Supply & Trading im Rahmen des Konsultationsprozesses zur Festlegung.

Anpassungen im EOM möglich wären, um eine mögliches „Missing Money“ Problem im heutigen Marktrahmen zu umgehen?

Eine vollständige Ausarbeitung von Änderungsvorschlägen ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Vielmehr benötigen einige Ansatzpunkte weiterer Analyse und Diskussion. Die Vorschläge in diesem Gutachten sind dabei als Diskussionsgrundlage zu verstehen.

### *Politische Zusage der Akzeptanz von Knappheitspreisen*

Um der Sorge von Investoren entgegenzuwirken, dass hohe Knappheitspreise in Zukunft politisch bzw. regulatorisch nicht akzeptiert werden könnten, bedarf es eines klaren Commitments der Politik und Administration, knappheitsbedingte Preisspitzen zu akzeptieren.

Eine Möglichkeit zur expliziten Signalisierung dieser Absicht bestünde darin die technischen Preisobergrenzen an den Strombörsen anzuheben, im Idealfall bis zu einem geschätzten „Value-of-lost load“ (von bisher 3.000 auf bspw. 15.000€ im Day-Ahead-Markt).<sup>143</sup> Um die Glaubwürdigkeit und Akzeptanz dieser Preisobergrenze zu stützen, wäre eine politische und administrative Flankierung dieser Preisobergrenze (z.B. durch Definition eines Abrechnungspreises in Höhe eines administrativ gesetzten VoLL bei Versorgungsunterbrechungen) zielführend. Dies würde den Marktakteuren signalisieren, dass auch Knappheitspreise bis zum administrativen VoLL von Politik und Behörden im Grundsatz akzeptiert werden.

### *Änderung der wettbewerbspolitischen Ausgangslage*

Zwar haben Unternehmen im Stromgroßhandelsmarkt grundsätzlich die Möglichkeit, Preise oberhalb ihrer variablen Kosten (kurzfristige Grenzkosten) durchzusetzen. Allerdings besteht für auf der Basis von Marktanteilen als „marktbeherrschend“ eingeschätzte Unternehmen ein signifikantes Risiko des Eingreifens des Bundeskartellamts bei Knappheitspreisen. So ist es für Unternehmen in der kartellrechtlichen Praxis äußerst schwierig, nachzuweisen, dass Preisgebote oberhalb der variablen Kosten zur Deckung der totalen Durchschnittskosten notwendig sind.

Hier wäre gegebenenfalls eine Umkehr der Beweislast und eine auf längere Perioden ausgerichtete Praxis der Überwachung von Deckungsbeiträgen sinnvoll. Demnach könnten auch bisher als „marktbeherrschend“ eingeschätzte Unternehmen Preisgebote oberhalb der variablen Kosten abgeben, es sei denn, ihnen könnte nachgewiesen werden, dass diese Gebote nicht zur

---

<sup>143</sup> Dies bedürfte allerdings einer Koordination mit den Börsen, welche für die Produktgestaltung zuständig sind, sowie eine Abstimmung mit den im Rahmen des Day-Ahead Market Couplings verbundenen Ländern.

Vollkostendeckung notwendig und damit marktmissbräuchlich sind. Es müsste den Unternehmen mindestens erlaubt sein, mit Geboten oberhalb der variablen Kosten bis zu den Kosten von Lastabwurf zu bieten.

### *Änderung des Ausgleichsenergiepreis-Systems*

Der Ausgleichsenergiepreis, den ein unterspeister Bilanzkreis zu bezahlen hat, determiniert die Anreize für Bilanzkreisverantwortliche, für einen ausgeglichenen Bilanzkreis zu sorgen. Daher sollte eine Umstellung des heutigen, auf dem Durchschnitt der abgerufenen Regelenergiearbeitspreise basierenden Ausgleichsenergiepreises auf eine zunehmend marginale Bepreisung erwogen werden. Entspricht der Ausgleichsenergiepreis den Grenzkosten der Leistungsdeckung, kann ein (approximativ) wohlfahrtsmaximales Absicherungs- bzw. Kapazitätsniveau erreicht werden.<sup>144</sup>

Weiterhin ist zu erwägen, administrative Kopplungen des Ausgleichsenergiepreises an das Ausmaß der Leistungsknappheit im System zu optimieren. Derzeit wird der Ausgleichsenergiepreis um 50% bzw. mind. 100 €/MWh angehoben, wenn mehr als 80% der kontrahierten Sekundär- und Minutenreserve abgerufen werden. Sowohl eine feiner granulierte Abstufung der Systemzustände (als Alternative zu der bisherigen binären Unterscheidung) als auch eine Anpassung der Höhe des Aufschlags sind im Zuge einer Reform des Ausgleichsenergiepreissystems zu evaluieren. Letztlich sollte die implizite „Preisobergrenze“ von derzeit 15.000€/MWh die Kosten von Versorgungsunterbrechungen reflektieren, um Bilanzkreisverantwortlichen verursachungsgerechte Preissignale zu geben.<sup>145</sup>

### *Sicherstellung angemessener Vergütung von Systemdienstleistungen*

Zudem ist sicherzustellen, dass Systemdienstleistungen, welche Marktakteure ohne ihre explizite „freiwillige“ Entscheidung erbringen müssen, hinreichend vergütet werden. Hierzu zählen z.B. (drohende wie tatsächliche) Redispatch-Abrufe oder das Vorhalten von systemrelevanten Kraftwerken.

---

<sup>144</sup> Siehe hierzu das Parallelgutachten, Frontier Economics / Consentec (2014).

<sup>145</sup> In diesem Zusammenhang wäre eine Reihe weiterer Aspekte zu berücksichtigen. Hierzu zählt z.B. die Frage nach der Symmetrie von Ausgleichsenergiepreisen (allerdings mit erheblichen wettbewerblichen Bedenken im Fall von asymmetrischen Preisen) oder der Erlaubnis von bewussten systemstützenden Bilanzungleichgewichten („reactive balancing“). Auch Fragen der Regelenergiebeschaffung wie z.B. das Zulassen von kurzfristigen, ausschließlich Arbeitspreis-basierten Geboten oder längerfristige Kontrahierung von Regelleistung wären zu berücksichtigen.



## 8.3 Diskussion von Kapazitätsmechanismen im Ausland

Einige Deutschland umgebende Länder haben Kapazitätsmechanismen eingeführt bzw. befinden sich derzeit im Prozess der Implementierung eines solchen. Die resultierenden Effekte analysieren wir wie folgt:

- Vorab geben wir einen zusammenfassenden Überblick unserer Einschätzung (**Abschnitt 8.3.1**).
- Im Anschluss analysieren wir die Auswirkungen ausländischer Kapazitätsmechanismen für die Versorgungssicherheit in Deutschland (**Abschnitt 8.3.2**);
- die aus Kapazitätsmechanismen resultierende Verteilungswirkungen (**Abschnitt 8.3.3**); sowie
- Ansätze für Verbesserungen (**Abschnitt 8.3.4**).

### 8.3.1 Zusammenfassende Beurteilung

Einige Deutschland umgebende Länder haben Kapazitätsmechanismen eingeführt bzw. befinden sich derzeit im Prozess der Implementierung eines solchen. Die Ursachen hierfür sind vielschichtig und basieren auf den jeweiligen Gegebenheiten der Länder.

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen in benachbarten Ländern erfordert alleine jedoch keinen Kapazitätsmechanismus in Deutschland, um hierzulande die Versorgungssicherheit zu gewährleisten:

- **Zusätzliche Kapazität auch in Deutschland nutzbar** – Die durch einen Kapazitätsmechanismus im Ausland induzierte zusätzliche Kapazität trägt zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei, da der deutsche Stromverbrauch – soweit Transportkapazitäten verfügbar – zum Teil durch Importe gedeckt werden kann. Dies erfordert jedoch, dass die Beurteilung der Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung des Beitrags von verfügbaren Importen in Knappheitssituationen vorgenommen wird (siehe unten).
- **Marktmechanismus funktioniert weiterhin** – In Extremsituationen, in denen ausländische Kapazität wegen zeitgleicher Residuallast oder beschränkter Transportkapazitäten nicht oder nur eingeschränkt für Exporte nach Deutschland zur Verfügung steht, steigt der Strompreis in Deutschland entsprechend. In der Folge können sich Investitionen in Kraftwerke hierzulande trotz des in vielen Stunden geringeren Preisniveaus amortisieren. Die Funktionsweise des Marktmechanismus wird folglich – analog zu der

Argumentation durch viele EE-Mengen im System – durch Kapazitätsmechanismen im Ausland nicht grundsätzlich verändert. Allerdings steigen die Preis- und Mengenrisiken durch seltenere, aber höhere Preisspitzen. Diese Risiken sind grundsätzlich über höhere Preise und Renditen im Markt zu refinanzieren (siehe **Kapitel 7**).

Auch wenn sich unterschiedliche Marktdesigns in benachbarten Ländern – bei einer sinnvollen Definition von Versorgungssicherheit – nicht nachteilig auf die Versorgungssicherheit auswirken, werden Verteilungseffekte zwischen Produzenten und Verbrauchern in den verschiedenen Ländern verursacht. Insofern ist eine internationale Koordination und, soweit möglich, Harmonisierung wünschenswert.

Nicht zuletzt die im Rahmen dieser Studie durchgeführten quantitativen Analysen zeigen, dass ein im europäischen Binnenmarkt optimierter EOM funktionsfähig bzgl. eines wohlfahrtsmaximalen Versorgungssicherheitsniveaus ist. Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit muss der Beitrag von in Knappheitssituationen verfügbaren Importmöglichkeiten berücksichtigt werden. Sollte die Politik die Zielsetzung einer jederzeit möglichen national autarken Versorgung vorgeben, so kann ein Energy-Only-Markt – unabhängig von der Existenz ausländischer Kapazitätsmechanismen – diese Anforderung allenfalls zufällig erfüllen. Dies liegt darin begründet, dass im EOM Investitionsentscheidungen auf Basis des internationalen Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung der durch Grenzkuppelstellen limitierten Import- und Exportmöglichkeiten getroffen werden.

### 8.3.2 Beurteilung im Hinblick auf Versorgungssicherheit

Im Folgenden analysieren wir, mit welchen Auswirkungen ausländische Kapazitätsmechanismen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland verbunden sind (**Kernfrage 16** aus **Abschnitt 4.6**).

In welchem Ausmaß und in welcher Weise Kapazitätsmechanismen in Nachbarländern Deutschlands auf den deutschen Strommarkt zurückwirken, hängt im Detail von der Ausgestaltung der ausländischen Mechanismen ab. Grundsätzlich führen Kapazitätsmechanismen im Ausland, die zu einer Erhöhung der gesamten dem Markt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität führen (im Vergleich zur Situation ohne Kapazitätsmechanismus), zu preisdämpfenden Effekten auf dem Großhandelsmarkt (EOM) in der gesamten, über Interkonnektoren verbundenen Region.

Dementsprechend werden Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern Deutschlands negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungskapazität und damit auf die Anreize zur Bereitstellung von Leistung innerhalb Deutschlands haben. Dies zeigt sich auch in den

## Diskussion weiterer Herausforderungen für den EOM

Simulationsrechnungen (siehe **Abschnitt 5.8** zu „Auslandssensitivitäten). Werden beispielsweise die Kapazitäten im Ausland signifikant erhöht (im Beispiel um 7 bis 22 GW zwischen 2015 und 2035), reduzieren sich die Kapazitäten in Deutschland merklich, wegen der begrenzten Grenzkuppelkapazitäten jedoch nicht in gleichem Ausmaß, wie die Kapazität im Ausland zunimmt (konkret um zwei bis 6 GW).

Allerdings kann die durch einen Kapazitätsmechanismus im Ausland induzierte zusätzliche Kapazität in vielen Situationen auch zur Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen, da der deutsche Stromverbrauch – soweit Transportkapazitäten verfügbar – zum Teil durch Importe gedeckt werden kann. Zudem steigt der Strompreis in Deutschland in Extremsituationen, in denen ausländische Kapazität wegen zeitgleicher Residuallast oder beschränkter Transportkapazitäten nicht oder nur eingeschränkt für Exporte nach Deutschland zur Verfügung steht. In der Folge können sich Investitionen in Kraftwerke hierzulande, trotz des in vielen Stunden geringeren Preisniveaus, amortisieren. Die Funktionsweise des Marktmechanismus wird folglich – analog zu der Argumentation durch viele EE-Mengen im System – durch Kapazitätsmechanismen im Ausland nicht grundsätzlich verändert.

Wie sich die durch Kapazitätsmechanismen in einzelnen Ländern veränderte regionale Verteilung von Kapazitäten auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirkt, hängt entscheidend von der Definition von Versorgungssicherheit ab. Je eher die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung des Beitrags von verfügbaren Importen in Knappheitssituationen vorgenommen wird, desto eher wirkt sich zusätzliche Kapazität im Ausland in dynamischer Perspektive positiv auf die das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland aus (siehe **Abschnitt 5.8**).

Allerdings steigen die Preis- und Mengenrisiken für Inverstoren in Deutschland, da Preisspitzen seltener, aber dafür höher auftreten werden (müssen). Diese Risiken sind grundsätzlich über höhere Preise und Renditen im Markt zu refinanzieren (siehe **Kapitel 7**). Zusätzlich steigen jedoch auch politische Risiken wie z.B. die Gefahr von Eingriffen in die Preisbildung (siehe **Abschnitt 8.2**). Hiermit können Risiken für die Versorgungssicherheit bzw. die gesamtwirtschaftlichen Kosten einhergehen, denen es zu begegnen gilt.

### 8.3.3 Verteilungseffekte durch Kapazitätsmechanismen im Ausland

Heterogene Marktdesigns in einem physisch und marktlich eng verbundenen europäischen Strommarkt gehen mit einer Reihe von distributiven Effekten einher (siehe **Kernfrage 17** aus **Abschnitt 4.6**, welche weiteren Effekte mit Kapazitätsmechanismen im Ausland verbunden sind).

Werden in an Deutschland angrenzende Länder umfassende Kapazitätsmechanismen eingeführt, führt dies durch eine Ausweitung der

Angebotsfunktion im Ausland z.B. zu geringeren Strompreisen in Deutschland, und damit zu

- einer Entlastung für deutsche Stromverbraucher; jedoch
- einer Schlechterstellung von Stromerzeugern in Deutschland, die geringere Großhandelsstrompreisen erzielen können, jedoch keine expliziten Leistungszahlungen aus einem Kapazitätsmechanismus erhalten.<sup>146</sup>

Auf der anderen Seite führt in der Situation die Beibehaltung eines Energy-Only-Marktes in Deutschland, im Vergleich zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus, zu

- einer höheren Belastung für Verbraucher in angrenzenden Ländern, da dort die Kosten für die dortige Leistungsvorhaltung getragen werden, jedoch eine weitere Strompreisdämpfung durch einen deutschen Kapazitätsmechanismus entfällt (d.h. Stromverbraucher im Ausland tragen einen Teil der Kosten für deutsche Versorgungssicherheit); jedoch
- Produzenten im Ausland mit Kapazitätsmechanismen tendenziell besser gestellt werden, da die Strompreise nicht durch einen Kapazitätsmechanismus in Deutschland weiter gedämpft werden.

Eine Beurteilung von Verteilungseffekten ist aus ökonomischer Perspektive nicht eindeutig vorzunehmen. Vorteile für eine andere Akteursgruppe gehen mit Nachteilen für eine andere Akteursgruppe einher.

Klar ist jedoch, dass eine gewisse Koordination und Harmonisierung der Marktregeln und Marktdesigns innerhalb Europas vorteilhaft wäre, um Marktverzerrungen weitmöglich zu vermeiden.

