

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

**Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des
Energiewirtschaftsgesetzes**

Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	1
Kurzfassung	3
Kapitel 1	
Energiepolitik braucht nachhaltige Lösungen	13
Kapitel 2	
Markt- und Wettbewerbsentwicklungen im Energiebinnenmarkt	16
2.1 Stromgroßhandelsmärkte.....	17
2.1.1 Märkte und Binnenmarkt	17
2.1.1.1 Abgrenzung wichtiger Großhandelsmärkte im Überblick.....	17
2.1.1.2 Grenzüberschreitender Handel und räumliche Marktausdehnung im Binnenmarkt	18
2.1.2 Fundierung der geografischen Marktabgrenzung durch empirische Preisdifferenzanalyse.....	22
2.1.3 Marktstruktur und Marktmacht auf dem Erstabatzmarkt für konventionell erzeugten Strom	32
2.1.3.1 Marktanteile und Energiemix.....	32
2.1.3.2 Empirische Marktmachtanalyse anhand des Residual Supply Index.....	37
2.1.3.3 Empirische Marktmachtanalyse anhand des Return on Withholding Capacity Index	46
2.1.3.4 Fazit	50
2.2 Erdgasgroßhandelsmärkte.....	50
2.2.1 Jüngere Entwicklung der Gasmärkte	51
2.2.2 Entwicklung der Wettbewerbsintensität in den europäischen Gasmärkten und Marktgebieten	53
2.2.2.1 Situation in Deutschland	53
2.2.2.2 Situation in Europa	54
2.2.2.3 Gashandel.....	55
2.2.2.4 Entwicklung der Liquidität der Märkte	55
2.2.3 Wettbewerbliche Diversifikation der europäischen Gasbezugsmöglichkeiten.....	57
2.2.3.1 Erdgasförderung und Bezugsquellen aus deutscher Sicht.....	57
2.2.3.2 Versorgungssicherheit	59
2.2.3.3 Diversifikation durch Pipelineausbau.....	60
2.2.3.4 Diversifikation durch LNG und unkonventionelles Erdgas	61
2.2.3.5 Erdgasspeicher	65
2.2.3.6 Fazit	65
2.3 Überblick über die Tätigkeit der Wettbewerbsbehörden und der Markttransparenzstelle	66
Kapitel 3	
Verfolgung von Umweltzielen in der Stromerzeugung	69
3.1 Welche Ziele und Instrumente für die Energiewende?	69
3.1.1 Konzentration auf Treibhausgasreduktion als Primärziel.....	69
3.1.2 Bewertung des Emissionsrechtehandels als First-Best-Lösung	70
3.1.3 Problematik nationaler Förderprogramme für erneuerbare Energien als Second-Best-Lösung.....	72
3.2 EEG 2014	75
3.2.1 Fortschritte bei der Marktintegration erneuerbarer Energien.....	75
3.2.2 Weniger Ausnahmen - Reform der Besonderen Ausgleichsregelung	77
3.2.3 Stärkere Beteiligung der Eigenversorger am Netzausbau.....	78

3.3	Ausschreibungsmodell.....	79
3.3.1	Ausschreibungssystem muss Wettbewerb ermöglichen	79
3.3.1.1	Mehr Technologieneutralität.....	80
3.3.1.2	Regionale Spezifizierung der Auktionen	81
3.3.1.3	Auktionsprozess	82
3.3.2	Erfüllung der Ausbauziele.....	85
3.3.3	Lehren aus Ausschreibungsverfahren anderer Staaten	86
3.3.4	Fazit	87
3.4	CO ₂ – Minderungsbeitrag des Stromsektors	88

Kapitel 4

Versorgungssicherheit I (Strom) - Erzeugungsstandorte und Versorgungsnetze91

4.1	Netze und Stromerzeugung in der Energiewende	91
4.1.1	Auswirkungen der Energiewende auf die räumliche Struktur der Energieerzeugung	91
4.1.2	Redispatching als kurzfristiges Engpassmanagement.....	91
4.1.3	Langfristiges Engpassmanagement durch Netzausbau - Ausbaubedarf und Ausbaufortschritt	94
4.1.4	Prüfung von Netzausbaualternativen – Simulation der Wirkungen.....	95
4.2	Regionale Preiskomponenten als Alternative zum Netzausbau	97
4.2.1	G-Komponente	99
4.2.1.1	Unterschiedliche Wirkungen einer leistungs- und arbeitspreisbasierten G-Komponente auf konventionelle und EE-Anlagen	99
4.2.1.2	Berechnung der G-Komponente	100
4.2.1.3	Spezifikation der G-Komponente im Gutachten von Grimm u. a.....	101
4.2.1.4	Wirkung der G-Komponente auf konventionelle Anlagen	102
4.2.1.5	G-Komponente für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen (EE-Regionalkomponente)..	104
4.2.1.6	Rechtliche Einschränkungen bei der Einführung einer G-Komponente.....	105
4.2.2	Preiszonen	106
4.3	Andere Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaubedarfs.....	108
4.3.1	Berücksichtigung von Redispatching bei der Netzplanung.....	108
4.3.2	Abregelung von EE-Anlagen bei negativen Preisen.....	109
4.3.3	Lastflexibilisierung und intelligente Netze	112
4.3.4	Fazit	114

Kapitel 5

Versorgungssicherheit II (Strom) - Strommarktentwicklung und Kapazitätsmechanismen115

5.1	Die fortschreitende Diskussion um Kapazitätsmechanismen	115
5.1.1	Ausgangspunkt der Debatte	115
5.1.2	Gegenwärtige Marktsituation	116
5.1.3	Bisherige Diskussion in Deutschland und Grünbuchprozess	120
5.2	Diskutierte Marktmodifikationen und Kapazitätsmechanismen im Überblick	122
5.3	Funktionsfähigkeit eines Strommarktes 2.0	125
5.3.1	Mark-Ups als notwendige Bedingung für effiziente Kraftwerksinvestitionen	125
5.3.2	Typ-1-Mark-ups: Wettbewerbskonformes Peak-Load-Pricing.....	127
5.3.3	Typ-2-Mark-ups: Ausübung von Marktmacht	128
5.3.4	Mark-ups und Missbrauchsaufsicht.....	131
5.3.5	Beurteilung.....	137
5.4	Analyse ergänzender Kapazitätsmechanismen	138

5.4.1	Sollte eine Absicherung durch eine ergänzende Reserve erfolgen?	138
5.4.2	Stellt die Schaffung von Kapazitätsmärkten eine effizientere Alternative dar?.....	140
5.5	Europäische Dimension	143
5.5.1	Wohlfahrtsvorteile einer Kapazitätsallokation im Binnenmarkt.....	143
5.5.2	Kapazitätsmechanismen und Koordinierungsbedarf im Binnenmarkt	145
5.5.3	Europarechtlicher Rahmen.....	147
5.6	Empfehlungen	149

Kapitel 6

Netzkonzessionen und Anreizregulierung151

6.1	Neuere Entwicklungen bei der Konzessionsvergabe.....	151
6.1.1	Rechtsprechung zur Konzessionsvergabe	152
6.1.2	Weiterentwicklung eines Abschlags auf die Netzentgelte als wesentliches Kriterium im Konzessionsvergabeverfahren	154
6.1.2.1	Eignung und Zulässigkeit des von der Monopolkommission empfohlenen Abschlags	154
6.1.2.2	Einführung eines Sicherheitsbereichs.....	157
6.1.3	Empfehlungen der Monopolkommission	159
6.2	Netzentgeltregulierung.....	160
6.2.1	Ergebnisse des Evaluierungsberichts	161
6.2.2	Modellempfehlungen der Bundesnetzagentur	163
6.2.3	Sicherung ausreichender Investitionen durch eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung	164
6.2.4	Abbau der Intransparenz der Anreizregulierung.....	169

Kapitel 7

Zentrale Handlungsempfehlungen der Monopolkommission172

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Illustration der bestehenden Netzübergangskapazitäten an Engpasspunkten (Stand 2013).....	20
Abbildung 2.2: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland 2009-2014	26
Abbildung 2.3: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland nach Monaten	28
Abbildung 2.4: Dauer von Preisdifferenzphasen.....	31
Abbildung 2.5: Eigentümerstruktur auf Erzeugerebene für konventionelle Energien 2014	34
Abbildung 2.6: Eigentümerstruktur nach Energieträgern bzw. Erzeugungsart 2014.....	36
Abbildung 2.7: Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger	36
Abbildung 2.8: Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke 2014	40
Abbildung 2.9: Kumulierte relative Häufigkeiten der RSI-Werte.....	44
Abbildung 2.10: Relative Häufigkeit der RSI-Werte	45
Abbildung 2.11: Zusammenhang zwischen Residuallast und Preisen am Spotmarkt 2014	47
Abbildung 2.12: Verlauf RWC-Tagesdurchschnittswerte in 2014.....	49
Abbildung 2.13: LNG-Terminals in Europa	62
Abbildung 3.14: Verlauf der erzielten Preise für die Auktionierung von CO ₂ -Zertifikaten	72
Abbildung 3.15: Höhe der EEG-Umlage für Haushaltsstromkunden in Deutschland (in Euro-Cent pro Kilowattstunde) ...	74
Abbildung 4.16: Entwicklung der Dauer von Redispatch-Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz (in Stunden).....	92
Abbildung 4.17: Entwicklung der Kosten durch Redispatchmaßnahmen (in Mio. Euro)	93
Abbildung 4.18: Netzknoten in der Simulation von Grimm u. a.	96
Abbildung 4.19: Regionale Verteilung der G-Komponente	103
Abbildung 4.20: Potenzielle und tatsächlich eingespeiste Menge an EE-Strom bei Grimm u. a. (im Jahresverlauf)	110
Abbildung 4.21: Prozentuale Abregelung der EE-Erzeugung bei Grimm u. a. (im Jahresverlauf)	111
Abbildung 5.22: Historische und residuale Jahreshöchstlasten sowie Spitzenlastprognosen für Deutschland	119
Abbildung 5.23: Deckungsbeiträge von Kraftwerken bei Markträumung am Energiemarkt	126
Abbildung 5.24: Peak-Load-Pricing versus Versorgungsausfall im Modell	128
Abbildung 5.25: Mark-up durch Marktmachtausübung pivotaler Anbieter	129
Abbildung 5.26: Wohlfahrtseffekte bei Vorhaltung einer strategischen Reserve	140
Abbildung 5.27: Auftreten von Spitzenlaststunden nach Monaten und Tagesstunden in 2014	145
Abbildung 5.28: Kapazitätsmechanismen in Mitgliedstaaten des Binnenmarktes	146

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland (in % der Jahresstunden).....	25
Tabelle 2.2: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland (in % der Monatsstunden)	27
Tabelle 2.3: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland zu Höchstlastzeiten.....	28
Tabelle 2.4: Kennzahlen der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland (in Euro)	29
Tabelle 2.5: Stunden der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland.....	29
Tabelle 2.6: Dauer von Preisdifferenzphasen	30
Tabelle 2.7: Statistische Kennzahlen der RSI-Werte (Szenario 1).....	42
Tabelle 2.8: Residual Supply Index.....	43
Tabelle 2.9: Return on Withholding Capacity Index (2014).....	49
Tabelle 2.10: Erdgasbezugsquellen Deutschlands in den Jahren 2011, 2012 und 2013 in Prozent.....	58
Tabelle 5.11: Entwicklung von Kennziffern für die Bedingungen der Kraftwerksfinanzierung.....	117
Tabelle 5.12: Simulation der bestehenden Kapazitätsabdeckung in einer Extremsituation.....	118
Tabelle 5.13: Effizienzpotenziale durch geringere gemeinsame Lastabdeckung	144

Vorwort

Das Sondergutachten Energie 2015 ist das fünfte Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG zum Energiemarkt. Die Monopolkommission nimmt darin zum Stand und zur absehbaren Entwicklung des Wettbewerbs Stellung und beurteilt die Frage, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht. Sie würdigt darüber hinaus die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht und diskutiert aktuelle wettbewerbspolitische Fragen der Energiewirtschaft.

Folgende Unternehmen, Verbände und Institutionen haben in einer nichtöffentlichen Anhörung am 10. Februar 2015 oder schriftlich Stellung zum Gutachtauftrag der Monopolkommission genommen:

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., bne Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V., DIW Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V., E.ON GmbH, EEX European Energy Exchange AG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, die Europäische Kommission, Gasunie GmbH, GEODE, MVV Energie AG, Netrion GmbH, Open Grid Europe GmbH, RWE AG, RWI Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, Stadtwerke Fellbach GmbH, STEAG GmbH, TenneT TSO GmbH, Thüga AG, TransnetBW GmbH, Umweltbundesamt, Vattenfall GmbH, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. und der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU).

Am 10. Februar 2015 fand zudem ein Expertenworkshop statt, bei dem ausgewählte Fragen zur Regulierung und zum Wettbewerb auf den Märkten der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft mit Sachverständigen diskutiert wurden. Teilnehmer der Diskussionsrunde waren:

- Herr Ulrich Benterbusch (dena)
- Herr Dr. Patrick Graichen (Agora Energiewende)
- Herr Prof. Dr. Felix Höffler (ewi)
- Herr Holger Krawinkel (MVV)
- Herr Dr. Harald Krebs (Vattenfall)
- Herr Dr. Felix Christian Matthes (Öko Institut)
- Herr Prof. Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer ISI)

Die Monopolkommission bedankt sich weiterhin bei den wissenschaftlichen Sachverständigen Herrn Prof. Dr. Uwe Leprich, Herrn Prof. Dr. Siegfried Klaue und Herrn Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski für ihre Beiträge zur Meinungsbildung der Monopolkommission.

Der Vizepräsident der Bundesnetzagentur, Herr Peter Franke, sowie Mitarbeiter der Behörde haben mit der Monopolkommission am 22. Januar 2015 insbesondere Fragen zur Anreizregulierung, zum Stromnetzausbau und zu Kapazitätsmechanismen erörtert.

Weiterhin haben am 22. Januar 2015 der Präsident des Bundeskartellamtes, Herr Andreas Mundt, sowie weitere Mitarbeiter des Amtes mit der Monopolkommission Fragen zur Wettbewerbsentwicklung auf den leitungsgebundenen Märkten für Elektrizität und Gas sowie zu aktuellen wirtschaftspolitischen Maßnahmen im Energiesektor diskutiert.

Zur Vorbereitung dieses Gutachtens hat die Monopolkommission einen externen Gutachtauftrag erteilt. Den Auftrag erhielten Frau Prof. Dr. Veronika Grimm und Herr Prof. Dr. Gregor Zöttl von der Friedrich-Alexander-Universität Nürnberg, die in ihrem Gutachten mit dem Titel „Regionale Preiskomponenten im Strommarkt“ Alternativen zum Stromnetzausbau erörterten. Die Arbeitsergebnisse wurden mit den Autoren in der Sitzung der Monopolkommission am 1. Juni 2015 diskutiert. Die Monopolkommission sowie die federführenden Mitarbeiter bedanken sich ausdrücklich für die rege und vorbildliche Zusammenarbeit.

Als Grundlage für ihre Modellierung dienten den Gutachtern in erster Linie die dem Netzentwicklungsplan Strom 2014 zugrunde liegenden Daten, für deren Bereitstellung sich die Monopolkommission bei der Bundesnetzagentur bedankt. Insbesondere dankt sie den zuständigen Mitarbeitern Herrn Dr. Jochen Patt und Herrn Daniel Konrad für die effektive Kooperation.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeitern der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes, des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), des Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK), den deutschen Übertragungsnetzbetreibern – insbesondere mit der Amprion GmbH, sowie mit zahlreichen weiteren Unternehmen und Verbänden.

Die Monopolkommission dankt an dieser Stelle allen Beteiligten für ihre Mitwirkung.

Die Daten für die empirischen Erhebungen der Monopolkommission wurden durch die European Energy Exchange (EEX), die European Power Exchange (EPEX SPOT), die energate GmbH & Co. KG und die Verivox GmbH erhoben und der Monopolkommission dankenswerterweise für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren wissenschaftlichen Mitarbeitern Herrn Marc Bataille und Frau Xenia Löckmann, die das Gutachten federführend betreut haben, sowie bei Frau Dr. Ulrike Hösel, Herrn Dr. Per Rummel, Herrn Nils-Peter Schepp, Frau Dr. Juliane Scholl und Herrn Dr. John Weche für ihre Mitwirkung.

Bonn, im Oktober 2015

Daniel Zimmer

Dagmar Kollmann

Thomas Nöcker

Achim Wambach

Angelika Westerwelle

Kurzfassung

K1. Die Energiemärkte befinden sich in einer Phase weitreichender Veränderungen. Insbesondere auf den Strommärkten werden die anstehenden Entscheidungen über zentrale Elemente der Marktordnung weitreichende Wirkungen haben. Wenngleich die Fortschritte bei der Energiewende, insbesondere beim Ausbau der erneuerbaren Energien, beachtlich sind, stellen sie den Strommarkt doch vor enorme Herausforderungen. Ziel aller politischen Bemühungen sollte es sein, ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende zu schaffen, das durch Effizienz und Nachhaltigkeit geprägt ist. Zu vielen mit einem solchen Marktdesign zusammenhängenden Fragen nimmt die Monopolkommission im vorliegenden Gutachten Stellung. Zudem analysiert sie die Wettbewerbssituation auf den für Deutschland relevanten Strom- und Gasgroßhandelsmärkten.

Markt- und Wettbewerbsentwicklungen im Energiebinnenmarkt

K2. Vor dem Hintergrund verschiedener, auch ökologischer Herausforderungen nimmt das Ziel der Verwirklichung eines europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas eine wichtige Stellung ein. Wohlfahrtsökonomisch ist eine solche Integration mehrerer einzelner Märkte zu einem gemeinsamen Markt wichtig, um für die Allokation knapper Energieresourcen möglichst geeignete Bedingungen zu schaffen und den Wettbewerb unter europäischen Anbietern von Gas und Strom zu stärken. Von der Europäischen Union wurden demzufolge mittels mehrerer Richtlinienpakete seit 1996 erhebliche Anstrengungen unternommen, um in Europa zu einer Vereinheitlichung der Handelsbedingungen für Gas und Strom zu gelangen. Am 4. Februar 2011 hatte zuletzt die Europäische Union die Vorgabe formuliert, den Energie-Binnenmarkt bis 2014 zu vollenden, was trotz erheblicher Fortschritte jedoch nicht gelungen ist.

K3. Vor allem im europäischen Stromgroßhandel schreitet die Entwicklung zu einem gemeinsamen Binnenmarkt voran. Eine räumliche Integration europäischer Märkte hat verschiedene allokativen Vorteile, die z. B. an der Entwicklung der erneuerbaren Energien deutlich werden. Die Unstetigkeit und die begrenzte Vorhersagbarkeit der Solar- und der Windenergie stellen erhöhte Anforderungen an die Netzstabilisierung. Der Binnenmarkt kann hier zu einer Erhöhung des in einem Markt vorliegenden Energiemixes beitragen und Schwankungen auf der Angebots- oder Nachfrageseite teilweise ausgleichen. Die Ausdehnung der Märkte hängt direkt zusammen mit der Verknüpfung von Stromnetzen, in denen die daran angeschlossenen Erzeugungsstandorte einem gemeinsamen räumlich relevanten Markt zuzurechnen sind. Viele Strommärkte in der EU erstreckten sich ursprünglich innerhalb der Landesgrenzen der Mitgliedsstaaten. Zentrale Hindernisse für die Ausdehnung der Stromgroßhandelsmärkte liegen in bestehenden physikalischen Übertragungsengpässen, die den engpassüberschreitenden Handel zu bestimmten Zeitpunkten einschränken. Der Fortschritt beim Ausbau der Übertragungsnetze zwischen den Mitgliedstaaten wird von den von der Monopolkommission angehörten Marktakteuren insgesamt positiv eingeschätzt. Auch die Bewirtschaftung der Engpässe durch die Kopplung der Märkte (Market Coupling) schreitet voran. Bereits heute umfasst die Marktkopplung Länder, die insgesamt einen Jahresverbrauch von mehr als 2000 Terawattstunde (TWh) besitzen und sich damit für mehr als 75 Prozent des europäischen Stromverbrauches verantwortlich zeichnen.

K4. Aus wettbewerbsökonomischer Perspektive ist die Frage nach dem Fortschritt von Bestrebungen zur Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes insbesondere für eine adäquate Definition des geografisch relevanten Marktes zur Beurteilung von Marktmacht einzelner Energieversorger von Bedeutung. So besteht ein Bedarf, die erreichte Integration der europäischen Märkte vor dem Hintergrund einer weitergehenden Untersuchung der Wettbewerbsintensität und möglicher Marktmacht regelmäßig zu erfassen. Einen sehr guten und vergleichsweise leicht zu beobachtenden Indikator für die Integration der Großhandelsmärkte stellt der Börsenpreis für Strom dar. Die Monopolkommission hat in diesem Sondergutachten erneut eine umfassende Analyse der Preisgleichheit und Preisdifferenzen auf vortägigen Spotmärkten zwischen Deutschland und seinen wichtigsten Nachbarstaaten vorgenommen. Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der Preisdifferenzanalyse, dass sich die direkte Verzahnung des deutsch-österreichischen Marktes mit den Märkten der Anrainerstaaten zwar auf einem guten Niveau befindet, sich die Ergebnisse jedoch gegenüber der vor zwei Jahren durchgeführten Analyse nicht mehr weiter verbessert haben. Vielmehr sprechen einzelne Ergebnisse sogar eher für eine gegenüber 2012/2013 geringfügig größere Eigenständigkeit des deutsch-österreichischen Marktes. Die Monopolkommission spricht sich daher weiterhin dafür aus, auch kartellrechtlich zunächst einen auf Deutschland und

Österreich bzw. auf die überwiegend in diesen Ländern liegenden Regelzonen beschränkten Markt für den Erstabsatz von Strom anzunehmen.

K5. Weiter hat die Monopolkommission eine Analyse der Marktmacht von Energieversorgern im deutsch-österreichischen Markt durchgeführt. Die Monopolkommission hat dazu die Marktverhältnisse auf dem Markt für den Erstabsatz konventionell erzeugten Stroms näher untersucht. Im Jahr 2014 betrug der Marktanteil der vier großen Energieversorger an den installierten Kraftwerkskapazitäten auf dem deutsch-österreichischen Markt demnach 62 Prozent. Dabei entfallen 21 Prozent auf RWE, 15 Prozent auf E.ON und jeweils 13 Prozent auf Vattenfall und EnBW.

K6. Um die Marktmacht, die von den großen Energieversorgern ausgeht, über die Marktanteile hinaus zu untersuchen, hat die Monopolkommission auch weitere spezialisierte Konzentrationsmaße wie den Residual Supply Index (RSI) und den Return on Withholding Capacity Index (RWC) ermittelt. Der RSI soll die strategische Bedeutung eines Unternehmens in einem Markt erfassen. Konkret misst der RSI, zu welchem Anteil die übrigen Wettbewerber im Markt mit ihren Erzeugungskapazitäten die Nachfrage alleine befriedigen könnten. Indem die Zeiträume eines Jahres ermittelt werden, in denen der RSI für einen Anbieter unter eine bestimmte Grenze fällt, lassen sich Schlussfolgerungen über die Marktmacht der Unternehmen treffen. Dabei sind die Schwellenwerte, ab denen erhebliche Marktmacht konstatiert werden soll, nicht exakt festgelegt, sondern basieren auf Erfahrungswerten. Im Ergebnis zeigt die Analyse der Monopolkommission für das Jahr 2014 unproblematische RSI-Werte. Selbst bei Annahme eines konservativen Szenarios, ohne Berücksichtigung der möglichen Nettoimportkapazität, liegen die Werte für den RSI i. d. R. unterhalb kritischer Schwellenwerte und unterscheiden sich nicht wesentlich von den Ergebnissen, die die Monopolkommission in ihrem letzten Energiesondergutachten für das Jahr 2012 ermittelt hat. Während der RSI einen bereits etablierten und von Wettbewerbsbehörden mehrfach eingesetzten Parameter darstellt, um die Marktmacht von Versorgern am Energiegroßhandelsmarkt zu evaluieren, hat die Monopolkommission mit dem RWC auch erstmals diesen neueren Indikator berechnet. Der RWC misst den Anreiz eines Unternehmens zur missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung, indem berechnet wird, wie ein Unternehmen im Fall einer bestimmten Kapazitätszurückhaltung für den entgangenen Umsatz kompensiert wird. Die ermittelten Werte zeigen sich nicht auffällig; weitergehende Schlussfolgerungen sind allerdings erst bei folgenden Untersuchungen und Beobachtungen über die Zeit möglich. Die Ergebnisse aller durchgeführten Analysen decken sich mit den Beobachtungen im Markt, nach denen derzeit kein außergewöhnlich hohes Preisniveau vorherrscht. Die Monopolkommission nimmt daher an, dass derzeit keine Marktbeherrschung der großen Energieversorger vorliegt; sie erachtet es jedoch als wichtig, die Entwicklung auf diesem Markt durch die Berechnung von Konzentrationsmaßen weiter zu beobachten.

K7. Wenngleich die Integration der europäischen Gasmärkte nicht so weit fortgeschritten ist wie im Stromsektor, ist dennoch eine positive Entwicklung der Wettbewerbsintensität zu erkennen, die sich in einer gestiegenen Liquidität widerspiegelt. Die Erhöhung der Liquidität ist zum einen auf die Zusammenlegung einzelner Marktgebiete zurückzuführen. So hat sich deren Zahl in Deutschland innerhalb der letzten zehn Jahre von 41 auf zwei reduziert. Während in einigen Teilen Europas eine ähnliche Entwicklung zu beobachten war, besteht in Osteuropa indes noch erhebliches Potenzial. Da eine vollkommene europäische Integration zu einem einzigen Marktgebiet vorerst jedoch nicht realisierbar erscheint, kommt zum anderen der Harmonisierung des grenzübergreifenden Handels eine besondere Bedeutung zu. Die Entwicklung von verbindlichen Netzkodizes sowie die Einführung und Ausweitung von Handelsplattformen ist vor diesem Hintergrund ausdrücklich zu begrüßen.

K8. Insbesondere in Zeiten politischer Krisen rückt zudem die Versorgungssicherheit immer weiter in den Fokus. Eine einseitige Abhängigkeit von einzelnen Importländern ist kritisch zu sehen. Um eine stete Versorgung mit Erdgas langfristig zu gewährleisten, gilt es daher, auf eine stärkere Diversifizierung der Bezugsquellen hinzuwirken. Geographisch kann dies durch den Leitungsausbau oder den Einsatz alternativer Transportformen wie Flüssiggas (LNG) geschehen. Dabei gilt es jedoch auch, die erheblichen Kosten für den Bau neuer Pipelines oder auch zusätzlicher LNG-Terminals nicht aus den Augen zu verlieren. Deutschland verfügt bereits über Anbindungen an belgische, niederländische und (zukünftig) polnische LNG-Terminals. Die Transportkapazitäten zwischen Deutschland und diesen Ländern sollten ausgebaut werden, bevor der Bau eines eigenen Terminals erwogen wird. Derzeit ist unklar, welchen Zusatznutzen ein solches brächte. Die Diversifizierung der Bezugsquellen kann zusätzlich durch den Einsatz unkonventioneller Erdgasformen wie Schiefergas oder Biomethan erfolgen. Hierbei sind mögliche negative Umweltfolgen aber stets in Rechnung zu stellen. Insbesondere die Förderung von Schiefergas (Fracking) steht in der Kritik, potenziell langfristige Schäden zu verursachen. Die

Bundesregierung plant in diesem Zusammenhang den Einsatz einer Expertenkommission, welche in einem jährlichen Bericht eine Einschätzung zur Unbedenklichkeit der Technologie liefern soll.

Umweltziele in der Energiewende

K9. Der Begriff Energiewende wird in der öffentlichen Diskussion zur Beschreibung einer Vielzahl an Zielen und den dazu notwendigen Instrumenten genutzt. Insgesamt lässt sich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen (insbesondere Kohlenstoffdioxid) als primäres Umweltziel festmachen, das in der Bundesrepublik Deutschland vom Atomausstieg als Nebenziel flankiert wird. Für die Entwicklung und Weiterentwicklung effizienter Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Wind- oder Solarkraft ist zudem in der Einführungsphase ein hoher Forschungsaufwand im Bereich der Grundlagenforschung zu erwarten, sodass in der Förderung dieser ein weiteres Ziel ausgemacht werden kann.

K10. Eine Reduktion der CO₂-Emissionen bedarf aufgrund der weltweiten Dimension einer möglichst globalen Abstimmung. Bei dem EU-weiten Emissionsrechtehandel (EU-ETS) wird eine bestimmte Anzahl von Zertifikaten, die zum Ausstoß von CO₂ berechtigen, zwischen Unternehmen der Stromproduktion und Industrie gehandelt. Das zugrunde liegende Ziel besteht darin, die Emissionen innerhalb Europas bis 2020 um 20 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 zu senken. Bis 2030 soll ein Rückgang von 40 Prozent erreicht sein.

K11. Der Emissionsrechtehandel ist ein geeignetes Instrument, um eine ex ante festgelegte Gesamtmenge an CO₂-Ausstoß zu steuern und zu senken. Emissionen sollen dort eingespart werden, wo dies am kostengünstigsten umzusetzen ist - nämlich genau da, wo die Vermeidungskosten niedriger sind als die Preise für die Emissionszertifikate. Wie und durch welche Technologien dies erreicht wird, bleibt dabei den Marktkräften überlassen. Der stark gesunkene Preis der CO₂-Zertifikate wird immer wieder als Kritik am System des EU-ETS hervorgebracht. Ein niedriger Preis ist jedoch ein Hinweis darauf, dass die Vermeidung von CO₂-Emissionen günstiger geworden ist und deshalb weniger Zertifikate in Anspruch genommen werden. Eine solche Entwicklung ist eher positiv zu bewerten. Es ist deshalb fraglich, ob ein zusätzliches Instrument wie die Marktstabilitätsreserve, die verhindern soll, dass die Preise zu extreme Werte annehmen, notwendig ist. Darüber hinaus sind Zweifel angebracht, ob sie überhaupt einen Einfluss auf die Preisbildung haben wird.

K12. Neben den gesamteuropäischen Bemühungen zur Treibhausgasreduktion finden sich in vielen EU-Mitgliedstaaten zudem nationale Förderprogramme. In Deutschland ist das prominenteste Beispiel hierfür die Förderung von Energieerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen durch das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz). Betrachtet man die Reduktion von Treibhausgasemissionen als Hauptziel, ist auf den ersten Blick nicht ersichtlich, welchen Zusatznutzen nationale Programme generieren. Durch die Mengensteuerung auf EU-Ebene entspricht das Volumen der CO₂-Emissionen insgesamt stets der festgelegten Obergrenze. Zusätzliche lokale Programme zur Emissionsvermeidung führen lediglich zu einer Umverteilung innerhalb der beteiligten Staaten und haben keinen Effekt auf das Gesamtklima. Maßnahmen auf nationaler Regierungsebene könnten dagegen idealerweise darin bestehen, in den Verhandlungen zwischen den einzelnen Mitgliedsländern auf ambitioniertere Ziele bei der CO₂-Reduktion hinzuwirken oder einen Teil der Zertifikate aufzukaufen, ohne diese für CO₂-Emissionen einzusetzen. Dadurch würde der Gesamtausstoß verringert.

Nationale Instrumente könnten darüber hinaus die Förderung der Grundlagenforschung zum Ziel haben. Durch die massive Förderung der erneuerbaren Energien haben sich diese jedoch mittlerweile weitgehend im deutschen Strommarkt etabliert. Eine weitere Anschubförderung ist demnach nicht mehr notwendig. Als Konsequenz daraus empfiehlt die Monopolkommission, die EEG-Förderung sukzessive auslaufen zu lassen. Kurzfristig sollten die laufenden Anpassungsarbeiten im Zuge der EEG-Novelle vom August 2014 zumindest dazu führen, dass das Fördersystem mehr wettbewerbliche Elemente enthält.

K13. Mit der EEG-Novelle wurde die Wahlfreiheit zwischen dem Marktprämienmodell in Verbindung mit einer Direktvermarktung und der fixen Einspeisevergütung praktisch abgeschafft. Betreibern von Neuanlagen steht nur noch der Weg der Direktvermarktung ihres Stroms offen. Zudem reduziert sich die Marktprämie für Neuanlagen zukünftig auf null, wenn die Strombörsenpreise in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ sind. Diese Bemühungen, regenerative Energieerzeugungsformen stärker in den Markt zu integrieren, sind grundsätzlich positiv zu bewerten. Die Monopol-

kommission begrüßt zudem ausdrücklich, dass damit zwei in ihrem letzten Sondergutachten geforderte Änderungen am EEG-Fördersystem zumindest teilweise umgesetzt wurden.

K14. Die Förderhöhe soll zudem zukünftig nicht mehr administrativ festgesetzt, sondern durch Ausschreibungen bzw. Auktionen ermittelt werden. Die Umstellung der Förderung auf ein Ausschreibungsmodell kann den Anlass bieten, ein wettbewerbsfähigeres System zu schaffen, das dazu beiträgt, den Ausbau erneuerbarer Energien in effizienterer Weise umzusetzen. Ohne geeignete Rahmenbedingungen ist jedoch anzunehmen, dass der Systemwechsel keine nennenswerten Veränderungen mit sich bringen wird. Aktuell werden in einem ersten Pilotprojekt Ausschreibungen für die Förderung von Photovoltaikfreiflächenanlagen durchgeführt. Nach deren Evaluation soll dieser Mechanismus ab 2017 für alle Technologieformen eingesetzt werden. Nach derzeitigem Stand sollen diese technologiespezifisch erfolgen.

K15. In ihrem letzten Sondergutachten sprach sich die Monopolkommission für das Quotenmodell nach schwedischem Vorbild und somit für die Überführung der Förderung in eine technologieneutrale Mengensteuerung aus. Das im Rahmen der EEG-Novelle geplante Ausschreibungsmodell zur Festsetzung der Förderhöhe ist eine Mengensteuerung, die jedoch hinter den Wirkungen des Quotenmodells, insbesondere der Technologieneutralität, zurückfällt. Nach Ansicht der Monopolkommission sollten die geplanten Ausschreibungen deshalb im nächsten Schritt auf eine technologieneutrale Steuerung umgestellt werden. Technologieneutrale Auktionen ermöglichen Wettbewerb unter den Erzeugungstechnologien. Nur auf diese Weise kann gewährleistet werden, dass die Energiewende von den effizientesten Technologien getragen wird und die Kosten nicht unnötig anwachsen. So erhalten bei technologieneutralen Auktionen genau die Anlagen den Zuschlag, die die gewünschte Leistung am kostengünstigsten erbringen können. Welche Technologien sich dabei durchsetzen, bestimmt der Markt.

K16. Eine ähnliche Argumentation spricht für den Verzicht auf regionalisierte Ausschreibungen bzw. für deutschlandweite Ausschreibungen. Hierdurch würden die kostengünstigsten Standorte gewählt und die Anzahl der Auktionsteilnehmer maximiert. Durch die regionale Konzentration mancher Anlagen könnte dies jedoch einen höheren Netzausbaubedarf verursachen. Diesem könnte aber unter Umständen mit anderen Instrumenten wie einer regional differenzierten Netzentgeltkomponente effizienter begegnet werden.

K17. Ein zentraler Punkt in der Diskussion um ein geeignetes Ausschreibungsdesign ist darüber hinaus die anzuwendende Preisbildungsregel. Grundsätzlich kann zwischen Einheitspreisauktionen („pay-as-cleared-auctions“) und Gebotspreisauktionen („pay-as-bid-auctions“) unterschieden werden. Auch wenn Theorie und Empirie kein eindeutiges Ergebnis liefern, erscheint es sinnvoll, die Ausschreibungen als Einheitspreisauktionen durchzuführen. Die Gefahr von Ineffizienzen stellt sich bei diskriminierenden Gebotspreisauktionen größer dar. Die Ergebnisse aus den ersten beiden Auktionsrunden für Photovoltaikfreiflächenanlagen deuten ebenfalls auf eine Überlegenheit von Einheitspreisauktionen hin.

K18. Die Erfahrungen anderer Staaten mit Auktionsmodellen machen deutlich, wie wichtig es ist, Sicherheiten und Pönalen in das System zu integrieren, um eine tatsächliche Realisation der Projekte nach der Erteilung des Zuschlages zu gewährleisten. Da dies jedoch Eintrittshürden aufbaut, gilt es eine Abwägung zwischen dem Ziel eines intensivierten Wettbewerbs und der Sicherstellung der Projekte zu treffen.

K19. Zudem sollen ab 2017 neue Instrumente für eine vermehrte CO₂-Reduktion im Energiesektor eingesetzt werden. Hintergrund ist das deutsche CO₂-Reduktionsziel von 40 Prozent, zu dessen Erfüllung der Energieerzeugungssektor zusätzliche Einsparungen von jährlich 22 Mio. Tonnen CO₂ erbringen soll. Nachdem längere Zeit ein sogenannter „Klimabeitrag“ für Braunkohlekraftwerke zur Debatte stand, wurde schließlich ein Maßnahmenpaket geschnürt, in dessen Zentrum die Überführung besonders CO₂-intensiver Braunkohlekraftwerke in eine Kapazitätsreserve bzw. deren endgültige Stilllegung nach vier Jahren steht. Dieser Plan findet sich auch im Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zum geplanten Strommarktgesetz wieder. So sollen die betroffenen Braunkohlekraftwerke gemäß Art. 1, Nr. 13 Ref-E (zu § 13d EnWG-E) das „Klimasegment“ der „Kapazitäts- und Klimareserve“ bilden. Zusätzlich werden eine Reform der KWK-Förderung und Effizienzmaßnahmen bei Gebäuden sowie in Kommunen, Industrie und Schienenverkehr angestrebt. Das vorgestellte Bündel an Maßnahmen ist aus mehreren Gründen kritisch zu sehen: So erscheint es fraglich, ob die gewünschte Minderung innerhalb Deutschlands dadurch tatsächlich bewirkt werden kann. Selbst wenn die Reduktionen in der geplanten Höhe erreicht werden, entbehren nationale Minderungsziele – wie oben beschrieben – einer

grundsätzlichen Rechtfertigung, da sie keinen Zusatznutzen für das Weltklima generieren. Stattdessen sind hohe zusätzliche Kosten zu erwarten.

Auch der ursprünglich geplante „Klimabeitrag“ hätte einen punktuellen Eingriff dargestellt, der in seiner Wirkung deutlich hinter der effizientesten Lösung für eine CO₂-Reduktion – dem Aufkauf von Zertifikaten – zurückgefallen wäre. Dennoch hätte er zumindest auf der Ebene des EU-ETS angesetzt und zu einer gewissen Minderung der gesamten Emissionsmenge führen können.

Versorgungssicherheit I – Erzeugungsstandorte und Versorgungsnetze

K20. Mit einem stetig steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wächst aufgrund deren höherer Volatilität bei vielen Akteuren die Verunsicherung, ob eine Deckung der Stromnachfrage weiterhin jederzeit gewährleistet ist. Versorgungssicherheit umfasst verschiedene Problemfelder, die jedoch in engem Zusammenhang zueinander stehen. Ein Aspekt betrifft die Vorhaltung von ausreichender Erzeugungskapazität. Zudem fallen Erzeugung und Verbrauch räumlich immer weiter auseinander, weshalb Engpasssituationen im Stromnetz stetig zunehmen. Über die Vorhaltung von Kapazität hinaus gilt es deshalb sicherzustellen, dass mithilfe des Leitungsnetzes der produzierte Strom von den Erzeugungsstandorten zu den Verbrauchsstandorten transportiert werden kann.

K21. Derzeit werden auftretende Engpässe mit Redispatch-Maßnahmen behoben, indem Kraftwerke vor dem Engpass heruntergefahren bzw. Kraftwerke hinter dem Engpass hochgefahren werden. Die Kosten, die durch die Entschädigung der Kraftwerksbetreiber entstehen, wachsen immer weiter an. Seit 2010 haben sie sich mehr als verdoppelt – obwohl den Betreibern bisher nur ein reiner Kostenersatz zusteht. Dies könnte sich jedoch in Folge eines Urteils des OLG Düsseldorf, das die seit 2012 geltenden Vergütungsgrundsätze als zu restriktiv ansah, bald ändern.

K22. Auf lange Sicht soll das Stromnetz so ausgebaut werden, dass das Engpassmanagement obsolet wird, da jederzeit sämtlicher Strom von den Erzeugungs- zu den Verbrauchsstandorten transportiert werden kann. Dies bedingt einen sehr umfangreichen und kostenintensiven Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze, der mit großen Akzeptanzproblemen einhergeht. Alternative bzw. ergänzende Maßnahmen könnten zu einer kleineren Dimensionierung des Netzausbaubedarfs beitragen. Die Monopolkommission hat einige dieser Maßnahmen, insbesondere die Einführung regionaler Preiskomponenten, analysiert. Um sich ein besseres Bild von den Wirkungen machen zu können, hat sie zusätzlich im Rahmen eines extern in Auftrag gegebenen Gutachtens eine Simulation verschiedener Instrumente auf dem deutschen Strommarkt durchführen lassen.

K23. Eine Maßnahme, die Teile des Netzausbaus verzichtbar machen könnte, ist die Einführung regionaler Preiskomponenten im Stromgroßhandel. Entsprechende Komponenten können auf mehreren Ebenen einen Effekt auf den Netzausbau entfalten. So könnte der Bedarf an Netzausbau potenziell dadurch reduziert werden, dass Erzeuger bei der Standortwahl für neue Kraftwerke den durch sie verursachten Netzausbau in ihren Entscheidungsprozess miteinbeziehen und Kraftwerke vermehrt in der Nähe von Lastzentren ansiedeln. Preiskomponenten könnten jedoch auch die unmittelbare Kraftwerkssteuerung und die Nachfrage nach Strom beeinflussen, indem durch die Komponente relative Knappheitsverhältnisse der Regionen preislich wirksam würden. Es gibt verschiedene Instrumente, die in diese Kategorie fallen.

K24. Zum einen könnte ein regional differenziertes erzeugerseitiges Netzentgelt (G-Komponente), bei dem Anlagen in Engpassregionen eine niedrigere Komponente zahlen oder sogar eine Prämie erhalten, zu einer systemdienlichen Standortwahl und einem systemdienlichen Betrieb führen und so zu einer Entlastung des Netzes beitragen. In der im Auftrag der Monopolkommission angefertigten Studie wurden die Wirkungen einer G-Komponente für den deutschen Markt quantitativ evaluiert. Während die Wirkung einer G-Komponente für konventionelle Kraftwerke begrenzt scheint, sieht die Monopolkommission durchaus Potenzial hinsichtlich eines solchen Entgeltes für EE-Anlagen. Der Netzausbau wird insbesondere vom Ausbau der erneuerbaren Energien getrieben. Die Einführung einer Regionalkomponente für ebendiese könnte den Ausbaubedarf einschränken und sollte geprüft werden.

K25. Zum anderen wäre eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Preiszone denkbar. Im Unterschied zur G-Komponente würde sich eine solche Maßnahme jedoch direkt auf die Strompreise auswirken. In jeder Zone würde ein eigener Preis gebildet, der Existenz und Grad der Engpässe zwischen den Zonen widerspiegelt. Durch die partielle Be-

achtung von Netzengpässen in den Preisen könnten so Produktionsanreize für bestehende Anlagen und Investitionsanreize für Neuanlagen regional gesteuert werden. Die Preisunterschiede aufgrund der Marktgebietsaufteilung würden sich jedoch auch auf die Endkundenpreise niederschlagen. Die Steuerungswirkung auf Ansiedelung und Betrieb von Kraftwerken und die daraus resultierenden Einsparpotenziale beim Netzausbau erscheinen zudem begrenzt und können aus Sicht der Monopolkommission die zu erwartenden Akzeptanz- und Marktmachtprobleme nicht kompensieren, weshalb eine Regionalkomponente für EE-Anlagen als regionale Preiskomponente vorzuziehen wäre.

K26. Neben regionaler Preiskomponenten gibt es eine Reihe von weiteren Maßnahmen, die den Netzausbaubedarf verringern könnten. Derzeit sehen die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber vor, den Umfang des notwendigen Netzausbaus anhand von Prognosen bezüglich der erwarteten Stromgroßhandelsmengen festzulegen und Werkzeuge wie Redispatch oder Erzeugungsmanagement nicht zu berücksichtigen. Ziel ist es, den gesamten gehandelten Strom jederzeit möglichst vollumfänglich transportieren zu können. Da hierbei auch sämtliche Extremszenarien des Transportbedarfs mit abgebildet werden, fällt die Netzausbauplanung tendenziell sehr umfangreich aus.

K27. So liegt es nahe, dass der Netzausbau geringer ausfallen könnte, wenn schon auf der Planungsstufe eine Kosten-Nutzen-Abwägung zwischen einem weiteren Netzausbau und dem Zulassen von Engpässen in Verbindung mit dem Einsatz von Redispatch getroffen wird. Tatsächlich zeigt die im Auftrag der Monopolkommission durchgeführte Simulation, dass sich durch die Berücksichtigung von Redispatch hohe Wohlfahrtsgewinne realisieren lassen. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass eine ausreichende Vorhaltung von Kapazität hinter dem Engpass sichergestellt werden müsste, z. B. durch die vorgeschlagene Regionalkomponente für EE-Anlagen.

K28. Da die ungebremste Einspeisung von Strom, der in EE-Anlagen produziert wurde, phasenweise zu einer sehr hohen Netzbelastung führt, ist außerdem fraglich, ob dessen Transport auch in einzelnen, nur gelegentlich vorkommenden Leistungsspitzen ermöglicht werden sollte. Denkbar wäre eine Abregelung bestimmter EE-Anlagen in Zeiten negativer Strombörsenpreise – also genau dann, wenn besonders viel Strom eingespeist wird. Dabei würden nur so viele Anlagen abgeregelt, dass der Preis an der Strombörse wieder über Null steigt. Idealerweise sollten diese so ausgewählt werden, dass das Netz optimal entlastet wird. Eine solche Maßnahme scheint den Netzausbaubedarf nach bisherigen Erkenntnissen erheblich zu reduzieren und sollte weiter geprüft werden, insbesondere da ihre Implementierung einen vergleichsweise geringen Eingriff in den Strommarkt darstellen würde.

K29. Neben einer systemdienlichen Steuerung der Erzeugung tritt eine Flexibilisierung der Nachfrageseite immer weiter in den Fokus bei der Diskussion um die Zukunft des Strommarktes. Bisher ist die Stromnachfrage weitgehend unelastisch. Mit Hilfe von DSM – Maßnahmen (Demand Side Management bzw. Laststeuerung) sollen zukünftig sowohl die industrielle als auch die private Stromnachfrage über Marktpreissignale besser auf die aktuelle Netz- und Kapazitätssituation reagieren können. Grundsätzlich ist eine solche Entwicklung zu begrüßen. Der Netzausbaubedarf könnte gesenkt werden, wenn nicht mehr jede Nachfragespitze an jedem Ort bedient werden muss. Als problematisch könnte sich jedoch die begrenzte Quantifizierbarkeit der verschiedenen Maßnahmen erweisen.

K30. Eng verknüpft mit einer Lastflexibilisierung ist die Entwicklung hin zu einem „Smart Grid“, einem intelligenten Netz. Durch die Vernetzung aller Akteure und Komponenten innerhalb des Netzes soll eine bessere Abstimmung und somit eine effizientere Netznutzung ermöglicht werden. Ein standardisierter Datenaustausch, z. B. über „Smart Meter“, ist dabei notwendig. Aufgrund der hohen Kosten eines flächendeckenden Rollouts von „Smart Metern“ wird dieser jedoch vorerst nicht angestrebt.

Versorgungssicherheit II (Strom) - Strommarktentwicklung und Kapazitätsmechanismen

K31. Neben der zuvor analysierten Rolle der Netze ist die allgemeine Finanzierung von konventionellen Erzeugungskapazitäten ein zentraler Diskussionspunkt der laufenden Debatte um Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Dabei geht es um die Frage, ob es aufgrund technischer und ökonomischer Besonderheiten des Energiemarktes in Zukunft zu einer zu geringen Vorhaltung von Erzeugungskapazität kommen könnte und es daher eines veränderten Marketdesigns bedarf, um dies zu verhindern. Im Zuge der sinkenden Energiepreise und schlechter werdenden Finanzierungsbedingungen hat die Debatte um Kapazitätsmechanismen in den letzten Jahren erheblich an Fahrt aufgenommen. Im Jahr 2014 hat das Bundeswirtschaftsministerium seine zu diesem Zeitpunkt bestehende Sichtweise zu aktuellen Themen

des Strommarktdesigns in einem Bericht "Ein Strommarkt für die Energiewende" (dem Grünbuch) zusammengefasst. Infolge der anschließenden Diskussion, hat das Ministerium die aus seiner Sicht angezeigten Maßnahmen in einem Weißbuch dargestellt. Sie stellen die konzeptionelle Grundlage für das geplante Strommarktgesetz dar. Im Kern plant das Bundeswirtschaftsministerium den bestehenden Strommarkt zu verbessern, was mit dem Begriff „Strommarkt 2.0“ zum Ausdruck gebracht wird. Des weiteren soll eine Kapazitätsreserve geschaffen werden. Von der Einführung eines Kapazitätsmarktes, der als Alternative in einigen anderen Staaten des Binnenmarktes umgesetzt wurde, soll demnach zunächst abgesehen werden.

K32. Bei einer Entscheidung für die Verbesserung des bestehenden Strommarktes, das auf dem Konzept Strommarkt 2.0 gründet, ist auf verschiedene Risiken hinzuweisen. Soll der Markt auch zukünftig zu einer Finanzierung ausreichender Versorgungskapazitäten führen, Bedarf es dazu in Zukunft Mark-ups auf die unmittelbaren variablen Kosten der Kraftwerke. Solche Mark-ups sind wettbewerbskonform und effizient, wenn sie in Zeiten einer Vollauslastung der Kapazitäten entstehen, in denen die Nachfrager sich gegenseitig so lange überbieten, bis es zu einer Markträumung kommt (Typ-1-Mark-ups). Möglich sind allerdings auch solche Mark-ups, die infolge kontrollierter und strategischer Zurückhaltung von Kapazität durch einzelne Anbieter ausgelöst werden (Typ-2-Mark-ups).

K33. Kommt es in der Praxis ausschließlich zu effizienten Typ1-Mark-ups, dann ist eine flexible Reaktion der Nachfrage eine Voraussetzung dafür, dass sich ein effizientes Kapazitätsniveau einstellen kann. Ist eine flexible Nachfrage nicht gegeben, können die Nachfrager hingegen bei hoher Last nicht durch einen Lastabwurf reagieren und es kommt zu einem Versorgungsengpass. Daher sind solche von der Bundesregierung angekündigte Maßnahmen, die auf eine Flexibilisierung von Anbietern und Nachfragern zielen, unbedingt zu begrüßen.

K34. Typ-2-Mark-ups können hingegen den Missbrauchstatbestand des GWB erfüllen; bei einem Missbrauch könnte das Bundeskartellamt eingreifen. Allerdings ist die Trennung von wettbewerbskonformen Preisaufschlägen und Mark-ups für die zuständigen Behörden ein schwieriges Problem; der Umgang mit diesem Problem hat erhebliche Auswirkungen auf Effizienz und Versorgungssicherheit. Ein Problem ist vor allem deshalb zu erwarten, da in Zukunft die Auslastung des Kraftwerksparks steigen muss, um wettbewerbskonforme Typ1-Mark-ups zuzulassen. Strommärkte mit stark ausgelasteten Kapazitäten neigen jedoch zu hoher Marktmacht. Anbieter erhalten häufiger eine pivotale Stellung und können in diesen Situationen den Preis hochtreiben. Deshalb können Energiegroßhandelsmärkte nicht nur zu unteroptimalen Kapazitäten tendieren, sondern bieten auf der anderen Seite auch viel Spielraum für missbräuchliches Verhalten und überhöhte Preise, die wiederum zu Überkapazitäten führen würden. Die Monopolkommission schätzt es als unsicher ein, ob sich im praktischen Umgang der Behörden mit diesem Problem eine effiziente Balance finden lässt. Im Rahmen der politischen Entscheidung über ein Konzept Strommarkt 2.0 sind daher die damit verbundenen Risiken zu bedenken.

K35. Grundsätzlich sollten Behörden, die im Bezug auf das Preissetzungsverhalten eine Aufsichtsfunktion ausüben, den Kraftwerksbetreibern genug Preissetzungsspielräume lassen, ohne jedoch eine Aufsicht über die Preise vollständig aufzugeben. In diesem Zusammenhang sind die im Weißbuch der Bundesregierung angekündigten Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit der Unternehmen unterschiedlich zu beurteilen. Auch wenn hier konzeptionell Schwierigkeiten bestehen, wäre es für die Unternehmen und ihre Investitionsbereitschaft hilfreich, wenn das Bundeskartellamt in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur Maßstäbe und Kriterien in Leitlinien darlegen, nach denen sie das Preissetzungsverhalten von Energieversorgern bewerten. Weiterhin ist empfehlenswert auch die Auslegung des Marktmanipulationsverbotes der REMIT-Verordnung (Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency) durch die Bundesnetzagentur in den Leitlinien zu erfassen. Nicht empfehlenswert ist demgegenüber die im Weißbuch angekündigte regelmäßige Überprüfung der Marktbeherrschung durch das Bundeskartellamt, da sich die Marktbeherrschung im Energiegroßhandel derzeit nicht beständig feststellen lässt und die intendierte Wirkung deshalb verfehlt werden muss. Geeigneter erscheint in diesem Zusammenhang eine regelmäßige Überprüfung der Marktmacht auf den Energiegroßhandelsmärkten, die jedoch durch das bereits bestehende Monitoring bereits adäquat gewährleistet wird.

K36. Die Ergänzung der Strommarktdesigns um eine Reservekapazität ist derweil mit einer Reihe von Nachteilen verbunden. Nach Auffassung der Monopolkommission sind diese Nachteile von erheblichem Gewicht und müssten bei einem möglichen Einsatz des Instruments bedacht werden. Die Monopolkommission empfiehlt, eine Reserve nur als mögliches Übergangsinstrument zur Überbrückung der derzeit noch bestehenden Unsicherheit über die Funktionsfähigkeit des Strommarkt 2.0 einzusetzen. Die Reserve sollte nach spätestens 10 Jahren aufgelöst werden.

K37. Eine generelle Alternative zum bestehenden Strommarktdesign stellen hingegen Konzepte zur Einführung von Kapazitätsmärkten dar. Im Kapazitätsmarkt bestimmt sich die vorgehaltene Kapazität über das Steuerungsmodell. Im bekanntesten Modell für einen Kapazitätsmarkt wird die Kapazitätsmenge zentral z. B. anhand der maximal erreichten Last geplant und ausgeschrieben, während in dezentralen Ansätzen die Kapazitätssteuerung indirekt, z. B. über die Höhe von Pönalen erfolgt. Gelingt es bei der Kapazitätsplanung, die optimale Menge festzustellen, dann ist das Kapazitätsmarktmodell theoretisch genauso effizient, wie es ein hypothetischer, optimal funktionierender Energy-only-Markt wäre. Im Vergleich zu anderen Mechanismen wie dem Konzept Strommarkt 2.0 sind mit Kapazitätsmärkten jedoch andere Risiken verbunden. Tatsächlich ist die Gefahr einer Marktmachtausübung auch im Kapazitätsmarktansatz ein wichtiger Diskussionspunkt. Gegenüber dem Modell des Energy-only-Marktes sehen viele Kapazitätsmarktmodelle vor, das Problem möglicher Marktmacht auf dem Strommarkt zu mildern, indem die Gebote am Kapazitätsmarkt mit einer sogenannten Call-Option verbunden werden. Sollte der Mechanismus in der Praxis effektiv funktionieren, wäre das Marktmachtproblem im Wesentlichen auf den Kapazitätsmarkt begrenzt. Hier zeigen internationale Erfahrungen, dass vor allem die Parametrisierung ein erhebliches Problem darstellen kann. Grundsätzlich sind Kapazitätsmärkte allerdings geeignet, das Niveau von Kapazitätsvorhaltung und Versorgungssicherheit zielsicher und verlässlich zu steuern. Sollte sich herausstellen, dass der Energy-only-Markt in Gestalt des Strommarktes 2.0 nicht zu einer effizienten Kapazitätsallokation führt, sollte aus Sicht der Monopolkommission ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden. Hierbei erscheinen der Monopolkommission zentrale Ansätze vorzugswürdig, bei denen die administrative Steuerung des Kapazitätsniveaus transparent über die Festlegung der Menge erfolgt.

K38. Auch im Bezug auf das Problem der Kapazitätsvorhaltung und möglichen Lösungen im Form von Kapazitätsmechanismen spielt die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte eine wichtige Rolle. Ein Vorteil der Kapazitätsallokation im Binnenmarkt könnte vorliegen, wenn im Vergleich zu einer individuellen und autarken Kapazitätsallokation der Staaten insgesamt eine geringere Gesamtkapazitätsvorhaltung erforderlich ist. Wie zuvor dargelegt wurde, sind die Strommärkte aber nicht unbedingt alleine in der Lage, für ausreichend Erzeugungskapazität zu sorgen. Deshalb haben eine Reihe von Ländern Kapazitätsmechanismen vorgesehen oder bereits installiert. Damit wird der Kapazitätsbedarf in diesen Ländern nicht mehr durch den Markt, sondern durch einen externen Planer determiniert. An dieser Stelle könnte ein Koordinierungsbedarf im Bereich der Kapazitätsplanung bestehen, der z. B. durch die EU-Kommission wahrgenommen werden könnte. Wenn keine Koordinierung des Kapazitätsniveaus erfolgt, könnten zwischen den in den unterschiedlichen Staaten implementierten Kapazitätsmechanismen zudem sogenannte Spillover-Effekte auftreten, bei denen ein Land vom Kapazitätsmechanismus eines anderen Landes profitiert, ohne dass es dieses dafür vergütet. Allerdings ist fraglich, ob der europarechtliche Rahmen eine entsprechende Koordinierung zulässt. Grundlage für eine Koordinierung wären das Beihilferecht oder die Bestimmungen zur Warenverkehrsfreiheit. Auch ein EU-Kapazitätsmechanismus wäre rechtlich möglich, sofern dieser nicht in die allgemeine Struktur der mitgliedstaatlichen Energieversorgung eingreift.

Netzkonzessionen und Anreizregulierung

K39. Seit dem letzten Sondergutachten hat die Rechtsprechung Entscheidungen bezüglich einer Reihe von wichtigen Fragen zur Konzessionsvergabe getroffen. Nach Auffassung des Bundesgerichtshofes sind Gemeinden bei der Vergabe von Wegenutzungsrechten nach § 46 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als marktbeherrschend anzusehen. Ferner sind Gemeinden gemäß § 19 Abs. 2 Nr. 1 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB) (bzw. § 20 Abs. 1 GWB a. F.) und § 46 Abs. 1 EnWG verpflichtet, den Konzessionär für den Betrieb des Energieversorgungsnetzes in einem diskriminierungsfreien Wettbewerb auszuwählen. Diese Pflicht zur diskriminierungsfreien Auswahl steht auch mit dem Recht auf kommunale Selbstverwaltung (Art. 28 Abs. 2 Grundgesetz (GG)) im Einklang. Die Auswahl des Netzbetreibers ist nach Ansicht des Gerichts vorrangig an Kriterien auszurichten, welche die Zielsetzung des § 1 Abs. 1 EnWG konkretisieren. Daneben können lediglich solche Kriterien angewandt werden, die nach der KAV zulässige Leistungen im Zusammenhang mit der Wegenutzung zum Gegenstand haben.

K40. Die Ausführungen des Bundesgerichtshofes haben in entscheidenden Aspekten Rechtsklarheit für Gemeinden und Energieversorgungsunternehmen hergestellt. Die Feststellungen zum Verhältnis von § 46 EnWG, § 19 GWB einerseits und dem gemeindlichen Selbstverwaltungsrecht gemäß Art. 28 Abs. 2 GG andererseits sind zu begrüßen. Ziel des § 46 EnWG ist die Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs um die Netze. Zudem soll einer Erstarrung der Versorgungs-

strukturen vorgebeugt werden. Gerade kommunale „Ewigkeitsrechte“, d. h. das dauerhafte und unangefochtene Recht der Kommunen auf den Netzbetrieb durch kommunale Unternehmen, sollen verhindert werden. Die vom Bundesgerichtshof verlangte vorrangige Ausrichtung der Auswahlkriterien an dem in § 1 EnWG genannten Ziel hat die Monopolkommission in der Vergangenheit wiederholt gefordert. Sie hat in diesem Zusammenhang aber weitergehend vorgeschlagen, als Kriterium den Abschlag von der jährlichen Erlösobergrenze bzw. vom erwarteten Netznutzungsentgelt vorrangig zu berücksichtigen.

K41. Dem Vorschlag liegt die Überlegung zugrunde, dass die gesetzliche Vorgabe eines fairen und diskriminierungsfreien Auswahlverfahrens mit dem Ziel, das Wegenutzungsrecht an den effizientesten Anbieter zu übertragen, überhaupt nur dann sinnvoll erscheint, wenn für die Auswahlentscheidung aussagekräftige und in der Praxis handhabbare Wettbewerbsparameter zur Verfügung stehen. Die Monopolkommission konstatiert in Bezug auf die in § 1 EnWG genannten Kriterien ein hohes Maß an Heterogenität sowie eine gewisse Widersprüchlichkeit, was die Gemeinden im Auswahlverfahren vor große Herausforderungen stellen dürfte. Die Aussagekraft dieser Auswahlkriterien wird ferner dadurch beschränkt, dass oft bereits weitreichende gesetzliche Vorgaben existieren, die ohne Weiteres von jedem Netzbetreiber einzuhalten sind und sich daher nicht zur Unterscheidung im Auswahlverfahren eignen. Nach Auffassung der Monopolkommission stellen weder die Netzsicherheit noch die Höhe des Netznutzungsentgelts oder der von der Bundesnetzagentur ermittelte Effizienzwert aussagekräftige Auswahlkriterien dar. Auch das Bundeskartellamt hat in seiner Entscheidungspraxis festgestellt, dass die Unterschiede in den Angeboten der Bieter in Bezug auf die sachlichen Kriterien des § 1 EnWG i. d. R. nicht sehr groß sind.

K42. Das von der Monopolkommission vorgeschlagene Auswahlkriterium bietet hingegen mehrere Vorteile: Zum einen werden eher effiziente Anbieter überhaupt in der Lage sein, einen solchen Abschlag im Auswahlverfahren anzubieten. Gleichzeitig führt der Abschlag dazu, dass Unvollkommenheiten der Anreizregulierung ausgeglichen und mögliche Überrenditen beim Netzbetreiber abgeschmolzen werden. Zum anderen kommen die Vorteile eines Abschlags unmittelbar den Netznutzern zugute. Zwar könnte der empfohlene Abschlag zu räumlich unterschiedlichen Entgelten führen, eine Diskriminierungsgefahr wäre damit aber nicht verbunden. Eine Berücksichtigung des angebotenen Abschlags könnte im Anschluss an die Ermittlung der Erlösobergrenze und der daraus folgenden Kalkulation der Entgelte – wie dies derzeit schon bei anderen Komponenten der Fall ist – erfolgen. Die Monopolkommission legt einen Vorschlag zur Änderung des § 46 EnWG vor.

K43. Im Bereich der Netzentgeltregulierung steht aktuell die Weiterentwicklung der zum 1. Januar 2009 in Kraft getretenen Anreizregulierung im Fokus. Die Bundesnetzagentur hat dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hierzu am 21. Januar 2015 ihren Evaluierungsbericht gemäß § 33 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) übergeben. Darauf aufbauend hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie am 16. März 2015 Eckpunkte für eine Novellierung der ARegV vorgelegt. Der Evaluierungsbericht macht gemäß § 33 Abs. 1 ARegV insbesondere Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber sowie zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen und unterbreitet Vorschläge zur künftigen Ausgestaltung der Anreizregulierung.

K44. Hinsichtlich der Investitionstätigkeit der Netzbetreiber wird festgestellt, dass die Einführung der Anreizregulierung das Investitionsverhalten der Netzbetreiber nicht negativ beeinträchtigt hat und die Investitionsfähigkeit insgesamt gegeben ist. Regulatorischer Anpassungsbedarf wird vornehmlich bei Erweiterungsinvestitionen von Verteilernetzbetreibern festgestellt, da das Instrument des Erweiterungsfaktors die tatsächlichen Kosten von Investitionen nicht genau genug abbildet und zudem mit einem Zeitverzug zwischen dem Zeitpunkt der Investition und jenem der Erlöswirkung einhergeht. Bei Ersatzinvestitionen sieht die Bundesnetzagentur keinen Handlungsbedarf, da die regulatorisch vorgegebene Zielrendite von den Netzbetreibern systematisch erreicht werden kann. Diesbezüglich ist aus Sicht der Monopolkommission einschränkend anzumerken, dass die Bundesnetzagentur eine gesamthafte Betrachtung vornimmt, welche die positiven Sockelbeträge aus dem Anlagenbestand beinhaltet, die den Netzbetreibern unter anderem als Vorschuss für zukünftige Ersatzinvestitionen zur Verfügung stehen. Diese positiven Sockelbeträge stärken zwar die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber, setzen aus investitionstheoretischer Sicht allerdings keine Anreize für Investitionen. Sollte eine Änderung der Anreizregulierung dahin gehend gewünscht sein, dass die regulatorische Zielrendite auch projektspezifisch erreicht wird, ist zur Vermeidung von Überrenditen sicherzustellen, dass der positive Sockelbetrag aus dem Anlagenbestand abgeschöpft wird.