### 8.3.4 Ansätze für Verbesserungen

Die vorangehenden Analysen zeigen, dass sich die Einführung von Kapazitätsmechanismen im Ausland nicht nachteilig auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirken. Allerdings zeigt sich auch, dass sich Risiken für Investoren in Deutschland erhöhen, da Knappheitspreise –

---

<sup>146</sup> Es sei denn eine explizite Partizipation deutscher Anlagen an ausländischen Kapazitätsmechanismen ist möglich, bei welcher auch Kapazitätszahlungen für Anlagen in Deutschland erlost werden können. Diese Möglichkeit umzusetzen ist allerdings im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus herausfordernd (siehe das Parallelgutachten, Frontier Economics / Consentec (2014)), und wird z.B. von den derzeit in Frankreich und Großbritannien geplanten Kapazitätsmechanismen zunächst nicht vorgesehen. Langfristig ist jedoch eine explizite Teilnahme anzustreben, um adäquate Anreize sowohl für erzeugungsseitige als auch für netzseitige Investitionen zu generieren. Dies ist auch in den Mechanismen in Frankreich und Großbritannien geplant, wenngleich eine konkrete Umsetzung noch nicht entwickelt ist, vgl. Latour (2014) bzw. DECC (2013).

ähnlich wie durch zusätzlichen geförderten EE-Strom – seltener, aber höher ausfallen werden. In der Folge sind die in **Abschnitt 7.4** erläuterten Maßnahmen zum Abbau von politischen Risiken im Allgemeinen und die in **Abschnitt 8.2.4** dargelegten Maßnahmen zur Signalisierung der Akzeptanz von Preisspitzen im Besonderen umso wichtiger.

Zudem kann ein Nebeneinander fundamental unterschiedlicher Marktdesigns in dem physisch wie energiewirtschaftlich eng verbundenen europäischen Strommarkt zu verschiedenen Verzerrungen führen. Eine möglichst weitgehende Koordination und Harmonisierung der Marktregeln wäre daher wünschenswert.



## 9 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Aufgrund aktuell bestehender Überkapazitäten besteht derzeit keine Gefahr einer erzeugungsseitigen Gefährdung der Versorgungssicherheit. Um auch in Zukunft ein ausreichend hohes Versorgungssicherheitsniveau durch den EOM zu gewährleisten, erscheinen in einigen Bereichen Anpassungen des Marktrahmens geboten. Wesentliche Maßnahmen zur Verbesserung des Marktrahmens sehen wir deshalb u.a. in folgenden Bereichen:

- Anreize für bzw. Abbau von Barrieren für die **Aktivierung von Nachfrageflexibilitäten** und bisher **marktferner Erzeugungsanlagen** (z.B. Netzersatzanlagen) (**Abschnitt 9.1**);
- **Kommerzielle Regeln** für den Fall von erzeugungsbedingten, unfreiwilligen **Lastabschaltungen** zur Minimierung (dann nur hypothetischer) externer Effekte (**Abschnitt 9.2**);
- Verbesserte Anreize für die **Bewirtschaftung von Bilanzkreisen** durch Weiterentwicklung der **Regelungen zur Ausgleichsenergie** (**Abschnitt 9.3**);
- Langfristig **stabile politische Rahmenbedingungen** (z.B. bezüglich EE-Förderung, KWK-Förderung, EU ETS) zur **Minimierung politischer Risiken** (**Abschnitt 9.4**);
- Glaubhafte **Vermeidung impliziter und expliziter Preisobergrenzen** für den Stromgroßhandelsmarkt und damit explizite Akzeptanz von Knappheitspreisbildung („Peak Load Pricing“) sowie Anhebung der technischen Preisobergrenzen an den Strombörsen auf die Höhe eines „Value-of-lost-load“ (**Abschnitt 9.5**);
- **Internationale Koordination** der Definition von Versorgungssicherheit und der grenzüberschreitenden Prozesse für den Fall, dass Knappheiten auftreten (**Abschnitt 9.6**).

Wir gehen davon aus, dass diese Maßnahmen ein ausreichend definiertes Marktumfeld schaffen können, um auch selten benötigter Flexibilität einen adäquaten Marktwert für die bereitgestellte Kapazität zu sichern und damit in einem EOM Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allerdings hängt der erreichbare Grad an Versorgungssicherheit davon ab, inwieweit diese Maßnahmen in der Praxis umgesetzt werden.

Im Folgenden gehen wir detaillierter auf die einzelnen Verbesserungsmaßnahmen an.

## 9.1 Integration von Nachfrageflexibilitäten und bisher marktferner Erzeugungsanlagen

Die Analyse zeigt, dass die Erschließung von Flexibilitätpotenzialen für die Funktionsfähigkeit des EOM insbesondere bei hohen Anteilen Erneuerbaren Energien einen bedeutenden Stellenwert hat, denn (Nachfrage-)Flexibilität:

- mindert die Wahrscheinlichkeit externer Effekte durch unfreiwillige Versorgungsunterbrechungen (**Kapitel 6**);
- verstetigt Stromgroßhandelspreise und reduziert somit Unsicherheiten für Investoren (auch bezüglich der politischen Akzeptanz von Knappheitspreisen) (**Kapitel 7** und **8.2**); und
- mindert das Potenzial für Marktchmactausübung (**Kapitel 8.1**).

Entsprechend ergeben sich die folgenden Ansatzpunkte für die Verbesserung des Marktrahmens:

- **Aktivierung nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen:**
  - **Anpassung der Netznutzungsentgelte:** In der Modellierung wird „nur“ eine Optimierung entsprechend der Strompreise vorgenommen. Je nachdem wie die Berechnungsvorschriften der Netznutzungsentgelte ausgestaltet sind, können diese die Wirtschaftlichkeit von Flexibilität unterstützen oder konterkarieren. Eine entsprechende Überprüfung der Netzentgeltsystematik, z.B. auch für Energiespeicher, ist vor diesem Hintergrund geboten.
  - **Definition von Standards** bietet die Möglichkeit eine zukünftige Nutzung der Potentiale zu vereinfachen und einen Wettbewerb der Intermediäre sicherzustellen (z.B. IP Adresse eines Kühlschranks, Standards für Übertragungsprotokolle und Firewall)
- **Aktivierung angebotsseitiger Flexibilitäten** – Ähnliche Überlegungen gelten für unkonventionelle Erzeugungskapazitäten (wie z.B. Notstromaggregate). Im bisherigen Rahmen sind sie im Grundsatz für die (Insel-)versorgung bei Netzstörungen ausgelegt. In entsprechendem Rahmen bewegen sich auch die technischen Anforderungen und Bedingungen der Netzbetreiber für den Bau und Betrieb dieser Anlagen. Aus den Expertenbefragungen im Rahmen der Studie ergibt sich der Eindruck, dass diese Regeln verhältnismäßig restriktiv ausgelegt sind und eine Einbindung dieser Erzeugungskapazität derzeit nur mit erheblichem administrativem

## Zusammenfassung und Schlussfolgerungen



Aufwand möglich ist. Eine Vereinfachung dieser Anforderung bei Gewährleistung ausreichender Sicherheitsstandards könnte eine effektive und effiziente Einbindung dieser Anlagen ermöglichen.

## 9.2 Kommerzielle Regeln für den Fall von Lastunterbrechungen

Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die Nachfrage im Strommarkt zu (nahezu) jeder Zeit physisch auf ein ausreichendes Angebot trifft, d.h. dass Angebots- und Nachfragefunktion (nahezu) zu jedem Zeitpunkt einen Schnittpunkt aufweisen. Externe Effekte sind im Strommarkt prinzipiell nicht auszuschließen, wenn auch unserer Einschätzung nach im heutigen Marktrahmen von wenig praktischer Relevanz.

Zudem könnten externe Effekte bzw. das Risiko des Auftretens von externen Effekten durch Anpassungen im Marktrahmen signifikant reduziert werden. So könnten „Ersatzmechanismen“ für den Fall von Versorgungsunterbrechungen (unfreiwilligen Abschaltungen einzelner Verbraucher) definiert werden, die die negativen Auswirkungen von externen Effekten auf Akteure mit Erzeugungskapazität minimieren (sprich: z.B. die Erlösmöglichkeiten in Situationen mit Lastunterbrechungen verbessert indem externe Effekte kompensiert werden). Dies würde implizieren, Regeln für den Fall von unfreiwilliger Abschaltung einzelner Verbraucher zu definieren:

- **Abrechnungspreise/Kosten der Versorgungsunterbrechungen:** Es könnte ein Abrechnungspreis (Rationierungspreis) definiert werden, der den Wert der Versorgungssicherheit bzw. die Kosten von Versorgungsunterbrechungen im Fall von unfreiwilliger Abschaltungen einzelner Verbraucher definiert. Dieser sollte sich an einem geschätzten „Value-of-lost-load“ orientieren. Die Bestimmung dieses Wertes ist allerdings nicht trivial. Von Vorteil wäre, dass die Definition eines solchen Preises dem Markt (über die Ausgleichsenergie) auch signalisieren würde, welche Großhandelspreise die Politik bzw. Administration für begründbar halten würde - also z.B. auch Preise im Bereich von 10.000 bis 15.000 €/MWh.
- **Ausgleich verfügbarer Erzeugung:** Zudem wären Regeln für vom Ausfall betroffenen Erzeugungskapazitäten zu definieren, die die grundsätzliche Verfügbarkeit der von der unfreiwilligen Abschaltung betroffenen Erzeugungsleistung mit dem Abrechnungspreis entlohnen. Dieser Schritt ist der komplexeste:
  - **Prüfung der Verfügbarkeit der Anlagen/Leistung:** Näherungsweise könnte die Verfügbarkeit über die Einspeisungen kurz vor bzw. nach

der Teilabschaltung festgestellt werden. Auch wäre eine Überprüfung der Angebote denkbar, wobei diese sich bei Anbietern mit Portfolien nicht unmittelbar zu Anlagen zuordnen lassen (überprüft würden hierbei nur die Angebotsmengen, nicht Preise – Spitzenlastgebote müssten möglich sein);

- **Finanzierung der Ausgleichszahlungen:** Weiterhin müssten die Ausgleichszahlungen finanziert werden. Da die Nachfrager mit Teillastabschaltungen keine Zahlungen für unfreiwillig nicht-bezogene Energie leisten, müssten die Ausgleichszahlungen anderweitig finanziert werden. Die Finanzierung müsste z.B. aus den Zahlungen der Bilanzkreise mit negativen Energiebilanzen erfolgen.

Weiterhin könnten die Regeln für die partielle Lastabschaltungen (5-Stufen-Plan) angepasst bzw. optimiert werden. So sind die derzeitigen Notfallpläne der ÜNB nur auf kurzfristige Frequenzabweichungen im Stromnetz ausgelegt. Im Falle von erzeugungsseitigen Versorgungsengpässen, die sich wie oben beschrieben gegebenenfalls mit längerem Vorlauf andeuten, könnten die Notfallpläne auf Basis kommerzieller Kriterien optimiert werden (z.B. Minimierung der Kosten für die Verbraucher, Minimierung der verbleibenden externen Effekte). Auch dies würde die externen Effekte bzw. deren Folgen weiter senken.

### 9.3 Weiterentwicklung der Regelungen zur Ausgleichsenergie

Die Absicherungsentscheidungen der Marktakteure hängen im heutigen EOM-Marktdesign vor allem von der Ausgestaltung des Bilanzierungs- und Ausgleichsenergieregime ab. Insofern sollte das Ausgleichsenergiesystem auch für den Regelfall mit freiwilliger Lastreduktionen optimiert werden. Diesbezüglich bieten sich u.a. die folgenden Ansatzpunkte:

- **Grenzkostenbasierte Definition von Ausgleichsenergiepreisen:** Die Ausgleichsenergiepreise sollten entsprechend der Marktlogik auf Basis von Grenzkosten des Reserveabrufs kalkuliert sein und im Knappheitsfall (d.h. nahe am drohenden Ausfall) die Kosten von Versorgungsunterbrechungen („Value-of-lost-load“) reflektieren. Hierdurch würden für die Marktakteure (BKV) adäquate Anreize zur Absicherung von möglichen Bilanzkreisungleichgewichten geschaffen (z.B. durch den Kauf von Optionen) und Anbieter von Kapazität könnten zusätzliche Renditen erwirtschaften. Das heutige Preissystem sollte diesbezüglich überprüft und angepasst werden:
- **Verbesserte Anreize für die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen,** die von regulierten Marktakteuren geführt werden. Die Differenzbilanzkreise für

### Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Standardlastprofilkunden und Erneuerbare Energien, die über einen Einspeisetarif entgolten werden, werden heute von den Netzbetreibern geführt. Eine optimierte Bewirtschaftung dieser Bilanzkreise und eine explizite Absicherung möglicher Fehlmengen erfolgt heute allerdings i.d.R. nicht. Für die Verbesserung der Anreizstruktur zur Absicherung von Bilanzabweichungen der SLP-Kunden sowie der EE-Erzeugung im Rahmen der Einspeisetarife lassen sich auf Basis der vorangehenden Analyse folgende Ansatzpunkte identifizieren:

- Option 1: Übertragung von Bilanzverantwortung auf weitere Akteure: Bei EE-Erzeugungsanlagen sind hier durch die Einführung der Direktvermarktung für Neuanlagen die Grundsteine gelegt. Diese ist für Altanlagen und – in Zukunft – kleinere Anlagen allerdings nicht verpflichtend.
- Option 2: Intensivierung der ökonomischen Anreize zur Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise.
- Option 3.: Die Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise könnte Dritten übergeben werden. Für die EE könnte dies z.B. im Rahmen einer Drittvermarktung der EE-Erzeugungsmengen (die nicht direkt vermarktet werde) erfolgen.
- Option 4: Vorschriften zu Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise wie z.B. eine Pflicht zur Vorhaltung von Bezugsoptionen. Dieser Schritt ist administrativ und regulativ herausfordernd und damit die komplexeste Lösung.

## 9.4 Stabile politische Rahmenbedingungen

Ein in der Theorie naheliegender Weg zur Reduktion von Risikokosten besteht darin, die den Risiken zu Grunde liegenden Unsicherheiten nach Möglichkeit zu minimieren. Ein erheblicher Teil der Risiken im Strommarkt besteht dabei wie zuvor ausgeführt in politischen Risiken, d.h. in Unsicherheit über zukünftige energiepolitische Entscheidungen. Wir sehen folgende Ansatzpunkte für einen Abbau von Unsicherheiten, die sich z.T. bereits in der Umsetzung befinden:

- **Klarheit über zukünftiges Instrumentarium zur Dekarbonisierung der Stromversorgung**
  - Derzeit werden zwei Instrumente parallel für die Dekarbonisierung der Strom-/bzw. Energieversorgung eingesetzt. Einerseits das EEG mit einer direkten Förderung von bestimmten Erzeugungsanlagen und andererseits der Europäische Emissionshandel, der die CO<sub>2</sub>-Emission pönalisiert. Während letzteres Instrument auf einer EU-weiten Koordination aufbaut ist das EEG rein national ausgerichtet und steht

damit neben Förderprogrammen für EE-Erzeugung auch in anderen EU-Staaten. In der wissenschaftlichen Diskussion ist weitgehend unbestritten, dass eine (zumindest) europäische Koordination auch der EE-Förderpolitik zu Effizienzvorteilen führen würde.

- Zudem interagieren Emissionshandel und EE-Förderung miteinander, indem eine explizite EE-Förderung bestimmte Emissionsvermeidungskosten günstiger erscheinen lässt und somit die Einsatzreihenfolge von CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen verzerrt und Emissionszertifikatspreise senkt. Dies wiederum hat Rückwirkungen auf die Wirtschaftlichkeit jeglicher Investitionsprojekte im Strommarkt. Abhilfe könnte daher eine schnelle Schaffung von Klarheit über die zukünftige Ausgestaltung des EU ETS und dessen Koexistenz zu expliziter EE-Förderung leisten. Zudem könnten verlässliche Ausbaupfade für EE die Planungssicherheit für Investoren auch in konventionelle Anlagen oder Speicher deutlich erhöhen, wie im Folgenden ausgeführt.