K45. Zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung empfiehlt die Bundesnetzagentur im Evaluierungsbericht mehrere sogenannte modellunabhängige Anpassungen, die Schwächen des Regulierungssystems adressieren. Insbesondere wird die Einführung eines „Efficiency-Carry-Over“ oder Bonussystems zur Steigerung der Innovationstätigkeit empfohlen. Weitere Empfehlungen betreffen unter anderem das vereinfachte Verfahren, die Methodik des Effizienzvergleichs sowie die Transparenz des Regulierungsprozesses. Darüber hinaus stellt die Bundesnetzagentur mit der ARegV 2.0, der differenzierten Regulierung, dem Gesamtkostenabgleich mit Bonus sowie dem Kapitalkostenabgleich vier alternative Regulierungsmodelle zur Diskussion. Sie selbst spricht sich für die Umsetzung der ARegV 2.0 in Kombination mit einer differenzierten Regulierung für besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber aus. In dieser Modellkombination sollen die genannten Probleme bei Erweiterungsinvestitionen durch eine Verbesserung der Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors sowie eine Beseitigung des Zeitverzugs angegangen werden. Den besonders von der Energiewende betroffenen Verteilernetzbetreibern soll zusätzlich die Inanspruchnahme des Instruments der Investitionsmaßnahme ermöglicht werden.

K46. Aus Sicht der Monopolkommission ist der Vorschlag der Bundesnetzagentur grundsätzlich geeignet, um die im Rahmen des Evaluierungsberichts ermittelten Investitionshemmnisse bei Erweiterungsinvestitionen zu beseitigen und gleichzeitig die Anreize des bestehenden Regulierungssystems zu Kosteneffizienz sowie das Primat der Technologieneutralität zu erhalten. Ein umfassenderer Wechsel des Regulierungssystems erscheint vor dem Hintergrund der Ergebnisse zum jetzigen Zeitpunkt nicht notwendig. Gleichwohl sollte perspektivisch für die vierte Regulierungsperiode die Einführung eines wettbewerbsorientierteren Regulierungssystems erwogen werden. Das von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Modell eines Gesamtkostenabgleichs mit Bonus scheint diesbezüglich ein interessanter Ansatz, bedarf jedoch noch einer weiteren Prüfung hinsichtlich seiner praktischen Vor- und Nachteile. Aus Sicht der Monopolkommission ist das ebenfalls diskutierte Modell der Investitionskostendifferenz (IKD) in jedem Fall abzulehnen, da dieses zu nicht gerechtfertigten Zusatzrenditen der Netzbetreiber führt und Anreize für Überinvestitionen setzt.

K47. Ein nicht zuletzt im Rahmen der Evaluierung festgestelltes Problem der deutschen Anreizregulierung ist die mangelnde Transparenz. Im internationalen Vergleich werden in Deutschland nur wenige Daten zum Regulierungsprozess veröffentlicht. Darüber hinaus wird bestehenden Veröffentlichungspflichten von Regulierungsbehörden zum Teil nur eingeschränkt nachgekommen. Ursächlich hierfür sind nicht zuletzt Unsicherheiten hinsichtlich der Einstufung unternehmensbezogener Daten als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Die Bundesnetzagentur empfiehlt im Evaluierungsbericht klare Rechtsgrundlagen für die Veröffentlichung weiterer Informationen in nicht anonymisierter Form zu schaffen, insbesondere für die im Effizienzvergleich verwendeten Strukturparameter, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (als Gesamtbetrag), die kalenderjährliche Erlösobergrenze (als Gesamtbetrag), den genehmigten Erweiterungsfaktor (als Gesamtbetrag) sowie für Informationen zu Versorgungsunterbrechungen. Neben der Bundesnetzagentur hat sich auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in seinem Eckpunktepapier für eine höhere Transparenz des Verfahrens sowie der Ergebnisse der Anreizregulierung ausgesprochen. Die Monopolkommission begrüßt die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Steigerung der Transparenz des Regulierungsprozesses und empfiehlt deren Umsetzung im Rahmen der anstehenden Novellierung der ARegV. Sie fordert die Regulierungsbehörden zudem auf, ihren bereits bestehenden Veröffentlichungspflichten – soweit dies bislang nicht der Fall ist – unter Wahrung möglicher Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse nachzukommen.

Kapitel 1

Energiepolitik braucht nachhaltige Lösungen

1. Die Energiemärkte befinden sich in einer Phase weitreichender Veränderungen. Insbesondere auf den Strommärkten werden die anstehenden Entscheidungen über zentrale Elemente der Marktordnung weitreichende Wirkungen haben. Seit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich in vielen Bereichen bereits wettbewerbliche Strukturen durchgesetzt. Die Entwicklung eines europäischen Binnenmarktes nimmt Formen an. Nun gilt es, die entscheidenden Weichen so zu stellen, damit sich die beim Wettbewerb erzielten Fortschritte auch im Zuge der Energiewende fortsetzen.

2. Im Jahre 2014 stammten bereits 27,8 Prozent des produzierten Stroms aus Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen. Dieser Anteil soll weiter ausgebaut werden. Bis zum Jahre 2022 werden sukzessive sämtliche Atomkraftwerke vom Netz gehen. Um Treibhausgasemissionen einzuschränken, soll jedoch gleichzeitig der Einsatz fossiler Brennstoffe reduziert werden. Um diesen Prozess auch mit Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und der Verwirklichung eines Binnenmarktes in Einklang zu bringen, bedarf es eines nachhaltigen wettbewerblichen Marktdesigns.

3. Wenngleich die Fortschritte bei der Energiewende, insbesondere beim Ausbau der erneuerbaren Energien, beachtlich sind, stellen sie den Strommarkt vor enorme Herausforderungen. Bei der Vielfalt der Ziele müssen weiterhin Lösungen gefunden werden, die sowohl die Ökologie als auch ökonomische Effizienz im Blick behalten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat dazu den sogenannten Grünbuchprozess in Gang gesetzt, durch den deutlich wird, wie sich das Ministerium den Strommarkt der Zukunft vorstellt. Danach soll ein Maßnahmenpaket umgesetzt werden, das mit der Modernisierung verschiedener Mechanismen und dem damit verbundenen Schlagwort „Strommarkt 2.0“ eng verknüpft ist. Zu begrüßen ist insbesondere, dass hierbei viele wettbewerbliche und damit kosteneffiziente Lösungen angestrebt werden. Ein Großteil der geplanten Maßnahmen hat Eingang in den Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zum Strommarktgesetz¹ gefunden.

4. Auf der anderen Seite schadet die Politik den genannten Zielen, wenn sie den Eindruck erweckt, den wettbewerblichen Lösungen nur zu vertrauen, solange sich auf deren Basis auch die gerade politisch gewünschten Ergebnisse einstellen. Anschaulich wird dies an der Situation der Braunkohle. Im bestehenden Marktdesign hat die Politik durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien eine Trennung zwischen diesem Segment der Energieerzeugung und dem wettbewerblichem Stromgroßhandel vorgesehen. Ziel dieses Systems ist es, die konventionellen Anlagen sukzessive durch Erneuerbare zu ersetzen. Da aber am konventionellen Markt zunächst solche Anlagen verdrängt werden, deren Arbeitskosten besonders hoch sind, verschieben sich im Bereich der konventionellen Erzeugung die Marktanteile zugunsten des günstigen Stroms aus Braunkohle.

Dieses Marktergebnis zu akzeptieren, stößt jedoch auf politische Widerstände. Da Braunkohleverstromung pro erzeugter Einheit elektrischer Energie von einem hohen CO₂-Ausstoß gekennzeichnet ist, wurde in Regierungskreisen im Frühjahr 2015 ein Eingriff in den Markt in Form einer künstlichen Verteuerung der Braunkohle als Energieträger erwogen. Dabei wird völlig außer Acht gelassen, dass die Marktstellung der Braunkohle das Ergebnis des geschaffenen Marktsystems ist, bei dem sich durch das Zusammenspiel zwischen Wettbewerb bei der Stromerzeugung und europäischem Emissionszertifikatehandel (EU-ETS) die Erzeugungsformen durchsetzen, die das Ziel der Einsparung bestimmter CO₂-Mengen am effizientesten erreichen. Effizienz bestimmt sich dabei am Verhältnis von Kosten und Nutzen, bei dem die hohen CO₂-Emissionen der Braunkohle jedoch bereits nach den selbst gesetzten Regeln des EU-ETS effizient berücksichtigt sind.

5. Emissionen werden am effizientesten dort vermieden werden, wo dies am kostengünstigsten zu erreichen ist. Ein durch Verstromung von Braunkohle bedingter CO₂-Ausstoß wird im EU-ETS an anderer Stelle durch Einsparung von CO₂-Emissionen kompensiert, da der Gesamtausstoß an CO₂ durch das System gedeckelt ist. Auf dieser Logik baut der europäische Emissionsrechtehandel auf. Die Preisgünstigkeit der Braunkohle hängt allerdings auch damit zusammen, dass die

¹ BMWi, Referentenentwurf, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 14. September 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf am 18. September 2015.

Rechte zur Emission von Treibhausgasen derzeit zu niedrigen Preisen gehandelt werden. Niedrige Preise sind jedoch keineswegs ein Hinweis darauf, dass die europäischen Ziele des Emissionshandels nicht erreicht werden, sondern deuten lediglich darauf hin, dass die notwendige CO₂-Vermeidung günstiger geworden ist. Eine politisch durchgesetzte Nachsteuerung durch ein nationales System ist vor allem dann weder sinnvoll noch effizient, wenn dadurch der Wettbewerb verzerrt und weltweit kein zusätzlicher Ausstoß von CO₂ vermieden wird.

6. Die Förderung erneuerbarer Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist aufgrund einer entsprechenden fehlenden Abstimmung mit dem EU-ETS stets kritisiert worden. Das Instrument der EEG-Förderung besitzt keinerlei treibhausgasreduzierenden Effekt, da mit dem nationalen Effekt stets nur eine europäische Umverteilung der Emissionen im Rahmen des EU-ETS ausgelöst wird. Allerdings hat sich durch das EEG erfolgreich ein Ausbau von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen eingestellt, der aber mit hohen Kosten verbunden ist. So haben sich die EEG-Auszahlungen seit dem Jahr 2000 um das Zwanzigfache vergrößert. Derzeit wird im Zuge von wiederkehrenden Reformen des EEG versucht, das System durch mehr Wettbewerb effizienter zu gestalten. Die Monopolkommission untersucht die geplante Neuregelung in Kapitel 3 eingehend. Sie sieht die Gefahr, dass die Effizienzpotenziale der Umstellung durch ein enges Korsett an Regelungen ungenutzt bleiben könnten.

7. Im Hinblick auf das Marktdesign ist die Politik derweil vor allem da gefordert, wo der Wettbewerb durch bestimmte institutionelle Regeln beschränkt wird oder bestimmte Regeln aufgrund von Dysfunktionalitäten des Marktes erforderlich sind. Ein Problemfeld stellt der Zubau der Energieversorgungsnetze dar. Investitionen in diese Netze werden aufgrund der Monopolstellung dieser Wertschöpfungsebene durch ein komplexes System der Regulierung gesteuert. Der Zubau im Bereich der erneuerbaren Energien bedingt derzeit einen immensen Netzausbau, um den produzierten Strom von den neuen Erzeugungsstandorten zu den Verbrauchern zu transportieren und stellt damit das bestehende Regelsystem auf die Probe.

8. Bisher schreitet der Netzausbau jedoch nur schleppend voran, was insbesondere großen Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung geschuldet ist. Die daraus resultierenden Netzengpässe nehmen zu und die Übertragungsnetzbetreiber sind immer häufiger gezwungen, kurzfristig regulierend in die Kraftwerksfahrpläne einzugreifen (Redispatch). Dadurch entstehen große zusätzliche Kosten, die letztendlich von den Stromverbrauchern zu tragen sind. Private Verbraucher werden dabei überproportional belastet. In besonderem Maße zeigte sich der Bedarf an Engpassmanagement im Laufe des Sommers 2015, der von mehreren Hitzewellen geprägt war. Durch die hohe Sonneneinstrahlung wurde im Norden und Osten Deutschland extrem viel Strom aus Photovoltaikanlagen eingespeist, weshalb Erzeugungsanlagen außerplanmäßig herunter- bzw. hochgefahren werden mussten, um Netzungleichgewichte zu vermeiden. Die Entschädigungen der Kraftwerksbetreiber werden aller Voraussicht nach zu einem neuen Rekordwert bei den Ausgaben für Redispatch-Maßnahmen in diesem Jahr führen. Schätzungen zufolge könnten sie bis auf EUR 500 Mio. steigen.

9. In Kapitel 6 widmet sich die Monopolkommission Fragen der Effizienz des Regulierungssystems und der Vergabe von Konzessionen an Verteilnetzbetreiber. Diese Systeme sollen zu einem bedarfsoptimalen und kostengünstigen Betrieb der Netze beitragen und Investitionen geeignet steuern. Zudem ist die Erforderlichkeit und Effizienz des bestehenden Netzausbaus zu prüfen. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass der steigende Bedarf an Netzausbau auch der Tatsache geschuldet ist, dass die Standortwahl bei der Errichtung neuer Erzeugungsanlagen bisher ohne Rücksicht auf die durch sie verursachten Netzausbaukosten erfolgt. In Kapitel 4 analysiert die Monopolkommission mehrere Instrumente, welche die Engpassituationen durch eine Internalisierung dieses Effektes verringern und den Netzausbaubedarf einschränken könnten.

In enger Verbindung mit den europäischen Energieversorgungsnetzen steht auch die Entwicklung des europäischen Strombinnenmarktes. In Kapitel 2 gibt die Monopolkommission einen Überblick über den Fortschritt im Strom- und Gasbereich. Zudem analysiert sie die Wettbewerbssituation auf dem für Deutschland relevanten Stromgroßhandelsmarkt durch den Einsatz empirischer Analysemethoden. Grundsätzlich stellt die Einschätzung der zu erwartenden zukünftigen Effizienz dieses Marktes ein schwieriges Problem dar. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob der Energiemarkt auch langfristig eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Die vor diesem Hintergrund vom Bundeswirtschaftsministerium angekündigten Maßnahmen für die Schaffung eines Strommarktes 2.0 sollen wichtige Weichen stellen und beeinflussen das Vertrauen der Akteure in ein neues überarbeitetes Marktdesign. In Kapitel 5 setzt sich die

Monopolkommission mit dem Strommarkt 2.0 auseinander und prüft die Notwendigkeit und Eignung bestimmter ergänzender Kapazitätsmechanismen.

10. Ziel aller politischen Bemühungen sollte es sein, ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende zu schaffen, das durch Effizienz und Nachhaltigkeit geprägt ist. Nachträgliche Eingriffe in das Marktergebnis sollten eine ultima ratio bleiben, um das Vertrauen in die wettbewerblichen Mechanismen nicht zu gefährden. Zu vielen der mit einem solchen Marktdesign zusammenhängenden Fragen nimmt die Monopolkommission im vorliegenden Gutachten Stellung.

Kapitel 2

Markt- und Wettbewerbsentwicklungen im Energiebinnenmarkt

11. Die in den vergangenen zwei Jahrzehnten angestoßenen Liberalisierungsprozesse auf den europäischen Strom- und Gasmärkten zielen auf die Schaffung effizienter Strukturen in der Energieversorgung. Neben wohlfahrtsökonomischen Effizienzzielen und niedrigen Preisen für Energiegüter wird damit auch eine hohe Zuverlässigkeit und Versorgungssicherheit sowie die Verwirklichung ökologischer Zielsetzungen verbunden. Bei der Realisierung dieser Ziele nimmt der Wettbewerb eine tragende Rolle ein. Der Preis- und Innovationsdruck des Wettbewerbs soll die Energiegüter auf Märkten so steuern, dass es zu einer möglichst günstigen Zuteilung der knappen Energieressourcen kommt. Um dies zu erreichen, sind auf den Wertschöpfungsstufen im Energiesektor liquide Wettbewerbsmärkte notwendig, auf denen Unternehmen in Konkurrenz zueinander agieren.

12. In diesem Zusammenhang weist der Energiesektor die Besonderheit auf, dass insbesondere die Infrastruktur und die Ressourcenzugänge, die beide nur eingeschränkt wettbewerblich zugänglich sind, ein effizientes Marktgeschehen verhindern können. Bis in die 1990er Jahre war anstelle von Wettbewerb ein staatlich kontrolliertes Angebot das dominierende Ordnungssystem im Energiesektor. Demzufolge bedurfte es sowohl von europäischer als auch von nationalstaatlicher bzw. regionaler Seite erheblicher gesetzgeberischer Bemühungen, um sukzessive zu einem Ordnungsrahmen zu gelangen, in dem sich Wettbewerbsprozesse entfalten können. Diese Bemühungen haben sowohl im Strom- als auch im Gassektor zu einem erkennbar durch Wettbewerb gekennzeichneten Marktgeschehen geführt. Dieser Prozess ist jedoch noch nicht abgeschlossen; in vielen Märkten sind die Wettbewerbsbedingungen nach wie vor verbesserungsbedürftig und bedürfen weiterhin einer geeigneten Kontrolle.

13. Gerade vor dem Hintergrund verschiedener, auch ökologischer Herausforderungen nimmt das Ziel der Verwirklichung eines europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas eine wichtige Stellung ein. Wohlfahrtsökonomisch ist eine solche Integration mehrerer einzelner Märkte zu einem gemeinsamen Markt wichtig, um für die Allokation knapper Energieressourcen möglichst geeignete Bedingungen zu schaffen und den Wettbewerb unter europäischen Anbietern von Gas und Strom zu stärken. Von der Europäischen Union wurden demzufolge mittels mehrerer Richtlinienpakete seit 1996 erhebliche Anstrengungen unternommen, um in Europa zu einer Vereinheitlichung der Handelsbedingungen für Gas und Strom zu gelangen.² Am 4. Februar 2011 hatte zuletzt die Europäische Union die Vorgabe formuliert, den Energie-Binnenmarkt bis 2014 zu vollenden, was trotz erheblicher Fortschritte jedoch nicht gelungen ist.

Zuletzt hat die Europäische Kommission Ende 2014 in einer Mitteilung über die jüngsten Fortschritte auf dem Weg zum Energiebinnenmarkt berichtet.³ Dabei zeigen sich zwei Dinge sehr deutlich: Zum einen bleibt bei allen Vorteilen größerer Energiemärkte nach wie vor teilweise unklar, wie der Endzustand des Energiebinnenmarktes letztlich aussehen soll. Zwar berichtet die Kommission stets über prozedurale Fortschritte, die zu einer Integration der weiterhin zu unterscheidenden europäischen Märkte beitragen können; sie zieht jedoch zur Bewertung bspw. nicht die erstellten „Target Modelle“ heran, die einen möglichen Endzustand beschreiben. Zum anderen zeigt sich erneut, dass die Märkte für Gas und Strom trotz verschiedener Parallelen im Hinblick auf Integration, Messung des Erreichten, Zielgrößen und Herausforderungen nicht unbedingt vergleichbar sind. Allerdings weisen die prozeduralen Ansätze einer zunehmenden Integration grundsätzlich ein ähnliches Vorgehen auf und umfassen regelmäßig den physischen Ausbau von Leitungsinfrastruktur auf der einen und Angleichungen der Handelsbedingungen auf der anderen Seite.

14. Die Monopolkommission beobachtet die fortschreitende wettbewerbliche Entwicklung der europäischen Energiemärkte und nimmt nachfolgend eine Bewertung und Analyse wichtiger Bereiche des Wettbewerbs auf den europäischen Strom und Gasmärkten vor. Der Fokus der Analyse liegt auf den mit Deutschland unmittelbar zusammenhängenden Themen und Märkten. Im Bereich der Stromgroßhandelsmärkte ist die Entwicklung des grenzüberschreitenden

² Vgl. Monopolkommission, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Baden-Baden 2012, Tz. 35 ff.

³ Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen Fortschritte auf dem Weg zur Vollendung des Energiebinnenmarktes, Brüssel, den 13.10.2014, COM(2014) 634 final.

Handels bereits relativ weit fortgeschritten. Die Monopolkommission untersucht regelmäßig die Fortschritte in einer eigenen empirischen Analyse der Marktabgrenzung und bewertet mit geeigneten Indikatoren die Marktmacht der Akteure auf den Deutschland betreffenden Großhandelsmärkten. Auf den Großhandelsmärkten für Gas schreitet die Entwicklung im Vergleich zu den Strommärkten etwas verzögert voran. In diesem Zusammenhang analysiert die Monopolkommission aktuelle Entwicklungen und Marktindikatoren und nimmt bei den generellen den Wettbewerb betreffenden Fragen eine Bewertung vor. Schließlich befasst sich die Monopolkommission mit der Entscheidungspraxis im allgemeinen Wettbewerbsrecht im Bezug auf die Deutschland betreffenden Energiemärkte.

2.1 Stromgroßhandelsmärkte

2.1.1 Märkte und Binnenmarkt

15. Strom wird im europäischen Binnenmarkt auf vielerlei sachlich, räumlich und zeitlich zu differenzierenden Märkten gehandelt. Die Abgrenzung der verschiedenen Großhandelsmärkte ist gewöhnlich Ausgangspunkt einer wettbewerbsökonomischen Sektoranalyse. Bereits in früheren Gutachten zum Energiesektor hat sich die Monopolkommission regelmäßig mit der Abgrenzung der verschiedenen Märkte, ihren institutionellen Strukturen und der entsprechenden Markt-aufsicht beschäftigt und dabei unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt. Wesentliche Veränderungen ergeben sich dabei unter anderem durch die fortschreitende Binnenmarktentwicklung und die dadurch regelmäßig zu überprüfende Ausdehnung der wettbewerblich relevanten Märkte.

2.1.1.1 Abgrenzung wichtiger Großhandelsmärkte im Überblick

16. Im Energiegroßhandel besitzen die Spot- und Terminmärkte, auf denen Strom an Strombörsen wie z. B. der für Deutschland bedeutenden EEX (Terminmarkt, Derivatehandel) bzw. Powernext (Spothandel)⁴ oder im außerbörslichen OTC-Geschäft⁵ gehandelt wird, die größte wirtschaftliche Bedeutung. Als Spothandel werden alle Geschäfte mit kurzfristigem Vorlauf von etwa bis zu zwei Tagen zum Lieferzeitpunkt bezeichnet. Eine besondere Bedeutung hat traditionell der sogenannte Day-ahead-Handel, bei dem der Lieferzeitpunkt etwa einen Tag nach dem Handelszeitpunkt liegt. Mit der Integration erneuerbarer Energien, deren Einspeisemenge meteorologisch bedingt erst kurzfristig genau prognostizierbar ist, wodurch der Bedarf an konventioneller Kapazität entsprechend schwankt, gewinnt zudem der Intraday-Handel zunehmend an Bedeutung.

Erstabsatzmarkt

Kartellrechtlich hat sich ferner durchgesetzt, den erstmaligen Absatz produzierter Strommengen (Erstabsatzmarkt) als eigenen sachlich relevanten Markt abzugrenzen und alle weiteren Handelsstufen gesondert zu betrachten.⁶ Eine Unterscheidung zwischen Spot- und Terminmarktprodukten wird hierbei nicht vorgenommen. Wenn allgemeiner von Stromgroßhandelsmarkt gesprochen wird, schließt dies hingegen jeglichen Handel von Strom auf früheren Marktstufen mit ein. Der Erstabsatzmarkt ist in diesem Zusammenhang jedoch der von der Marktbeobachtung durch Wettbewerbsbehörden, Monitoringstellen (wie die Monopolkommission) und Marktakteure am intensivsten überwachte Großhandelsmarkt.

17. Insgesamt sind die Stromgroßhandelsmärkte, der Erstabsatzmarkt und die Distributionsstufen, heutzutage überwiegend durch relativ geringe administrative Marktzutrittsbarrieren gekennzeichnet. In den vergangenen Jahrzehnten ist

⁴ Zur Struktur und Aufsicht des Börsenhandels vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Baden-Baden 2012, Tz. 621 ff.

⁵ Zum OTC Geschäft vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 617 ff.

⁶ Bis 2006 hatte das Bundeskartellamt noch einen bundesweiten Markt für die Belieferung von Weiterverteilern mit Elektrizität zugrunde gelegt. Für eine ausführliche Analyse zu der Frage, ob mit dem Erstabsatzmarkt eine angebotsbezogene Marktabgrenzung zugrunde zu legen ist; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 151 ff. Weiterhin bleibt die Rolle der nachgelagerten Distributionsstufen und ihr Marktmachtpotenzial bisher weitgehend unbetrachtet. Die Monopolkommission hat daher in der Vergangenheit dem Bundeskartellamt empfohlen, eine nähere der Prüfung der Distributionsmärkte zu erwägen; vgl. dazu Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 78 ff.

darauf basierend ein zunehmend wettbewerbsintensiver Handel von Strommengen entstanden. Auf den Strommärkten konkurrieren die Erzeuger mit ihren Erzeugungskapazitäten durch viertelstündliche (im deutschen Spothandel) bzw. stündliche Lieferungen elektrischer Energie. Die Gesamtwirtschaftliche Angebotsfunktion auf diesem Markt steht deshalb in einem zentralen Zusammenhang zur sogenannten Merit Order, mit der eine Aneinanderreihung des Kraftwerks-parks nach dessen Grenzkosten charakterisiert wird.

EEG-Strom

18. Im Rahmen der kartellrechtlichen Abgrenzung der Großhandelsmärkte für Strom wird der Erstabsatzmarkt zudem von gesonderten Angebotsmärkten für bestimmte Strommengen unterschieden. So wird die geförderte erneuerbare Energieerzeugung, für die in Deutschland zudem ein Einspeisevorrang gilt, nicht in den Erstabsatzmarkt einbezogen. Der Einspeisevorrang bleibt grundsätzlich auch im Zusammenhang mit der zunehmend vorgeschriebenen Direktvermarktung erneuerbarer Energien erhalten.⁷ Auch ist nur ein kleinerer Teil der in Deutschland relevanten Formen der Erzeugung erneuerbarer Energien unabhängig von meteorologischen Faktoren zu erzeugen, sodass bei Grenzkosten nahe null der Einspeisezeitpunkt eines erheblichen Anteils des erneuerbaren Stroms von der Marktlage unabhängig ist. In Bezug auf die Einspeisung von EEG-Strom in Deutschland hat sich die Monopolkommission in der Vergangenheit dafür ausgesprochen, insbesondere den dargebotsabhängigen EEG-Strom zunächst nicht in den Erstabsatzmarkt einzubeziehen. Bei dargebotsunabhängigen EEG-geförderten Energieerzeugungsformen sollte die Aufnahme von den Wettbewerbsbehörden zukünftig geprüft werden.⁸ Die Monopolkommission hält an dieser früheren Auffassung fest.

Regelenergiemärkte

19. Weitere relevante Großhandelsmärkte betreffen die Vorhaltung und Lieferung von Regelenergie, die - technisch zutreffender - auch als Regelleistung bezeichnet wird. Hierbei handelt es sich um eine Reserveleistung, die dazu dient, Angebot und Nachfrage nach Elektrizität stets im Einklang zu halten. Regelenergie wird dazu als zuschaltbare und als reduzierbare potenzielle Leistung (positive und negative Regelleistung) durch die Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt. Sie wird als vorzuhaltende Kapazität in regelmäßigen, meist wöchentlichen Auktionen ausgeschrieben. Man unterscheidet zwischen Primär-, Sekundär- und Minutenreserve, die jeweils unterschiedlichen Zwecken im Rahmen der Aufrechterhaltung der Systemstabilität dienen. Prinzipiell können Kraftwerke, die am Erstabsatzmarkt teilnehmen auch am Regelenergiemarkt teilnehmen, sofern sie die Präqualifikationsanforderungen der jeweiligen Regelleistung erfüllen. Die mit diesen Anforderungen zusammenhängende Marktverengung ist der wichtigste Grund, warum die Regelenergiemärkte z. B. vom Bundeskartellamt nicht in den Erstabsatzmarkt einbezogen, sondern gesondert abgegrenzt werden. Die Monopolkommission hat für dieses Gutachten keine erneute explizite Analyse der Regelleistungsmärkte vorgenommen. Im Hinblick auf die Marktabgrenzung erneuert sie jedoch ihre auf Beobachtungen basierende Überlegung, dass zumindest die Minutenreservemärkte ein wettbewerbliches Niveau erreicht haben könnten, sodass im Rahmen der kartellrechtlichen Marktabgrenzung zukünftig eine Einbeziehung der Regelenergie in den Erstabsatzmarkt erwogen und geprüft werden sollte.⁹

2.1.1.2 Grenzüberschreitender Handel und räumliche Marktausdehnung im Binnenmarkt

20. Zusammenfassend betrachtet zeichnen sich die Stromgroßhandelsmärkte, also der Erstabsatzmarkt und die Distributionsstufen, heutzutage überwiegend durch relativ geringe administrative Marktzutrittsbarrieren aus. Eine für die Wettbewerbsintensität auf diesen Märkten wesentliche Frage betrifft allerdings ihre geographische Ausdehnung. Größere Märkte führen in den meisten Fällen zu einem intensiveren Wettbewerb zwischen Kraftwerksbetreibern, da eine Integration vormals getrennter kleinerer Märkte eine unmittelbare Konkurrenzsituation aller nun im neuen Markt zusammen tätigen Anbieter entstehen lässt. Typischerweise hat dies dämpfende Auswirkungen auf die Marktmacht großer Stromerzeuger.

⁷ Vgl. Abschnitt 3.2.1.

⁸ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 84 f.

⁹ Vgl. ebenda, Tz. 82 ff.

21. Eine Integration europäischer Märkte zu einem gemeinsamen Binnenmarkt hat auch allokativen Vorteile, die z. B. an der Entwicklung der erneuerbaren Energien deutlich werden. Die Unstetigkeit und die begrenzte Vorhersagbarkeit der Solar- und der Windenergie stellen erhöhte Anforderungen an die Netzstabilisierung. Der Binnenmarkt kann hier zu einer Erhöhung des in einem Markt vorliegenden Energiemixes beitragen und Schwankungen auf der Angebots- oder Nachfrageseite teilweise ausgleichen. Z. B. kann Deutschland durch die bessere Verbindung seines Marktes mit dem Ausland sein System in wind- und sonnenreichen Zeiten stabil halten und das Ausland kann seine Versorgung bei Nachfragespitzen verbessern. Hierdurch bestehen potenziell auch günstige Auswirkungen auf den Bedarf an Kapazitätsmechanismen, die in Kapitel 5 näher diskutiert werden.

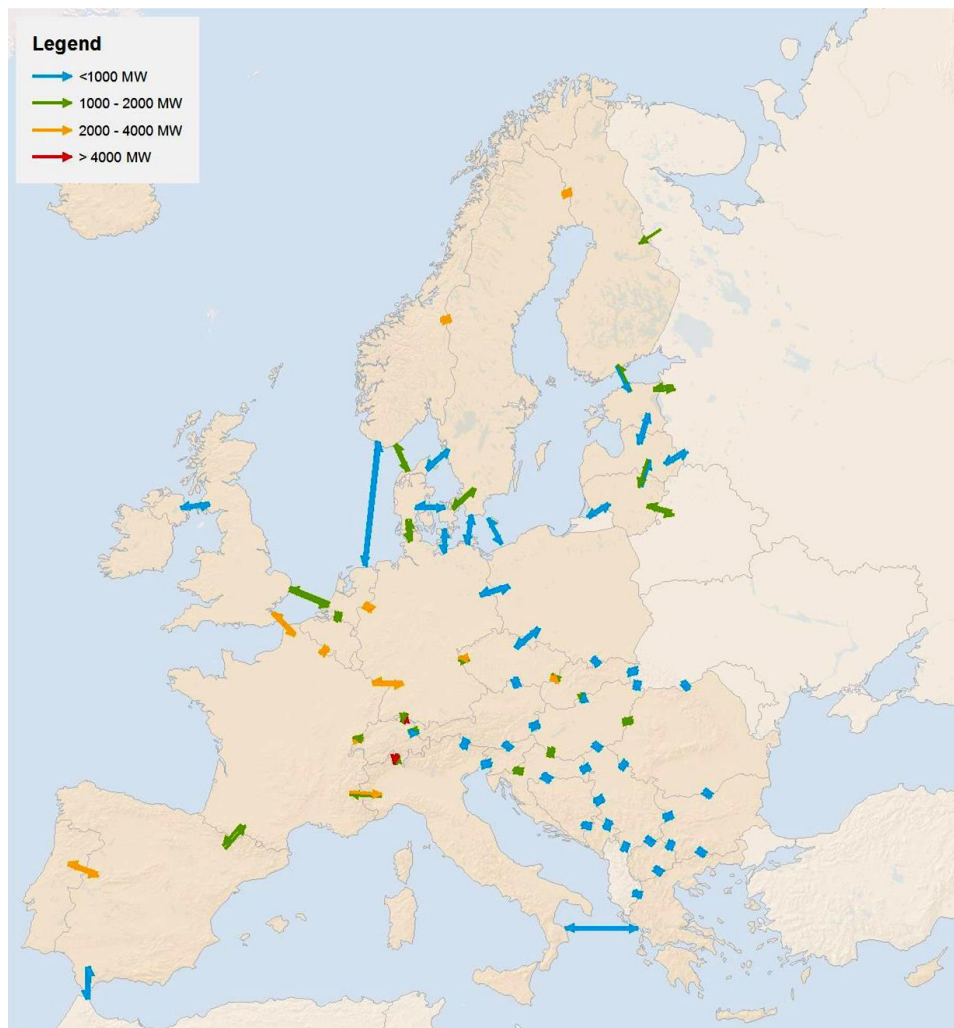
22. Die Ausdehnung der Märkte hängt direkt zusammen mit der Verknüpfung von Stromnetzen, in denen die daran angeschlossenen Erzeugungsstandorte einem gemeinsamen räumlich relevanten Markt zuzurechnen sind. Viele Strommärkte in der EU erstreckten sich ursprünglich über die jeweiligen Landesgrenzen der Mitgliedsstaaten. Zentrale Hindernisse für die Ausdehnung der Stromgroßhandelsmärkte liegen in bestehenden physikalischen Übertragungsengpässen zwischen Stromnetzen einerseits und andererseits in unzureichend harmonisierten Rahmenbedingungen für den Marktzugang. Beide Problembereiche wurden durch das 2009 auf den Weg gebrachte dritte Richtlinienpaket der Europäischen Kommission direkt adressiert. Ein Bestandteil der Marktintegration sind dabei regionale Initiativen, also einzelne Ländergruppen, die in einem ersten Schritt unter sich eine Marktintegration vornehmen. Ein Vorreiter war hier die „Initiative Central Western Europe“ (CWE), zu der Deutschland, Frankreich, Belgien, die Niederlande und Luxemburg gehören.

Entwicklung bei Netzausbau und Marktkopplung

23. Physikalische Engpässe zwischen Stromnetzen können den engpassüberschreitenden Handel zu bestimmten Zeitpunkten einschränken. Solche Engpässe befinden sich häufig (aber nicht grundsätzlich) an den europäischen Landesgrenzen. Abbildung 2.1 zeigt die aktuelle Situation der verfügbaren Kapazitäten an solchen Engpasspunkten. Weiter können Engpässe grundsätzlich auch innerhalb der einzelnen Länder auftreten. Physikalische Netzengpässe sind allerdings von einem einheitlichen Markt zu unterscheiden, wie er in den Ländern gewöhnlich vorliegt. In einem einheitlichen Markt stellt sich zu einem beliebigen Zeitpunkt ein einheitlicher Großhandelspreis für identische Stromprodukte ein, sodass physikalische Netzengpässe für die Marktteilnehmer keine direkt spürbaren Handelsbeschränkung darstellen.¹⁰ Demzufolge wird für einen solchen einheitlichen Markt auch in Abgrenzung zu den Handlungspunkten und zum Binnenmarktziel der ökonomische Begriff der Preiszone verwendet.

So bilden etwa Deutschland und Österreich eine gemeinsame Preiszone an der Handelsbörse EPEX-Spot, da zwischen beiden Ländern keine Engpässe bestehen und der Handel nicht beschränkt wird. Stromtransporte zwischen anderen Ländern über einen Engpass hinweg sind ebenfalls möglich, erfordern allerdings Zugriff auf die knappen Übergangskapazitäten. Die Entwicklung des europäischen Strombinnenmarktes strebt danach, diese Engpässe möglichst gering zu halten oder sie vollkommen abzubauen. Für eine Reduzierung des Engpasses bestehen dabei zwei Möglichkeiten: Die eine liegt in einem Ausbau der Übertragungsnetze zwischen den Engpasszonen; die andere betrifft die optimale Nutzung der Engpasskapazitäten durch Systeme des Engpassmanagements.

¹⁰ Wie in der weitergehenden Analyse der deutschen Netzengpässe in Kapitel 4 erläutert wird, besitzen innerstaatliche Engpässe, sofern sie nicht zu schwerwiegend sind, i. d. R. keine unmittelbaren Einflüsse auf die dortige Preisbildung, da sie vom Netzbetreiber nachträglich z. B. mittels Redispatchingmaßnahmen korrigiert werden.

Abbildung 2.1: Illustration der bestehenden Netzübergangskapazitäten an Engpasspunkten (Stand 2013)

Quelle: Ten-Year Network Development Plan 2014, ENTSO-E, S. 57

24. Der Fortschritt beim Ausbau der Übertragungsnetze zwischen den Mitgliedstaaten wird von den von der Monopolkommission angehörten Marktakteuren insgesamt positiv eingeschätzt. Insbesondere Deutschland werde aufgrund seiner zentralen Position in Europa besonders von Ausbaumaßnahmen tangiert. In der Folge des dritten Richtlinienpaketes entwickelt der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) regelmäßig einen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP). Dieser gibt eine Übersicht über die Ausbauprojekte. Viele Maßnahmen sind dabei durch ein Programm der Europäischen Union gefördert und sogenannte Projekte von gemeinsamem europäischen Interesse (projects of common interest, PCI). Insgesamt bestehen 248 solcher Projekte, die von beschleunigten Genehmigungsprozessen und einer europäischen Förderung profitieren.¹¹

25. Tatsächlich dient der Ausbau von Netzen und Netzinfrastruktur nicht nur der Verbesserung des Handels, sondern auch einer besseren Kontrolle der Stromflüsse. Die tatsächlichen Stromflüsse haben die europäischen Energienetze zuletzt mehrmals vor schwierige Probleme gestellt, wenn etwa - ausgelöst durch die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland - ungewollte Ringflüsse in Europa die Netze mehrerer Länder besonders belasteten. In diesen Fällen

¹¹ Vgl. EU-Kommission, List of actions selected for receiving financial assistance, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121_cef_energy_lists.pdf, Abruf am 14. September 2015.

können virtuelle Phasenschieber dazu beitragen, dass die Lastflüsse zwischen den Ländern auch dem Handelsergebnis entsprechen.¹²

26. Die Monopolkommission begrüßt grundsätzlich den Abbau physikalischer Leitungsentgässe, weist aber darauf hin, dass ein effizienter Ausbau des Übertragungsnetzes nicht zwingend bis zum Abbau sämtlicher Engpässe bzw. zu einer europaweiten Preiszone führen muss. Vielmehr sind die Nachteile einer Beibehaltung von Preiszonen bestimmter Größe oder der Einsatz von Redispatching mit den Kosten eines zunehmenden Netzausbaus abzuwägen. Bei dieser Abwägung bestehen Parallelen zu der Frage nach dem Umgang mit Engpässen im innerdeutschen Netz, die in Abschnitt 4 ausführlich untersucht werden.

27. Grundsätzlich können durch eine möglichst optimale Bewirtschaftung der Engpasskapazitäten erhebliche Fortschritte erzielt werden. Ein Verfahren, das bei der Bewirtschaftung der Engpässe seit einigen Jahren zunehmend Anwendung findet, ist das sogenannte Market Coupling. Während Übergangskapazität grundsätzlich von Marktteilnehmern bzw. Händlern in (expliziten) Auktionen erworben werden kann, wird beim Market Coupling die Übergangskapazität ausschließlich durch eine Kooperation der Börsen bewirtschaftet (implizite Auktionen). Diese nutzen die Übergangskapazität für Käufe und Verkäufe von Energie, bis es entweder zu einem einheitlichen Preis oder zu einer Vollauslastung der Engpässe kommt. Dies führt zu einer nahezu optimalen Auslastung der Engpasskapazität.¹³ Die genaue Umsetzung der Verfahren zur Optimierung der Grenzübergangskapazitäten und zur Durchführung der impliziten Auktionen sind vielfältig und werden sukzessive verbessert bzw. ausgeweitet.

28. Ein Vorreiter bei der Einführung des Market Coupling war die Region CWE (Deutschland, Frankreich, Belgien, die Niederlande und Luxemburg), in deren Gebiet bereits seit dem 9. November 2010 eine Kopplung des Day-Ahead-Handels besteht.¹⁴ Mittlerweile wurde die Marktkopplung zum 4. Februar 2014 um Großbritannien und die Region Nordic (skandinavische Länder) erweitert. Am 13. Mai 2014 wurde die Kopplung zusätzlich um die Länder Portugal und Spanien zum Multi-Regional Coupling (MRC) ergänzt. In Kürze soll eine Anbindung der Länder Slowenien und Italien erfolgen. Bereits heute umfasst die Marktkopplung Länder, die insgesamt einen Jahresverbrauch von mehr als 2000 Terrawattstunde (TWh) besitzen und sich damit für mehr als 75 Prozent des europäischen Stromverbrauches verantwortlich zeichnen.

29. Der Mechanismus des Market Coupling wird zudem weiterentwickelt, um seine Wirkung zu verbessern. Bereits seit 2013 laufen Versuche das sogenannte „Flow-Based Market Coupling“ (FB) einzuführen. Hierbei wird das Verfahren zur Berechnung der zur Verfügung stehenden Kapazität weiter verbessert und soll zukünftig neben den reinen Übergangskapazitäten (available transmission capacities, ATC) auch die Lastflüsse und die Netzauslastung berücksichtigen. Es wird erwartet, dass sich unter dem FB-Verfahren noch seltener eine Situation überlasteter Übergangspunkte einstellen wird. Allerdings haben sich zuletzt Umsetzungsschwierigkeiten ergeben, durch die sich die Einführung verzögert hat. Nach längerer Entwicklungsarbeit und zweijährigem Parallelbetrieb soll das Verfahren dieses Jahr vollständig in Betrieb gehen.

30. Die Ausweitung der Kopplung auf den Intraday-Handel erlangt zudem durch die zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien und die damit zusammenhängende Volatilität der Märkte immer größere Bedeutung. Während

¹² Im Jahr 2014 wurde an der deutsch-polnischen Grenze zunächst der virtuelle Phasenschieber (vPST) in Betrieb genommen. Beim vPST handelt es sich um ein grenzüberschreitendes Redispatch-Regime, das die Funktionsweise der physikalischen Querregeltransformatoren nachbilden soll. Diese sollen Ende 2015 auf polnischer Seite und im Jahr 2017 auf deutscher Seite in Betrieb genommen werden. Die Querregeltransformatoren sollen den Energiefluss so steuern, dass die physikalischen Flüsse sich stärker an den Handelsergebnissen zwischen Deutschland und Polen orientieren. Ohne die Querregeltransformatoren kann es zu sogenannten Ringflüssen („loop-flows“) kommen. Diese Ringflüsse transportieren Energie, die nicht von polnischen, sondern österreichischen oder süddeutschen Energiekunden genutzt und bezahlt wird. Die Flüsse könnten dazu führen, dass die grenzüberschreitenden und innerpolnischen Leitungen überlasten, selbst wenn die Handelsmenge zwischen Deutschland und Polen die Übertragungskapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen nicht übersteigt.

¹³ Für einen Überblick über die möglichen Verfahren zur Engpassbewirtschaftung vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Abschnitt 4.1.1.3, insbesondere Tz. 204 ff.

¹⁴ Erste Market-Coupling-Initiativen wurden allerdings bereits vor 2010 umgesetzt. Bereits seit dem Jahr 2006 gab es ein erstes Market Coupling zwischen den Niederlanden, Belgien und Frankreich (sogenanntes Trilateral Market Coupling).

bisher ausschließlich die wichtigen Day-Ahead-Handelsmärkte durch das Market Coupling verbunden sind, soll eine Kopplung zukünftig auch die Intraday-Märkte einbeziehen. Derzeit läuft dazu ein Cross-Border-Intraday-Projekt.

Netzkodizes

31. Neben dem Umgang mit physikalischen Hindernissen betrifft ein wichtiger flankierender Aspekt die durch das dritte Richtlinienpaket bereits im Jahr 2009 angestoßene Harmonisierung der Handelsbedingungen in den europäischen Märkten durch gemeinsame Netzkodizes (Artikel 6 ff. Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003). Netzkodizes stellen verbindliche harmonisierte Rahmenbedingungen für den konkreten und transparenten Zugang zu grenzüberschreitenden Netzen dar. Sie stehen somit für ein gemeinsames Marktdesign und gelten als ein Kernelement des Energiebinnenmarktprogramms.¹⁵

32. Die Kommission, die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und der Verband der europäischen Elektrizitätsnetzbetreiber (ENTSO-E) haben gemeinsam einen Zeitplan für die Entwicklung bestimmter Netzkodizes aufgestellt. Grundlage für die Netzkodizes sind zunächst von ACER zu entwickelnde Rahmenleitlinien („Framework Guidelines“). Diese sollen klare und sachliche Richtlinien vorgeben, aus denen dann von ENTSOE konkrete Netzkodizes ausgearbeitet werden können. Die ausgearbeiteten Netzkodizes können dann im Rahmen des Komitologieverfahrens als rechtsverbindlich erklärt werden. In den unterschiedlichen Bereichen ist die Entwicklung von Guidelines und Netzkodizes unterschiedlich weit fortgeschritten. Gegenüber der Monopolkommission haben mehrere Marktakteure ein Fortschreiten der Harmonisierung im Rahmen der Netzkodizes als wesentliche Voraussetzung für eine weitere Integration der Märkte hervorgehoben. Hierzu gehören etwa auch die Harmonisierungen im Bereich der Regelenergiemärkte (Electricity Balancing Network Code) sowie der Redispatch-Abruf bzw. –Kostenteilung laut Capacity Allocation and Congestion Management Guideline (CACM).

2.1.2 Fundierung der geografischen Marktabgrenzung durch empirische Preisdifferenzanalyse

33. Aus wettbewerbsökonomischer Perspektive ist die Frage nach dem Fortschritt von Bestrebungen zur Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes insbesondere für eine adäquate Definition des geografisch relevanten Marktes zur Beurteilung von Marktmacht einzelner Energieversorger von Bedeutung. Die zuvor beschriebenen Integrationsbestrebungen haben eine sukzessiv zunehmende Integration europäischer Handelspunkte zur Folge, durch die sich der relevante Markt in dem die Wettbewerbskräfte wirken, räumlich erweitern kann. Daher besteht ein Bedarf, die erreichte Integration der europäischen Märkte vor dem Hintergrund einer weitergehenden Untersuchung der Wettbewerbsintensität und möglicher Marktmacht regelmäßig zu erfassen. Aufgrund des gesetzlichen Auftrages der Monopolkommission wird nachfolgend die Frage der Integration des deutschen Marktes vordringlich behandelt.

34. Ein geeigneter Indikator für den Integrationsgrad nationaler Märkte ist die Preiskonvergenz von Anrainerstaaten, da es sich bei Strom im Wesentlichen um ein homogenes Gut ohne Substitutionsmöglichkeiten handelt, dessen Transportkosten gering sind. Es ist also davon auszugehen, dass sich Strompreise in einem gemeinsamen Markt ohne Handelsbeschränkungen einander angleichen.

35. Ein wesentliches Hindernis auf dem Weg zu einem europäischen Strombinnenmarkt stellen begrenzte Grenzkuppelkapazitäten dar. Sobald die Grenzkuppelkapazitäten voll ausgeschöpft sind, gelten Transportbeschränkungen, welche zu

¹⁵ Gemäß Artikel 8 Abs. 6 VO (EG) 714/2009 erstrecken sich Netzkodizes im Stromsektor auf folgende Bereiche: a) Regeln für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit einschließlich der Regeln für technische Übertragungsreservekapazitäten zur Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit; b) Regeln für den Netzanschluss; c) Regeln für den Netzzugang Dritter; d) Regeln für den Datenaustausch und die Abrechnung; e) Regeln für die Interoperabilität; f) operative Verfahren bei Notfällen; g) Regeln für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement; h) Regeln für den Handel in Bezug auf die technische und operative Bereitstellung der Netzzugangsdienste und den Austausch von Ausgleichsenergie zwischen Netzen; i) Transparenzregeln; j) Regeln für den Austausch von Ausgleichsenergie, einschließlich netzbezogener Regeln für die Reserveleistung; k) Regeln für harmonisierte Übertragungsentgeltstrukturen, die ortsabhängige Preissignale einbeziehen, und Regeln für den Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern; l) Energieeffizienz bei Stromnetzen.

Preisdifferenzen führen und folglich auch missbräuchliches Verhalten marktmächtiger Energieversorger begünstigen können. Mangelnde Preiskonvergenz wird somit auch zu einem Indikator für Engpässe an Grenzkuppelstellen und Wohlfahrtsverluste.

36. In ihrem letzten Sondergutachten hat die Monopolkommission eine umfassende Analyse der Preisgleichheit und Preisdifferenzen auf vortägigen Spotmärkten zwischen Deutschland und seinen wichtigsten Nachbarstaaten für den Zeitraum 2009 bis 2012 vorgelegt.¹⁶ Im Folgenden wird diese Analyse für die Jahre 2013 und 2014 fortgesetzt, um wettbewerbsökonomisch relevante Entwicklungen aufzuzeigen und aktuelle geografische Marktabgrenzungen zu überprüfen. Besondere Berücksichtigung finden hierbei sowohl Phasen der Preisgleichheit als auch Dauer und Ausmaß von Phasen der Preisdivergenz unter Berücksichtigung von Lastdaten.

37. Deutschland bildet zusammen mit Österreich an der Energiebörse EPEX Spot eine gemeinsame Gebotszone, die im Rahmen des europäischen Market Coupling direkt mit weiteren Staaten Zentralwesteuropas (CWE-Region), Nordeuropas sowie Großbritannien gekoppelt ist.¹⁷ Obschon es zwischen den börslichen Day-Ahead Spotmarktpreisen für Deutschland und Österreich an der EPEX Spot und den Spotmarktpreisen an der österreichischen Energiebörse EXAA durchaus zu Abweichungen kommen kann, erscheint eine differenzierte Untersuchung der Preiskonvergenz zwischen diesen beiden Ländern aus wettbewerbsökonomischer Sicht nicht notwendig, da diese Abweichungen aufgrund nichtvorhandener Netzengpässe gering ausfallen und von einem gemeinsamen Markt auszugehen ist.¹⁸ Als wichtigste Nachbarländer innerhalb der CWE-Region werden Frankreich, die Niederlande und Belgien in die Untersuchung mit einbezogen, wobei zu beachten gilt, dass eine unmittelbare Stromverbindung zwischen Belgien und Deutschland bisher lediglich in Planung ist.¹⁹ Für Skandinavien wurden neben den beiden Gebotszonen Dänemarks (Dänemark West und Dänemark Ost), aufgrund der nicht unerheblichen Lastflüsse dieser mit Deutschland, auch Spotmarktpreise der vierten Gebotszone Schwedens (Malmö) ausgewertet. Darüber hinaus wird auch die Schweiz betrachtet, die zwar nicht Teil des Market Coupling ist, jedoch über eine Grenzkuppelkapazität mit deutschen Netzen von 4000 Megawatt (MW) verfügt und darüber hinaus im „Pentalateralen Energieforum“ zur Vertiefung der Zusammenarbeit im gemeinsamen Strommarkt der CWE-Region eine Beobachterrolle einnimmt.

38. Für die nachfolgenden Analysen hat die Monopolkommission Preisinformationen der Day-Ahead-Auktionen der jeweiligen Stromhandelsbörsen auf Stundenbasis ausgewertet (Euro pro Megawattstunde).²⁰ In einem ersten Schritt wurden die Stunden der Preisgleichheit zwischen Deutschland und dem jeweiligen Vergleichsland ermittelt. Als Gleichheitskriterium gilt eine maximale Abweichung der Preise um 0,01 EUR/MWh und damit eine recht restriktive Definition von Preiskonvergenz. Es gilt hierbei zu bedenken, dass sich schwer sagen lässt, ab welchem Niveau der Preisgleichheit ein Markt voll integriert ist. Ein gemeinsamer Markt ist nicht zwingend erst bei perfekter Preisgleichheit zu allen Zeiten erreicht. Preisabweichungen können zum Beispiel auch aus unterschiedlichen Handelszeiten der Strombörsen resultieren.²¹ Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) lässt in ihren Analysen der Preiskonvergenz innerhalb von Ländergruppen als Indikator für „full price convergence“ eine Abweichung der Preise um

¹⁶ Vgl. Monopolkommission, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Baden-Baden 2012, Tz. 52 ff.; Für weitere Untersuchungen der Strompreiskonvergenz im europäischen Raum siehe ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, Oktober 2014, S. 108 ff. und Böckers, V./Heimeshoff, U., The Extent of European Power Markets, Energy Economics, 46, November 2014, S. 102-111.

¹⁷ Die genannten Regionen sind über einen gemeinsamen Market Clearing Algorithmus gekoppelt und umfassen neben Deutschland und Österreich folgende Staaten: Frankreich, Belgien, Luxemburg, Niederlande (CWE-Region) sowie Dänemark, Schweden, Norwegen und Finnland.

¹⁸ Vgl. Monopolkommission, Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten 54, Baden-Baden 2009, Tz. 76; BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, Januar 2011, S. 78 f.

¹⁹ Vgl. Amprion Website, <http://www.amprion.net/netzausbau/alegro-hintergrund>, abgerufen am 9. März 2015.

²⁰ Daten für Frankreich und die Schweiz wurden von der „European Power Exchange“ (EPEX Spot) bezogen, Daten für Deutschland, die Niederlande und Belgien vom Brancheninformationsportal Energate und Spotpreise für Dänemark und Schweden von der Strombörse der nordischen Länder „Nord Pool Spot“.

²¹ Für Deutschland, Frankreich, Belgien, die Niederlande, Dänemark und Schweden finden tägliche Auktionen um 12:00 Uhr statt (EPEX Spot, Belpex, APX Power NL und Nord Pool Spot). Für die Schweiz werden Auktionen bereits um 11:00 Uhr, und für Österreich bereits um 10:12 Uhr durchgeführt (EPEX Spot und EXAA).

weniger als 1 EUR/MWh zu.²² Diese und weitere Überlegungen werden von der Monopolkommission in ihrer Interpretation der Ergebnisse ihrer Analyse berücksichtigt.

39. Tabelle 2.1 zeigt den Anteil der Jahresstunden mit Preisgleichheit in Prozent.²³ Es wird deutlich, dass sich der Anteil der Preisgleichheit (Abweichung $\leq 0,01$ EUR/MWh) selbst innerhalb der CWE-Region zwischen den Ländern enorm unterscheidet. So bestand 2013 in fast 48 Prozent der Jahresstunden Preisgleichheit zwischen Deutschland und Frankreich, jedoch lediglich in rund 19 Prozent der Jahresstunden mit den Niederlanden. Wesentliche Veränderungen von 2013 auf 2014 sind dagegen für die einzelnen Länder nicht zu erkennen. Lediglich für die Niederlande steigt die Preisgleichheit von 19 Prozent in 2013 auf 29 Prozent in 2014. Mit Frankreich und Dänemark steigt die Preisgleichheit in 2014 nur sehr gering an und mit Belgien und Schweden verringert sich diese sogar. Dabei wurde im Februar 2014 die Koppelung der Day-ahead-Strommärkte in der gesamten nordwesteuropäischen Region (NWE), also von Deutschland, Frankreich, den Beneluxstaaten, Skandinavien und Großbritannien, im Rahmen des „Price Coupling of Regions“ (PCR) gestartet.²⁴ Allerdings ist ebenfalls kein weiterer Abfall der Preiskonvergenz zu beobachten, wie dies innerhalb der CWE-Region in den Jahren 2012 und 2013 noch der Fall war.²⁵

40. Ebenfalls deutlich zu erkennen sind Unterschiede zwischen den gekoppelten Ländern und der Schweiz, die in beiden Jahren in nicht einmal 0,5 Prozent der Jahresstunden Preisgleichheit mit Deutschland aufweist. Innerhalb der CWE-Region fallen deutlich höhere Anteile der Preisgleichheit in Peak-Zeiten in 2013 auf, diese Unterschiede verringern sich jedoch im Folgejahr. Derart einheitliche Unterschiede sind bei der Preisgleichheit mit den skandinavischen Ländern nicht zu beobachten und die Verhältnisse kehren sich um, indem ein höherer Anteil der Preisgleichheit während der Off-Peak-Zeiten besteht.

41. Um die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber einer weiter gefassten Definition von Preiskonvergenz zu prüfen, sind in Tabelle 2.1 ebenfalls Ergebnisse für das von der ACER verwendete Preiskonvergenzkriterium ausgewiesen: Erwartungsgemäß werden anteilmäßig mehr Stunden der Preisgleichheit identifiziert, jedoch sind die Unterschiede innerhalb der CWE-Region nicht gravierend. Die Werte der skandinavischen Länder sowie der Schweiz liegen allerdings wesentlich höher.

42. In Abbildung 2.2 sind die aktuellen Ergebnisse um solche der Jahre 2009 bis 2012 ergänzt worden, um die Entwicklung über die gesamte Zeitspanne zu illustrieren. Deutlich ist ein Anstieg der Preisgleichheit Deutschlands mit den CWE-Ländern nach Einführung des CWE-Market Coupling am 9. November 2010 zu erkennen. In den Jahren 2012 und 2013 kam es zum Abfall der Preisgleichheit mit den CWE-Ländern, der 2014, parallel zur Einführung des NWE Market Couplings, zu einem vorläufigen Ende gekommen ist. Gründe für den Abfall der Preiskonvergenz waren vor allem sinkende Großhandelspreise in Deutschland, verursacht durch zunehmende Netzeinspeisungen aus Wind- und Solaranlagen sowie niedrige Weltmarktpreise für Kohle. Zudem wurde sowohl in Belgien als auch in Frankreich von Mitte 2012 bis Mitte 2013 jeweils ein Kernkraftwerk vom Netz genommen.²⁶ Die Preisgleichheit mit den skandinavischen Gebotszonen hat sich in 2014 ebenfalls auf einem ähnlichen Niveau wie 2013 befunden.

43. Um saisonale Muster der Preisgleichheit zu berücksichtigen, wurden die Anteilswerte nach Monaten berechnet. Die Ergebnisse sind Tabelle 2.2 zu entnehmen und werden in Abbildung 2.3 für die CWE-Länder illustriert. Die nationale Stromnachfrage sowie das Stromangebot unterliegen i. d. R. saisonalen Schwankungen: So ist die Nachfrage in den betrachteten Ländern witterungsbedingt in den Wintermonaten i. d. R. weit höher als in den Sommermonaten. Auf der Angebotsseite sorgen zunehmende Einspeisungen aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen für saisonale

²² Vgl. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, Oktober 2014, Fn. 145.

²³ Die gesamten Jahresstunden belaufen sich in beiden Jahren auf 8761. Aufgrund der Zeitumstellung wurden Preisinformationen für die Tagesstunde 3B am 27. Oktober 2013 bzw. 26. Oktober 2014 von der Analyse ausgeschlossen.

²⁴ Vgl. Tz. 28.

²⁵ Vgl. Abbildung 2.2.

²⁶ Vgl. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, Oktober 2014, S. 110 f.

Volatilität. Obschon die nationale Stromnachfrage sowie das Stromangebot saisonalen Schwankungen unterliegen, lässt sich bezüglich der Preisgleichheit keine saisonale Regelmäßigkeit erkennen. Es zeigt sich vielmehr, dass die Preisgleichheit großen nicht-saisonalen Schwankungen unterliegt, die keine Rückschlüsse auf eine Preiskonvergenz in bestimmten Monaten des Jahres zulassen. Lediglich die Preisgleichheit mit Belgien und den Niederlanden zeigt im Jahr 2014 einen annähernd symmetrischen Verlauf, dem die Preisgleichheit mit Frankreich genau entgegenläuft.

Tabelle 2.1: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland (in % der Jahresstunden)

	2013			2014		
	gesamt	off-peak	peak	gesamt	off-peak	peak
Preisgleichheitskriterium: Abweichung $\leq 0,01$ EUR/MWh gegenüber Deutschland						
Belgien	32,58	25,45	39,70	28,99	27,51	30,48
Frankreich	47,62	42,52	52,72	51,38	48,96	53,79
Niederlande	18,89	13,83	23,95	28,68	26,77	30,59
Dänemark-West	40,73	45,06	36,39	41,14	45,90	36,37
Dänemark-Ost	32,99	34,44	31,53	34,55	38,16	30,94
Schweden (Malmö)	18,26	17,07	19,45	17,92	19,90	15,94
Schweiz	0,29	0,46	0,11	0,41	0,55	0,27
Preisgleichheitskriterium: Abweichung $< 1,00$ EUR/MWh gegenüber Deutschland						
Belgien	34,74	27,55	41,94	31,79	30,43	33,15
Frankreich	49,82	44,90	54,75	54,58	52,36	56,80
Niederlande	20,55	16,00	25,09	31,29	29,72	32,85
Dänemark-West	49,75	54,96	44,54	50,58	56,61	44,54
Dänemark-Ost	44,46	47,34	41,58	48,25	53,55	42,95
Schweden (Malmö)	30,11	30,52	29,70	34,24	38,21	30,27
Schweiz	12,14	13,10	11,19	21,85	23,21	20,48

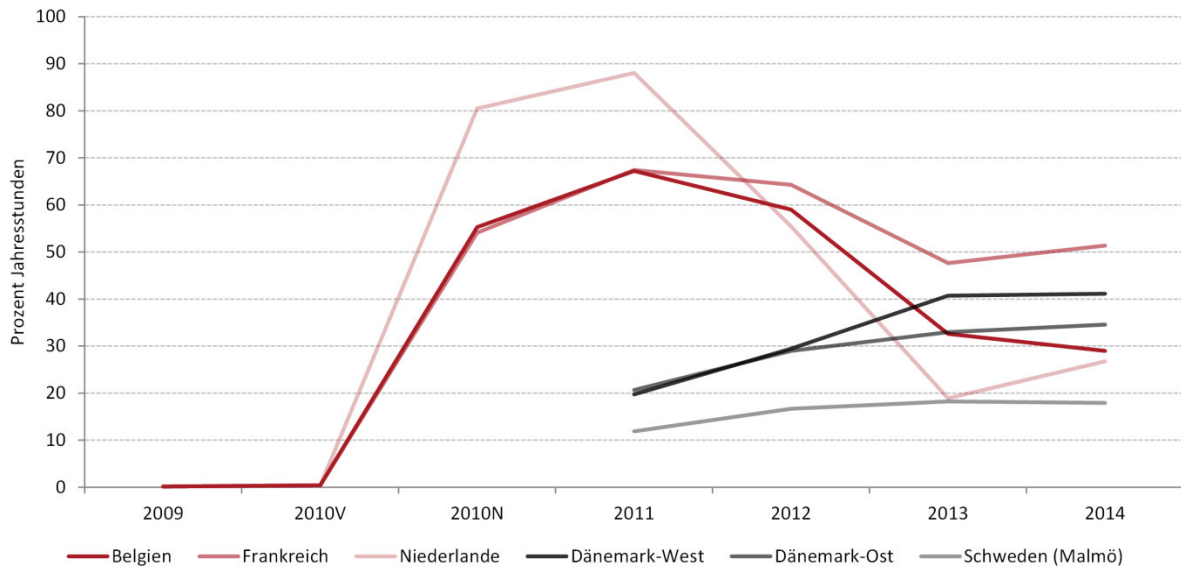
Anmerkungen: Peak-Stunden sind gemäß EPEX Spot definiert als Zeitraum von 8 bis 21 Uhr

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energiate und Nord Pool Spot

44. Wie weiter oben bereits erläutert, wirken Übertragungsengpässe an den Grenzkuppelstellen zwischen nationalen Netzen einer Konvergenz der Strompreise entgegen. Da Übertragungsengpässe und damit eine Überlastung der Interkonnektoren insbesondere in Höchstlastzeiten auftreten, ist eine Berücksichtigung dieser bei der Analyse von Preisentwicklungen von besonderem Interesse. Tabelle 2.3 zeigt die Anzahl der Höchstlaststunden, die in Deutschland und dem jeweiligen Vergleichsland der CWE-Region zeitgleich aufgetreten sind sowie solche, die lediglich im Vergleichsland, nicht aber in Deutschland aufgetreten sind.²⁷ Die Anzahl separater Höchstlaststunden liegt in allen Fällen deutlich unter der Anzahl gemeinsamer Höchstlaststunden. Der Anteil der Stunden mit Preisgleichheit während gemeinsamer Höchstlastzeiten übersteigt in den Fällen Belgien und den Niederlanden bei Weitem deren Jahresgesamtwert aus Tabelle 2.1. Besonders groß ist der Unterschied bei den Niederlanden: über das gesamte Jahr 2013 waren lediglich 19 Prozent der Stunden preisgleich mit Deutschland; betrachtet man ausschließlich gemeinsame Höchstlastzeiten, beträgt der Anteil über 60 Prozent. Im Falle Frankreichs sind dagegen keine nennenswerten Abweichungen zu verzeichnen.