#### ● **Verlässliche EE-Zubauziele**

- Einen signifikanten (negativen) Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von in der Vergangenheit getroffenen Investitionsentscheidungen hatte in den letzten Jahren der starke Ausbau von EE-Anlagen (und eine Unsicherheit über den genauen Ausbaupfad). Dabei wurden jeweils die – allerdings nur als Mindestziele formulierten – EE-Ausbauziele deutlich übertroffen.
- Ein wesentlicher Beitrag zur Verminderung politischer Risiken kann demnach darin bestehen, den zukünftig geplanten EE-Ausbaupfad verlässlicher vorherzubestimmen. Hierzu sollten über Mindestziele hinaus auch Maximalziele (und somit Ausbaukorridore) für den geförderten EE-Ausbau formuliert werden, die Investoren eine verlässlichere Abschätzung der zukünftigen Mengen- und Preiseffekte auf dem Großhandelsmarkt ermöglichen. Dies ist in der aktuellen EEG-Novelle bereits angestoßen.
- Wegen der internationalen Vernetzung der Stromsysteme und der Rückwirkungen über die Emissionszertifikatspreise sind jedoch auch für Investitionen in Deutschland verlässliche EE-Ausbauziele in anderen europäischen Ländern ebenfalls von zentraler Bedeutung.

## 9.5 Vermeidung impliziter und expliziter Preisobergrenzen

Preisregulatorische Eingriffe können die Funktionsweise eines EOM bezüglich der Gewährleistung von Versorgungssicherheit stören, da der Strompreis hierdurch nicht die zur Vollkostendeckung notwendigen Höhen erreichen kann („Missing Money“).

Auch wenn explizite, politisch determinierte Preisobergrenzen in Deutschland heute nicht bestehen, besteht die Gefahr impliziter Preisobergrenzen, die für die Marktakteure in ihren Investitionsentscheidungen relevant sein könnten. Um diese wirksam zu vermeiden, wären folgende Maßnahmen erforderlich:

- **Politische und administrative Akzeptanz von Knappheitspreisen** – Um der Sorge von Investoren entgegenzuwirken, dass hohe Knappheitspreise in Zukunft politisch bzw. regulatorisch nicht akzeptiert werden könnten, bedarf es einer klaren Zusage der Politik, knappheitsbedingte Preisspitzen zu akzeptieren. Eine Möglichkeit zur expliziten Signalisierung dieser Absicht bestünde z.B. darin, die technischen Preisobergrenzen an den Strombörsen anzuheben, im Idealfall bis zum geschätzten „Value-of-lost load“ (von bisher 3.000 auf bspw. 15.000€ im Day-Ahead-Markt).<sup>147</sup> Um die Glaubwürdigkeit und Akzeptanz dieser Preisobergrenze zu stützen, wäre zudem eine politische und administrative Flankierung dieser Preisobergrenze (z.B. durch Definition eines Abrechnungspreises in Höhe eines administrativ gesetzten VoLL bei Versorgungsunterbrechungen) zielführend. Dies würde den Marktakteuren signalisieren, dass auch Knappheitspreise bis zum administrativen VoLL von Politik und Behörden im Grundsatz akzeptiert werden.
- **Änderung der wettbewerbspolitischen Ausgangslage** – Zwar haben Unternehmen im Stromgroßhandelsmarkt grundsätzlich die Möglichkeit, Preise oberhalb ihrer Grenzkosten durchzusetzen. Allerdings besteht für auf der Basis von Marktanteilen als „marktbeherrschend“ eingeschätzte Unternehmen ein signifikantes Risiko des Eingreifens des Bundeskartellamts bei Knappheitspreisen. Hier wäre gegebenenfalls eine Umkehr der Beweislast und eine auf längere Perioden ausgerichtete Praxis der Überwachung von Deckungsbeiträgen sinnvoll. Demnach könnten auch bisher als „marktbeherrschend“ eingeschätzte Unternehmen Preisgebote oberhalb der variablen Kosten abgeben, es sei denn ihnen könnte nachgewiesen werden, dass diese Gebote nicht zur Vollkostendeckung

---

<sup>147</sup> Dies bedürfte allerdings einer Koordination mit den Börsen, welche für die Produktgestaltung zuständig sind, sowie eine Abstimmung mit den im Rahmen des Day-Ahead Market Couplings verbundenen Ländern.

notwendig und damit marktmissbräuchlich sind. Es müsste den Unternehmen mindestens erlaubt sein, mit Geboten oberhalb der variablen Kosten bis zu den Kosten von Lastabwurf zu bieten. Dies schließt nicht aus, dass Grundprinzipien des (europäischen) Wettbewerbsrechts (z.B. Art. 102 TFEU) gewahrt bleiben.

- **Umstellung des Ausgleichsenergiepreis-Systems auf Grenzkostenbasierte Preise** (siehe **Abschnitt 8.2.4**). Die Ausgleichsenergiepreise sollten entsprechend der Marktlogik auf Basis von Grenzkosten des Reserveabrufs kalkuliert sein und im Knappheitsfall (d.h. nahe am drohenden Ausfall) die Kosten von Versorgungsunterbrechungen („Value-of-lost-load“) reflektieren.
- **Sicherstellung angemessener Vergütung von Systemdienstleistungen** – Zudem ist sicherzustellen, dass Systemdienstleistungen, welche Marktakteure ohne ihre explizite „freiwillige“ Entscheidung erbringen müssen, hinreichend vergütet werden. Hierzu zählen z.B. (drohende wie tatsächliche) Redispatch-Abrufe oder das Vorhalten von systemrelevanten Kraftwerken.

Es ist demnach erforderlich, der Herausforderung impliziter bzw. (zukünftig) möglicher expliziter Preisobergrenzen durch entsprechende politische und administrative Signale und Commitments zu begegnen. Ein Marktumfeld mit latent drohenden politischen Eingriffen bietet keinen geeigneten Rahmen für langfristig orientierte Investitionen.

## 9.6 Verstärkung der internationalen Koordination

Nicht zuletzt die im Rahmen dieser Studie durchgeführten quantitativen Analysen zeigen, dass ein im europäischen Binnenmarkt optimierter EOM funktionsfähig bzgl. eines wohlfahrtsmaximalen Versorgungssicherheitsniveaus ist. Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit muss der Beitrags von in Knappheitssituationen verfügbaren Importmöglichkeiten berücksichtigt werden.

Die Analysen haben auch gezeigt, dass die Einführung von Kapazitätsmechanismen im Ausland nicht nachteilig auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirkt. Allerdings zeigt sich auch, dass sich Risiken für Investoren in Deutschland erhöhen, da Knappheitspreise – ähnlich wie durch zusätzlichen geförderten EE-Strom – seltener aber extremer ausfallen werden. In der Folge sind die in erläuterten Maßnahmen zum Abbau von politischen Risiken im Allgemeinen und die dargelegten Maßnahmen zur Signalisierung der Akzeptanz von Preisspitzen im Besonderen im europäischen Kontext umso wichtiger.

Zudem kann ein Nebeneinander fundamental unterschiedlicher Marktdesigns in dem physisch wie energiemarktl. eng verbundenen europäischen Strommarkt

## Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

zu verschiedenen Verwerfungen führen. Eine möglichst weitgehende Koordination und Harmonisierung der Marktregeln wäre daher wünschenswert.





## Literaturverzeichnis

- 50 Herz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2013), Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5.
- Agora (2013), Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft.
- Austrian Power Grid (APG, 2013), Masterplan 2030 für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich, Planungszeitraum 2013 – 2030 mit Ausblick bis 2050, abgerufen am 28.02.2014 unter <http://www.apg.at/~media/F9722389EC464B72966FA2C11E637CDD.pdf>
- Bauer (2014), Flexibilisierung des industriellen Verbrauchs (Demand Side Management), Vortrag auf der 18. Stadtwerke-Jahrestagung von Euroforum, Mai 2014, Berlin.
- Beckers et al. (2008), Rationalität und Ausgestaltung privater Finanzierung in PPP-Projekten, Studie im Auftrag der Initiative Finanzstandort Deutschland, November 2008.
- BET (2009), Potenzialstudie – Smart Metering. „Intelligente“ Zähler – zeitvariable Tarife!, Aachen.
- BET (2013), Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie.
- BIZZ energy today (2014), Gaskraftwerke – Mit Vollgas ins Minus, Beitrag vom 12.02.2014, abgerufen am 28.02.2014 unter [http://bizzenergytoday.com/mit\\_vollgas\\_ins\\_minus](http://bizzenergytoday.com/mit_vollgas_ins_minus).
- Büdenbender, M., Janssen, M, Wobben, M. (2009), Versorgungssicherheit auf Elektrizitätsmärkten – Investitionsdilemma durch ineffizientes Marktdesign?, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 01/2009, S. 49-61.
- Bundesamt für Energie (BFE, 2013), Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012, abgerufen am 28.02.2014 unter <http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang>

[=de&name=de\\_389419491.pdf&endung=Schweizerische%20Elektrizit%E4tsstatistik%202012.](#)

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktionssicherheit (BMU 2013a), „Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland“, Konsultationspapier, September 2013.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktionssicherheit (BMU b), Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Juli 2013
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Eckpunkte für die Reform des EEG, veröffentlicht am 17. Januar 2014.
- Bundesnetzagentur (2012a), Beschluss zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems vom 25. Oktober 2012, geführt unter dem Aktenzeichen BK6-12-024.
- Bundesnetzagentur (2012b) – Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung, Festlegung der Beschlusskammer 8 vom 30. Oktober 2012, geführt unter dem Aktenzeichen BK8-12-019.
- Bundesnetzagentur (2012c) – Festlegung zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen, Festlegung der Beschlusskammer 6 vom 30. Oktober 2012, geführt unter dem Aktenzeichen BK6-11-098.
- Bundesnetzagentur (2013a), Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse, 02. Mai 2013.
- Bundesnetzagentur (2013b), Monitoringbericht 2013, Stand Dezember 2013.
- Bundesnetzagentur (2013c), Positionspapier zur Wahrnehmung der Pflichten nach § 4 Abs. 2 StromNZV und Ziffer 5.2. des Standardbilanzkreisvertrages durch die Bilanzkreisverantwortlichen, geführt unter dem Aktenzeichen BK6-13-104, September 2013.
- Bundesnetzagentur (2013d), Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2014, genehmigt durch die Bundesnetzagentur am 30.08.2013.

## Literaturverzeichnis

- Bundesnetzagentur (2014a), Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 und zugleich den Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen, 2. Mai 2014.
- Bundesnetzagentur (2014b), Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand: 19. Februar 2014, abgerufen am 28.02.2014 unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html).
- Bundesnetzagentur (2014c), Kraftwerksliste – Veröffentlichungen Zu- und Rückbau, Stand: 3. Februar 2014, abgerufen am 28.02.2014 unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html).
- Bundesnetzagentur (2014d), Liste der Kraftwerksstilllegungsanzeigen, Stand 27. Mai 2014, abgerufen am 23.06.2014 unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html).
- Bundesnetzagentur (2014e), „Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2006-2012“, abgerufen am 13.06.2014 über [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html).
- Bundeskartellamt (2011), Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, Abschlussbericht gemäß § 32e GWB, Januar 2011.
- Burstedde (2012), From Nodal to Zonal Pricing – A Bottom-Up Approach to the Second-Best, EWI Working Paper, No 12/09.
- Connect Energy Economics et al. (2014), Leitstuide Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Studie im Auftrag des BMWi.
- CDU et al (2013), Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode.

- Consentec / EWI / IAEW (2008), Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Untersuchung im Auftrag des BMWi.
- Consentec / Frontier / FGH (2010), Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze.
- Cramton/Stoft (2006), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, A White Paper for the Electricity Oversight Board.
- Cramton / Ockenfels (2011), Economics and design of capacity markets for the power sector, 30. Mai 2011.
- DECC (2013), Annex C: Reliability Standard Methodology, July 2013.
- DECC (2013), Interconnection and the Capacity Market, DECC expert paper, CMEG32.05, December 2013.
- DENA (2005), Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Endbericht, 24. Februar 2005.
- DENA (2010a), Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), Februar 2010, Berlin.
- DENA (2010b), dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.
- Destatis (2013a), Energieverwendung der Betriebe im verarbeitenden Gewerbe 2012, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabellen/KohleErdgasStrom.html> [Abruf: 27.11.2013]
- Destatis (2013b), Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre 2011, Wirtschaftszweige (2-/3-/4-Steller), Tabellennr. 42251-0001.
- DEWI (2013), Status 31.12.2012, Status 30.06.2012, Status 31.12.2011, abgerufen am 17.12.2013 unter [http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=66&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=132&cHash=bf592fbf4e46a345475aa6c10cf83f41](http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=66&tx_ttnews[tt_news]=132&cHash=bf592fbf4e46a345475aa6c10cf83f41), sowie weitere Links auf dieser Seite.

## Literaturverzeichnis

- Die Bundesregierung (2009), Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung, abgerufen am 17.02.2014 unter [http://www.bmbf.de/pubRD/nationaler\\_entwicklungsplan\\_elektromobilitaet.pdf](http://www.bmbf.de/pubRD/nationaler_entwicklungsplan_elektromobilitaet.pdf).
- DRL et al (2012), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie für das Bundesumweltministerium, BMU - FKZ 03MAP146, 29. März 2012.
- Ecofys (2012), Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen, Gutachten im Auftrag des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), September 2012.
- EEG (2012), Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert am 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).
- EEX (2014a), Geplante Nichtbeanspruchbarkeiten von Erzeugungseinheiten  $\geq 100$  MW [in Deutschland], abgerufen am 16.01.2014 unter [http://www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/geplante-nichtbeanspruchbarkeiten-von-erzeugungseinheiten%20%E2%89%A5%20100%20MW](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/geplante-nichtbeanspruchbarkeiten-von-erzeugungseinheiten%20%E2%89%A5%20100%20MW).
- EEX (2014b), Ungeplante Nichtbeanspruchbarkeiten von Erzeugungseinheiten  $\geq 100$  MW [in Deutschland], abgerufen am 16.01.2014 unter [http://www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/Ungeplante%20Nichtbeanspruchbarkeiten%20von%20Erzeugungseinheiten%20%E2%89%A5%20100%20MW](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/Ungeplante%20Nichtbeanspruchbarkeiten%20von%20Erzeugungseinheiten%20%E2%89%A5%20100%20MW).
- EEX (2014c), Installierte Erzeugungskapazität  $\geq 100$  MW [in Deutschland], abgerufen am 16.01.2014 unter [http://www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/Installierte%20Erzeugungskapazit%C3%A4t%20%E2%89%A5%20100%20MW](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/Installierte%20Erzeugungskapazit%C3%A4t%20%E2%89%A5%20100%20MW).
- EEX (2014d), Installierte Erzeugungskapazität  $< 100$  MW, abgerufen am 16.01.2014 unter [http://www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/installierte%20Erzeugungskapazit%C3%A4t%20%3C%20100%20MW](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/installierte%20Erzeugungskapazit%C3%A4t%20%3C%20100%20MW).
- E-Control (2013), Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2012, Stand August 2013, abgerufen am 28.02.2014 unter <http://www.e->

control.at/portal/pls/portal/portal.kb\_folderitems\_xml.redirectToItem?pM  
asterthingId=2420356.

- Electricity Commission, New Zealand (2008), Development of a Capacity Adequacy Standard, October 2008.
- Energate (2013), Teyssen- Entscheidung zu Irsching fällt bis März, Bericht vom 13.03.2013, abgerufen am 28.02.2014 unter <http://www.energate-messenger.de/news/131025/Teyssen-Entscheidung-zu-Irsching-f%C3%A4hlt-bis-Ende-M%C3%A4rz>.
- EnLAG (2009), Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG), vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), zuletzt geändert am 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543).ENTSO-E (2013), SO&AF, Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030, abgerufen am 28.02.2014 unter <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2013-2030/>
- ENTSO-E (2014), Country Data Packages – Production, Consumption, Exchange 2011 & 2012, abgerufen am 16.01.2014 unter <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package>.
- EnWG (2013), Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert am 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746).
- E.ON (2014), Homepage, abgerufen am 28.02.2014 unter <http://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/asset-finder/irsching.html>.
- Erdmann et al. (Hrsg.) (2009): Wettbewerb in der Energiewirtschaft, Duncker&Humblot, Berlin.
- Erdmann (2012), Kapazitäts-Mechanismus für konventionelle und intermittierende Elektrizität, Überarbeitetes Thesenpapier für das AGORA-Fachgespräch am 24. August 2012 in Berlin.
- Europäische Kommission (2013), Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions, Communication Staff Working Paper, 5. November 2013, SWD(2013) 438 final.
- Regulation (EU) No 1227/2011 Of The European Parliament And Of The Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency, Amtsblatt der Europäischen Union L 326/1.

## Literaturverzeichnis

- EWI (2010), European RES-E Policy Analysis – Eine modellbasierte Studie über die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen in Europa und die Auswirkungen auf den konventionellen Strommarkt, Auftraggeber: Land Nordrhein-Westfalen, BDEW, VGB Power Tech, Alpiq, E.ON, Stadtwerke München, Vattenfal.
- EWI (2012), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) (2010), Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland, Kurzbericht.
- Fraunhofer ISI (2012), Load Management and Demand Side Management in Germany and other EU countries, Innovative Approaches for Emissions Mitigation in the Electricity Sector (Paper 1/3).
- Frontier Economics (2007), Smart Metering. A report prepared for Centrica.
- Frontier Economics / Consentec (2008), Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- Frontier Economics (2010), Marktkonzentration im deutschen Stromerzeugungsmarkt, Studie im Auftrag der E.ON AG.
- Frontier Economics (2011), Is a capacity market required in Germany to guarantee system security? Study by Frontier Economics, commissioned by RWE AG. Frontier Economics / Consentec (2011), Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Frontier Economics / FORMAET Services (2011), Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Frontier Economics (2012a), Angemessene Vergütung bei strombedingtem Redispatch, Stellungnahme zum „Konsultationspapier zur beabsichtigten Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen“ der BNetzA, Analyse im Auftrag der Supply & Trading GmbH.

- Frontier Economics (2012b), Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze, Gutachten im Auftrag der EnBW AG.
- Frontier Economics / Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Projektnummer 38/13, Juli 2014.
- GEODE (2013), Stellungnahme zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zu der Diskussion um die Einführung eines neuen Strommarktdesigns. Berlin, 4. März 2013.
- Goldmedia GmbH Strategy Consulting (2013), Dritter Monitoringbericht zur Breitbandstrategie der Bundesregierung, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- Green (2005), Electricity and Markets. Oxford Review of Economic Policy, Volume 21, Issue 1, S.67-87.
- Grote, F./Drees, T./Budke, J./Moser, A. (2013), Einfluss des Demand Side Managements auf den Kraftwerkseinsatz in Europa, Energiemarktwirtschaftliche Tagesfragen, 63 (12), 32-36.
- Handelsblatt (2011), Gehen in Deutschland bald die Lichter aus?, Artikel vom 23.01.2011, zuletzt abgerufen am 24.02.2014 unter <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/ueberlastete-stromnetze-gehen-in-deutschland-bald-die-lichter-aus/3771488.html>.
- IEA (2012), Securing Power during the Transition. Generation Investment and Operation Issues in Electricity Markets with Low-Carbon Policies, Insight Series 2012, OECD/IEA.
- IfE (2012), Erstellen der Anwendungsbilanzen 2010 und 2011 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Berlin.
- Janssen, M. / Wobben, M. (2010), Electricity pricing and market power – Evidence from Germany, European Transactions on Electrical Power, 19, S. 591–611.
- Joskow, P. (2006), Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, Working Paper 06-009, Center for Energy and Environmental Policy Research.



- Klobasa, M. (2007), Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Diss ETH Zürich, Nr. 17324.
- Latour, Ch. (2014), A capacity market in France – Status of discussions and future steps, RTE presentation, May 2014.
- RWI (2012), Erstellung der Anwendungsbilanzen 2010 und 2011 für den Sektor Private Haushalte, Forschungsprojekt im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- Leuthold et al. (2005), Nodal Pricing in the German Electricity Sector - A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities, Mimeo, Dresden, September 2005.
- Löschel et al. (2012), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung, ZEW Discussion Paper No. 13-065.
- Ockenfels, A. et al. (2013), Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), September 2013.
- Ofgem (2013), Electricity Capacity Assessment Report 2013, Report to the Secretary of State, Reference 105/13, 27 June 2013.
- Ofgem (2014), Electricity Balancing Significant Code Review – Final Policy Decision, 15 May 2014.
- Müsgens, F. (2006), Quantifying market power in the German wholesale electricity market using a dynamic multi-regional dispatch model, The Journal of Industrial Economics, 54(4), S. 471–498.
- NABEG (2012), Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz, vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), zuletzt geändert am 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730).
- Netztransparenz (2013), Solarenergie Hochrechnung / Windenergie Hochrechnung, zuletzt abgerufen am 17.12.2012 unter [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net).
- Paulus, M./Borggreffe, F. (2009), Economic Potential of Demand Side Management in an Industrialized Country – The case of Germany.

- Paulus, M./Borggreffe F. (2011), The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany, Applied Energy 88, 432–441.
- Platts (2013), Platts PowerVision Kraftwerksdatenbank, Stand Juni 2013.
- Prognos (2011), Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Projektnr. I C 4 - Kraft-Wärme-Kopplung, 8. August 2011.
- ResKV (2013), Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV), 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947).
- Schwarz, H.G. / Lang, C. (2006), The rise in German wholesale electricity prices: fundamental factors, exercise of market power, or both? IWE Working Paper No 02/06.
- Stötzer, M./Gronstedt, P./ Styczynski, Z. (2011), Demand Side Management Potential. A Case Study for Germany, 21st International Conference on Electricity Distribution.
- Stoft (2002), Power System Economics – Designing Markets for Electricity, New York, IEEE Press.
- StromNZV (2012), Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert am 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250).
- Tennet (2014): Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung, abgerufen am 16.01.2014, <http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>.
- Übertragungsnetzbetreiber (2012), Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012.
- VDE (2012), „Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“, Gesamttext.

## Literaturverzeichnis

- VDN (2007), Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007.
- von Hirschhausen, C. / Weigt, H. / Zachmann, G. (2007), Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz, Gutachten im Auftrag des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK).
- Weron (2006), Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: A Statistical Approach, Wiley, Chichester.
- Wilmott, P. (2007), Paul Wilmott introduces quantitative finance, 2<sup>nd</sup> Edition, John Wiley & Sons, Ltd.
- Winzer (2012), Measuring Energy Security, EPRG Working Paper 1303, Cambridge Working Paper in Economics 1305.
- Zeilinger, F. X./Einfalt, A. (2011), Simulation der Auswirkung von Demand Side Management auf die Leistungsaufnahme von Haushalten, IEWT 2011.
- ZfK (2013), Irsching 5: Zeil will Betrieb anordnen, Beitrag vom 13.03.2013, abgerufen am 28.02.2014 unter <http://www.zfk.de/artikel/irsching-5-zeil-will-betrieb-anordnen.html>.



# Anhang I – Modellbeschreibung

## Modellkonzeption

- **Zielfunktion** – Als Zielfunktion ist die „Minimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung in Europa (Barwert heute<sup>148</sup>)“ formuliert.

$$\min TC = \sum_{t=2013}^{T=2035} \delta_t \left( \sum_{m \in M} GenCost_{m,t} + \sum_{m \in M} fixedCost_{m,t} + \sum_{m \in M} SatExchangeCost_{m,t} + \sum_{m \in C} InvestCost_{m,t} + \sum_{m \in C} MothCost_{m,t} \right)$$

Indices	Beschreibung
$t$	Jahr
$m \in M$	Modellregionen
$m \in C$	Kernregionen
Parameter	
$\delta_t$	Jährlicher Diskontfaktor
Variablen	
$TC$	Systemkosten
$GenCost$	Variable Kosten der Stromerzeugung
$FixedCost$	Fixe Kosten der Stromerzeugung
$SatExchangeCost$	Kosten des Stromaustauschs mit Satellitenregionen
$InvestCost$	Barwert der annuitätischen Investitionskosten
$MothCost$	Kosten der vorübergehenden Stilllegung und Reaktivierung

Als wichtigste Nebenbedingungen der Optimierung enthalten sind u.a.

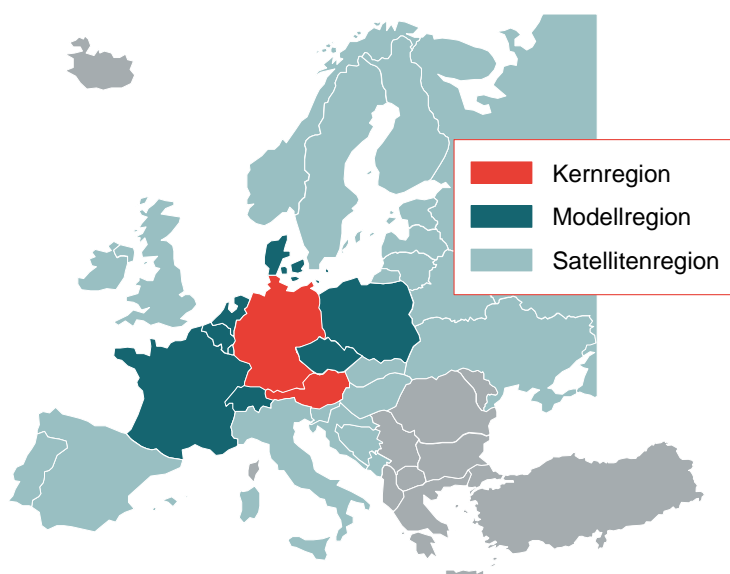
- die Deckung der stündlichen Energiebilanz in jeder Region (mit der Möglichkeit zu Versorgungseinschränkung, siehe **Abschnitt 5.2.2**);
  - die Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Regionen;
  - technische und ökonomische Randbedingungen der Kraftwerke, Speicher, Erneuerbare Energien und DSM.
- **Zeitliche Auflösung** – Das Modell ist ein gekoppeltes Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell. Somit ist der Optimierungszeitraum an der

<sup>148</sup> D.h. es erfolgt eine Abzinsung zukünftiger Kosten auf den heutigen Zeitpunkt – d.h. analog zur Logik der Investitionsrechnung verliert zukünftiger Gewinn im Vergleich zu eine Sofortzahlung an Attraktivität bzw. sind zukünftige Kosten „günstiger“ als heutige Ausgaben. Hierbei wird zwischen eher niedrigen Volkswirtschaftlichen Zinsen und höheren Zinsen aus Investorensicht unterschieden.

Lebensdauer von Kraftwerken orientiert (Modell optimiert unter Verwendung von Fotojahren<sup>149</sup> bis zum Jahr 2035), die zeitliche Auflösung ist 4032h/Fotojahr.

- **Regionale Abdeckung** – Unser Modell umfasst Deutschland und alle Nachbarländer (sowie weitere Regionen in Europa). Kernmodellregion sind die Regionen in Deutschland und Österreich (rot) – umliegende Modellregionen werden für dieses Projekt mit einer etwas geringeren Auflösung der Kraftwerksparks abgebildet (dunkelblau). Für nicht explizit modellierte, angrenzende Regionen (sog. Satellitenregionen) werden Netzkapazitäten und stündliche Strompreise (basierend auf typischen Grenzkosten von Kraftwerkstechnologien in diesem Szenario) vorgegeben (hellblau) (**Abbildung 65**):
  - **Kernregionen** (DE und AT): Hochgranularer Kraftwerkspark, optimierter Kraftwerkseinsatz und optimierte Investitions- und Stilllegungsentscheidungen;
  - **Modellregionen**: Geringere Granularität des Kraftwerksparks, exogene Kapazitätsentwicklung und optimierter Kraftwerkseinsatz;
  - **Satellitenregionen**: Exogene stündliche Strompreise und Netzkapazitäten zum Stromaustausch mit Modellregionen

**Abbildung 65.** Modellregionen im Investitions- und Dispatchmodell



Quelle: Frontier

<sup>149</sup> Fotojahre: 2013, 2015, 2020, 2023, 2025, 2030, 2035

Das Modell ist als lineares Problem in GAMS formuliert. Inputs und Outputs werden über Excel eingelesen. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe des kommerziellen Solvers CPLEX gelöst.

## Kraftwerkseinsatz und Investitionsentscheidungen

- **Nebenbedingung der Lastdeckung und Stromerzeugung** – Zur kostenoptimalen Deckung der stündlichen Stromnachfrage stehen dem Modell in der *Kernregion* und in der *Modellregion* die exogen zu für das erste Modelljahr festgelegten Kapazitäten zur Verfügung. Diese setzt das Modell kostenoptimal ein:
  - **Konventionelle Kraftwerke** werden anhand der kurzfristigen Stromgestehungskosten eingesetzt, diese setzen sich im Modell zusammen aus
    - den Brennstoffkosten (€/MWh<sub>th</sub>);
    - den Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen (€/tCO<sub>2</sub>);
    - der CO<sub>2</sub>-Intensität des Energieträgers (tCO<sub>2</sub>t/MWh<sub>th</sub>);
    - dem Wirkungsgrad der Erzeugungstechnologie (%); und
    - anderen variablen Kosten (€/MWh<sub>el</sub>).
  - **Erneuerbare Erzeugungskapazitäten** werden anhand historischer Einspeiseprofile eingesetzt. Diese haben wir für die jeweiligen Modellregionen anhand der tatsächlich beobachteten Einspeisung der Erzeugungstechnologien abgeleitet. Für den Fall, dass in einer Stunde in einer Modellregion ein Überangebot an Strom besteht, kann die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien reduziert werden.<sup>150</sup>
  - **Nachfrageflexibilitäten** werden, vergleichbar mit den konventionellen Kraftwerken, anhand der kurzfristigen variablen Kosten eingesetzt. Diese bestehen im Wesentlichen aus den Kosten des Abrufs einer Lastreduktion/-erhöhung.
    - **Lastreduktionsverschiebekapazitäten** müssen innerhalb von 48 Stunden eine ausgeglichene Bilanz aufweisen, d.h. vorgenommene Lastreduktionen in Spitzenlaststunden müssen innerhalb von 48 Stunden wieder durch Lasterhöhung ausgeglichen werden.

---

<sup>150</sup> Bei einer Reduktion der EE-Einspeisung fallen Kosten für „Curtailement“ an, die bei 80 €/MWh in 2013 und sinken bis auf 0 €/MWh in 2030.

- **Entwicklung der Kapazitäten in der Kernregion** – In der Kernregion wird neben dem Kraftwerkseinsatz auch die Entwicklung der konventionellen Kapazitäten optimiert. Für Bestandskapazitäten und Neubauten fallen jährlich fixe Betriebskosten pro MW installierter Leistung an. Dem Modell stehen folgende Optionen zur Verfügung:
  - **Investitionen in Kapazitäten:** Investitionen in Erzeugungskapazitäten oder Nachfrageflexibilität erhöhen die Kraftwerkskapazität zu Beginn des Modelljahres bis zum Ende der technischen Laufzeit der Anlagen. Für die Investitionen fallen annuitätische Investitionskosten an.
  - **Endgültige Stilllegungen:** Um fixe Betriebskosten zu vermeiden, kann das Modell Kapazitäten endgültig, auch vor dem Ablauf der technischen Lebensdauer, stilllegen. Diese Kapazitäten stehen dem Markt fortan nicht mehr zur Stromerzeugung zur Verfügung.
  - **Vorübergehende Stilllegung („Einmottung“):** Neben der endgültigen Stilllegung kann sich das Modell auch zu einer vorübergehenden Stilllegung entscheiden. Für vorübergehend stillgelegte Kapazitäten fällt lediglich ein geringerer Anteil der jährlichen fixen Betriebskosten an. Nach einer kostenpflichtigen Reaktivierung steht die Kapazität wieder zur Stromerzeugung zur Verfügung.