²⁷ Lastdaten für die jeweiligen Netze wurden vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf Stundenbasis bezogen.

Abbildung 2.2: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland 2009-2014



Anmerkungen: Werte für das Jahr 2010 wurden für den Zeitraum vor Einführung des "Market Coupling" am 9. November 2010 (V) und nach Einführung (N) getrennt berechnet; Daten für Dänemark und Schweden sind erst ab 2011 verfügbar. Da Schweden erst seit 1. November 2011 in vier Gebotszonen unterteilt ist, beziehen sich die ausgewiesenen Werte für 2011 lediglich auf November und Dezember des Jahres 2011

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energate und Nord Pool Spot

45. In Zeiten erheblicher Preisdifferenzen zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten ist von Übertragungsgängen der Grenzkuppelstellen oder anderen Handelshemmnissen auszugehen, die mittels der Beschränkung des ausgleichenden Marktmechanismus auf nationale Netze eine marktmächtige Stellung einzelner Versorgungsunternehmen begünstigen können. Demzufolge sind derartige Preisdifferenzen aus wettbewerbsökonomischer Sicht von gesteigertem Interesse und werden von der Monopolkommission näher analysiert. Tabelle 2.4 fasst wesentliche statistische Kennzahlen zu den identifizierten Stunden mit Preisunterschieden zusammen. Zusätzlich sind als Referenz die gemeinsamen Jahresdurchschnittspreise für Deutschland und das jeweilige Vergleichsland angegeben. Innerhalb der CWE-Region liegt der Medianwert – bis auf 2014 für Frankreich – über EUR 10. Dies bedeutet, dass in mehr als der Hälfte der Stunden mit Preisunterschieden die Differenz zwischen Deutschland und dem Vergleichsland über EUR 10 und damit über dem Schwellenwert liegt, ab dem auch die ACER von „low price convergence“ ausgeht.²⁸ Ab welchem Schwellenwert Preisdifferenzen als erheblich im Sinne wettbewerbsökonomischer Schlussfolgerungen anzusehen sind, muss dahingestellt bleiben. Festzuhalten ist dagegen, dass das arithmetische Mittel der Preisdifferenzen in einigen Fällen wesentlich höher ausfällt und folglich auch die Standardabweichung in diesen Fällen entsprechend hoch ist. Zum Beispiel liegt die durchschnittliche Preisdifferenz für Belgien im Jahr 2014, gemessen als arithmetisches Mittel, etwa EUR 30 über dem Medianwert von EUR 11 und die Standardabweichung gibt an, dass die durchschnittliche Abweichung vom arithmetischen Mittel EUR 238 beträgt. Im Gegensatz zu Frankreich sind die Preisunterschiede mit den Niederlanden gleichfalls von starker Streuung geprägt. Die Preisunterschiede Deutschlands mit den skandinavischen Preiszonen fallen weit niedriger aus und weisen zudem keine starke Streuung auf. Die Medianwerte liegen allesamt deutlich unter EUR 10.

²⁸ Vgl. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, Oktober 2014, Fn. 146.

Tabelle 2.2: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland (in % der Monatsstunden)

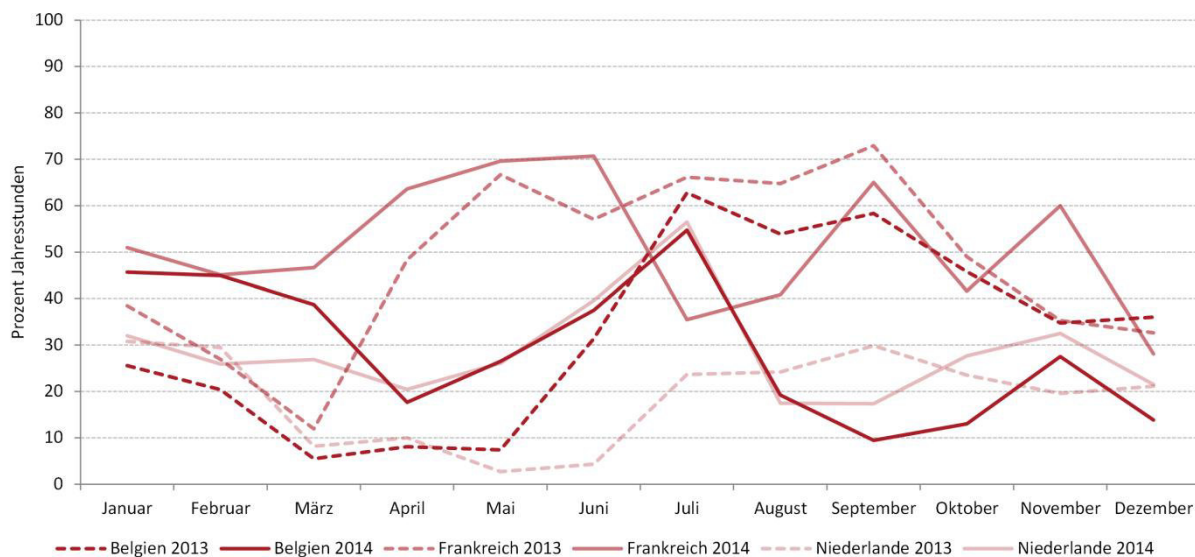
	Belgien	Frankreich	Niederlande	Dänemark-West	Dänemark-Ost	Schweden (Malmö)	Schweiz
2013							
Januar	25,54	38,44	30,78	47,85	40,19	23,79	0
Februar	20,39	26,93	29,46	35,42	28,42	15,92	0
März	5,51	11,96	8,20	46,51	43,15	15,05	0,13
April	8,06	48,33	10,00	31,94	25,42	16,94	0,14
Mai	7,39	66,67	2,69	35,62	31,32	21,51	0,27
Juni	31,39	57,08	4,31	29,03	24,44	19,72	0,69
Juli	62,77	66,13	23,66	41,13	34,01	18,95	0,54
August	53,90	64,78	24,19	46,77	39,38	25,94	0,27
September	58,33	72,92	29,86	62,50	42,36	26,39	0,56
Oktober	45,77	48,99	23,49	35,30	26,85	11,68	0,54
November	34,72	35,28	19,58	34,58	23,75	9,86	0
Dezember	39,02	32,66	21,10	41,40	35,62	13,17	0,27
2014							
Januar	45,70	50,94	31,99	39,38	33,47	17,07	0,27
Februar	44,94	45,09	25,89	45,98	37,65	13,99	0,15
März	38,17	46,64	26,88	33,47	27,15	10,75	0,40
April	17,64	63,61	20,42	35,69	27,50	14,03	0,69
Mai	26,48	69,62	26,08	47,45	32,12	28,63	0,27
Juni	37,50	70,69	39,58	66,94	58,75	45,56	0,69
Juli	54,70	35,48	56,45	56,85	54,03	26,61	0,54
August	19,22	40,86	17,47	29,97	18,28	17,74	0,54
September	9,44	65,00	17,36	45,56	56,25	12,36	0,42
Oktober	13,02	41,61	27,65	22,15	25,64	5,50	0,54
November	27,50	60,00	32,50	34,72	24,31	14,86	0,42
Dezember	13,84	28,09	21,51	36,56	20,70	8,06	0

Anmerkungen: Preisgleichheit gilt, wenn $|\text{Preisdifferenz}| \leq 0,01$ EUR/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energate und Nord Pool Spot

46. Bei der Festlegung eines Kriteriums, ab welchem Preisdifferenzen aus wettbewerbsökonomischer Sicht als erheblich einzuschätzen sind, erachtet es die Monopolkommission als nützlich, einen intuitiven Schwellenwert von 10 Prozent festzulegen, welcher sich am generellen Preisniveau orientiert. Folglich werden Preisdifferenzen als erheblich eingestuft, wenn diese größer als 10 Prozent des Jahresdurchschnittspreises beider beteiligter Länder sind. Tabelle 2.5 ist zu entnehmen, dass der Anteil erheblicher Preisdifferenzstunden zwar wesentlich geringer ausfällt als der Anteil aller Differenzstunden, sich jedoch gerade innerhalb der CWE-Region noch auf einem relativ hohen Niveau bewegt: Zwischen Deutschland und den Niederlanden weisen zum Beispiel in 2013 mehr als 70 Prozent der Jahresstunden Preisunterschiede von erheblichem Ausmaß auf. Aus deutscher Sicht ist für eine wettbewerbsökonomische Interpretation zudem entscheidend, in wie vielen Stunden der Preisdifferenz die Strompreise in Deutschland über denen des jeweiligen Auslands lagen. Innerhalb der CWE-Region ist dies eher selten der Fall gewesen, was aufgrund derzeit vergleichsweise niedriger deutscher Börsenstrompreise zu erwarten ist. Gegenüber den skandinavischen Preiszonen liegen die Anteile weit aus höher.

Abbildung 2.3: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland nach Monaten



Anmerkungen: Preisgleichheit gilt, wenn $| \text{Preisdifferenz} | \leq 0,01 \text{ EUR/MWh}$

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot und Energategate

Tabelle 2.3: Stunden der Preisgleichheit mit Deutschland zu Höchstlastzeiten

	Belgien		Frankreich		Niederlande	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Anzahl gemeinsamer Höchstlaststunden	547	699	472	566	628	672
Preisgleichheit während gemeinsamer Höchstlaststunden (in %)	51,2	46,1	48,7	51,4	60,5	53,4
Anzahl separater Höchstlaststunden	329	177	404	310	249	204
Preisgleichheit während separater Höchstlaststunden (in %)	34,7	32,2	23,3	30,7	41,4	31,9

Anmerkungen: Höchstlast ist definiert als 10 Prozent der höchsten Laststunden des jeweiligen Jahres; Preisgleichheit gilt, wenn $| \text{Preisdifferenz} | \leq 0,01 \text{ EUR/MWh}$

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energategate und ENTSO-E

Tabelle 2.4: Kennzahlen der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland (in Euro)

Land	Jahr	Durchschnittspreis (Deutschland und Ausland)	Median der Preisdifferenzen	Arithmetisches Mittel der Preisdifferenzen	Standardabweichung der Preisdifferenzen
Belgien	2013	42,20	15,17	16,95	26,31
	2014	50,55	10,59	41,22	237,59
Frankreich	2013	40,78	12,54	14,81	12,62
	2014	32,35	8,28	9,76	7,66
Niederlande	2013	49,11	16,30	31,80	246,17
	2014	58,84	10,51	59,72	486,07
Dänemark-West	2013	39,17	6,89	11,47	59,34
	2014	32,77	5,96	8,10	8,07
Dänemark-Ost	2013	38,17	5,99	8,71	8,94
	2014	32,34	5,32	7,60	7,97
Schweden (Malmö)	2013	38,14	6,57	9,37	9,52
	2014	32,46	5,53	7,89	8,21
Schweiz	2013	41,28	5,20	9,32	10,26
	2014	34,78	2,97	5,66	6,85

Anmerkungen: Preisdifferenz gilt, wenn $|\text{Preisdifferenz}| \geq 0,01$ EUR/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energat e und Nord Pool Spot

Tabelle 2.5: Stunden der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland

Land	Jahr	Anteil (in % Jahresstunden)	Anteil mit Preisdifferenz > 10% des Durchschnittspreises (in % Jahresstunden)	Anteil Stunden mit $\text{Preis}_{\text{DE}} > \text{Preis}_{\text{AUSLAND}}$ (in % Preisdifferenzstunden)
Belgien	2013	67,32	58,68	7,77
	2014	71,01	53,96	1,97
Frankreich	2013	52,38	43,26	11,40
	2014	48,62	38,10	17,08
Niederlande	2013	81,11	71,59	0,02
	2014	71,32	52,00	0,05
Dänemark-West	2013	59,27	38,09	27,01
	2014	58,86	38,84	41,15
Dänemark-Ost	2013	67,01	41,00	24,16
	2014	65,45	40,42	36,75
Schweden (Malmö)	2013	81,74	51,89	31,41
	2014	82,08	51,31	47,67
Schweiz	2013	99,71	57,15	31,73
	2014	99,59	44,32	34,64

Anmerkungen: Preisdifferenz gilt, wenn $|\text{Preisdifferenz}| \geq 0,01$ EUR/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Energat e und Nord Pool Spot

47. Angesichts eines noch immer bemerkenswerten Anteils an Jahresstunden mit erheblichen Preisdifferenzen zwischen Deutschland und gekoppelten Gebotszonen ist festzuhalten, dass während dieser Phasen tendenziell von Preissetzungsspielräumen eines hypothetischen marktmächtigen Anbieter im Gebiet von Deutschland und Österreich ausgegangen werden muss, die bei voll integrierten Märkten nicht bestehen würden. Ob und mit welchem Nutzen ein entsprechender Energieanbieter in der Lage ist, diese Phasen missbräuchlich auszunutzen, hängt auch von der Dauer dieser Phasen ab. Tabelle 2.6 zeigt, dass die Dauer von Preisdifferenzphasen zwischen Deutschland und den anderen CWE-Staaten durchschnittlich bei über vier Stunden lag. Mit Frankreich dauerten die Differenzphasen durchschnittlich sogar etwa sechs Stunden an – das ist zwei Stunden länger als noch in den Jahren 2011 und 2012.²⁹ Besonders mit Frankreich treten Preisdifferenzen demnach i. d. R. nicht vereinzelt und stundenweise auf, sondern als mehrere Stunden andauernde Phasen, die den Energieanbietern durchaus strategische Handlungs- und Reaktionsmöglichkeiten bieten. Veranschaulicht wird dies zusätzlich in den Häufigkeitsdiagrammen in Abbildung 2.4: In Frankreich haben 2013 nur knapp unter 40 und 2014 nur knapp über 80 der 653 bzw. 756 Differenzphasen die Dauer von maximal einer Stunde gehabt. Ein weit größerer Anteil hat mindestens für eine Zeitspanne von 20 Stunden angehalten.

Tabelle 2.6: Dauer von Preisdifferenzphasen

Land	Jahr	Anzahl der Phasen	Arithmetisches Mittel der Dauer (in Stunden)	Mediandauer (in Stunden)
Belgien	2013	578	4,92	3
	2014	588	4,33	3
Frankreich	2013	653	6,38	4
	2014	756	5,96	4
Niederlande	2013	361	4,59	3
	2014	522	4,81	3

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot und Energate

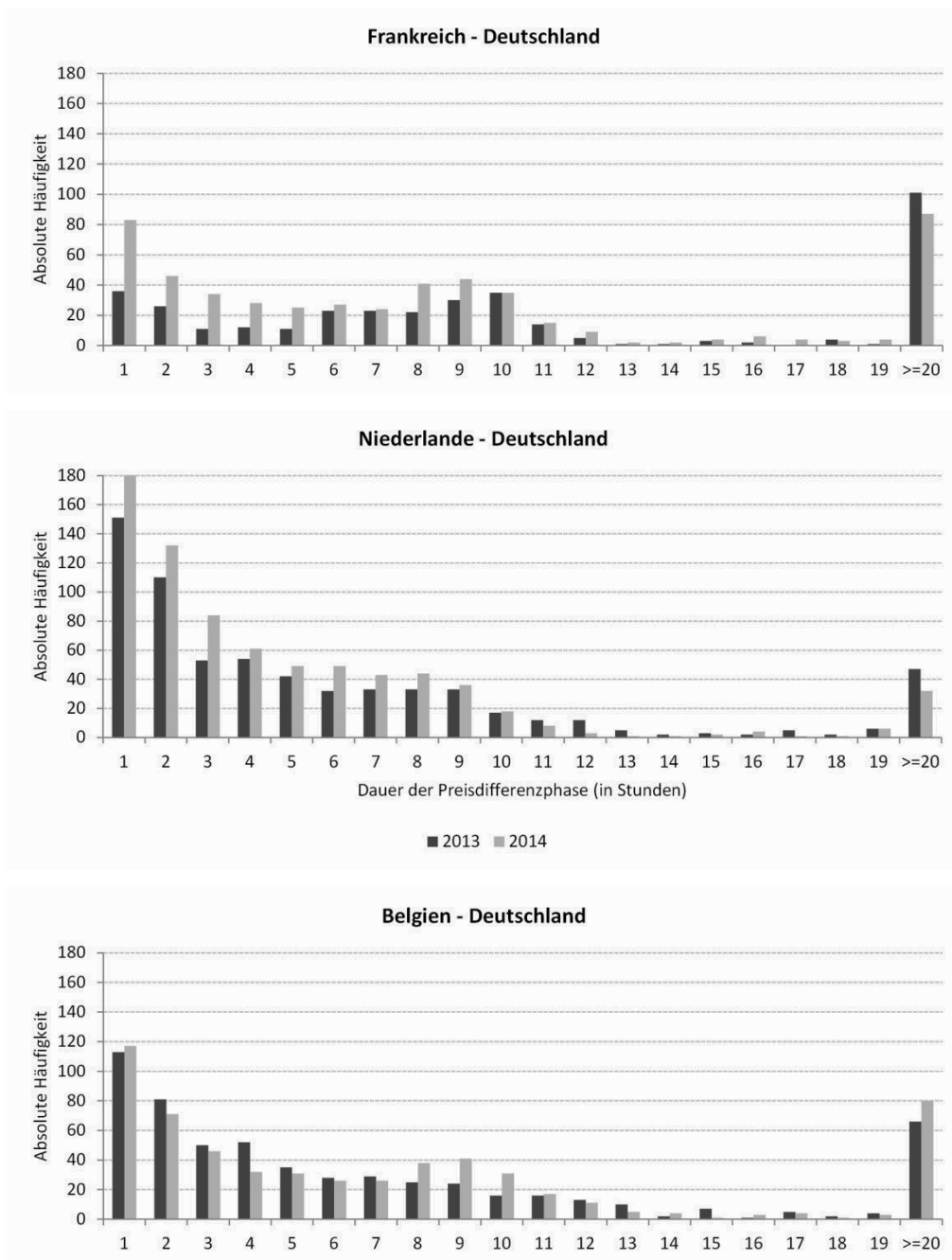
48. Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der Preisdifferenzanalyse, dass sich die direkte Verzahnung des deutsch-österreichischen Marktes mit den Märkten der Anrainerstaaten zwar auf einem guten Niveau befindet, sich die Ergebnisse jedoch gegenüber der vor zwei Jahren durchgeführten Analyse nicht mehr weiter verbessert haben. Vielmehr sprechen einzelne Ergebnisse sogar eher für eine gegenüber 2012/2013 geringfügig größere Eigenständigkeit des deutsch-österreichischen Marktes. Ein Grund dafür könnte darin liegen, dass die weitere Entwicklung im Engpassmanagement zuletzt vor allem darauf gezielt hat, weitere Staaten in die Marktkopplung aufzunehmen, während sich qualitative Projekte wie das sogenannte Flow-based Market Coupling (durch das sich die Übertragungskapazitäten tendenziell erhöhen könnten)³⁰ zuletzt verzögert haben. Demzufolge bleibt die Monopolkommission bei ihrer Einschätzung in der 2013 durchgeführten Analyse, nach der die Möglichkeit zum Missbrauch durch einen ausschließlich in Deutschland und Österreich potenziell marktmächtigen Anbieter – vor dem Hintergrund der bestehenden Erkenntnisse – durchaus als gegeben erscheint. Die Monopolkommission spricht sich daher weiterhin dafür aus, auch kartellrechtlich zunächst einen auf Deutschland und Österreich bzw. auf die überwiegend in diesen Ländern liegenden Regelzonen beschränkten Markt für den Erstabatz von Strom anzunehmen.³¹

²⁹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tabelle 2.6, S. 62. Die Dauer der Differenzphasen mit Belgien hat sich gegenüber den Jahren 2011 und 2012 nicht nennenswert verändert. Die Differenzphasendauer mit den Niederlanden hat sich im Vergleich zu 2011 (3,61 Stunden) zwar verlängert, im Vergleich zu 2012 (6,07 Stunden) allerdings verringert.

³⁰ Vgl. Tz. 28.

³¹ Dabei stimmen die nationalstaatlichen Grenzen nicht exakt mit der entsprechenden Marktabgrenzung überein. Tatsächlich umfassen z. B. die deutschen Übertragungsnetze auch einen kleinen Teil des Gebietes von Österreich, der Schweiz, Luxemburg und Frankreich. Auf diesem Gebiet werden auch Erzeugungskapazitäten vorgehalten, die den deutschen Regelzonen zuzurechnen sind, die nicht den in diesem Abschnitt diskutierten Engpässen unterliegen und daher dem geografisch relevanten Markt hinzuzurechnen sind.

Abbildung 2.4: Dauer von Preisdifferenzphasen



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot und Energate

2.1.3 Marktstruktur und Marktmacht auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom

49. Der Stromgroßhandelsmarkt war in der Vergangenheit geprägt durch den Verdacht auf eine marktbeherrschende Stellung einzelner Anbieter. Noch in seiner letzten Sektoruntersuchung aus dem Jahre 2011 kommt das Bundeskartellamt zu dem Schluss, dass die Energieversorger RWE, E.ON und Vattenfall im Untersuchungszeitraum 2007 und 2008 jeweils individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügten. Auf den Energieversorger EnBW traf dies für das Jahr 2007 zu.³² Seither ist der gesamte Strommarkt weitreichenden Veränderungen ausgesetzt, bspw. durch zunehmende Einspeisungen aus EEG-geförderten erneuerbaren Energiequellen und das Fortschreiten der Bemühungen um einen europäischen Energiebinnenmarkt. In ihrem letzten Sondergutachten kam die Monopolkommission nach Untersuchungen für das Jahr 2012 bereits zu dem Ergebnis, dass eine marktbeherrschende Stellung einzelner Energieversorger auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom – für den untersuchten Zeitraum – nicht mehr anzunehmen sei.³³ Im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrages nach § 62 EnWG, legt die Monopolkommission im Folgenden eine aktuelle empirische Untersuchung zu Marktanteilen und Marktmacht einzelner Energieproduzenten für das Jahr 2014 vor. Dabei ist der ex post Charakter der folgenden Analysen zu betonen und die Notwendigkeit einer Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen für eine umfassende Bewertung der aktuellen Marktsituation. So sei bspw. auf die Konzernspaltung von E.ON sowie die Auslagerung und den geplanten Verkauf der Braunkohleverstromung von Vattenfall hingewiesen.

50. Die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung einzelner oder mehrerer Unternehmen nach § 18 GWB kann weitreichende Konsequenzen haben, da Kartellbehörden gegen missbräuchliches Verhalten nach § 19 GWB wie etwa die Behinderung von Wettbewerbern und mögliche Preisüberhöhungen vorgehen. Für Energieversorger gelten seit 2007 verschärfte Bedingungen durch die Einführung der Beweislastumkehr mit § 29 GWB. Marktanteile sind für die Beurteilung von Marktmacht noch immer ein verbreiteter Indikator. So wird nach dem GWB eine marktbeherrschende Stellung eines Anbieters unter anderem dann vermutet, wenn dessen Marktanteil mindestens 40 Prozent beträgt. Insbesondere für den Strommarkt ist die Aussagekraft dieses Indikators für die tatsächliche Wettbewerbssituation jedoch beschränkt. Dies ist vor allem auf die Besonderheiten des Strommarktes zurückzuführen, die das kurz- und mittelfristige Substituieren von Erzeugungskapazität eines Anbieters durch Wettbewerber unter bestimmten Voraussetzungen unmöglich machen. Allen voran seien hier die kurzfristig unelastische Nachfrage und beschränkte Erzeugungskapazität sowie die Nicht-Speicherbarkeit von Strom genannt. Bei gegebener Nachfrage kann demnach die Leistung eines Anbieters mit weit unter 40 Prozent Marktanteil für den Gesamtmarkt unverzichtbar sein und diesem somit eine marktmächtige Stellung verschaffen. Der sogenannte Residual Supply Index (RSI) trägt diesem Umstand Rechnung und hat sich im Rahmen von Strukturuntersuchungen von Strommärkten etabliert.³⁴ Als weiterer Indikator wird erstmals der Return on Withholding Capacity Index (RWC) berechnet, der die Anreize zu missbräuchlichem Verhalten abbilden soll. Die Monopolkommission hat ihre aktuellen Berechnungen von Marktstrukturindikatoren für das Jahr 2014 – u.a. durch die Berücksichtigung unternehmensspezifischer Verträge über Leistungsbezüge und die Analyse deutscher und österreichischer Netze als gemeinsamem Marktgebiet – weiterentwickelt.

2.1.3.1 Marktanteile und Energiemix

51. Die nachfolgenden empirischen Analysen der Monopolkommission basieren angebotsseitig auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sowie Informationen zu installierten Kapazitäten der Energiebörse European Energy Exchange (EEX). Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur erfasst Bestandskraftwerke in Deutschland und in deutsche Netze direkt einspeisende Kraftwerke in der Schweiz, Luxemburg und Österreich mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt

³² Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 114.

³³ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 125.

³⁴ Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>, Abruf am 14. September 2015; BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 96 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 106 ff.

194,2 GW.³⁵ Für alle Anlagen mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW werden von der Bundesnetzagentur detaillierte Informationen u. a. zu Betreibern und angeschlossenen Netzen aufbereitet. Für die Analysen der Monopolkommission wurden alle Kraftwerke berücksichtigt, welche bis Ende 2014 in Betrieb waren.³⁶ Ferner wurden nach dem EEG vergütungsfähige Anlagen aus der Gesamtleistung exkludiert, da für EEG-Strom ein eigenständiger Markt angenommen wird.³⁷ Deutschland und Österreich gelten aufgrund fehlender Lastflussbeschränkungen zwischen den jeweiligen Regelzonen als gemeinsames Marktgebiet und werden demzufolge gemeinsam analysiert.³⁸ Zu diesem Zweck wurde die Kraftwerksliste um Informationen zu installierten Kapazitäten in Österreich von der EEX-Transparenzplattform erweitert.³⁹

52. Die Kraftwerkskapazitäten wurden einzelnen Eigentümergruppen mittels der sogenannten Dominanzmethode zugerechnet, wobei die großen vier Energieversorger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW im Fokus standen. Die Dominanzmethode geht analog zu § 17 Aktiengesetz (AktG) von einem Beherrschungsverhältnis zwischen Unternehmen aus, sobald diese über eine Mehrheitsbeteiligung miteinander verbunden sind, und rechnet dem beherrschenden Unternehmen die vollen Kraftwerkskapazitäten des jeweils abhängigen Unternehmens zu. Dieses Prinzip findet auch im Rahmen der kartellrechtlichen Zusammenschlusskontrolle Anwendung (§ 36 Abs. 2 GWB). Um ein umfassendes Bild der Eigentümerstruktur zu erhalten, hat die Monopolkommission Betreiberinformationen aus den Kraftwerkslisten mit Unternehmensdaten des kommerziellen Datenanbieters Bureau van Dijk verknüpft.⁴⁰ Somit konnten nicht nur direkte, sondern auch indirekte Mehrheitsbeteiligungen berücksichtigt werden, bei welchen das Beherrschungskriterium indirekt über ein drittes Unternehmen erfüllt wird. Beteiligungen durch private Unternehmen in Höhe von 50 Prozent wurden bezüglich der Kapazitätszurechnung wie Mehrheitsbeteiligungen behandelt, wenn die jeweils anderen 50 Prozent nicht von einem einzigen Anteilseigner gehalten werden oder sich in öffentlicher Hand befinden, da eine strategische Verfügungsgewalt auch in diesen Fällen als wahrscheinlich angenommen werden kann.

53. Abweichend von anteilmäßigen Kontrollverhältnissen kann Kraftwerksleistung über Bezugsverträge rechtlich anderen als den kontrollierenden Unternehmen zugerechnet worden sein. Die Monopolkommission hat daher alle mit den vier großen Energieversorgern zum Stichtag 31. Dezember 2014 bestehenden Bezugsrechtsverträge, die ihr auf Anfrage mitgeteilt wurden, in der Leistungszurechnung berücksichtigt.⁴¹ Derartige Bezugsverträge haben i. d. R. einen langfristigen Charakter, können aber durchaus nach Ablauf einer Eingangslaufzeit einseitig kündbar sein. Gerade vor dem Hintergrund möglicher Kapazitätszurückhaltung ist auch entscheidend, welcher Vertragspartei die tatsächliche Kraftwerkssteuerung zufällt. Bezugsrechtsverträge können allerdings mitunter lediglich sogenannte Portfoliolieferungen umfassen. Diese definieren zwar konkrete Leistungsgrößen, nicht aber zwingend aus welcher Erzeugungsanlage diese Leistung konkret stammen muss, geschweige denn ermöglichen diese Verträge eine konkrete Kraftwerkssteuerung. Demzufolge beurteilt die Monopolkommission die Berücksichtigung von Bezugsrechten für die Beurteilung von Markt Machtverhältnissen

³⁵ Die Kraftwerksliste wird von der Bundesnetzagentur regelmäßig aktualisiert. Für die folgenden Analysen wurde die Kraftwerksliste mit Stand 29. Oktober 2014 verwendet. Aktuelle Versionen sind abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Abruf am 14. September 2015.

³⁶ Damit werden auch im Laufe des Jahres 2014 vorläufig und endgültig stillgelegte Kraftwerke sowie Reservekraftwerke und Sonderfälle, die vorübergehend nicht oder nur eingeschränkt zur Verfügung stehen, von der Analyse ausgeklammert.

³⁷ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 103.

³⁸ Vgl. ebenda, S. 79.

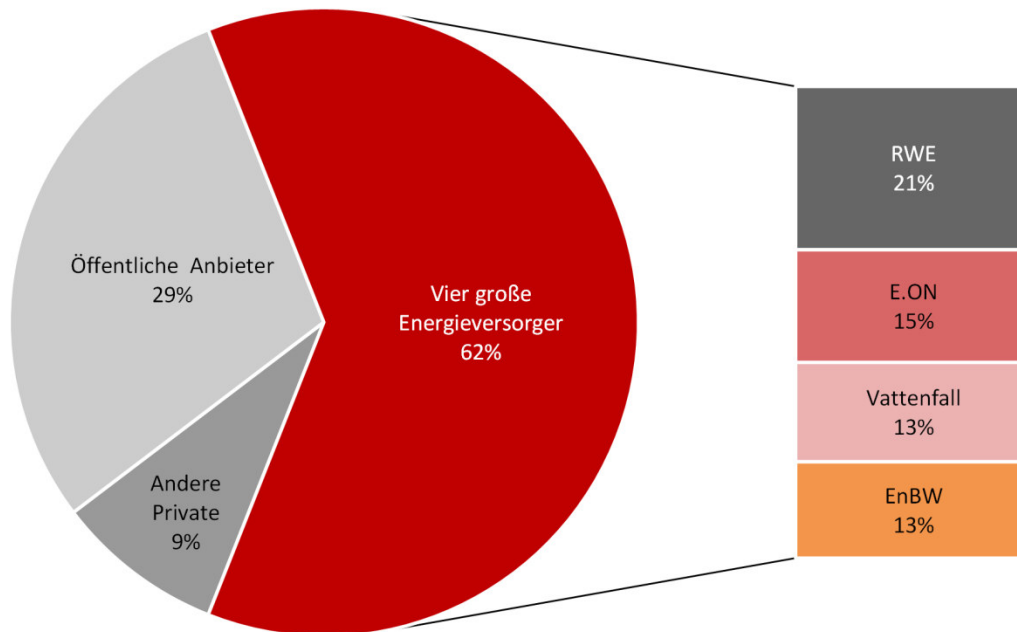
³⁹ Eine Liste der in Österreich installierten Kraftwerke wird auf den Internetseiten der EEX-Transparenzplattform (www.eex-transparency.com) veröffentlicht und wurde mit Stand zum 31. Dezember 2014 verwendet.