## Anhang II – Annahmen für die Simulation

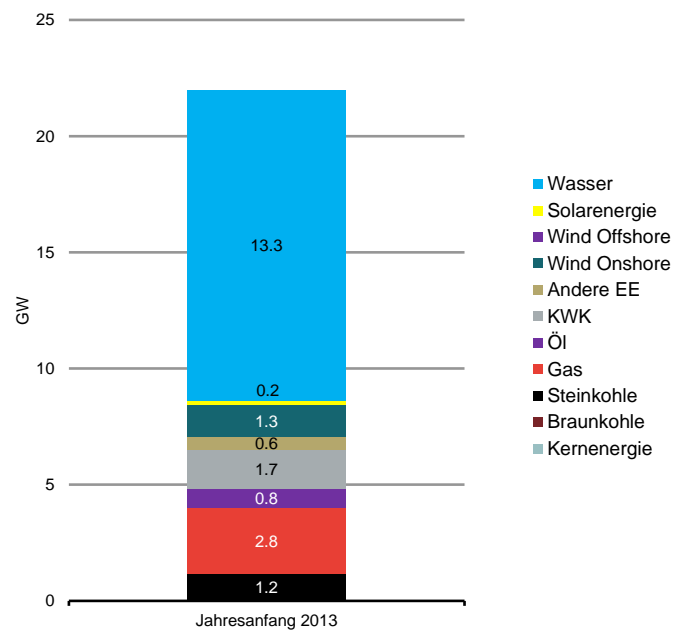
In **Kapitel 5.2.3** wurden die wesentlichen Annahmen für die Strommarktmodellierung vorgestellt. In diesem Anhang werden weitere Details zu folgenden Bereichen dokumentiert:

- **Stromerzeugungskapazitäten im europäischen Ausland** – Darstellung der Annahmen an die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Österreich und den übrigen deutschen Nachbarländern.
- **Kraftwerkparameter** – Tabellarische Übersicht über die wesentlichen Annahmen an die Kraftwerkparameter im Strommarktmodell.
- **Probabilistische Analysen zur Versorgungssicherheit** – Für die wahrscheinlichkeitstheoretischen Analysen zur Versorgungssicherheit (vgl. **Abschnitt 5.3**) treffen wir eine Auswahl von „kritischen Stunden“. Diese beschreiben wir näher in diesem Anhang.

### Stromerzeugungskapazitäten im europäischen Ausland

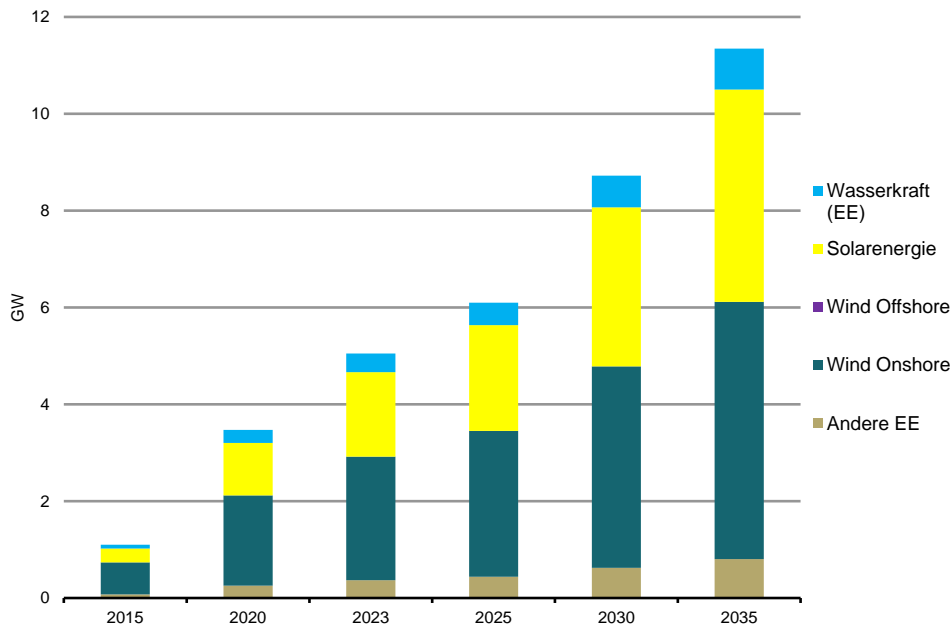
#### *Stromerzeugungskapazitäten in Österreich*

Österreich ist zusammen mit Deutschland Bestandteil der Kernregion Deutschland/Österreich, so dass der Kraftwerkspark modellendogen bestimmt wird. **Abbildung 66** zeigt die Nettostromerzeugungskapazitäten zu Beginn des Jahres 2013 in Österreich, die die Ausgangslage für das Strommarktmodell bildet. Grundlage hierfür ist die Bestandsstatistik der E-Control (2013) und die Kraftwerksdatenbank von Platts (2013).

**Abbildung 66.** Österreichischer Kraftwerkspark im Jahr 2013

Source: Frontier basierend auf E-Control (2013),

**Abbildung 67** illustriert den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Österreich bis zum Jahr 2035, der dem Modell – analog zum Vergehen in Deutschland – exogen vorgegeben wird.

**Abbildung 67.** Ausbau der Erneuerbaren Energien in Österreich bis zum Jahr 2035

Source: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013) und APG (2013).

Die Zubauten für Wind und Solarenergie entstammen dem SO&AF der ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“. Die Entwicklung der Wasserkraft und der sonstigen Erneuerbaren stammt aus dem Masterplan 2030 der APG (2013). So ergibt sich insgesamt ein Zubau der Erneuerbaren bis zum Jahr 2035 von 11,3 GW, davon 9,7 GW aus Wind und Solarenergie.<sup>151</sup> Die Zwischenjahre wurden in beiden Fällen linear interpoliert und die Trends nach 2030 fortgeschrieben.

### *Stromerzeugungskapazitäten im sonstigen Ausland*

In diesem Abschnitt werden die Annahmen an den Kraftwerkspark für das deutsche Ausland mit Ausnahme von Österreich<sup>152</sup> dargestellt. Wir orientieren analog zum Vorgehen im NEP 2014 an der Entwicklung des SO&AF der ENTSO-E (2013) für folgende Szenarien:

- bis zum Jahr 2020: „Scenario B“, das durch einen moderaten Verbrauchszuwachs und Zubau von Kraftwerken charakterisiert ist;

<sup>151</sup> APG (2013) sieht insgesamt einen Ausbau der Wasserspeicher in Österreich von 4,3 GW vor, die Mehrheit davon in Form von Pumpspeichern, die nicht den Erneuerbaren zugerechnet werden und daher nicht in der Abbildung enthalten sind.

<sup>152</sup> Österreich ist als Bestandteil der Kernregion Deutschland/Österreich in dieser Übersicht nicht enthalten, da der Kraftwerkspark modellendogen bestimmt wird.

- bis zum Jahr 2030: „Vision 3“, Extremszenario, entspricht hinsichtlich der installierten Leistung erneuerbarer Energien jedoch Szenario B im deutschen NEP 2014; und
- Nach dem Jahr 2030 wird anhand der Trends interpoliert.

Die Parametrierung im SO&AF wurde auf Basis aktueller Marktinformationen und politischer Vorgaben weiterentwickelt:<sup>153</sup>

- **Schweiz** – Zusätzliche Gaskapazitäten, so dass ein vollständiger Ersatz der wegfallenden Kernenergiekapazitäten (3,3 GW bis 2035) im Zuge des Kernenergieausstiegs erreicht wird.
- **Frankreich** – Verzögerte Stilllegung von 5 GW Kernenergiekapazitäten, da eine Verlängerung der Betriebserlaubnis aufgrund des hohen Erzeugungsanteils wahrscheinlich ist. Zudem wurden die Gaskapazitäten erhöht (+2,1 GW bis 2020 und +12,1 GW bis 2030), um den Rückgang der Kernenergie (-18,1 GW) zu kompensieren.
- **Niederlande** – In den Niederlanden führt der starke EE-Ausbau zu deutlichen Überkapazitäten. Daher wurden zusätzliche Stilllegungen älterer Gaskraftwerke von insgesamt 7 GW bis zum Jahr 2030 unterstellt. Zudem wurde der hohe PV-Zubau um 50% abgemildert.
- **Belgien** – Der SO&AF sieht einen ambitionierten Ausbau der Gaskapazitäten in Belgien vor. Dieser wurde im Einklang mit der Nachfragenentwicklung in Belgien schrittweise um bis zu 4 GW bis zum Jahr 2030 gedämpft.
- **Dänemark** – Keine Anpassungen.
- **Tschechien** – Der SO&AF sieht einen Nettozubau der Kernenergiekapazitäten um 2,9 GW vor, der angesichts der aktuellen Marktsituation schwierig zu realisieren ist und daher nicht berücksichtigt wurde. Außerdem wurde der Rückbau von Braunkohle beschleunigt (zwischen -3 GW und -1,3 GW bis zum Jahr 2025) und der Zubau von Gaskapazitäten auf 1,4 GW bis zu Jahr 2030 beschränkt.
- **Polen** – Wir gehen in Polen von keinem Neubau von Kernkraftwerken (6 GW bis zum Jahr 2030) aus, da dies schwierig mit den Marktentwicklungen in Einklang zu bringen ist. Zudem wurde der Rückbau

---

<sup>153</sup> Zudem wurden die resultierenden Erzeugungskapazitäten den stündlichen Lastverläufen gegenübergestellt, um eine „Überversorgung“ der Nachbarländer zu identifizieren.

von Steinkohlekapazitäten beschleunigt, so dass bis zum Jahr 2020 bereits 5,1 GW netto stillgelegt werden.

Die nachfolgenden Tabellen geben die Entwicklungen der installierten Nettostromerzeugungskapazitäten außerhalb der Kernregionen Deutschland/Österreich an.

**Tabelle 9.** Entwicklung des Kraftwerksparks in der Schweiz bis zum Jahr 2035

MW	2013	2015	2020	2023	2025	2030	2035
<b>Kernenergie</b>	3200	3200	2800	2080	2080	1170	0
<b>Braunkohle</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Steinkohle</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gas</b>	100	100	500	1220	1220	2130	3300
<b>Öl</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wind Offshore</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wind Onshore</b>	45	146	397	548	649	900	1151
<b>Solarenergie</b>	192	522	1348	1844	2174	3000	3826
<b>Wasserkraft</b>	13116	13116	14116	15208	15936	17756	17756
<b>Sonstige EE</b>	0	0	0	390	650	1300	1950

Source: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“

**Tabelle 10.** Entwicklung des Kraftwerksparks in Frankreich bis zum Jahr 2035

MW	2013	2015	2020	2023	2025	2030	2035
<b>Kernenergie</b>	63100	63100	63000	57600	54000	45000	42500
<b>Braunkohle</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Steinkohle</b>	7600	5200	3900	3240	2800	1700	600
<b>Gas</b>	9700	9200	12000	16500	19500	27000	28500
<b>Öl</b>	10100	10100	8500	7600	7000	5500	4000
<b>Wind Offshore</b>	0	0	1000	4300	6500	12000	17500
<b>Wind Onshore</b>	7700	9300	14000	18200	21000	28000	35000

<b>Solarenergie</b>	3400	4400	7700	14390	18850	30000	41150
<b>Wasserkraft</b>	25200	25200	25200	26100	26700	28200	29700
<b>Sonstige EE</b>	1300	1700	1800	3150	4050	6300	8550

Source: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“

**Tabelle 11.** Entwicklung des Kraftwerksparks in den Niederlanden bis zum Jahr 2035

<b>MW</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2023</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
<b>Kernenergie</b>	490	490	490	490	490	0	0
<b>Braunkohle</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Steinkohle</b>	4890	7520	7520	6827	6365	5210	3855
<b>Gas</b>	21000	16490	13000	14273	14195	14000	15000
<b>Öl</b>	260	260	260	182	130	0	0
<b>Wind Offshore</b>	230	430	2330	3431	4165	6000	7835
<b>Wind Onshore</b>	2130	2570	3700	4390	4850	6000	7150
<b>Solarenergie</b>	90	90	90	1263	2045	4000	6000
<b>Wasserkraft</b>	40	40	40	88	120	200	280
<b>Sonstige EE</b>	330	380	440	608	720	1000	1280

Source: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“

**Tabelle 12.** Entwicklung des Kraftwerksparks in Belgien bis zum Jahr 2035

<b>MW</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2023</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
<b>Kernenergie</b>	3910	5930	5060	2000	0	0	0
<b>Braunkohle</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Steinkohle</b>	670	670	470	329	235	0	0
<b>Gas</b>	7850	7060	7060	8419	10590	11590	11590
<b>Öl</b>	370	370	0	0	0	0	0
<b>Wind Offshore</b>	670	1070	2200	2740	3100	4000	4900

<b>Wind Onshore</b>	1220	1610	2590	3175	3565	4540	5515
<b>Solarenergie</b>	2430	3070	4050	4557	4895	5740	6585
<b>Wasserkraft</b>	1430	1430	1440	1614	1730	2020	2020
<b>Sonstige EE</b>	1290	1410	1710	1884	2000	2290	2580

Source: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“

**Tabelle 13.** Entwicklung des Kraftwerksparks in Dänemark bis zum Jahr 2035

<b>MW</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2023</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
<b>Kernenergie</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Braunkohle</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Steinkohle</b>	1950	1280	1110	777	555	0	0
<b>Gas</b>	2710	2290	2210	1982	1830	1450	1450
<b>Öl</b>	730	730	730	511	365	0	0
<b>Wind Offshore</b>	1140	1440	2140	2860	3340	4540	5740
<b>Wind Onshore</b>	3620	3890	4570	4975	5245	5920	6595
<b>Solarenergie</b>	200	430	1300	1810	2150	3000	3850
<b>Wasserkraft</b>	10	10	10	10	10	10	10
<b>Sonstige EE</b>	470	1540	2260	2830	3210	4160	4160

Source: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“

**Tabelle 14.** Entwicklung des Kraftwerksparks in Tschechien bis zum Jahr 2035

<b>MW</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2023</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
<b>Kernenergie</b>	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600
<b>Braunkohle</b>	7800	5000	5000	5000	5000	4900	4250
<b>Steinkohle</b>	1500	1500	900	1080	1200	1500	1800
<b>Gas</b>	600	1000	1400	1400	1400	1400	1900
<b>Öl</b>	0	0	0	0	0	0	0

<b>Wind Offshore</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wind Onshore</b>	200	400	600	840	1000	1400	1800
<b>Solarenergie</b>	2000	2000	2100	2100	2100	2100	2100
<b>Wasserkraft</b>	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2250
<b>Sonstige EE</b>	200	300	500	470	450	400	350

Source: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“

**Tabelle 15.** Entwicklung des Kraftwerksparks in Polen bis zum Jahr 2035

<b>MW</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2023</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
<b>Kernenergie</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Braunkohle</b>	8720	7290	7290	8508	9320	11350	11350
<b>Steinkohle</b>	20690	16000	15000	13416	12360	9720	4525
<b>Gas</b>	730	730	1910	3476	4520	7130	9740
<b>Öl</b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wind Offshore</b>	0	0	0	810	1350	2700	4050
<b>Wind Onshore</b>	2910	3540	6150	6495	6725	7300	7875
<b>Solarenergie</b>	0	50	200	440	600	1000	1400
<b>Wasserkraft</b>	2340	2390	2540	2576	2600	2660	2720
<b>Sonstige EE</b>	330	740	750	1245	1575	2400	3225

Source: Frontier basierend auf ENTSO-E (2013), „Scenario B“ und „Vision 3“



## Kraftwerkparameter

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Kraftwerkparameter, die Eingang in das Strommarktmodell finden, dargestellt:

- Technische Lebensdauern konventioneller Kraftwerke;
- Emissionsfaktoren fossiler Energieträger;
- Investitionskosten und fixe Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken (Neubauten); und
- Volllaststunden für Erneuerbare Energien.

**Tabelle 16.** Technische Lebensdauern konventioneller Kraftwerke

Technologie	Lebensdauer in Jahren
Kernenergie	45 <sup>154</sup>
Braunkohle	40
Steinkohle	40
Gas GuD	30
Gasturbine	30
Öl	40

Source: Frontier

**Tabelle 17.** Emissionsfaktoren fossiler Energieträger

Brennstoff	CO <sub>2</sub> -Emission [t/MWh <sub>th</sub> ]
Braunkohle	0,400
Steinkohle	0,305
Erdgas	0,203
Öl	0,281

Source: Frontier

<sup>154</sup> In den meisten Ländern ist die Lebensdauer von Kernkraftwerken politisch bestimmt.

**Tabelle 18.** Investitionskosten und fixe Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken (Neubauten)

Technologie	Investitionskosten [€/kW real 2013]	Fixe Betriebskosten [€/kW real 2013]
<b>Kernenergie</b>	3286	49,3
<b>Braunkohle</b>	1800	27,0
<b>Steinkohle</b>	1400	21,0
<b>Gas GuD</b>	750	11,3
<b>Gasturbine</b>	450	6,8
<b>Öl</b>	900	13,5

Source: Frontier

Anmerkung: Bei den Investitionskosten handelt es sich um „Overnight“-Kosten ohne Bauzeitinsen

Wir gehen davon aus, dass unter den derzeitigen gesellschaftlichen Rahmenbedingungen (Widerstände auf lokaler Ebene, genehmigungsrechtliche Hürden, Rechtsverfahren durch Umweltgruppen etc.) in der stromwirtschaftlichen Praxis keine Kohlekraftwerke über die derzeit projektierten Anlagen hinaus zugebaut werden. Gleiches gilt für Anlagen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie (CCS). Diese Annahme ist gleichzusetzen mit einem signifikanten Risikozuschlag auf die Investitionskosten. Die Aussagen zur Funktionsfähigkeit des EOM bleiben hierdurch unberührt.

**Tabelle 19.** Volllaststunden für Erneuerbare Energien

Technologie	Stunden pro Jahr
Wind onshore	1,800
Wind offshore	3,500
PV	900
Biomasse	5,500
Wasserkraft	4,000
Sonstige EE	4,500

Quelle: Frontier

## Simulation in den „kritischen Stunden“ als Maßnahme gegen Korrelationen zwischen den Parametern

Stochastische Verfahren zur Messung der Versorgungssicherheit ziehen zufällige Werte für die einzelnen Komponenten von Verbrauch und Erzeugung. Die gezogenen Zahlen können miteinander nur dann direkt ohne Verzerrungen verglichen werden, wenn alle Parameter

- entweder stochastisch unabhängig sind, oder
- bei der Ziehung ihrer Werte mögliche Abhängigkeiten berücksichtigt werden („bedingte Wahrscheinlichkeiten“).

Es kann insbesondere bei Stromverbrauch und PV-Erzeugung nicht angenommen werden, dass sie unabhängig voneinander sind. Beide weisen einen systematischen Zusammenhang zur Tageszeit auf, d.h. sowohl der Stromverbrauch als auch die Einspeisung aus PV-Anlagen ist (bei PV insbesondere in den Sommermonaten) tagsüber systematisch höher als nachts. Außerdem weist die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke eine negative Korrelation zum Stromverbrauch auf. So werden beispielsweise planmäßige Wartungsarbeiten und Revisionen in der Regel in Perioden mit erwartungsgemäß geringer (Residual-)Last terminiert, z.B. in Sommermonaten. Die Einspeisungen anderer EE-Erzeugungstechnologien (Wind, Biomasse, Laufwasser etc.) sind hingegen weitgehend unkorreliert, sowohl untereinander als auch mit dem Stromverbrauch.

Eine Möglichkeit mit Korrelationen umzugehen besteht darin, die stochastische Modellierung für ausgewählte Stunden durchzuführen, in denen geringe

Abhängigkeit zwischen den Parametern und zugleich ein hohes Risiko für die Versorgungssicherheit unterstellt werden können. Unsere Analysen zeigen, dass das für Abendstunden in den kalten Wintermonaten erfüllt ist („kritische Stunden“).<sup>155</sup> Wir ziehen daher die Zufallswerte für Nachfrage und Verfügbarkeit von konventioneller Erzeugung sowie Wind und PV aus historischen Daten in 680 Stunden in den Jahren 2011 und 2012, welche die folgenden Merkmale aufweisen:

- Montag bis Freitag;
- frühe Abendstunden, d.h. 16.00 bis 20.00 Uhr; sowie
- Winter (November bis Februar).

In diesen Stunden sind mehr als 80% der Stunden im jeweiligen Jahr mit höchster Residuallast (Nachfrage abzüglich Erzeugung von Wind Onshore, Wind Offshore und PV-Anlagen) enthalten. Gleichzeitig liegt die durchschnittliche Einspeisung durch PV bei nur 0,4% der installierten Leistung, so dass mögliche Korrelationen zwischen Verbrauch und PV-Einspeisung vernachlässigt sein können. Ebenso ist davon auszugehen, dass Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke aufgrund planmäßiger Wartungen in diesen Stunden auf ein Minimum beschränkt ist.

**Abbildung 68.** Stunden mit höchster Residuallast 2011 & 2012

Ranking	2011						2012					
	Season	Month	Date	Hour	Weekday	Residual-last	Season	Month	Date	Hour	Weekday	Residual-last
1	Autumn	Nov	23-Nov	18	1	81,607	Winter	Feb	13-Feb	19	1	82,274
2	Autumn	Nov	17-Nov	18	1	80,464	Autumn	Nov	15-Nov	18	1	82,104
3	Autumn	Nov	22-Nov	18	1	80,359	Winter	Dec	12-Dec	18	1	82,049
4	Autumn	Nov	23-Nov	19	1	80,304	Winter	Feb	08-Feb	19	1	82,047
5	Winter	Jan	31-Jan	19	1	80,149	Autumn	Nov	15-Nov	19	1	81,253
6	Autumn	Nov	17-Nov	19	1	79,615	Winter	Dec	12-Dec	19	1	81,000
7	Winter	Jan	20-Jan	19	1	79,458	Winter	Feb	13-Feb	20	1	80,973
8	Autumn	Nov	22-Nov	19	1	79,367	Winter	Feb	06-Feb	19	1	80,935
9	Autumn	Nov	21-Nov	18	1	79,323	Autumn	Nov	27-Nov	18	1	80,921
10	Winter	Jan	31-Jan	20	1	79,259	Winter	Feb	08-Feb	20	1	80,774
11	Winter	Jan	20-Jan	18	1	79,196	Autumn	Nov	27-Nov	19	1	80,231
12	Autumn	Nov	14-Nov	18	1	79,138	Winter	Dec	12-Dec	17	1	80,107
13	Autumn	Nov	23-Nov	17	1	78,936	Autumn	Nov	14-Nov	18	1	79,922
14	Winter	Jan	31-Jan	18	1	78,818	Winter	Feb	13-Feb	18	1	79,920
15	Autumn	Nov	18-Nov	18	1	78,814	Winter	Dec	12-Dec	12	1	79,826
16	Winter	Feb	09-Feb	19	1	78,807	Winter	Feb	13-Feb	12	1	79,813
17	Winter	Jan	27-Jan	19	1	78,760	Winter	Feb	10-Feb	19	1	79,782
18	Autumn	Nov	24-Nov	18	1	78,702	Autumn	Nov	16-Nov	18	1	79,775
19	Winter	Jan	19-Jan	19	1	78,669	Winter	Dec	12-Dec	20	1	79,765
20	Autumn	Nov	09-Nov	18	1	78,542	Winter	Jan	24-Jan	19	1	79,739
21	Winter	Jan	18-Jan	18	1	78,476	Winter	Feb	13-Feb	13	1	79,659
22	Winter	Jan	19-Jan	18	1	78,470	Winter	Feb	06-Feb	20	1	79,561
23	Autumn	Nov	16-Nov	18	1	78,391	Winter	Feb	08-Feb	18	1	79,453
24	Winter	Jan	31-Jan	12	1	78,282	Winter	Feb	03-Feb	19	1	79,353
25	Autumn	Nov	23-Nov	20	1	78,277	Autumn	Nov	15-Nov	20	1	79,285

<sup>155</sup> Andere Studien, wie beispielsweise DENA (2005) und Ofgem (2013), basieren ebenso ihre Schätzungen der Versorgungssicherheit auf Last- und Erzeugungsdaten in den Wintermonaten, da diese historisch die höchste Residuallast aufweisen.

Source: Frontier

Es kann demzufolge davon ausgegangen werden, dass die wesentlichen Situationen mit einer relevanten Wahrscheinlichkeit, dass DSM- und Erzeugungskapazitäten für ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage nicht ausreichen, in diesem Intervall „kritischer Stunden“ enthalten ist, während zugleich die Korrelation zwischen Erzeugung und Verbrauch vernachlässigbar ist. Daher berechnen wir die Unterdeckungswahrscheinlichkeiten nur für diese Stunden, für die wegen der Annahme fehlender Korrelation unabhängige stochastische Ziehungen vorgenommen und miteinander kombiniert werden können. Für alle anderen Stunden nehmen wir eine Unterdeckungswahrscheinlichkeit von 0% an. Die Bestimmung der „kritischen Stunden“ müsste in der Praxis in einem dynamischen Prozess jeweils an neue Gegebenheiten angepasst werden.



## Anhang III – Annahmen zur Nachfrageflexibilität

In **Kapitel 5.2.3** des Haupttextes wird die grundsätzliche Vorgehensweise bei der Bestimmung von der Höhe der abrufbaren DSM-Leistung und -Kosten sowie die spezifische Parametrierung im Modell skizziert. Im Folgenden erfolgt eine nähere Erläuterung mit weiteren Details zur

- Vorgehensweise zur Ermittlung von DSM-Leistung (bereits verfügbar und theoretisch erschließbar) und Kosten; und
- Parametrierung im Modell.

### Vorgehensweise

Im Folgenden erläutern wir in näherem Detail:

- welche Formen von DSM im Simulationsmodell berücksichtigt werden;
- auf welcher Basis die DSM-Kapazitäten (in MW) ermittelt werden; und
- auf welcher Basis Kostenannahmen getroffen werden.

### Merkmale von DSM-Prozessen

#### *Formen von DSM*

Ob ein Konsument bei einem DSM-fähigen Prozess ausschließlich seinen Stromverbrauch senken („positives DSM“) oder auch erhöhen („negatives DSM“) kann, hängt davon ab, wie ausgelastet die durch den Prozess benutzten Anlagen sind und ob der Prozess einen Speicher verwendet. Auch die Verschiebbarkeit vom Strombedarf hängt von diesen Parametern ab.

- **Auslastung der Anlagen** – Bei Prozessen, die regulär 100% der verfügbaren Anlagenkapazitäten ausschöpfen, können Konsumenten ihren Stromverbrauch weder erhöhen noch verschieben. Eine spätere Nachholung des Verbrauchs ist aufgrund der vollständigen Auslastung nicht möglich. Ebenso können Prozesse, die zum Zeitpunkt der DSM-Maßnahme nicht 100% der Anlagenkapazität ausschöpfen, nur einen Teil der installierten DSM-Kapazität für Reduktion der Stromnachfrage bieten. Daher beeinflusst z.B. die Konjunktur insbesondere die Höhe der verfügbaren DSM-Maßnahmen in der Industrie – bei guter Konjunktur steigen die Bandlast und die Auslastung der Anlagen, während die Möglichkeiten zur Lastverschiebung im Gegensatz zur Lastreduktion sinken.

- **Speicher** – Bei Prozessen, die einen Speicher benutzen, wie beispielsweise bei vielen Kälte- und Wärmeprozessen, ist es möglich, den Stromgebrauch und die Weiterverarbeitung von den Erzeugnissen bzw. die Nutzung der Leistung zeitlich zu entkoppeln. Möglichkeiten für Lasterhöhung und Lastverschiebung können bei Prozessen ohne Speicher aufgrund von Interdependenzen mit vor- und nachgelagerten Prozessen in der Produktionskette sowie Präferenzen der Konsumenten (unabhängig vom Auslastungsgrad der Anlagen) eingeschränkt sein.<sup>156</sup>

### *Verfügbarkeitsdauer von DSM-Maßnahmen*

Unterschiedliche DSM-Maßnahmen können unterschiedlich lang abgerufen werden. Wie lange eine DSM-Maßnahme eingesetzt werden kann, hängt von vielen Faktoren ab. Bei Prozessen mit Speichern hängt die Verfügbarkeitsdauer einer DSM-Maßnahme von der Größe und der Art des Speichers ab. Weitere Restriktionen können sich aus den Spezifika des zu verarbeitenden Produktes ergeben – beispielsweise darf die Unterbrechung vieler Schmelzprozesse gewisse Dauern nicht überschreiten. Sonst wird das Material nicht mehr brauchbar. Grundsätzlich führt i.d.R. ein längerer Verzicht auf Stromnachfrage zu höheren Effizienzverlusten und Nutzeneinbußen und somit zu höheren Opportunitätskosten des Lastmanagements. Daher gibt es einen negativen Zusammenhang zwischen Verfügbarkeitsdauer und Höhe der DSM-Potenziale.<sup>157</sup>

Im Modell wird der Strommarkt auf stündlicher Basis simuliert. Aus diesem Grund werden ausschließlich DSM-Maßnahmen berücksichtigt, die mindestens für eine Stunde verfügbar sind. Bei der Verfügbarkeitsdauer stützen wir uns auf Schätzungen für Verfügbarkeitsdauer von positivem DSM in Klobasa (2007), DENA (2010b) und Agora (2013).<sup>158, 159</sup>

---

<sup>156</sup> Wenn beispielsweise der Stromverbrauch eines Kühlschranks verschoben wird, hat das keinen bemerkbaren Einfluss auf die Nutzung der durch das Gerät angebotenen Leistung. Im Gegensatz dazu setzt eine Senkung des Stromverbrauchs von Wasch- und Spülmaschinen voraus, dass der Konsument bereit ist, die Maschinen zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen.

<sup>157</sup> Vgl. Agora (2013) und FfE (2010).

<sup>158</sup> Negative DSM-Maßnahmen können ggf. abweichende Verfügbarkeitsdauer haben. Wir nehmen an, dass sie die gleiche Verfügbarkeit wie die entsprechende positive DSM-Maßnahme haben, da der Fokus der Simulation auf letztere liegt.

<sup>159</sup> Ein weiteres Merkmal von DSM-Prozessen wäre deren Abrufhäufigkeit. Prozesse in Haushalten und GHD sind i.d.R. dafür geeignet täglich abgerufen zu werden (vgl. hierzu Klobasa (2007)). Bei Industrieprozessen nehmen wir an, dass die Abrufkosten die Opportunitätskosten des täglichen Abrufs berücksichtigen. Daher wird Abrufhäufigkeit im Modell nicht explizit berücksichtigt.



## Vorgang bei Herleitung von der Höhe der verfügbaren DSM-Kapazität

### *Theoretische Potenziale*

Um die Höhe der theoretisch erschließbaren DSM-Kapazitäten herzuleiten, werden i.d.R. zuerst energieintensive Prozesse identifiziert, die grundsätzlich ihren Stromverbrauch flexibel gestalten können.<sup>160</sup> Bei Prozessen, die einen verhältnismäßig geringen Stromverbrauch aufweisen, würde der Aufwand für die Steuerung der Nachfrage deren Nutzen übersteigen. Darüber hinaus sind energieintensive Prozesse, die aus technischen oder gesetzlichen Gründen nicht (kurzfristig) auf Preisschwankungen reagieren können, nicht für Nachfrageflexibilisierung geeignet.

Bei Prozessen, die ihre Nachfrage flexibel gestalten können, ergibt sich die Höhe der DSM-Kapazität, die installiert werden kann, aus dem maximalen Stromverbrauch und seinem technisch flexibilisierbaren Anteil. Die zu einem Zeitpunkt abrufbare DSM-Kapazität hängt vom tatsächlichen Stromverbrauch zu diesem Zeitpunkt ab. Somit haben saisonale und stündliche Schwankungen des Stromverbrauchs Einfluss auf die Höhe der verfügbaren und abrufbaren DSM-Kapazität.<sup>161</sup> Für DSM-Maßnahmen im Industriesektor nehmen wir einen über das Jahr konstanten Stromverbrauch an, so dass die Möglichkeiten zur Nachfragesteuerung ebenso konstant sind. Schwankungen des Stromverbrauchs, die sich gegebenenfalls für Prozesse im Haushalts und GHD-Sektor ergeben, werden im weiteren Text näher erläutert.