⁴⁰ Im Speziellen handelt es sich hierbei um die ORBIS-Datenbank mit Berichtsstand Januar 2015; Eigentumsverhältnisse für Unternehmen, welche nicht eindeutig in der ORBIS-Datenbank identifiziert werden konnten, wurden eigens recherchiert.

⁴¹ Leistung von Kraftwerken, für die derartige Bezugsrechte bestehen, wurde demnach nicht nach der Dominanzmethode, sondern anteilig zugerechnet. In einigen Fällen übersteigen die angegebenen vertraglichen Leistungshöhen die Netto-Nennleistung der jeweiligen Kraftwerke laut Kraftwerksliste. In diesen Fällen wurde lediglich die Leistung laut Kraftwerksliste zugerechnet. Die somit nicht zugerechnete Leistung aus Bezugsverträgen beträgt insgesamt 289 MW.

nissen zwar generell als bedeutend, teilt darüber hinaus aber die Sichtweise des Bundeskartellamtes, dass eine Beurteilung im Zweifel einzelfallspezifisch erfolgen sollte.⁴²

Abbildung 2.5: Eigentümerstruktur auf Erzeugerebene für konventionelle Energien 2014



Anmerkungen: Berücksichtigt wurden deutsche und österreichische Kraftwerke, sowie in deutsche und österreichische Netze speisende Kraftwerksanlagen; außerdem vertragliche Leistungsbezüge der vier großen Energieversorger

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der BNetzA, EEX und Bureau van Dijk

54. Im Rahmen wettbewerbsökonomischer Analysen stellen Marktanteile einen wichtigen Indikator für die Marktstellung einzelner Unternehmen dar. Aus kartellrechtlicher Perspektive gilt die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung eines einzelnen Unternehmens ab einem Marktanteil von 40 Prozent, bei einer Gesamtheit von höchstens drei (fünf) Unternehmen bei einem Marktanteil von mindestens 50 Prozent (zwei Dritteln), § 18 Abs. 4 und 6 GWB. Die Monopolkommission weist in ihren Energie-Sondergutachten regelmäßig die Marktanteile der großen Energieversorgungsunternehmen auf Grundlage der verfügbaren Daten aus. Während der gemeinsame Marktanteil der vier großen deutschen Energieversorger 2009 noch bei über 80 Prozent lag, hat sich dieser über die letzten Jahre stetig verringert und betrug 2012 zuletzt noch 68 Prozent. Mit Berücksichtigung österreichischer Kapazitäten lag der Marktanteil der vier großen Versorger in 2012 lediglich bei 58 Prozent.⁴³ Dabei entfielen jeweils 21 Prozent auf RWE und E.ON, 14 Prozent auf Vattenfall und 11 Prozent auf EnBW.

55. Abbildung 2.5 veranschaulicht die Eigentümerstruktur auf der Erzeugerebene für das Jahr 2014. Die vier großen Energieversorger kontrollieren demnach gemeinsam 62 Prozent der konventionellen Erzeugungskapazität, die direkt an deutsche und österreichische Netze angeschlossen ist. Ohne die Berücksichtigung von vertraglichen Leistungsbezugs-

⁴² Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 94.

⁴³ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 99 f.

rechten beträgt dieser Anteil in 2014 allerdings immer noch 58 Prozent. Der Anstieg gegenüber 2012 um 4 Prozentpunkte ist demnach auf diese methodische Änderung zurückzuführen. RWE ist mit 21 Prozent weiterhin kapazitätsmächtigster Anbieter unter den vier Großen, gefolgt von E.ON mit 15 Prozent sowie Vattenfall und EnBW mit jeweils 13 Prozent. Die Anteile von RWE, Vattenfall und EnBW sind somit gegenüber 2012 leicht angestiegen, was allerdings lediglich bei RWE nicht ausschließlich auf die Berücksichtigung von Bezugsrechten zurückzuführen ist. Der Anteil von E.ON hat sich, sowohl mit Bezugsrechten als auch ohne, verringert. 29 Prozent der Kraftwerkskapazitäten befinden sich in öffentlicher Hand, wobei vor allem die österreichische Verbund AG einen wesentlichen Teil ausmacht. Andere private Anbieter kontrollieren in 2014 nur noch 9 Prozent der installierten Erzeugungskapazitäten, das sind etwa 5 Prozentpunkte weniger als noch 2012.⁴⁴

56. Nicht alle der für die Berechnung der Kapazitätsanteile berücksichtigten Kraftwerke speisen in die regulierten allgemeinen Versorgungsnetze. Aus wettbewerbsökonomischer Perspektive sind Kraftwerke, welche in abgekoppelte, in sich geschlossene Netze speisen, nicht in der Lage, Lasten in den allgemeinen Versorgungsnetzen zu substituieren. Aus diesem Grund zählen die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt, Bahnstrom und für den Eigenverbrauch produzierten Strom, nicht als Teil des Stromer Absatzmarktes.⁴⁵ Die Monopolkommission beurteilt dieses Vorgehen als nachvollziehbar, obschon nicht ohne Einschränkung: Zumindest in Deutschland stammt der in das 16,7-Hertz-Netz der Deutschen Bahn eingespeiste konventionelle Strom – bis auf Ausnahmen – aus Kraftwerken privater Energieversorgungsunternehmen, die zumeist auch über einen Anschluss an die allgemeinen Versorgungsnetze verfügen. Zwar bestehen bezüglich der Verfügung über Kraftwerksleistung (Kraftwerksscheiben) für das deutsche Bahnstromnetz langfristige Verträge, grundsätzlich stünde diese Leistung größtenteils aber auch für allgemeine Versorgungsnetze zur Verfügung.⁴⁶ Industriekraftwerke, die hauptsächlich für betriebeigene Zwecke produzieren, sind ebenfalls nicht grundsätzlich von den allgemeinen Versorgungsnetzen abgekoppelt wie zum Beispiel das Heizkraftwerk der Sappi Stockstadt GmbH in Stockstadt. Um die Sensibilität der Marktanteile gegenüber dem Ausschluss von Bahnstrom- und Industriekraftwerksleistung aus der Definition des Stromer Absatzmarktes zu überprüfen, hat die Monopolkommission die Marktanteile ebenfalls ohne den Einbezug von Kraftwerkskapazitäten berechnet, die laut Bundesnetzagentur in das Bahnstromnetz oder vorwiegend in interne Netze speisen.⁴⁷ Im Ergebnis steigt der Anteil der großen vier Versorger von 62 Prozent auf 63 Prozent und der Anteil anderer privater Anbieter sinkt von 9 Prozent auf 7 Prozent. Darüber hinaus ergeben sich keine wesentlichen Abweichungen.

57. Die Eigentümerstruktur nach den wichtigsten Energieträgern bzw. der Erzeugungsart in Abbildung 2.6 zeigt, dass die großen vier Energieversorger gegenüber anderen Eigentümergruppen insbesondere bei der Braunkohleverstromung stark dominieren. So kontrollieren die großen vier Versorger zusammen fast 97 Prozent der Kraftwerksanlagen, welche hauptsächlich Braunkohle als Energiequelle verwenden. Die Kontrolle von Kernkraftwerksleistung entfällt ohnehin ausschließlich auf die großen vier Energieversorger. Demgegenüber kontrollieren Betreiber der öffentlichen Hand mit 46 Prozent mehr Kapazitäten der Erdgasverstromung als die großen Vier mit 35 Prozent. Dies könnte auf die Abschaltung von Gaskraftwerksleistung aufseiten der großen Energieversorger und gleichzeitige Inbetriebnahme aufseiten öffentlicher Betreiber zurückzuführen sein.

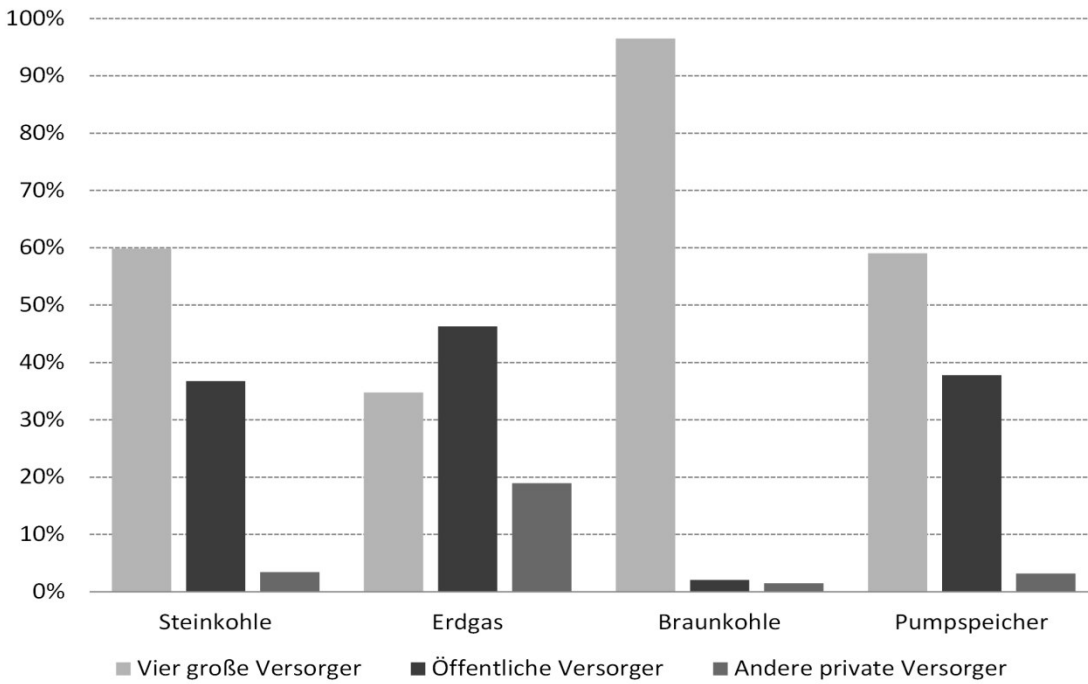
⁴⁴ In ihrem letzten Monitoringbericht 2014 (S. 32) weisen die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt ebenfalls Anteile der vier großen deutschen Stromerzeuger an deutsch-österreichischer Erzeugungskapazität für das Jahr 2013 aus. Für RWE liegt der Anteil mit 26 Prozent um 5 Prozentpunkte über dem, von der Monopolkommission für das darauffolgende Jahr 2014 ermittelten Anteil, für E.ON mit 10 Prozent um 5 Prozentpunkte niedriger. Im Fall EnBW liegt der im Monitoringbericht ausgewiesene Anteil von 10 Prozent lediglich um 3 Prozentpunkte niedriger. Die Ursachen für diese Abweichungen sieht die Monopolkommission zum Teil in der Verwendung unterschiedlicher Datenquellen geschuldet. Da die Ergebnisse von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt aus einer eigenen Befragung der Versorgungsunternehmen resultieren, in welcher lediglich die Gesamtkapazitäten abgefragt werden, lassen sich die genauen Gründe nicht nachvollziehen.

⁴⁵ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, S. 29.

⁴⁶ Als Beispiel sei hier das Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Bremen-Mittelsbüren genannt; vgl. Deutsche Bahn, Pressemitteilung vom 15. Februar 2011, <http://pressrelations.de/news/standard/dereferer.cfm?r=441676>, Abruf am 14. September 2015. Allerdings können Kraftwerke einzelne Blöcke umfassen, welche ausschließlich für 16,7-Hz-Netze produzieren. Dies rechtfertigt jedoch nicht den Ausschluss eines gesamten Kraftwerks aus der Kapazitätsberechnung.

⁴⁷ Vgl. BNetzA, Kraftwerksliste, Stand 29. Oktober 2014.

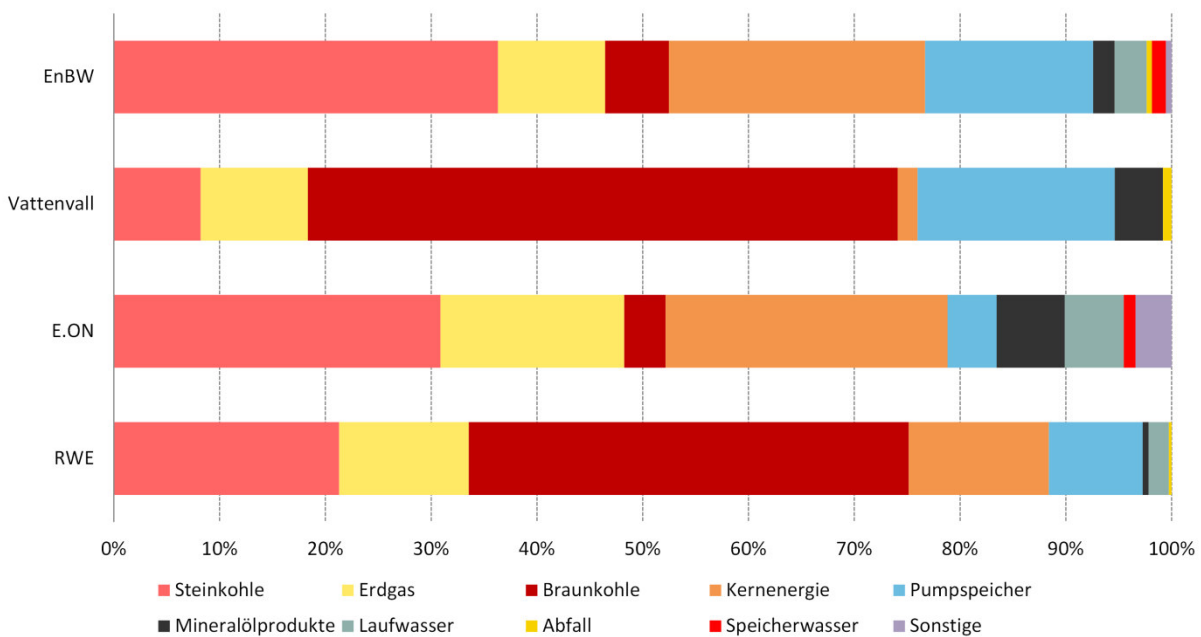
Abbildung 2.6: Eigentümerstruktur nach Energieträgern bzw. Erzeugungsart 2014



Anmerkungen: Zuordnung einzelner Kraftwerksanlagen zu Energieträger bzw. Erzeugungsart durch die BNetzA beruht auf dem Schwerpunktprinzip; Kernenergie entfällt zu 100 Prozent auf die vier großen Energieversorger

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der BNetzA, EEX und Bureau van Dijk

Abbildung 2.7: Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger



Anmerkungen: Zuordnung einzelner Kraftwerksanlagen zu Energieträger bzw. Erzeugungsart durch die BNetzA beruht auf dem Schwerpunktprinzip

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der BNetzA, EEX und Bureau van Dijk

58. Betrachtet man den individuellen Energiemix der Konzerne RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW in Abbildung 2.7, so wird die Heterogenität der jeweiligen Energieerzeugungsarten deutlich: EnBW verfügt hauptsächlich über Kraftwerkskapazitäten zur Nutzung von Steinkohle, Kernenergie und Pumpspeicher; Vattenfall über Braunkohle- und Pumpspeicherkapazitäten; E.ON über Steinkohle, Kernenergie und Gas; RWE über Braunkohle, Kernenergie und Steinkohle. Die technischen und ökonomischen Unterschiede zwischen den einzelnen Erzeugungsarten können unter Umständen Auswirkungen auf Marktmacht und Kapazitätszurückhaltung haben. Zudem wirkt sich der individuelle Energiemix bereits heute – insbesondere vor dem politischen Hintergrund des Atomenergieausstiegs und der gesetzlichen Regelungen zur Förderung der Erneuerbaren Energien – auf die Wettbewerbsfähigkeit von Anbietern und damit auf die Struktur des Stromerstabatzmarktes aus.

59. Es gilt zunächst festzuhalten, dass es sich beim Erstabsatzmarkt für Strom nach wie vor um einen stark konzentrierten Markt handelt, in welchem die größten vier Anbieter einen Kapazitätsanteil von 62 Prozent auf sich vereinen und die größten drei Anbieter zusammen 49 Prozent der installierten Erzeugungskapazität kontrollieren. RWE weist als mit Abstand größtes Einzelunternehmen einen Anteil von 21 Prozent auf. Obschon damit die gesetzlichen Schwellenwerte für eine Marktbeherrschungsvermutung auf Grundlage von Marktanteilen aus § 18 Abs. 4 und 6 GWB unterschritten werden, ist eine marktbeherrschende Stellung einzelner Unternehmen weiterhin denkbar – dies gilt für den Stromerstabatzmarkt aufgrund marktspezifischer Eigenschaften in besonderem Maße. Aus diesem Grund führt die Monopolkommission im Folgenden weiterführende Analysen zur Einschätzung der Wettbewerbssituation durch.

2.1.3.2 Empirische Marktmachtanalyse anhand des Residual Supply Index

60. Der Residual Supply Index (RSI) ist ein Marktstrukturindikator, der ebenso wie rein angebotsseitige Marktkonzentrationsmaße, Hinweise auf die Wettbewerbsintensität eines Marktes liefern soll. Durch die zusätzliche Berücksichtigung der Nachfrageseite, trägt der RSI strommarkttypischen Charakteristika – wie einer kurzfristig unelastischen Nachfrage und der Nicht-Speicherbarkeit von Strom – Rechnung und gilt damit gegenüber Marktanteilkennzahlen als überlegener Marktmachtindikator.⁴⁸ So hat sich die Verwendung dieses Index im Rahmen der Wettbewerbsanalyse von Strommärkten etabliert und wird auch von der Monopolkommission empfohlen.⁴⁹

61. Der RSI eines Anbieters gibt an, inwieweit dieser Anbieter verzichtbar für die Deckung der Gesamtnachfrage durch seine Wettbewerber ist. Dabei wird der RSI auf Stundenbasis berechnet und es lässt sich ermitteln, ob und in wie vielen Jahresstunden ein einzelner Anbieter unverzichtbar ist und folglich in dieser Zeit über erhebliche strategische Verhaltensspielräume und somit über Marktmacht verfügt. Formal definiert sich der RSI für einen Anbieter i zum Zeitpunkt t wie folgt, wobei sich *Kapazität* auf die jeweils verfügbare Netto-Nennleistung installierter Kraftwerksanlagen bezieht:⁵⁰

⁴⁸ Vgl. Sheffrin, A., Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring, Draft Comments, FERC RTO Workshop, October 19, 2001; Sheffrin, A., Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, Präsentation FERC Market Monitoring Workshop, December 3-4, 2002.

⁴⁹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 478 ff.; Sondergutachten 54, Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Baden-Baden 2009, Tz. 80; Sondergutachten 49, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Baden-Baden 2007, Tz. 187. Für Anwendungsbeispiele vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>, Abruf am 14. September 2015; BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 96 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 106 ff.

⁵⁰ Die theoretische Herleitung eines inversen Zusammenhangs zwischen der Preis-Kosten-Marge eines Unternehmens, dem sogenannten Lerner-Index, und dem RSI eines Unternehmens lässt sich bei Swinand, G. u.a., Modeling EU Electricity Market Competition Using the Residual Supply Index, The Electricity Journal, 2010, 23(9), S. 41-50 nachvollziehen: Der Lerner-Index:

$$LI_i = \frac{\text{Preis} - \text{Grenzkosten}}{\text{Preis}}$$

bildet hier eine lineare Funktion des RSI über die Nachfrageelastizität ε :

$$\frac{\text{Preis} - \text{Grenzkosten}}{\text{Preis}} = \frac{1}{\varepsilon} = \frac{1}{\varepsilon} RSI$$

Der empirische Zusammenhang zwischen Lerner-Index und RSI konnte mit Daten für Deutschland von Bataille, M./Steinmetz, A./Thorwarth, S., Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets – Lessons from Applications in Germany, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) Discussion Paper No. 14-048, Juli 2014 nachgewiesen werden.

$$RSI_{t,i} = \frac{\text{Marktkapazität}_t - \text{Kapazität}_{t,i}}{\text{Marktnachfrage}_t}$$

62. Ein RSI von 1 bedeutet demnach, dass die verbleibende Marktkapazität, bzw. das Restangebot (Marktkapazität abzüglich die individuelle Kapazität des Anbieters i), gerade ausreicht um die Gesamtnachfrage zu decken. Liegt der RSI-Wert unter 1, ist Anbieter i unverzichtbar, um die Gesamtnachfrage zu decken, und unterliegt damit der Marktbeherrschungsvermutung.⁵¹

63. Es ist indes fraglich, ob eine marktmächtige Stellung erst bei einem RSI-Wert von unter 1 erlangt werden kann. Sowohl die Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission, als auch die zuständige Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes gingen zuletzt davon aus, dass erhebliche Marktmacht auch dann bestehen könne, wenn ein Unternehmen einen RSI-Wert von unter 1,1 in über 5 Prozent der Jahresstunden aufweist.⁵² Damit wurde einem Vorschlag von Sheffrin (2002) vom kalifornischen Netzbetreiber CAISO gefolgt, bei dem der RSI ursprünglich entwickelt wurde.⁵³ Weiterhin wurde vom Bundeskartellamt die Einschätzung übernommen, dass bei einem RSI von über 1,2 i. d. R. davon ausgegangen werden könne, dass der jeweilige Anbieter nicht die Möglichkeit habe, Preise wesentlich über dem Niveau bei vollständigem Wettbewerb zu realisieren.⁵⁴ Diese Annahme geht unter anderem auf eine Korrelationsanalyse zurück, die einen negativen Zusammenhang von RSI-Werten und Preis-Kosten-Differenzen zur Messung von Monopolgewinnen (Lerner-Index) während sommerlicher Höchstlaststunden in Kalifornien demonstriert: Im Durchschnitt bedeutet ein RSI von 1,2 in diesem Kontext einen Marktpreis nahe dem Preis bei vollständigem Wettbewerb.⁵⁵ Es wird hier deutlich, dass die Schwellenwerte zur Interpretation des RSI eine Schwachstelle darstellen, da zumindest alle Schwellenwerte über 1,0 nicht hinreichend durch belastbare theoretische oder empirische Ergebnisse begründet sind.⁵⁶ Die Monopolkommission weist aus diesem Grund ihre Ergebnisse für unterschiedliche Schwellenwerte aus.

Datenbasis und Approximation von Angebots- und Nachfrageparametern

64. Die Gesamtmarktkapazität ergibt sich – wie bereits bei der Errechnung der Marktanteile – aus der gesamten Netto-Nennleistung von in den Kraftwerklisten der Bundesnetzagentur und der EEX-Transparenzplattform aufgeführten konventionellen Kraftwerksanlagen, die in deutsche und österreichische Netze speisen.⁵⁷ Ebenfalls wie bei der Berechnung der Marktanteile werden die individuellen Unternehmenskapazitäten der betrachteten großen Energieversorger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW nach dem Dominanzprinzip und unter Berücksichtigung von bestehenden Leistungsbezugsverträgen zugerechnet.⁵⁸

65. Nach der Dominanzmethode wird Anbietern Erzeugungskapazität zugerechnet, wenn die jeweilige Kraftwerksanlage unmittelbar von diesen betrieben, oder der Betreiber von diesen mittelbar über Kapitalanteile kontrolliert bzw. im Sinne des § 17 AktG beherrscht wird. Darüber hinaus besteht allerdings die eines erheblichen strategischen Einflusspotenzials auch bei einer sogenannten Minderheitsbeteiligung von weniger als der Hälfte der Unternehmensanteile. In besonde-

⁵¹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a. a. O., Tz. 80.

⁵² Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 107; London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>, Abruf am 14. September 2015.

⁵³ Vgl. Sheffrin, A., Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, Präsentation FERC Market Monitoring Workshop, December 3-4, 2002, S. 11.

⁵⁴ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 106.

⁵⁵ Vgl. Sheffrin, A., Critical Actions Necessary for Effective Market Monitoring, Draft Comments, FERC RTO Workshop, October 19, 2001, S. 8.

⁵⁶ Vgl. für Kritik am RSI als Erklärungsfaktor für Preis-Kosten-Differenzen Arnedillo, O., What does the Evidence Really Say about the Residual Supply Index?, The Electricity Journal 24(1), 2011, S. 57 ff.

⁵⁷ Vgl. hierzu Tz. 51.

⁵⁸ Vgl. hierzu Tz. 52 f.

rem Maße ist dies zu vermuten, wenn eine Sperrminorität besteht, die i. d. R. bei einer Beteiligung zwischen 25 Prozent und 50 Prozent angenommen werden kann. Zwar sind viele der kapitalmäßigen Minderheitsbeteiligungen bereits durch die Berücksichtigung von Leistungsbezugsrechten – die häufig in gleicher Höhe wie Kapitalbeteiligungen bestehen – in den individuellen Anbieterkapazitäten miterfasst, dennoch verbleiben einige dieser Verflechtungen unberücksichtigt. Die Monopolkommission berücksichtigt daher kapitalmäßige Minderheitsbeteiligungen mit einer potenziellen Sperrminorität in einem gesonderten Szenario, um den größtmöglichen Einfluss dieser auf die RSI-Werte zu eruieren. Dazu wird den jeweiligen Anbietern Kraftwerksleistung sowohl von direkten als auch von indirekten Minderheitsbeteiligungen in voller Höhe zugerechnet.

66. Eine wesentliche Verringerung verfügbarer Erzeugungskapazitäten ergibt sich aus technisch und betrieblich bedingten Einschränkungen der jeweiligen Kraftwerksanlagen sowie aufgrund von Außeneinflüssen (nicht beanspruchbare Leistung).⁵⁹ Kraftwerksbetreiber sind dazu verpflichtet, derartige Nichtverfügbarkeiten für Kraftwerksanlagen ab einer Netto-Nennleistung von 100 MW und einer Dauer von mindestens einer Stunde zu melden. Darüber hinaus können Nichtverfügbarkeiten für Anlagen mit einer Netto-Nennleistung ab 10 MW und einer Mindestdauer von fünfzehn Minuten gemeldet werden. Alle gemeldeten Nichtverfügbarkeiten werden sodann minutengenau auf den Internetseiten der EEX-Transparenzplattform als geplante Nichtbeanspruchbarkeiten (ex ante Meldungen) und ungeplante Nichtbeanspruchbarkeiten (ex post Meldungen) nach Kraftwerkstyp veröffentlicht.⁶⁰ Alle registrierten Nichtverfügbarkeiten werden für die RSI-Berechnungen stundengenau aufsummiert und von der Gesamtkapazität abgezogen. Abbildung 2.8 zeigt die Höhe der gesamten Nichtverfügbarkeiten für in deutsche und österreichische Netze speisende Kraftwerksanlagen über das Jahr 2014. Anfang Juni erreichten die addierten Nichtverfügbarkeiten mit über 40 Gigawatt (GW) und damit rund 35 Prozent der gesamten installierten Kapazität ihren Maximalwert. Um die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung einzelner Anbieter zu berücksichtigen, müssen die Ausfälle nach Energieträger gewichtet von der individuellen Unternehmenskapazität abgezogen werden, da diese Informationen bisher nicht kraftwerksscharf zur Weiterverarbeitung zur Verfügung stehen. Allerdings wird dies nach Angaben der EEX in naher Zukunft der Fall sein, was von der Monopolkommission begrüßt wird.⁶¹

67. Vor dem Hintergrund fortlaufender Bestrebungen zur Realisierung eines europäischen Strombinnenmarktes sind bei der Bestimmung der insgesamt verfügbaren Kapazitäten auch grenzübergreifende Lastflüsse zu beachten. Aus diesem Grund ist der Gesamtmarktkapazität die Menge an möglichen Stromimporten in deutsch-österreichische Netze hinzuzurechnen, welche den Verhaltens- und Preissetzungsspielraum potenziell unverzichtbarer Anbieter reduziert.⁶² Für ihre Berechnungen schließt sich die Monopolkommission der Vorgehensweise des Bundeskartellamtes an, welches sich in seiner Sektoruntersuchung, nach einer ausführlichen Würdigung alternativer Ansätze, für die Erweiterung der Gesamtmarktkapazität durch die maximalen im Untersuchungszeitraum berichteten Nettoimporte entschieden hatte.⁶³ Daten zu grenzüberschreitenden Lastflüssen werden vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf Stundenbasis angeboten.⁶⁴ Der höchste stündliche Nettoimport in deutsch-österreichische Netze im Jahr 2014 wurde am 26. Juli gemessen und betrug 7960 MW. Es wird im Folgenden angenommen, dass Importe dieser Höhe zu jeder Zeit möglich sind und in entsprechendem Ausmaß das Restangebot erhöhen. Daher wird dieser Wert in jeder Stunde zur

⁵⁹ Vgl. EEX-Transparenzplattform, Glossar, <http://www.eex-transparency.com/startseite/material/glossar#/N>, Abruf am 14. September 2015.

⁶⁰ Vgl. EEX-Transparenzplattform, www.eex-transparency.com.

⁶¹ Vgl. bereits, Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 93.

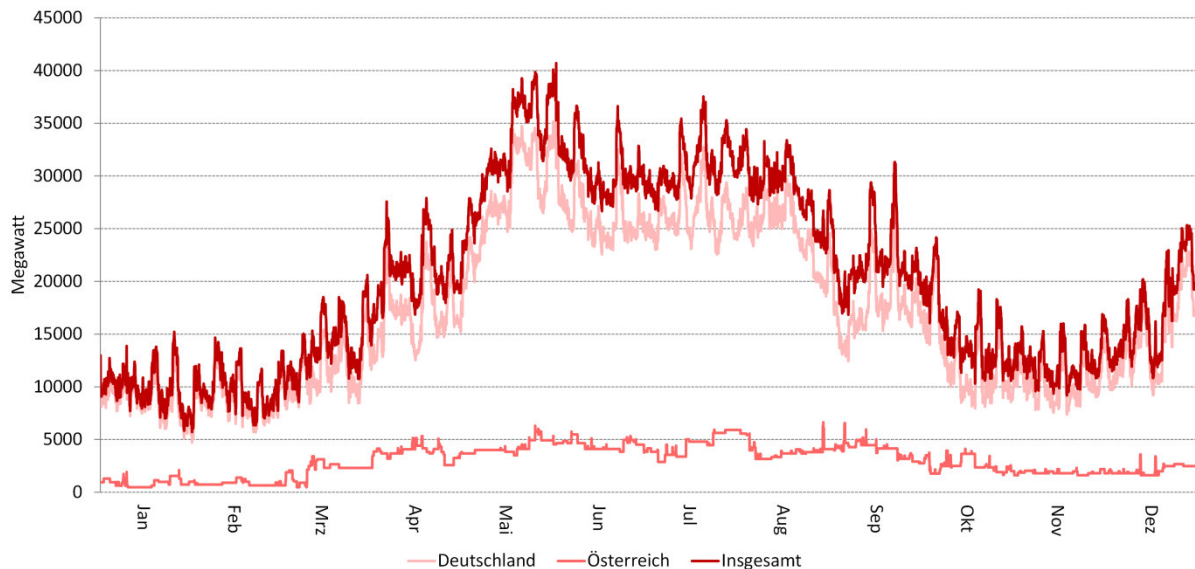
⁶² Es liegt hier die Annahme zugrunde, dass diese Importleistung nicht durch denselben potenziell unverzichtbaren Anbieter kontrolliert wird.

⁶³ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 100 ff.; Alternative Ansätze umfassen die Berücksichtigung der gesamten, für Importe verfügbaren, Übertragungskapazitäten oder der faktisch gemessenen Nettoimporte. Die Verwendung der Importkapazitäten an Grenzkuppelstellen würde allerdings die technisch faktisch realisierbaren Importmengen überschätzen und die Verwendung der faktischen Nettoimporte scheint gänzlich ungeeignet die wettbewerbsökonomisch relevante Größe der *möglichen* Importmenge zu approximieren.

⁶⁴ Verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/>.

Marktkapazität addiert. Um die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber der Berücksichtigung der maximalen Nettoimporte zu beurteilen, wird jedoch ein gesondertes Szenario ohne Importe berechnet.