Schließlich hängt die Höhe der verfügbaren und abrufbaren DSM-Leistung davon ab, wie viele der identischen Prozesse in der jeweiligen Stunde gleichzeitig stattfinden.<sup>162</sup> Für Industrieprozesse nehmen wir an, dass diese i.d.R. parallel laufen. Für Prozesse in den Haushalten (z.B. im Fall von Kühlschränken, Wasch- und Spülmaschinen) und GHD werden Schätzungen über deren Gleichzeitigkeit vorgenommen, so dass die abrufbare DSM-Leistung geringer ist als die installierte DSM-Kapazität.

---

<sup>160</sup> Zur Methodik siehe insbesondere auch DENA (2010b), Paulus/Borggreffe (2011) und VDE (2012).

<sup>161</sup> Die Bandlast und ihre saisonale und stündliche Schwankungen werden geschätzt anhand von Berichten in VDE (2012), Agora (2013), Zeilinger/Einfalt (2011) und Paulus/Borggreffe (2009). Für den technisch flexibilisierbaren Anteil stützen wir uns auf eigene Schätzungen sowie Schätzungen in Klobasa, (2007), DENA (2010b) und VDE (2012).

<sup>162</sup> Für die Kalkulation von verfügbarer DSM-Leistung, die sich beispielsweise aus installierten Waschmaschinen in deutschen Haushalten ergibt, wird zuerst die installierte Bandlast mit den Vollarbeitsstunden gewichtet. Dies gibt Auskunft darüber, wie wahrscheinlich es ist, dass eine spezifische Waschmaschine zu einem Zeitpunkt Strom verbraucht und somit zu DSM benutzt werden kann. Allerdings beziehen nicht alle installierten Waschmaschinen gleichzeitig Strom, so dass die erwartete tatsächlich nutzbare DSM-Leistung geringer als der erwartete Stromverbrauch einer einzelnen Waschmaschine.

### Bereits installierte DSM-Kapazitäten

Für einen Teil der DSM-Potenziale existiert bereits die notwendige Infrastruktur für flexible Verbrauchsgestaltung. Wenn die entsprechenden ökonomischen Anreize vorliegen, tragen solche Prozesse bereits heute zur Erstellung von Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage bei. Viele Industrieprozesse nehmen beispielsweise bereits am Regelenenergiemarkt für Minutenreserve teil oder beziehen ihren Strom über unterbrechbare Verträge. Im Haushalts- und GHD-Sektor existieren schon heute Sperrzeiten für die Nutzung mancher Heizgeräte.<sup>163</sup> Im Modell werden daher solche bereits abrufbare DSM-Maßnahmen separat von theoretisch erschließbaren Potenzialen abgebildet, bei denen die Infrastruktur für Lastmanagement noch fehlt. Details werden im weiteren Text näher erläutert.

### Herleitung der Kosten für DSM-Maßnahmen

Die Bereitstellung von DSM-Maßnahmen kann mit Investitionskosten, fixen Betriebskosten und variablen Kosten verbunden sein.

- **Investitionskosten** – Investitionskosten (in Euro pro MW) fallen bei DSM-Potenzialen an, für die noch keine Infrastruktur für Laststeuerung vorliegt. Sie ergeben sich insbesondere aus Kosten für die Installation der notwendigen Mess- und Steuerungsgeräte. Die spezifischen Kosten pro MW hängen negativ von der installierten DSM-Kapazität ab. Wir nehmen an, dass:<sup>164</sup>
  - Industrieprozesse bereits über Mess- und Steuerungsgeräte verfügen;<sup>165</sup>
  - ein Smart-Meter pro Haushalt und GHD-Anwendung installiert wird und seine Beschaffung und Installation 150 EUR kosten;
  - eine Steuerungsbox im Haushalt zwei und im GHD-Sektor eine DSM-Anwendung steuern kann und seine Beschaffung 300 EUR kostet.
- **Fixe Kosten** – Die fixen Betriebskosten (in EUR/MWa) ergeben sich aus Kosten für den Datenaustausch zwischen Zentrale und Steuerungsgeräten sowie Kosten für die Instandhaltung der Geräte. Sie fallen unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der DSM-Maßnahme an. Im Modell nehmen wir an, dass:

---

<sup>163</sup> Vgl. BET (2013).

<sup>164</sup> Vgl. Die Kostenschätzungen für die Installation von Mess- und Steuerungsgeräten in der Literatur unterscheiden sich teilweise stark. Die hier getroffenen Annahmen sind in Anlehnung an Frontier Economics (2007) und BET (2009).

<sup>165</sup> Investitionskosten im Industriesektor können jedoch dann anfallen, wenn beispielsweise Qualifikation für Teilnahme am Reservemarkt und der Bau zusätzlicher Lagerräume notwendig sind (vgl. Paulus/Borggreffe (2011)).

- die meisten Industrieunternehmen bereits über eine Leitung zur Steuerungszentrale verfügen und die installierte oder erschließbare DSM-Kapazität der Art hoch ist, dass nur marginale fixe Kosten entstehen;
  - alle Haushalte und GHD-Unternehmen über eine Internet-Leitung verfügen,<sup>166</sup> welche die Kommunikation mit einer Zentrale erlaubt, und diese unabhängig von der Bereitstellung von DSM gewartet wird, so dass die fixen Betriebskosten für DSM-Maßnahmen vernachlässigbar sind.
- **Variable Kosten** – Die variablen Kosten (in EUR/MWh) fallen an, wenn eine DSM-Maßnahme tatsächlich durchgeführt wird. Sie ergeben sich aus den Opportunitätskosten, die entstehen, weil der Konsument auf Stromverbrauch verzichtet bzw. diesen verschiebt. Variable Kosten können entstehen aufgrund von:<sup>167</sup>
  - Effizienzverlusten bei Heiz- und Kühlungsprozessen durch Abweichung vom optimalen Nutzungsprofil;
  - der Nutzung von Speichern und Lagern;
  - Verschleiß der Geräte durch häufigeres Hoch- und Runterfahren;
  - Beschaffungskosten für Produktionsmaterial (falls ein Produktionsprozess unterbrochen wird und das Material nicht wieder verwendbar ist);
  - gegebenenfalls höheren Personalkosten bei Lastverschiebung; sowie
  - Opportunitätskosten bei Produktionsausfall bei Lastreduktion in der Industrie.

Typischerweise sind die Opportunitätskosten bei vollständigem Verzicht auf Stromkonsum durch eine Lastreduktion höher als bei einer Verschiebung, was sich in den variablen Kosten für Durchführung von DSM-Maßnahmen widerspiegelt.<sup>168</sup> Variable Kosten fallen insbesondere im Industriesektor an. Bei DSM-Maßnahmen im Haushalts- und GHD-Sektor nehmen wir an, dass die variablen Kosten, die aufgrund von entgangenem bzw. verschobenem Nutzen sowie Effizienzverlusten entstehen, vernachlässigbar sind.

---

<sup>166</sup> Bereits 2012 verfügten 99,7 % aller deutschen Haushalte über eine Broadband-Verbindung (s. Goldmedia (2013)).

<sup>167</sup> Vgl. Paulus/Borggreve (2011), DENA (2010b) und VDE (2012).

<sup>168</sup> Vgl. DENA (2010b) und Paulus/Borggreve (2011).

## Parameter im Simulationsmodell

Im Folgenden erläutern und nennen wir die in das Simulationsmodell eingehenden Annahmen und Parameter zu DSM-Leistung und DSM-Kosten für:

- die Industrie;
- den Haushaltssektor;
- den GHD-Sektor; und
- das Ausland.

### Industrie

#### *DSM-Potenziale in der Industrie*

Um energieintensive Prozesse in der Industrie zu identifizieren, die einen wirtschaftlichen Anreiz hätten, ihre Stromnachfrage flexibel zu gestalten, analysierten wir Daten des Statistischen Bundesamts (vgl. Destatis (2013a, 2013b)). Dabei wurden Wirtschaftszweige ausgewählt, die einen hohen Strombedarf sowie relativ geringe Bruttowertschöpfung haben, die ihnen entgehen würde, falls sie auf Stromkonsum verzichten würden. Darüber hinaus wählten wir Produktionsprozesse aus, die eine flexible Gestaltung des Stromverbrauchs zulassen.<sup>169</sup>

Von den identifizierten DSM-Potenzialen bereits abrufbar ist insbesondere DSM-Kapazität in der Chlor-, Aluminium-, Stahl-, Zement- und Papierindustrie.<sup>170</sup>

Im Modell aggregierten wir die identifizierten Potenziale zu sechs Kategorien von DSM-Kapazitäten. Die Kategorien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer variablen und ihrer Investitionskosten. Somit ergeben sich in der Industrie DSM-Kapazitäten mit jeweils niedrigen, mittleren und hohen variablen Kosten. Für jede der Kostenarten wird unterschieden zwischen solcher, bei der die notwendige Infrastruktur für Laststeuerung bereits vorliegt, und solcher, für die sie installiert werden muss. Insgesamt sehen wir 2015 in den kritischen Stunden im Industriesektor ca. 2 GW positives DSM vor. Davon sind 1,5 GW bereits verfügbar und nicht mit Investitionskosten verbunden. Der Rest kann endogen im Modell erschlossen werden. In Szenarien A und B („hoher“ Schätzung) steigt bis 2035 die Höhe der noch erschließbaren Potenziale auf 8,8 GW. In Szenarien C und D („konservativer“ Schätzung) liegen die noch erschließbaren Potenziale bei 3,7 GW.

---

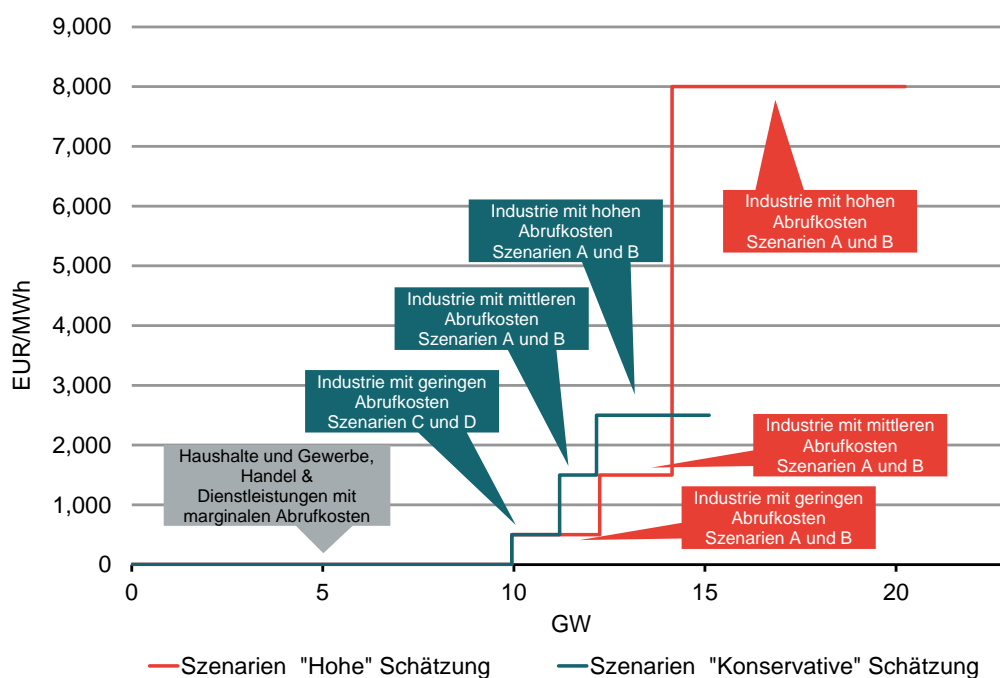
<sup>169</sup> Für eine detaillierte Darstellung der Analyse von flexibilisierbaren Prozessen siehe beispielsweise VDE (2012).

<sup>170</sup> Vgl. BET (2013).

### DSM-Kosten in der Industrie

Die Investitionskosten für den Zubau von DSM-Kapazitäten liegen in Anlehnung an Paulus und Borggrefe (2011) bei 10,000 EUR/MW. Es fallen jährliche Betriebskosten für alle DSM-Maßnahmen in Höhe von 1,000 EUR/MW an. In Szenarien A und B („hohe“ Schätzung) gehen wir davon aus, dass viele energieintensive Industrien ihre Nachfrage flexibilisieren können, wenn ausreichende wirtschaftliche Anreize vorliegen. Die variablen Kosten je DSM-Maßnahme betragen in diesen Szenarien jeweils 500, 1.500 und 8.000 EUR/MWh. Der höchste Wert entspricht ungefähr den Opportunitätskosten der teuersten berücksichtigten Industrien für eine eingeplante Nicht-Produktion in einer Stunde in 2011. In Szenarien C und D („konservative“ Schätzung) betragen die höchsten Abrufkosten 2.500 EUR/MWh.

**Abbildung 69.** Variable Kosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazitäten abrufbar in den kritischen Stunden in 2035 (in Deutschland)



Source: Frontier

## Haushalte

### *DSM-Potenziale im Haushaltssektor*

Auf Basis der Energiebilanzen<sup>171</sup> und Analysen in Klobasa (2007) identifizierten wir energieintensive Prozesse im Haushaltssektor. In Abhängigkeit von Verbrauchsgewohnheiten suchten wir Prozesse aus, bei denen eine hohe Bereitschaft zu Verzicht oder Verschiebung von Stromkonsum erwartet wird. Das sind insbesondere Prozesse mit Speichern, da bei ihnen die Durchführung der DSM-Maßnahme zu keinen erheblichen Nutzeneinbußen bzw. Komfortverlusten führen würde. Zu diesen Prozessen gehören die Bereitstellung von Raumwärme durch Nachtspeicheröfen, Wärmepumpen und Umwälzpumpen, die Bereitstellung von Warmwasser durch elektrische Boiler, sowie die Bereitstellung von Kälte durch Kühl- und Gefrierschränke. Darüber hinaus wird bei Geräten der weißen Technik – Spülmaschinen, Waschmaschinen und Trockner – eine hohe Akzeptanz der Konsumverschiebung erwartet.

Im Bereich der Bereitstellung von Raumwärme werden bereits DSM-Maßnahmen aktiv durchgeführt. Manche der installierten Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen haben heute schon festgelegte Sperrzeiten und tragen somit zu Entlastung des Strombedarfs zu Zeiten der Spitzennachfrage bei. Außerdem verfügen neuartige Wärmepumpen über Regelungstechniken, die es dem Netzbetreiber erlauben, diese extern auch außerhalb der Sperrzeiten zu steuern.<sup>172</sup>

Zusätzlich zu den Möglichkeiten zur Nachfrageflexibilisierung, die sich aus bestehenden Konsumgewohnheiten ergeben, werden erhebliche weitere Potenziale im Bereich der Elektromobilität erwartet.<sup>173</sup> Die Bundesregierung strebt eine steigende Durchdringung von Elektrofahrzeugen an.<sup>174</sup> Da die Batterie von E-Autos als Speicher funktioniert, sind sie grundsätzlich für Nachfrageflexibilisierung geeignet. Außerdem entstehen keine Kosten für zusätzlichen Verschleiß der Batterie, wenn die DSM-Maßnahme in der Form von Verschiebung eines Ladevorgangs (im Gegensatz zu einer Unterbrechung) stattfindet.

DSM-Potenziale der weißen Technik werden zusammengefasst modelliert. Die übrigen Prozesse werden einzeln berücksichtigt. Wir bilden explizit saisonale und

---

<sup>171</sup> Vgl. hierzu Klobasa, (2007) und die AGEB-Energiebilanzen durch RWI (2012).

<sup>172</sup> Vgl. BET (2013).

<sup>173</sup> An dieser Stelle werden Potenziale durch den Stromverbrauch von E-Autos im Haushalts- und im Gewerbesektor zusammen dargestellt.