Abbildung 2.8: Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke 2014



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der EEX

68. Für die Herleitung der Marktnachfrage wird auf die über alle deutschen und österreichischen Übertragungsnetze aggregierten Regelzonenlastwerte zurückgegriffen, welche von ENTSO-E auf Stundenbasis veröffentlicht werden („hourly load values“).⁶⁵ Diese umfassen Einspeisungen aus konventionellen und erneuerbaren Energiequellen, tatsächliche Nettoimporte und von den Erzeugern selbst in Anspruch genommene elektrische Energie. Nicht erfasst werden Netzverluste sowie Verluste und Stromentnahmen, die in direktem Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage stehen, wie etwa durch Hilfseinrichtungen und Haupttransformatoren.⁶⁶ Die verwendeten Regelzonenlastwerte für 2014 decken im Falle Österreichs 100 Prozent und im Falle Deutschlands 98 Prozent der Gesamtlast im jeweils geographisch abgegrenzten Netzverbund ab.⁶⁷

69. Um die Regelzonenlast um Einspeisungen durch EEG-vergütete Anlagen zu bereinigen, müssen diese von der Gesamtregelzonenlast subtrahiert werden, wobei auf die stark fluktuierende Einspeisung von dargebotsabhängigen Kraftwerken zu achten ist. Zu diesem Zweck wird die ex post bestimmte Stromerzeugung der dargebotsabhängigen Wind- und Solarkraftwerke in allen deutsch-österreichischen Übertragungsnetzen stundengenau von den Regelzonenlastwerten abgezogen.⁶⁸ Für Lasten aus dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energiequellen wie etwa Wasser, Biomasse und

⁶⁵ Verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/>, Abruf am 15. Mai 2015.

⁶⁶ Vgl. ENTSO-E Data Expert Group, Specific national considerations, Februar 2015.

⁶⁷ Für Deutschland betrug die Repräsentativität vor dem Jahr 2014 lediglich 91 Prozent und konnte durch eine Verbesserung der Datenbasis deutlich erhöht werden. Die geschätzten nicht-erfassten Lasten sind unter anderem auf Quellen zurückzuführen, deren Leistung zwar bekannt ist, deren Verlauf eingespeister Leistung aber weder gemessen, noch geschätzt werden kann. Hierunter können auch Industrie- und Bahnstromkraftwerke fallen; vgl. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5; ENTSO-E Data Expert Group, Specific national considerations, Februar 2015.

⁶⁸ Die Werte werden über eine Hochrechnung auf Grundlage von Referenzstandorten von den jeweiligen Betreibern viertelstündlich ermittelt und über die EEX-Transparenzplattform veröffentlicht (<http://www.eex-transparency.com>).

Geothermie stehen lediglich Informationen auf Monatsbasis zur Verfügung.⁶⁹ Daher werden alle weiteren EEG-Einspeisungen im Monatsdurchschnitt berücksichtigt.⁷⁰

70. Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom ist es erforderlich, Übertragungsnetzeinspeisungen und -entnahmen zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht zu halten und damit die Frequenz zu stabilisieren. Zu diesem Zweck wird von den Übertragungsnetzbetreibern sogenannte Ausgleichs- oder Regelleistung vorgehalten. Wenn die Entnahmen die Einspeisungen übersteigen, wird positive Regelleistung aktiviert und sorgt somit für einen Ausgleich der Netze. Im umgekehrten Fall, wenn die Einspeisungen die Entnahmen übersteigen, muss ein Ausgleich durch negative Regelleistung, bzw. die Abschaltung oder Drosselung von Kraftwerksarbeit herbeigeführt werden. Die jeweils vorzuhaltende positive und negative Regelleistung wird ex ante von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt und in wöchentlichen Ausschreibungsverfahren auf einem eigenen Markt gehandelt.⁷¹ Es sind drei Typen von Regelleistung zu unterscheiden: Die Primärregelleistung sorgt für einen sekundenschnellen Ausgleich der Netze und beträgt über alle kontinentaleuropäischen Netze derzeit +/- 3000 MW, von denen Deutschland und Österreich regelmäßig ungefähr +/- 600 MW bzw. +/- 70 MW bereitstellen müssen. Die Sekundärregelleistung wird aktiviert sobald ein Ungleichgewicht länger als 30 Sekunden besteht und muss mindestens in der Lage sein, einen Ausfall des größten angeschlossenen Kraftwerksblocks zu kompensieren. Für Deutschland betrug die vorzuhaltende positive Sekundärregelleistung 2014 bspw. ca. 2000 MW, für Österreich ca. 200 MW. Die Tertiärregelleistung dient schließlich zur Entlastung der Sekundärregelleistung und macht den größten Anteil der vorzuhaltenden Kraftwerksleistung aus. In Deutschland wurden im Rahmen der positiven Tertiärregelung in 2014 bis zu 2900 MW vorgehalten, in Österreich 280 MW. Für die Approximation der Marktnachfrage wurden die exakten Ausschreibungsmengen positiver Regelenergie mit der tatsächlich aktivierten positiven Regelleistung verrechnet, so dass die vorgehaltene, aber nicht abgerufene Leistung stundengenau zu den Regelzonenlastwerten addiert werden konnte.⁷²

RSI-Ergebnisse für den konventionellen Stromerzeugungsmarkt 2014

71. Die Monopolkommission hat zur Beurteilung der aktuellen Marktmachtsituation auf dem Stromerstattungsmarkt, den RSI für die vier großen Energieversorger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW, jeweils für alle Stunden des Jahres 2014 berechnet. In ihrem letzten Sondergutachten hatte die Monopolkommission bereits eine eigene RSI-Analyse für das Jahr 2012 vorgelegt, in welcher sich für keinen der großen Energieversorger kritische Werte im Sinne einer marktmächtigen Stellung ergaben. Für RWE und E.ON betrug der Anteil der Jahresstunden, in denen der RSI unter 1,0 lag, in verschiedenen Szenarien weniger als 1 Prozent. Vattenfall und EnBW wiesen in keinem Szenario RSI-Werte von unter 1,0 auf.⁷³ Für das Jahr 2008 hatte das Bundeskartellamt hingegen für RWE und E.ON in 28 Prozent bzw. 56 Prozent der Jahresstunden RSI-Werte von unter 1,0 berechnet.⁷⁴ Es gilt hier zu beachten, dass die vorangegangenen Untersuchungen sowohl untereinander, als auch mit den aktuellen RSI-Ergebnissen aufgrund von Abweichungen bei der Approximation der Parameter nicht vergleichbar sind. Zum Beispiel beziehen sich die genannten Untersuchungen ausschließlich auf das deutsche Netzgebiet und vernachlässigen dabei den gemeinsamen Markt mit Österreich.

⁶⁹ Verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/>, Abruf a, 15. Mai 2015.

⁷⁰ Dieses Vorgehen ist angemessen, weil die Einspeisungen aus dargebotsunabhängigen erneuerbaren Energiequellen über einen Monat hinweg nur sehr geringen Schwankungen unterliegen; vgl. hierzu die Internetseiten des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz, <http://www.50hertz.com/de/EEG/Veroeffentlichung-EEG-Daten/Verlauf-EEG-Stromeinspeisung>, Abruf am 30. April 2015.

⁷¹ Vgl. die Internetplattformen zur Vergabe von Regelleistung in Deutschland und Österreich (www.regelleistung.net sowie www.apg.at/de/markt/netzregelung).

⁷² Informationen zu den aktivierten Regelleistungsmengen sind über die jeweiligen Internetseiten www.regelleistung.net sowie www.apg.at abrufbar. Lediglich die Primärregelleistung Österreichs kann nicht berücksichtigt werden, da die Aktivierung dieser nicht gesondert ausgewiesen wird und auch nicht im Regelzonensaldo erfasst wird, wie dies für Deutschland der Fall ist. In Anbetracht der geringen Höhe der Primärregelleistung Österreichs ist allerdings davon auszugehen, dass dies keine wesentlichen Auswirkungen auf die Ergebnisse hat.

⁷³ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 113 ff.

⁷⁴ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 105.

72. Die Monopolkommission hat den RSI in fünf Szenarien berechnet, um Relevanz und Auswirkung von Veränderungen einzelner Parameterspezifikationen zu eruieren. Das Hauptszenario (Szenario 1) spiegelt die von der Monopolkommission als am angemessensten befundene Spezifikation wider und erhält daher besondere interpretatorische Aufmerksamkeit.

Szenario 1 (Hauptszenario): Berechnung des RSI unter Berücksichtigung aller mittels Dominanzmethode und Bezugsrechteinformationen zurechenbaren Erzeugungskapazitäten sowie der maximalen Nettoimporte als zusätzliche Gesammarktkapazität und einzelnen Anbietern nach Erzeugungsart zugerechneten Nichtverfügbarkeiten.

Szenario 2: Entspricht Szenario 1, ohne Berücksichtigung der maximalen Nettoimporte bei der Berechnung der Marktkapazität. Somit sind Importe lediglich in der Marktnachfrage als tatsächliche Importe erfasst.

Szenario 3: Entspricht Szenario 1, mit zusätzlicher Berücksichtigung der vollen Kraftwerksleistung von direkten und indirekten Minderheitsbeteiligungen die potenziell strategischen Einfluss ermöglichen (25 Prozent - 50 Prozent) und nicht bereits über Bezugsrechte erfasst sind. Es kann hierbei zur Mehrfacherfassung von Kraftwerksleistung für verschiedene Anbieter kommen.

Szenario 4: Entspricht Szenario 1, ohne die Berücksichtigung von unternehmensspezifischen Nichtverfügbarkeiten. Damit wird der Fall angenommen, dass alle Nichtverfügbarkeiten bei Wettbewerbern auftreten, nicht jedoch beim jeweils untersuchten Unternehmen.

Szenario 5: Entspricht Szenario 1, jedoch werden die Kapazitäten der größten beiden Anbieter aufsummiert (CR₂). Das Szenario gibt demnach einen gemeinsamen RSI für RWE und E.ON an, um potenzielle Auswirkungen durch (abgestimmtes) Parallelverhalten für die Marktmachtverhältnisse zu demonstrieren.⁷⁵

73. Tabelle 2.7 zeigt deskriptive Statistiken für die Indexwerte aller großen Energieversorger für das Jahr 2014. Besonderes Augenmerk liegt hier auf den Minimalwerten, also den kleinsten über das Jahr errechneten RSI-Werten, welche für keines der betrachteten Unternehmen unter 1,0 liegen. Für RWE mit dem größten Marktanteil liegt das RSI-Minimum bei 1,10, gefolgt von E.ON mit 1,18 sowie Vattenfall und EnBW mit Minima von 1,20. Es wird bereits hier deutlich, dass das üblicherweise für eine Marktmachtsvermutung herangezogene Kriterium, welches RSI-Werte kleiner als 1,1 in mindestens 5 Prozent der Jahresstunden erfordert, nicht erfüllt wird.⁷⁶

Tabelle 2.7: Statistische Kennzahlen der RSI-Werte (Szenario 1)

	RWE	E.ON	Vattenfall	EnBW
Mittelwert	1,79	1,91	1,95	1,96
Median	1,69	1,81	1,84	1,85
Minimum	1,10	1,18	1,20	1,20
Maximum	5,69	5,96	6,16	6,09

Quelle: Eigene Berechnungen

74. Eine Übersicht über die Ergebnisse aller Szenarien bietet Tabelle 2.8. Betrachtet man die prozentualen Anteile von Jahresstunden mit einem RSI unter 1,2, so ist erkennbar, dass im Hauptszenario selbst mit diesem höheren Schwellenwert keines der Unternehmen in mehr als 5 Prozent der Jahresstunden einen kritischen RSI-Wert aufweist. Stattdessen ist dies für RWE in nur 1,59 Prozent, für E.ON in nur 0,02 Prozent und für Vattenfall und EnBW in keiner der Stunden der Fall. Graphisch lassen sich diese Ergebnisse in Form der kumulierten relativen Häufigkeiten in Abbildung 2.9: Kumulierte relative Häufigkeiten der RSI-Werte nachvollziehen. Die jeweilige Kurve des Anbieters liegt dabei umso weiter links, je

⁷⁵ Der BGH ging vor dem Hintergrund des Zusammenschlussvorhabens der Stadtwerke Eschwege mit E.ON in der Tat davon aus, dass RWE und E.ON zum damaligen Zeitpunkt mindestens als Duopolisten auf dem Stromer Absatzmarkt gemeinsam eine überragende Marktstellung zuzuschreiben sei; BGH, Beschluss vom 11. November 2008, KVR 60/70 – E.ON/Stadtwerke Eschwege.

⁷⁶ Vgl. Tz. 61.

größer dessen Marktanteil ausfällt. Zudem sind die RSI-Schwellenwerte 1,0 und 1,2 sowie ein Anteil von 5 Prozent der Jahresstunden markiert und verdeutlichen, dass im Hauptszenario keiner der Anbieter kritische RSI-Werte in mehr als 5 Prozent der Jahresstunden aufweist. Darüber hinaus ist eine linkssteile Verteilung der RSI-Werte ersichtlich. Die linkssteile Verteilung der RSI-Werte wird in der Darstellung nicht-kumulierter relativer Häufigkeiten in Abbildung 2.10 noch deutlicher und veranschaulicht die Bedeutung der Schwellenwertdefinition, denn je steiler die Verteilung um den jeweiligen Schwellenwert ist, desto größere Veränderungen ergeben sich schon durch eine geringfügige Änderung desselben.

Tabelle 2.8: Residual Supply Index

	Anteil Stunden in denen RSI < 1,2 (Angaben in %)				Anteil Stunden in denen RSI < 1,1 (Angaben in %)			
	RWE	E.ON	Vattenfall	EnBW	RWE	E.ON	Vattenfall	EnBW
Szenario 1	1,59	0,02	0	0	0	0	0	0
Szenario 2	9,91	2,32	1,22	1,14	1,79	0,02	0	0
Szenario 3	1,76	0,06	0	0	0,02	0	0	0
Szenario 4	4,26	0,27	0,02	0,02	0,32	0	0	0
Szenario 5	23,99		-	-	9,69		-	-

Anmerkungen: Der Anteil von Jahresstunden, in welchen der RSI < 1,0 beträgt für alle Einzelanbieter in allen Szenarien 0 Prozent

Quelle: Eigene Berechnungen

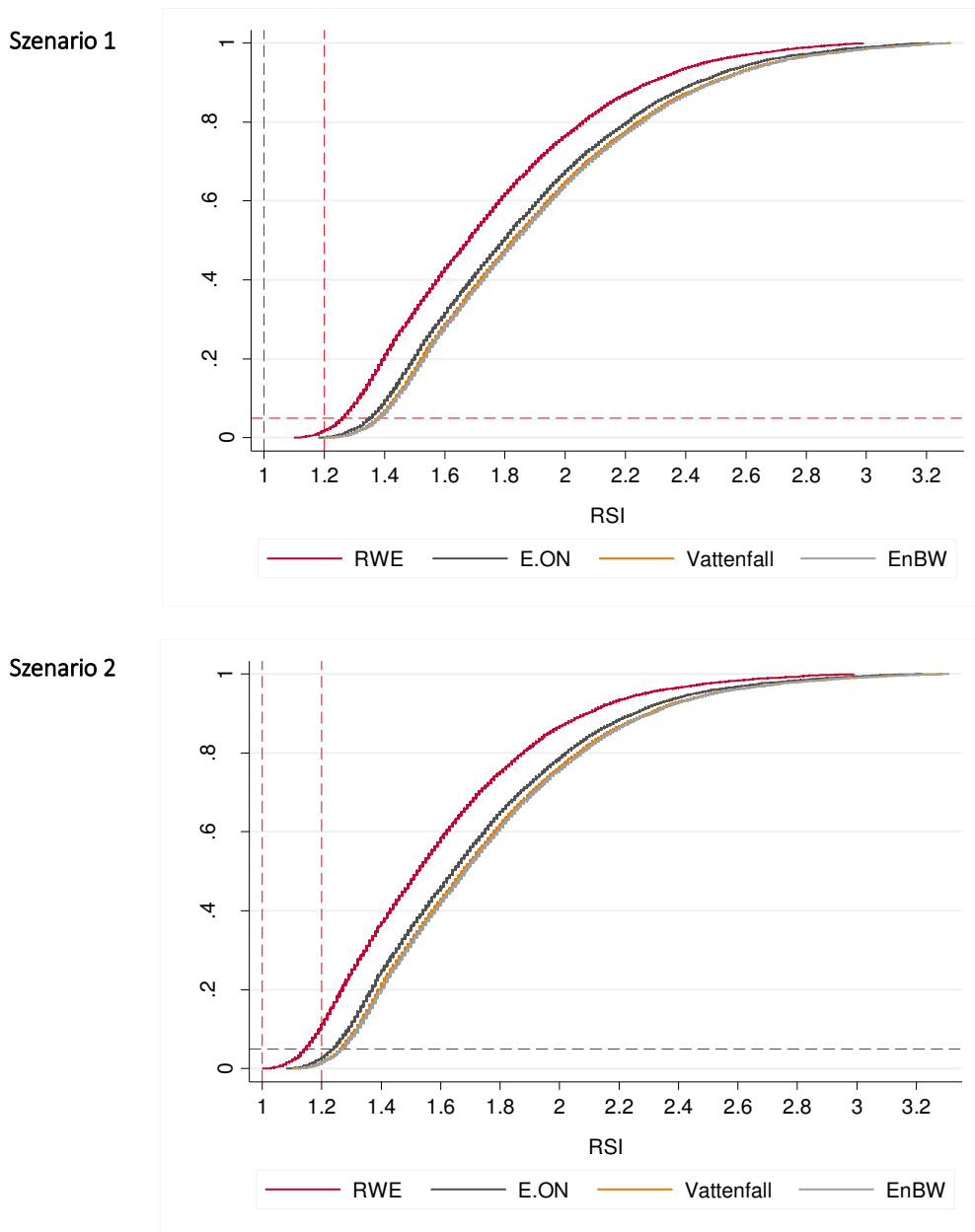
75. Wird die potenzielle Importkapazität vernachlässigt, indem die maximalen Nettoimporte nicht zur Gesamtkapazität addiert werden (Szenario 2), verändern sich die Ergebnisse deutlich, wie Tabelle 2.8 und Abbildung 2.1 zeigen: In den Fällen RWE und E.ON liegt der RSI nun in 1,79 Prozent bzw. 0,02 Prozent der Jahresstunden unter 1,1. Darüber hinaus weisen alle vier Unternehmen RSI-Werte unterhalb eines Schwellenwertes von 1,2 auf und für RWE trifft dies sogar in fast 10 Prozent der Jahresstunden zu. Hier wird erneut die Bedeutung der linkssteilen Verteilung der RSI-Werte deutlich, da im Falle RWE eine 6,5-prozentige Veränderung der Gesamtkapazität den Anteil der RSI-Werte unter 1,2 mehr als versechsfacht. Anzumerken ist, dass die RSI-Werte bei Vernachlässigung der maximalen Importkapazität für keines der vier Unternehmen unter 1,0 liegt.

76. Die Berücksichtigung von direkten und indirekten Minderheitsbeteiligungen in Szenario 3 erhöht den Anteil der Stunden mit einem RSI unter 1,1 für RWE leicht von 0 Prozent auf 0,02 Prozent und den Anteil der Stunden mit einem RSI unter 1,2 für RWE bzw. E.ON auf 1,76 Prozent bzw. 0,06 Prozent. Dagegen hat die Annahme, dass alle Nichtverfügbarkeiten bei den Wettbewerbern auftreten (Szenario 4), etwas mehr Auswirkung auf die Ergebnisse haben, ändert aber ebenfalls nichts daran, dass die üblichen Kriterien zur Vermutung allgemeiner Marktmacht weit verfehlt werden. Einzig wenn eine gemeinsame Marktbeherrschung mehrerer Anbieter geprüft wird, wie hier der größten zwei (Szenario 5), wird die 5 Prozent-Marke der Stunden mit RSI-Ergebnissen unter 1,1 mit fast 10 Prozent weit übertroffen. In diesem Fall liegen sogar 1,76 Prozent der RSI-Werte unter 1,0 und deuten damit auf eine temporär unverzichtbare Stellung der größten zwei Anbieter RWE und E.ON hin, welche die Attraktivität wettbewerbsbeschränkenden (abgestimmten) Parallelverhaltens im Stromer Absatzmarkt aus Sicht der Anbieter verdeutlicht.

77. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die RSI-Ergebnisse für das Jahr 2014 wenig Anlass zur Vermutung erheblicher Marktmacht einzelner Anbieter auf dem Stromer Absatzmarkt im gemeinsamen Marktgebiet Deutschlands und Österreichs geben. Über das Jahr 2014 konnten keine Stunden identifiziert werden, in denen einer der großen vier Energieversorger alleine als unverzichtbar für die Deckung der Gesamtnachfrage galt (RSI < 1,0). Dies ist allerdings dann

der Fall, wenn mindestens die größten zwei Anbieter gemeinsam veranschlagt werden. Dies deutet nichtsdestotrotz auf einen stark konzentrierten Markt hin. Im Hauptszenario ergeben sich zudem für keinen Einzelanbieter Stunden mit einem RSI-Wert unter 1,1, in welchen üblicherweise noch immer von erheblicher Marktmacht ausgegangen wird.

Abbildung 2.9: Kumulierte relative Häufigkeiten der RSI-Werte

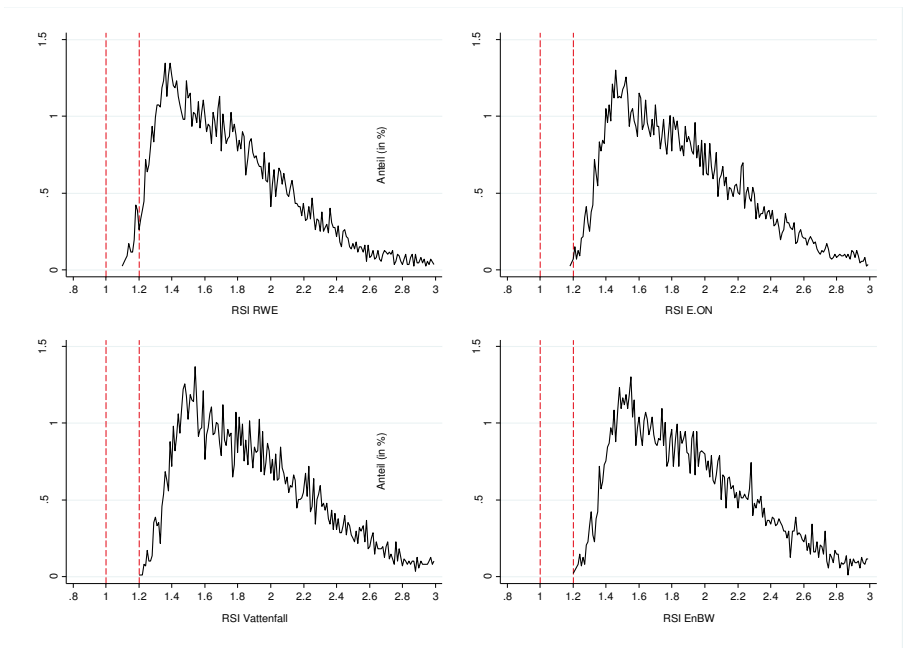


Anmerkungen: Die errechneten RSI-Werte gehen über die in der Abbildung auf der Abszisse abgetragenen hinaus und wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt

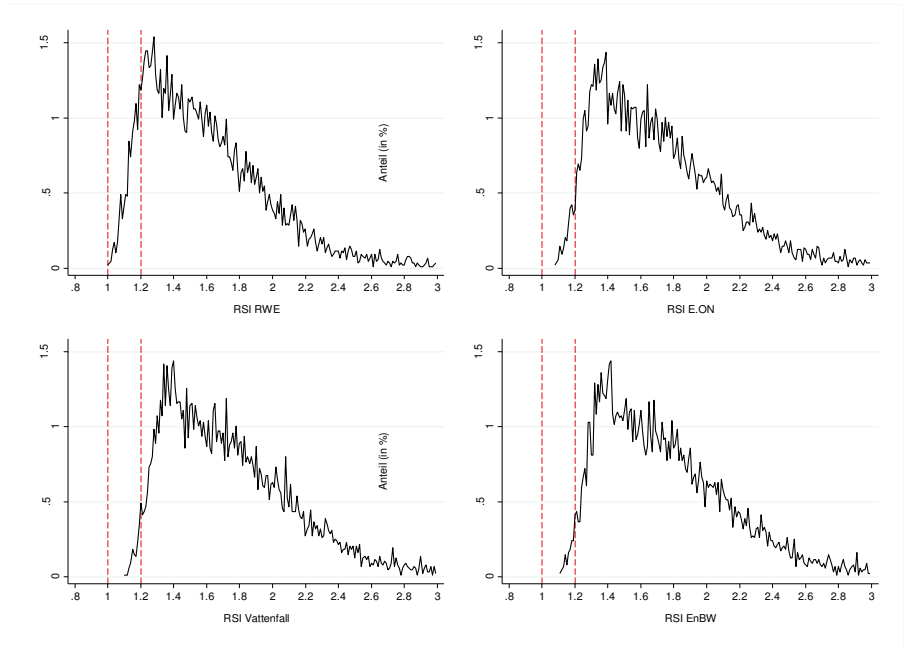
Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 2.10: Relative Häufigkeit der RSI-Werte

Szenario 1



Szenario 2



Anmerkungen: Die errechneten RSI-Werte gehen über die in der Abbildung auf der Abszisse abgetragenen hinaus und wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt

Quelle: Eigene Berechnungen

78. Es ist darüber hinaus darauf hinzuweisen, dass die RSI-Ergebnisse teilweise deutlich von der spezifischen Parameterapproximation abhängen; als Beispiele seien die pauschale Berücksichtigung der maximalen Nettoimporte zur Berücksichtigung der Importkapazitäten sowie die nach Erzeugungsart anteilig zugerechnete Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksleistung genannt. Zudem ist die Berücksichtigung beider Komponenten bisher nur mit eingeschränkter Präzision möglich und in Zukunft verbesserungswürdig. Gleiches trifft auf die von Sheffrin (2002) vorgeschlagenen und mittlerweile vielfach angewendeten Schwellenwerte zum Vorliegen von Marktmacht zu, für welche nach Ansicht der Monopolkommission eine breitere wissenschaftliche Fundierung wünschenswert wäre.

2.1.3.3 Empirische Marktmachtanalyse anhand des Return on Withholding Capacity Index

79. Während der RSI einen bereits etablierten und von Wettbewerbsbehörden mehrfach eingesetzten Parameter darstellt, um die Marktmacht von Versorgern am Energiegroßhandelsmarkt zu evaluieren, sind in der wissenschaftlichen Diskussion eine Reihe weiterer Indizes diskutiert worden.⁷⁷ Ein Index aus jüngerer Zeit, der zur Evaluation des Marktverhaltens relevant sein könnte, ist der Return on Withholding Capacity Index (RWC). Der RWC wurde in einer Untersuchung der Marktmacht am deutschen Strommarkt von Bataille/Steinmetz/Thorwarth (2014) als zusätzlicher Indikator neben dem RSI vorgeschlagen.⁷⁸ Die Monopolkommission hat den RWC für dieses Gutachten in einer einfachen Variante berechnet.

80. Die ergänzende Verwendung des RWC neben dem RSI bietet zusätzliche Erkenntnisse, da beide Indizes unterschiedliche Verhaltensanreize abbilden: So misst der RSI, ob ein Anbieter Marktmacht in Form einer pivotalen Marktstellung besitzt, indem der Index die Relevanz seiner Kapazitäten für die Abdeckung der Nachfrage berücksichtigt. Sind die Kapazitäten dieses Anbieters systemrelevant, dann ist er pivotal und kann den Preis erhöhen, da er am Markt von anderen Anbietern nicht mehr überboten werden kann. Demgegenüber wird durch den RWC für jede Stunde erfasst, ob sich die Zurückhaltung von Kapazität für einen Anbieter lohnen würde. Die vom RWC adressierte Situation erfasst daher das Kalkül eines Anbieters, dass der Markt bei Zurückhaltung von Kapazität durch die zunehmende Knappheit (bedingt z. B. durch den Einsatz eines teureren Kraftwerks) einen höheren Preis ermittelt, ohne dass diese Preiserhöhung unbedingt besonders hoch ausfallen muss. Ein entsprechender unilateraler Effekt kann auch dann gegeben sein, wenn der Anbieter nicht über eine pivotalen Stellung verfügt. Der RWC eignet sich somit, um die Gefahr einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung einzuschätzen und etwa die kartellrechtliche Marktbeherrschung zu fundieren.

81. Der RWC wird stundenbasiert nach der folgenden Formel berechnet:

$$RWC_{i,t} = \frac{\beta (\text{eingesetzte Kapazität}_{i,t} - 1)}{\text{Marktpreis}_t}$$

Der Punkt β stellt dabei die Preissteigerung durch die Zurückhaltung von einer Einheit Kapazität dar. Diese Preissteigerung in der entsprechenden Stunde t wird mit der von Anbieters i eingesetzten Kapazität abzüglich einer Einheit (die zurückgehalten wurde) multipliziert. Daraus ergibt sich die Vergütung eines Anbieters, die dieser durch die Zurückhaltung einer Kapazitätseinheit erhält. Durch die Normierung dieser Vergütung anhand des Marktpreises zum Zeitpunkt t lässt sich einschätzen, ob der Anbieter den durch die Kapazitätszurückhaltung entgangenen Umsatz kompensieren kann.

Der RWC kann Werte von 0 bis unendlich annehmen, wobei der Wert 1 einen wichtigen Grenzwert darstellt. Bei diesem Wert wird der durch die Kapazitätszurückhaltung entgangene Umsatz voll kompensiert. Ab einem Wert von 1 sind deshalb auf jeden Fall Anreize zur Kapazitätszurückhaltung gegeben. Werte unter eins kompensieren den Umsatzrückgang durch die Zurückhaltung von Kapazität nicht vollständig. Da bei dem Anbieter allerdings die variablen Kosten für die nicht produzierte Menge entfallen, können auch bei diesem Wert Anreize zur Kapazitätszurückhaltung vorliegen. Weil die variablen Kosten sich jedoch stark unterscheiden können, z. B. abhängig von dem zurückgehaltenem Kraftwerkstyp, sind Werte unter 1 interpretationsbedürftig.⁷⁹ Wird der RWC über mehrere Jahre berechnet, lassen sich bspw. Einschätzungen über die Entwicklung der Marktverhältnisse vornehmen.

82. Die für die Berechnung des RWC notwendigen Eingangswerte liegen nicht direkt vor, sondern müssen zum Teil zunächst ermittelt werden. Die Bestimmung dieser Werte kann mit unterschiedlichem Aufwand und, damit verbunden, unterschiedlicher Genauigkeit erfolgen. Dies betrifft zum einen die Berechnung der Preissteigerung, zum anderen die Kalkulation der eingesetzten Kapazität eines Anbieters. Bei der Entscheidung darüber, mit welchem Aufwand die Be-

⁷⁷ Insbesondere infolge der kalifornischen Energiekrise sind diverse Indizes vorgeschlagen worden. Für einen Überblick vgl. Twomey, P. u.a., A Review of the Monitoring of Market Power, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504.

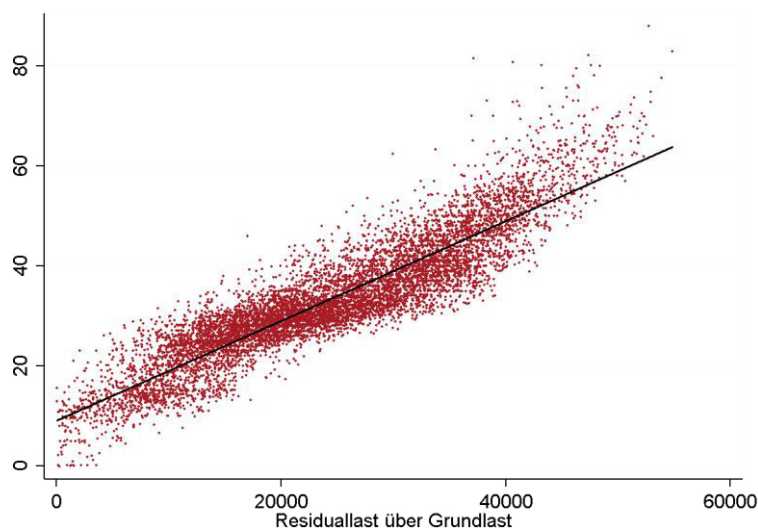
⁷⁸ Bataille, M./Steinmetz, A./Thorwarth S., Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets – Lessons from Applications in Germany, ZEW - Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 14-048, Juli 2014.

⁷⁹ Das Problem der notwendigen Interpretation, insbesondere für den Zweck der Feststellung von kartellrechtlichen Grenzwerten für die Marktbeherrschung, besteht ebenso auch beim RSI, vgl. Abschnitt 5.3.4 sowie Tz. 63.

stimmung dieser Werte erfolgen sollte, ist darauf hinzuweisen, dass der RWC als Screening Instrument für das Monitoring konzipiert wurde und deshalb eine einfache, aber aussagekräftige Annäherungsmethode darstellt.