<sup>174</sup> Vgl. Die Bundesregierung (2009).

innertägige Profile bei den Möglichkeiten ab, den Stromverbrauch im Haushaltssektor zu verschieben oder reduzieren.<sup>175</sup>

In den kritischen Stunden sehen wir in allen Szenarien im Haushaltssektor positive DSM-Potenziale in Höhe von 4,2 GW in 2015 und 7,5 GW in 2035 vor. Davon nehmen wir an, dass 0,5 GW bereits heute für Lastmanagement benutzt werden können, da ein Teil der Wärmepumpen die notwendige Infrastruktur dafür besitzen. Der Zuwachs der weiteren theoretischen Potenziale bis 2035 kann insbesondere auf den erhöhten Einsatz von Wärmepumpen und E-Autos zurückgeführt werden.<sup>176</sup> Ein weiterer Zuwachs kommt daher, weil wir annehmen, dass Haushalte als kleine Akteure erst langsam den Nutzen von Nachfragemanagement erkennen. Daher lässt das Modell nicht zu, dass alle DSM-fähige Geräte sofort die notwendige Infrastruktur für Laststeuerung erhalten.

### *DSM-Kosten im Haushaltssektor*

Dies geschätzten spezifischen Investitionskosten für die Installation von Smart Metern und Steuerungsbox liegen in allen Szenarien zwischen 30.000 EUR/MW (für E-Autos) und 3 Mio. EUR/MW (für Umwälzpumpen). Fixe Betriebskosten und variable Kosten für die Durchführung von DSM-Maßnahmen im Haushaltssektor werden bei der Modellierung vernachlässigt.<sup>177</sup>

### *Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)*

#### *DSM-Potenziale im GHD-Sektor*

Für den GHD-Sektor identifizierten wir die energieintensiven Prozesse auf Basis der Energiebilanzen.<sup>178</sup> Ähnlich wie bei Haushalten erwarten wir eine Bereitschaft zu Steuerung des Verbrauchs bei Prozessen mit Speichern oder mit speicherähnlichen Schritten.<sup>179</sup> Dies sind Kühlungsprozesse (insbesondere in der

---

<sup>175</sup> Die DSM-Potenziale von Nachtspeicheröfen, Wärme- und Umwälzpumpen sind beispielsweise nur im Winter verfügbar. Außerdem sind aufgrund der jetzigen Gebrauchsstruktur die positiven DSM-Potenziale von Nachtspeicheröfen nachts höher als tagsüber. Ihre Potenziale für negatives DSM sind entsprechend nachts niedriger als tagsüber. Ebenso sind DSM-Potenziale von Kühlschränken und Gefriergeräten im Sommer höher als tagsüber, da sie dann einen höheren durchschnittlichen Stromverbrauch haben.

<sup>176</sup> An dieser Stelle sei bemerkt, dass die geschätzten DSM-Potenzialen durch Elektromobilität auf Annahmen hinsichtlich Entwicklung der Zahlen von E-Autos basieren, die unter den Planwerten der Bundesregierung von 2009 liegen (s. Bundesregierung (2009)). Unsere konservative Vorgehensweise basiert auf die aktuelle Entwicklung der Technologien und Infrastruktur für Elektromobilität.

<sup>177</sup> Vgl. hierzu DENA (2010b) und Paulus/Borggreve (2009).

<sup>178</sup> IfE (2012).

<sup>179</sup> Ein großer Teil des Strombedarfs im GHD-Sektor fällt auf Beleuchtung an. Dies ist ein Prozess, bei dem keine Akzeptanz von Lastverschiebung oder Lastreduktion erwartet wird.

Lebensmittelindustrie und im Handel), Prozesswärme (hauptsächlich für Warmwasserbereitstellung), Raumbeheizung (durch Nachtspeicheröfen und Wärmepumpen), Klimakälte sowie Belüftung.<sup>180</sup>

Die Modellierung berücksichtigt, dass für einen Teil der Nachtspeicheröfen bereits heute Strom in Abhängigkeit von der Knappheit am Markt konsumiert werden kann. Wie bei Haushalten werden saisonale und stündliche Profildifferenzen bei Raumbeheizung, Klimakälte, Kühlungsprozessen und Prozesswärme abgebildet.

In allen Szenarien liegen die positiven DSM-Potenziale im GHD-Sektor in den kritischen Stunden bei 0,5 GW in 2015 bei 1,9 GW in 2035.<sup>181</sup> Steigende theoretische Potenziale bis 2035 können insbesondere auf einen erwarteten Anstieg vom Einsatz von Wärmepumpen sowie Klimaanlage zurückgeführt werden.<sup>182</sup>

### *DSM-Kosten im GHD-Sektor*

Die spezifischen Investitionskosten für die Installation von Smart Meter und Steuerungsgeräte können im GHD-Sektor innerhalb eines Prozesses stark variieren, da diese von der Größe des jeweiligen Betriebs und der Anlage abhängig sind. Im Modell werden durchschnittliche Kosten von 50.000 EUR/MW (für Nachtspeicheröfen) bis 1,4 Mio. EUR/MW (für Belüftungssysteme) angenommen. Fixe und variable Kosten werden identisch zu DSM-Prozessen im Haushaltssektor vernachlässigt.<sup>183</sup>

### *DSM-Potenziale im Ausland*

Zusätzlich zu den Möglichkeiten zu Nachfrageflexibilisierung im Inland können auch DSM-Kapazitäten im Ausland über die Interkonnektoren einen Einfluss darauf ausüben, wie fähig der Markt ist, ein systemweites Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Angebot zu erstellen. Bezüglich der Frage nach ausreichend verfügbarer Kapazität zur Deckung der Last sind insbesondere die Möglichkeiten zur Senkung des Stromverbrauchs zu Zeiten mit Knappheitspreisen von Bedeutung – wenn im gesamten System die Nachfrage hoch bzw. die Einspeisung durch erneuerbare Energieträger niedrig ist.

Im Modell wird die geplante Nachfrageflexibilisierung in benachbarten Ländern von Deutschland berücksichtigt. Das positive DSM liegt 2015 bei 4,6 GW und

---

<sup>180</sup> Vgl. Klobasa (2007).

<sup>181</sup> Für die bereits abrufbare DSM-Leistung von Nachtspeicheröfen nehmen wir an, dass sie nicht zu Zeiten hoher Nachfrage vorhanden, da diese Strom primär in den Nachtstunden konsumieren.

<sup>182</sup> Vgl. VDE (2012).

<sup>183</sup> Vgl. DENA (2010b).

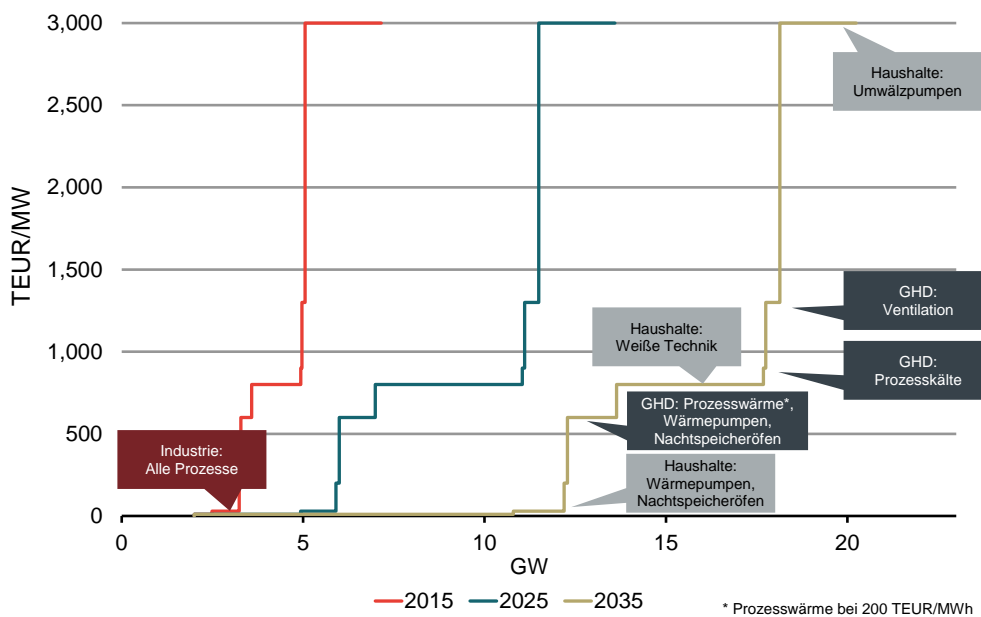


2035 bei ca. 11 GW.<sup>184</sup> Die variablen Kosten für die Durchführung der DSM-Maßnahme werden bei 500 EUR/MWh angenommen – dies entspricht den bei der Modellierung angenommenen variablen Kosten der günstigsten DSM-Maßnahmen im Industriesektor in Deutschland.

### Überblick

Im **Kapitel 5.2.3** finden sich Abbildungen, welche die Entwicklung der DSM-Kapazitäten in allen Szenarien sowie die Investitions- und variablen Kosten auf Sektorebene in Szenarien mit „Hoher“ Schätzung darstellen. Die folgende **Abbildung 70** und **Abbildung 71** illustrieren die Investitionskosten bei den unterschiedlichen Prozessen für die in kritischen Stunden verfügbaren DSM-Kapazitäten in Szenarien mit jeweils „Hoher“ und „Konservativer“ Schätzung. Die konservative Annahme wirkt sich in einer Verschiebung der Kurven nach links aus.

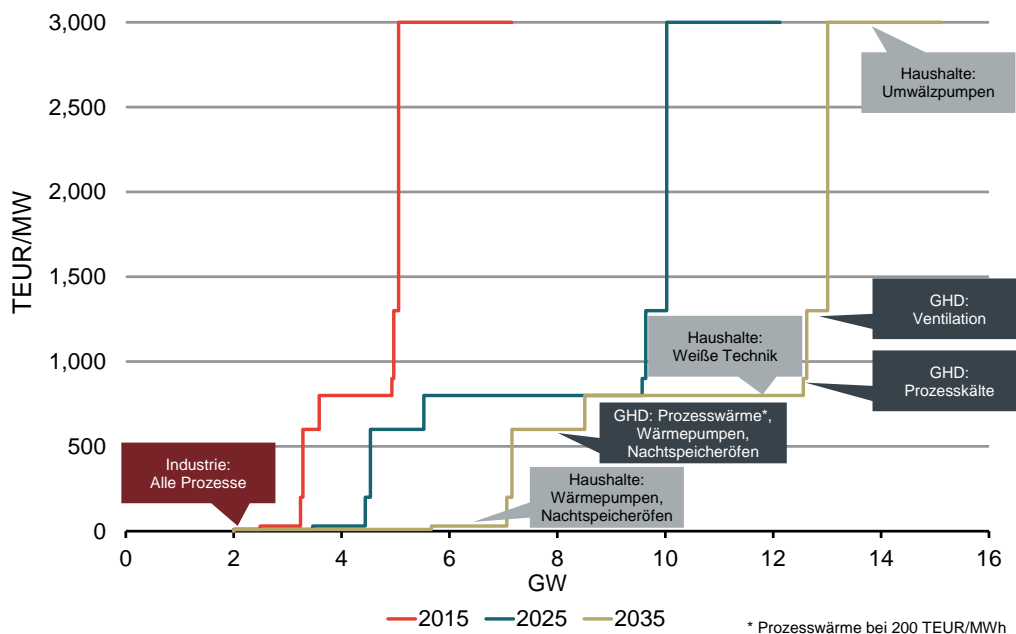
**Abbildung 70.** Investitionskosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazität, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „Hohe“ Schätzung (in Deutschland, mit Prozessen)



Quelle: Frontier

<sup>184</sup> Vgl. ENTSO-E (2013), in Anlehnung an BNetzA (2013) Daten bis 2020 aus Szenario B („Best Estimate“), ab 2020 aus Szenario Vision 3 („Green Transition“). Für einige Länder weist die ENTSO-E Quelle keine DSM-Potenziale aus, obwohl hier ähnliche Rahmenbedingungen für DSM vorliegen. Daher wurde ein zusätzliches DMS-Potenzial für die Tschechische Republik und Dänemark berücksichtigt in Höhe von 64 MW in 2015 und 250 MW in 2035 berücksichtigt.

**Abbildung 71.** Investitionskosten für existierende und erschließbare DSM-Kapazität, abrufbar in den kritischen Stunden (in Deutschland) – Fall „Konservative“ Schätzung (in Deutschland, mit Prozessen)



Quelle: Frontier

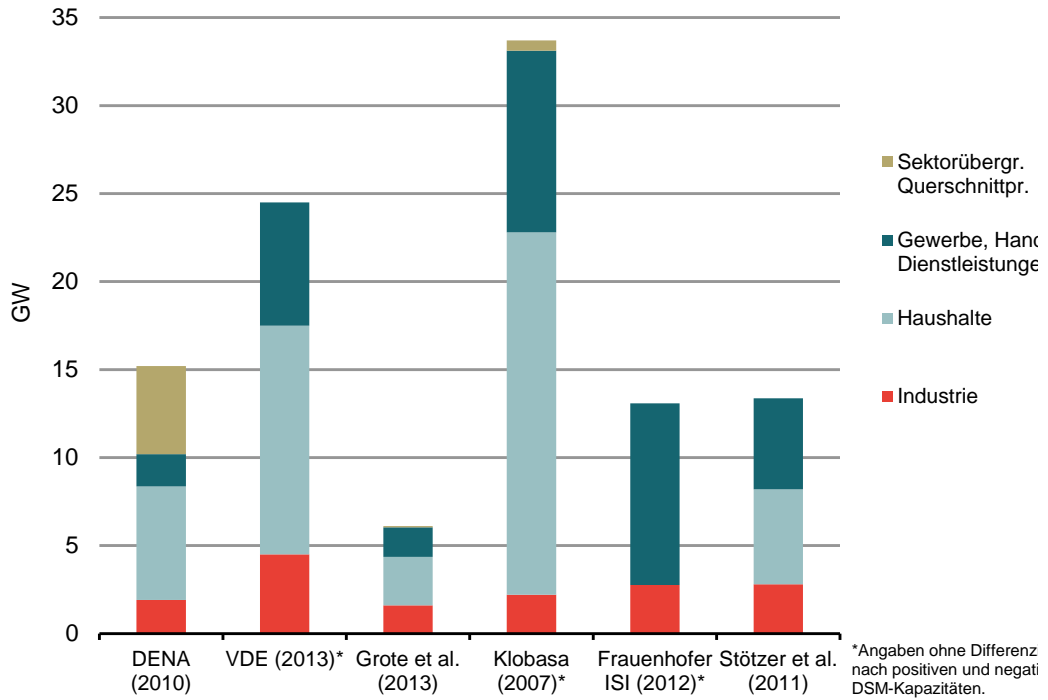
Die Höhe der bei der Modellierung verwendeten DSM-Potenziale wurde durch eigene Schätzungen, unterstützt durch Plausibilitätsüberlegungen in der Literatur bestimmt. **Abbildung 72** gibt eine Übersicht über die Höhe der DSM-Potenziale in anderen Studien. Die identifizierten Potenziale können sich sowohl pro Sektor als auch in Summe stark unterscheiden. Dies kann viele Ursachen haben:

- unterschiedliche Prozesse, die bei der Analyse berücksichtigt wurden;
- unterschiedliches Jahr, auf welches die Schätzungen basieren bzw. für welches die Schätzungen vorgenommen werden;
- keine Differenzierung zwischen positiven und negativen DSM-Potenziale;
- u.v.m.

Die von uns geschätzte Höhe von theoretisch verfügbarer DSM-Kapazität (als Jahresdurchschnitt) in 2035 liegt in Szenarien A und B („Hohe“ Schätzung) bei knapp unter 17 GW und somit zwischen den Werten in VDE (2012) und DENA

(2010b). In Szenarien C und D („Konservative“ Schätzung) liegt sie bei 11,5 GW und somit zwischen den Werten in Stötzer et al. (2011) und Grote et al. (2013).<sup>185</sup>

**Abbildung 72.** Übersicht DSM-Potenziale in verwandter Literatur



Quelle: Frontier

<sup>185</sup> Es sei an dieser Stelle merkt, dass dieser Vergleich mit Vorsicht zu genießen ist, da die Studien DSM-Potenziale in anderen Fotojahren schätzen und die Werte daher ggf. nicht direkt vergleichbar sind.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 [www.frontier-economics.com](http://www.frontier-economics.com)