83. Zur Ermittlung der durch die Zurückhaltung von Kapazität ausgelösten Preissteigerung lässt sich auf den Zusammenhang zwischen Day-ahead-Großhandelspreisen und der Residualnachfrage nach konventioneller Energie zurückgreifen.⁸⁰ Dieser Zusammenhang ist deutlich linear (vgl. Abbildung 2.11). Allerdings können an den Rändern, d. h. bei sehr hoher und sehr niedriger Knappheit Ausreißer auftreten, die auf Besonderheiten im Verhalten der Anbieter und Nachfrager zurückzuführen sind: Zum einen können sich in Stunden sehr hoher Knappheit Preisspitzen einstellen, die nicht mehr durch den linearen Zusammenhang erfasst werden.⁸¹ Bei sehr geringer Last besteht zudem das Problem, dass die Einspeisung erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Inflexibilität der Abschaltung von Grundlastkraftwerken Preisausschläge nach unten – bis zu negativen Preisen – verursacht. Beide Effekte sind in dem ansonsten linearen Zusammenhang zwischen Preis und Menge nicht erfasst.

Abbildung 2.11: Zusammenhang zwischen Residuallast und Preisen am Spotmarkt 2014



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der EEX und von ENTSO-E.U

Aufgrund der derzeit vorhandenen Überkapazitäten am Markt zeigen sich für das Untersuchungsjahr 2014 kaum signifikante Preisausschläge nach oben. Ausreißer nach unten sind bei sehr geringer Nachfrage allerdings deutlich zu erkennen. Um dieses Problem zu lösen, schlagen Bataille/Steinmetz/Thorwarth (2014) vor, die Nachfrage um die Grundlast (Einspeisung Atomkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und Laufwasser) zu korrigieren.⁸² Durch diese Korrektur entfallen im Jahr 2014 insgesamt 1,6 Prozent der Beobachtungen, in denen die berechnete Residualnachfrage unter der Grundlast lag. Über die verbleibenden Beobachtungen des Jahres 2014 wird der Steigungskoeffizient des OLS-Schätzers ermittelt. Dieser stellt eine geeignete Annäherung für die Preissteigerung bei einer Kapazitätszurückhaltung von 1 MW dar.⁸³

⁸⁰ Die Berechnung der Residualnachfrage auf Basis der Regelzonenlast erfolgt durch Abzug der erneuerbaren Energien entsprechend zur Kalkulation in der RSI-Analyse. Da die geförderten Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien nur für Wind- und Solarstrom stundenscharf verfügbar sind, werden die pauschalierten Abzüge für andere Energieträger erst für die Berechnung der unternehmensspezifischen Einspeisung berücksichtigt. Zur Vorgehensweise beim RSI vgl. Tz. 69.

⁸¹ Vgl. zu diesen Preisaufschlägen die Erläuterungen in Abschnitt 5.3.

⁸² Bataille, M./Steinmetz, A./Thorwarth S., Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets – Lessons from Applications in Germany, ZEW - Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 14-048, Juli 2014.

⁸³ Bei der Verwendung des OLS-Schätzers ist zu berücksichtigen, dass die Echtzeit-Preiselastizität der Nachfrage auf Spotmärkten typischerweise als extrem gering angenommen wird, sodass eine signifikante Beeinträchtigung der Robustheit der Schätzergebnisse

Durch die Korrektur um die Grundlastfälle entfallen gewöhnlich auch die meisten solcher Fälle, in denen der Marktpreis für Strom sehr niedrig ist oder gar negativ wird. In diesen Sondersituationen kann der RWC sehr hohe Werte annehmen, wenn der Preis als Divisor der RWC-Formel sehr klein ausfällt. Umgekehrtes gilt für Preisspitzen. Da diese Extremwerte nur bedingt aussagekräftig sind, hat die Monopolkommission die RWC Kennziffern in einer zusätzlichen Variante nur für solche Stunden berechnet, die zwischen dem 10 Prozent und dem 90 Prozent-Preisperzentil liegen.

84. Zur Berechnung der eingesetzten Kapazität eines Anbieters werden stundenbasierte Daten über die Einspeisung des Unternehmens benötigt. Ex-post-Daten dieser Art liegen für Deutschland jedoch bisher nicht vor. Bataille/Steinmetz/Thorwarth (2014) schlagen vor, den Kraftwerkseinsatz durch eine synthetische Merit Order zu simulieren und den Anbietern auf diese Weise Kapazitäten zuzuordnen.⁸⁴ Dazu wird der Einsatz der Kraftwerke unter Berücksichtigung von preisbestimmenden Faktoren, wie z. B. die aktuellen Brennstoffkosten, CO₂-Preise, die verfügbaren Kraftwerkstypen und deren Effizienz simuliert. Für eine entsprechende Auswertung der Inkrementalkosten sämtlicher Kraftwerke und aller Jahresstunden liegen jedoch derzeit nicht genügend belastbare Daten vor. In dieser Analyse wird daher die von den Anbietern eingesetzte Kapazität mit einem vereinfachten Verfahren approximiert. Dabei wird eine typische Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nach ihrem Typ und den darauf beruhenden Einsatzkosten angenommen. Die Residuallast nach Abzug der EEG-Einspeisung wird danach zunächst durch Grundlastkraftwerke, dann durch Steinkohlekraftwerke (Mittellast) und zuletzt durch Gaskraftwerke (Spitzenlast) gedeckt. Das letzte und teuerste Kraftwerk der Merit Order, das Grenzkraftwerk, ist i. d. R. den letzteren beiden Kraftwerkstypen zuzurechnen. Unter verbleibenden Kraftwerkstypen kommen bedeutende Einspeisemengen vor allem von Wasserkraftwerken, deren Einsatz approximiert wurde.⁸⁵ Die Kapazität nach Kraftwerkstypen wird stündlich um die jeweiligen Ausfallraten korrigiert. Mit der dargestellten Methodik wird auf die kraftwerkstypspezifische Einspeisung zur Deckung der Residuallast geschlossen.⁸⁶ Den großen Energieversorgern wird daraufhin ihr Marktanteil an dem jeweiligen Kraftwerkstyp als Einspeisung zugerechnet.

85. Aus der Darstellung der Methodik wird deutlich, dass der berechnete RWC die Anreize zur Kapazitätszurückhaltung als Annäherung beschreibt, diese aber insbesondere nicht für jeden Fall einzelner Stunden robust abzubilden vermag. Seine Konzeption als Screening Instrument verlangt jedoch keine exakte Beschreibung, sondern ist darauf ausgerichtet, eine grundlegende Einschätzung über die in einem Jahr bestehenden Anreize zu erhalten und Entwicklungen über die Zeit nachzuverfolgen. Die Monopolkommission hat für das Jahr 2014 eine Auswertung vorgenommen, in der sie die Grenzwerte für den Durchschnitt wie auch für verschiedene Perzentile angibt.

nisse durch Endogenität nicht zu erwarten ist. Zwar werden sukzessive Maßnahmen zur stärkeren Flexibilisierung der Nachfrage umgesetzt; diese Entwicklung steht jedoch noch am Anfang und die Maßnahmen zielen überwiegend auf den Regelenergiemarkt. Untersuchungen über die Höhe der Echtzeit-Preiselastizität auf Spotmärkten gibt es nur wenige. Am aktuellsten ist die Studie von Lijesen (2007), der für den holländischen Spotmarkt eine Preiselastizität zwischen -0,0014 und -0,0043 zeigt; vgl. Lijesen, M.G., The Real-Time Price Elasticity of Electricity, *Energy Economics* 29(2), 2007, S. 249–258.

⁸⁴ Bataille, M./Steinmetz, A./Thorwarth S., Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets – Lessons from Applications in Germany, ZEW - Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 14-048, Juli 2014.

⁸⁵ Wasserkraftwerke kommen in den Typen Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerken vor und werden überwiegend nicht durch das EEG gefördert. Unter diesen unterschiedlichen Typen werden Laufwasserkraftwerke der Grundlastdeckung zugerechnet, da diese verhältnismäßig gleichmäßig Strom produzieren. Für die Berechnung des RWC wurde für diesen Kraftwerkstyp eine typische effektive Einspeisequote angenommen. Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke können durch ihre Speicherfähigkeit elektrische Energie gezielt abrufen. Da sie dabei ihren Speicher leeren, entstehen ihnen jedoch Opportunitätskosten. Die vom Anbieter erwarteten Opportunitätskosten hängen von verschiedenen Faktoren ab und lassen sich ex post nicht exakt nachstellen; höchstwahrscheinlich ist jedoch ein Zusammenhang zum Knappheitsgrad (Last). Die Einspeisung von Pumpspeicherkraftwerken wurde auf Grundlage von monatsbasierten Entso-E-Daten für Deutschland und Österreich approximiert. Die Verteilung auf Tagesstunden erfolgt in Relation zur ermittelten Last vom Tagesdurchschnitt bis zur Tagesspitze. Für Speicherwasserkraftwerke wurde eine typische effektive Einspeisung auf Monatsbasis durch Entso-E-Daten auf die Jahresmonate verteilt und die stündliche Einspeisung relativ zu monatlichen Lastwerten zugerechnet. Verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu>, Abruf am 15. Mai 2015. Allgemeine Angaben zu Wasserkraftwerken vgl. Webseite der Verbund AG, <http://www.verbund.com/cc/de>, Abruf am 15. September 2015.

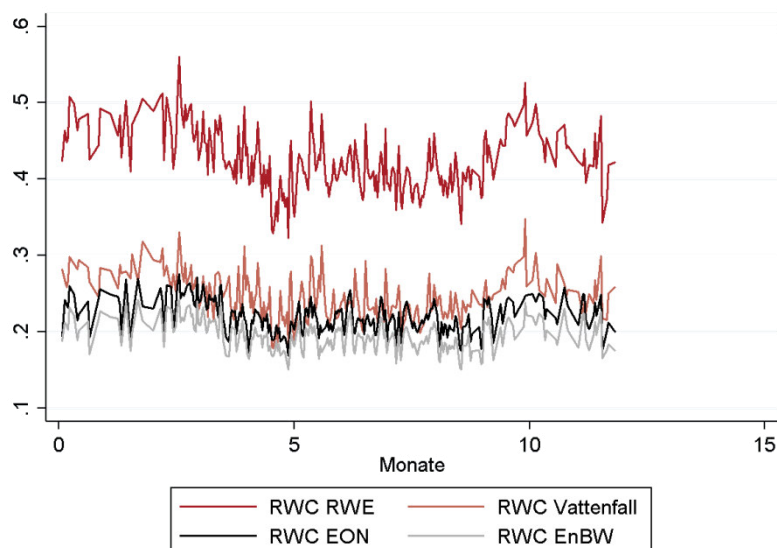
⁸⁶ Für die Auswertung wird die Residuallast auch um die nicht auf Wind- oder Solarstrom zurückzuführende Einspeisung aus erneuerbaren Energien, sowie um die approximierten Einspeisemengen aus Pump- und Speicherwasserkraftwerken korrigiert; vgl. Fußnote 80). Stunden, in denen die verbleibende Last nach dieser Bereinigung in die Grundlast fällt, werden nicht in die Auswertung des RWC einbezogen. Es verbleiben 7576 beobachtete Jahresstunden (dies entspricht 86,5 Prozent aller Stunden), in denen eine Kalkulation des RWC erfolgen kann.

Tabelle 2.9: Return on Withholding Capacity Index (2014)

RWC-Werte	RWE		E.ON		Vattenfall		EnBW	
	Alle	P 10-90	Alle	P 10-90	Alle	P 10-90	Alle	P 10-90
Arithmetisches Mittel	0,42	0,43	0,23	0,23	0,24	0,25	0,2	0,2
90 % Perzentil	0,52	0,52	0,27	0,27	0,3	0,3	0,24	0,24
95 % Perzentil	0,55	0,55	0,29	0,28	0,33	0,32	0,25	0,25

Anmerkungen: Für die mit „P 10-90“ gekennzeichnete Berechnungsvariante des RWC wurden nur solche Werte erfasst, die zwischen dem 10 Prozent- und dem 90 Prozent-Perzentil der Marktpreise liegen (6568 Beobachtungen)

86. Danach ergeben sich die in Tabelle 2.9 dargestellten Werte für den RWC. Die Ergebnisse zeigen, dass kein Anbieter den kritischen Wert von 1,0 überschreitet. In der Berechnungsvariante „P 10-90“ ist der höchste für den RWC ermittelte Einzelwert 0,81. Allerdings zeigt z. B. das Ergebnis von RWE für das 90 Prozent-Perzentil, dass in 10 Prozent der Jahrestunden mindestens 52 Prozent der durch eine Kapazitätszurückhaltung entgangenen Marktpreise durch die ausgelöste Preiserhöhung kompensiert werden könnten. Die Daten zeigen zudem, dass Anreize zur Kapazitätszurückhaltung nicht zwingend auf Stunden mit hoher Knappheit beschränkt sein müssen. Vielmehr kommen hohe Ausschläge des Indikators vermehrt bei Preisen unter dem Durchschnittspreis vor. Abbildung 2.12 zeigt die Verteilung von tagesdurchschnittlichen RWC-Werten über das Jahr.

Abbildung 2.12: Verlauf RWC-Tagesdurchschnittswerte in 2014

Quelle: Eigene Berechnungen

87. Zu bemerken ist, dass sich die Zurückhaltungsanreize, die durch den RWC gemessen werden, im Unterschied zu pivotaler Marktmacht gegebenenfalls auch in geringfügigen Preiswirkungen zeigen können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Zurückhaltung von Kapazität nicht zur Annahme überhöhter Stromangebote führt, sondern die entfallende Kapazität im Wettbewerb durch einen anderen Anbieter – z. B. ein anderes Kraftwerks – ausgeglichen werden kann, das technologisch jedoch zu höheren Kosten Strom produziert. Entsprechende Kapazitätszurückhaltungsanreize hängen stark vom Kraftwerksportfolio ab, das im RWC im Gegensatz zu den anderen verwendeten Indikatoren miterfasst wird.

So zeigt sich an den Analyseergebnissen, dass die Zurückhaltungsanreize von E.ON erheblich hinter denen von RWE und sogar hinter denen von Vattenfall zurückfallen, während bei der RSI-Analyse und der Marktanteilerhebung E.ON vor den Wettbewerbern lag.

2.1.3.4 Fazit

88. Die ermittelten Marktmachtindikatoren vermitteln im Gesamtbild den Eindruck, dass derzeit keine eklatanten Probleme mit Marktmacht im Energiegroßhandel vorliegen. Damit entspricht das Ergebnis dem, was vor dem Hintergrund der im Markt vorhandenen Überkapazitäten sowie der derzeit auf niedrigem Niveau liegenden Marktpreise zu erwarten war.

89. Im Hinblick auf die durchgeführte RSI-Analyse lässt sich festhalten, dass die Ergebnisse für das Jahr 2014 kaum Anlass zur Vermutung pivotaler Marktmacht einzelner Anbieter auf dem Stromer Absatzmarkt im gemeinsamen Marktgebiet Deutschlands und Österreichs geben. Über das Jahr 2014 konnten keine Stunden identifiziert werden, in denen einer der großen vier Energieversorger alleine als unverzichtbar für die Deckung der Gesamtnachfrage galt ($RSI < 1,0$). Dies deckt sich auch mit dem Ergebnis von in niedrigem Niveau liegenden Preisspitzen. Im gesamten Jahr 2014 kam es zu keinem Moment zu einem Day-ahead-Marktpreis im dreistelligen Bereich.

90. Der erstmals ermittelte Indikator RWC ergänzt den RSI, indem er die anbieterspezifischen Anreize zur Kapazitätszurückhaltung auch unter Berücksichtigung des individuellen Kraftwerksportfolios wiedergibt. Er zielt im Schwerpunkt auf unilaterale Effekte durch eine Kapazitätszurückhaltung, durch die Anbieter eine gegebenenfalls auch geringfügige Preiserhöhung auslösen, die ihnen den durch die Zurückhaltung entgangenen Umsatz überkompensiert. Im Jahr 2014 wurden für RWE die höchsten RWC Werte gemessen; obwohl mit dem RWC bisher nur wenige Erfahrungen vorliegen, erscheinen diese allerdings immer noch gering zu sein und sind z. B. von einem kritischen Grenzwert bei 1,0 noch wesentlich entfernt. Auffällig ist bei den Ergebnissen für den RWC, dass für E.ON im Verhältnis zu den anderen Indikatoren deutlich geringere Marktmachtpotenziale gemessen werden.

91. Obschon insgesamt festzustellen ist, dass derzeit eher keine erhebliche Marktmacht auf den Energiemärkten vorzuliegen scheint, ist bereits absehbar, dass sich dies in Folge der geringen Marktpreise und der damit verbundenen zunehmenden Kraftwerksstilllegungen in Zukunft ändern könnte. Wie in Kapitel 5 dargelegt wird, ist eine erhebliche Zunahme der Knappheit auch Teil der im Konzept Strommarkt 2.0 angedachten Finanzierung des Kraftwerksparks.⁸⁷ Mit dem Abbau von Überkapazitäten wird die Marktverengung zunehmen. Vor diesem Hintergrund ist die Weiterentwicklung der Marktbeobachtung und Marktanalyse von erheblicher Wichtigkeit. Die Monopolkommission geht davon aus, dass durch die Ausweitung von Transparenzinitiativen und durch die Markttransparenzstelle ihr zukünftig genauere Daten zugänglich werden. Durch die Verbesserung der Berechnungsgrundlagen und die Weiterentwicklung der Parameterapproximation sollte sich die Genauigkeit der Analysen in zukünftigen Gutachten weiter verbessern lassen.

2.2 Erdgasgroßhandelsmärkte

92. Wenngleich die Integration der europäischen Gasmärkte weniger weit fortgeschritten ist als im Stromsektor, ist eine deutliche Entwicklung hin zu einer Harmonisierung des Marktdesigns erkennbar. Hierdurch soll die Wettbewerbsintensität in den einzelnen Gasmarktgebieten erhöht werden. Die Binnenmarktentwicklung lässt sich in zwei wesentliche Stränge unterteilen. Einerseits wird die Erweiterung und Zusammenlegung von Marktgebieten angestrebt, andererseits soll eine Vereinheitlichung der Rahmenbedingungen den grenzüberschreitenden Handel von Transportkapazitäten erleichtern. Beide Maßnahmen zielen darauf, die Liquidität der Großhandelsmärkte zu fördern.

93. Neben der Schaffung geeigneter Wettbewerbsbedingungen steht, insbesondere mit Blick auf die Entwicklungen in der Ukraine in den Jahren 2014 und 2015, die Versorgungssicherheit der europäischen Mitgliedstaaten mit Erdgas im wettbewerbspolitischen Fokus. Im Zusammenhang mit der Erhöhung der Versorgungssicherheit spielen die technischen Entwicklungen im Gasbereich eine entscheidende Rolle, durch die sich eine Diversifikation der Bezugsmöglichkeiten erreichen lässt. So können durch moderne Abbautechniken neue Herkunftsgebiete erschlossen werden. Darüber hinaus

⁸⁷ Vgl. Kapitel 5.3.

reduzieren alternative Transportmöglichkeiten, insbesondere die Möglichkeiten zum vermehrten Einsatz von Flüssiggas, die Abhängigkeit von der klassischen Pipelineinfrastruktur.

2.2.1 Jüngere Entwicklung der Gasmärkte

94. Der Großhandel mit Erdgas umfasst börsliche und außerbörsliche Handelsgeschäfte zwischen professionellen Marktteilnehmern, die zumeist nicht den eigenen Verbrauch zum Gegenstand haben. Im Jahr 2014 war der Anteil von Erdgas am Energieverbrauch in Deutschland mit einem Anteil von 20,4 Prozent (gegenüber 22,6 Prozent 2013) nach Mineralöl mit 35 Prozent (gegenüber 33,7 Prozent im Jahr 2013) wichtigster Energieträger im deutschen Energiemix.⁸⁸

95. Während in Asien (insbesondere China, Indien, Südostasien) der Verbrauch von Erdgas zunimmt und vermutlich auch weiter zunehmen wird,⁸⁹ ist der Verbrauch in Europa, nach einer langen Zeit des Anstiegs, seit 2008 rückläufig. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Die massive Förderung von amerikanischem Schiefergas („shale gas“) hat zusätzlich dazu geführt, dass auch die amerikanische Nachfrage nach außereuropäischem Erdgas gesunken ist.

96. Auch an der Stromproduktion hat Erdgas in Europa, gegenüber der wachsenden Anteile von Kohle und erneuerbaren Energien, weiterhin Anteile verloren, was nicht zuletzt an der massiven Förderung der erneuerbaren Energien liegt.⁹⁰ Gegenüber 16 Prozent im Jahr 2011 waren es im Jahr 2013 nur noch etwa 12 Prozent der Stromproduktion, die durch Gas erzeugt wurde.⁹¹

Überdies ist der Erdgasverbrauch in der europäischen Chemieindustrie deutlich rückläufig.⁹² Zwischen 1995 und 2013 ist alleine der deutsche Anteil am Weltexportmarkt von 15 Prozent auf 11 Prozent gesunken. So nehmen seit dem Fracking-Boom in den USA dort auch die Investitionen in Chemieanlagen stark zu, während die Chemieindustrie am Standort Deutschland seit 2011 weder ihre Produktion noch die Investitionen ausgeweitet hat, was unter anderem mit den hohen Energiekosten begründet wird.⁹³

97. Die weitere Entwicklung der europäischen Nachfrage nach Erdgas ist von großen Unsicherheiten geprägt. So wird erwartet, dass die Nachfrage nach Erdgas im Wärmesegment aufgrund einer verbesserten Energieeffizienz und alternativer elektrischer Heizgeräte wie bspw. Wärmepumpen langsam zurückgehen wird.

98. Innerhalb der EU-Staaten ist die Erdgasförderung bzw. -produktion, welche sich hauptsächlich in Großbritannien, den Niederlanden und Norwegen befindet, rückläufig. Große Erdgasmengen aus der Förderung von unkonventionellem Erdgas wie den USA („shale gas revolution“) werden für Europa derzeit nicht erwartet.⁹⁴

99. Aufgrund der abnehmenden inländischen Förderung sind auf der Stufe der Gasproduzenten zunehmend insbesondere ausländische Anbieter wie Gazprom und Statoil tätig. Auf den nachgelagerten Distributionsstufen hat die Konzentration mit der von der Europäischen Kommission erwirkten Desintegration von E.ON Ruhrgas dagegen deutlich abgenommen. Auch die ausländischen Gasproduzenten engagieren sich in diesen Bereichen mittlerweile in nennenswertem Umfang. Ihre Position wurde somit in zweierlei Hinsicht gestärkt. Auf der Seite der Gasproduzenten haben die ausländischen Gasproduzenten ihre starke Marktstellung beibehalten können. Auf den nachgelagerten Abnehmerstufen sehen

⁸⁸ Vgl. AG-Energiebilanzen 2014, <http://www.ag-energiebilanzen.de/6-0-Primaerenergieverbrauch.html>, Abruf am 4. September 2015.

⁸⁹ Vgl. IEA (Internationale Energieagentur), Gas Medium-Term Market Report, Paris, 2014.

⁹⁰ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 213 ff., 223 ff., 357 ff.

⁹¹ Vgl. Europäische Kommission, Quarterly Report on European Gas Markets, Vol. 6 and 7, Belgien, 2014.

⁹² Vgl. Eurostat, CEFIC. So ist Verbrauch von Erdgas in der EU-Chemieindustrie im Vergleich zum Jahr 1990 im Jahr 2011 (in Millionen Tonnen Öläquivalent) von 27 auf 18,9 zurückgegangen.

⁹³ Vgl. VDI-Nachrichten, Fouhy, K., Deutschland verliert gegen internationale Konkurrenz, Ausgabe 41, 10. Oktober 2014. Zu den Bedenken der Europäischen Kommission hinsichtlich der Wettbewerbsschwächung des Standorts Europa aufgrund der in Europa im weltweiten Vergleich hohen Gaspreise vgl. EU-Kommission, Quarterly Report on European Gas Markets, Vol. 6 and 7, Belgien, 2014, S. 20.

⁹⁴ Vgl. ACER, European Gas Target Model, Review and Update, 2015, Ljubljana, S. 4/43.

sich die ausländischen Gasproduzenten nicht mehr mit einem Verhandlungspartner, der eine ähnliche Monopolstellung innehat, sondern mit vielen kleineren Gasproduzenten konfrontiert. Sie agieren sogar teilweise selbst in diesem Bereich.

Preisentwicklung

100. In der EU sind die Großhandelspreise für Gas zwischen 2008 und 2012 weitgehend konstant geblieben.⁹⁵ Beeinflusst wurde der Gasgroßhandelspreis unter anderem davon, dass er in vielen Verträgen an den Weltmarktpreis für Erdöl gebunden ist.⁹⁶ Allerdings wurden etliche Langfristverträge vor allem in Gebieten mit alternativen Versorgungsmöglichkeiten neu verhandelt, sodass die veraltete Ölpreisbindung in Gasversorgungsverträgen in der Tendenz an Bedeutung verloren hat.⁹⁷

101. Auch im Jahr 2013 lagen die Großhandelspreise insgesamt betrachtet im Bereich des Vorjahresniveaus. Während die durchschnittlichen Gasimportpreise⁹⁸ im Vergleich zum Vorjahr von rund 29 EUR/MWh auf 27,5 EUR/MWh gesunken sind, war auf dem Spotmarkt der EEX eine durchschnittliche Preissteigerung von etwa 25 EUR/MWh auf 27 EUR/MWh zu verzeichnen.⁹⁹

102. In den USA gingen die Gaspreise infolge des Schiefergasbooms zurück, während die in Japan nach dem Reaktorunglück in Fukushima rasant gestiegene Nachfrage nach Gas die Gaspreise in Asien erhöht hat. Die Preisunterschiede zwischen verschiedenen Regionen bestehen schon seit Jahrzehnten, doch in den letzten Jahren wurde die Preisdifferenz größer.

Anfang 2012, als die durchschnittlichen Preise im amerikanischen Markt bei 2 US-Dollar/MMBtu (Million British thermal units) lagen, betragen sie im europäischen Markt das Fünffache (10 US-Dollar/MMBtu) und in Japan das Achtfache (16 US-Dollar/MMBtu) des US-amerikanischen Preises.¹⁰⁰

Technische Entwicklungen

103. Die Förderung verschiedener Substitute zu konventionellem Erdgas und die Entwicklung der Transportformen hat großen Einfluss auf die Erdgasmärkte. Der Oberbegriff Erdgas umfasst verschiedene Unterkategorien: Einerseits lässt sich Erdgas nach seiner Qualität klassifizieren; man unterscheidet hierbei nach Nutzungsmöglichkeiten zwischen sogenanntem L-Gas (low) und H-Gas (high).¹⁰¹ Andererseits findet i. d. R. eine Einordnung nach Herkunft bzw. Abbautechnik statt: Während konventionelles Erdgas die „klassische“ Form des Gases bezeichnet, fasst der Begriff unkonventionelles Erdgas alternative Formen zusammen. Dazu gehören durch Fracking gewonnenes Schiefergas, Biomethan oder auch aus

⁹⁵ Vgl. zu den nachfolgenden Ausführungen grundlegend die Mitteilung der Kommission „Energy prices and costs in Europe“ vom 29. Januar 2014, COM(2014) 21/2. Vgl. auch Pressemitteilung - Fragen und Antworten zum Bericht über die Energiepreise, MEMO, 22. Januar 2014, http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-14-38_de.htm sowie Mitteilung der Europäischen Kommission, Fortschritte auf dem Weg zur Vollendung des Binnenmarktes, 13. Oktober 2014, COM(2014) 634 final, S. 5 ff.

⁹⁶ Gemäß IGU (International Gas Union) wurde 2013 die Bindung an den Ölpreis bei Verträgen für Pipelinegas-Importe in 48 Prozent der Fälle vorgenommen; bei LNG-Gas-Importen waren es 71 Prozent der Fälle; vgl. IGU, Wholesale Gas Price Survey – 2014 Edition, Oslo.

⁹⁷ Zu Hintergründen dieser Entwicklung und der Ölpreisbindung vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 579 ff.

⁹⁸ Vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/index.html, Abruf am 4. September 2015.

⁹⁹ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, S. 236.

¹⁰⁰ Vgl. Westphal, K., Die internationalen Gasmärkte: Von großen Veränderungen und Herausforderungen für Europa, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (1/2), 2014, S. 47-50.

¹⁰¹ Die Qualität bemisst sich i. d. R. am Methangehalt. Andere Bestandteile müssen gegebenenfalls herausgefiltert werden. H-Gas bezeichnet hochkalorisches Erdgas mit einem hohen Methananteil von ca. 90 bis 99 Prozent und einen Brennwert von ca. 11,1 kWh/Nm³. Demgegenüber weist L-Gas einen Methan-Anteil von ca. 85 % und einen Brennwert oberhalb von 8 kWh/Nm³ auf.

Power-to-Gas¹⁰² erzeugtes Erdgas. Zusätzlich muss zwischen Pipelinegas und LNG (liquefied natural gas) anhand der Transportform differenziert werden.

104. Öffentlich diskutiert wurde zuletzt vor allem die Gasförderung durch Fracking. Dabei handelt es sich um ein Verfahren, mit dem sich Erdgas aus undurchlässigem Gestein lösen lässt. Bei diesem Gestein handelt es sich oft um Tongesteine, sodass auch von „Schiefergas“ gesprochen wird. In Verbindung mit dem Verfahren der horizontalen Tiefbohrung werden bei dem Fracking-Prozess große Mengen Wasser, gemischt mit Chemikalien und Sand, mit großen Druck in den Untergrund gepresst, um Risse im Gestein zu erzeugen und so das im Gestein gelagerte Gas freizusetzen. Der Sand hält die erzeugten Risse für den Gasaustritt offen. Nach dem Fracking-Vorgang und vor Förderung des Erdgases wird das eingepresste Fracking-Gemisch an die Oberfläche zurückgepresst. Danach strömen das freigesetzte Gas und das Lagerstättenwasser zur Bohrung und können dort gefördert werden. Ein Teil des Fracking-Gemisches einschließlich der eingesetzten Chemikalien verbleibt jedoch in der Lagerstätte. Das Verfahren ist nicht neu, wird indes seit etwa zehn Jahren genutzt, um Schiefergas in großen Mengen zu fördern. Die durch Fracking ermöglichte Erschließung zahlreicher Schiefergasvorkommen in Nordamerika erlaubt eine weitreichende Deckung des Gasbedarfs in den USA. Dort wird bis 2035 eine Zunahme der Schiefergasproduktion um das Dreifache sowie ein Anteil der Schiefergasgewinnung von etwa 50 Prozent an der gesamten US-Gasproduktion prognostiziert.¹⁰³

105. Auch Deutschland hat in nicht unerheblichen Mengen unkonventionelle Erdgasreserven, die in tiefen Lagen in Schiefergestein gebunden sind. Grobe Schätzungen der technisch gewinnbaren Ressourcen aus Schiefergas in Deutschland werden auf etwa das Zehnfache der konventionellen Erdgasressourcen beziffert. An den Schiefergasreserven der Welt haben sie ungefähr einen Anteil von 1 Prozent.¹⁰⁴

2.2.2 Entwicklung der Wettbewerbsintensität in den europäischen Gasmärkten und Marktgebieten

106. Eine exakte Bewertung der bisher erreichten Wettbewerbsintensität auf europäischen Gasmärkten ist schwierig vorzunehmen. Da sich die Intensität des Wettbewerbs nur bedingt messen lässt, muss auf Hilfsgrößen zurückgegriffen werden, die Anhaltspunkte über die Marktsituation liefern. Im Gassektor erscheint hierfür die Liquidität, also die Handelsaktivität (siehe Tz. 118 ff.), ein geeignetes Maß zu sein, um den Fortschritt in der Entwicklung effizienter Marktstrukturen zu messen.

Eine Besonderheit des Gasmarktes ist, dass sich der Handel in verschiedenen Marktgebieten und – in Deutschland – an sogenannten virtuellen Handlungspunkten (VHP) vollzieht. Ein Marktgebiet ist der virtuelle Zusammenschluss der Fernleitungsnetze und nachgelagerter Verteilernetze zu einer Bilanzierungszone.

2.2.2.1 Situation in Deutschland

107. In Deutschland hat sich die Anzahl der Marktgebiete von 41 im Jahr 2006 auf mittlerweile nur noch zwei reduziert. Diese unterstehen den Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH und NetConnect Germany GmbH&Co. KG. Während in Nordwesteuropa ebenfalls Marktgebietserweiterungen zu verzeichnen waren, zeigt sich in Osteuropa ein weiterhin eher kleinteiliger Aufbau, der zu Lasten der Liquidität innerhalb der einzelnen Marktgebiete geht.

108. Durch die VHP wird es den Händlern ermöglicht, Erdgas innerhalb des Marktgebietes zu handeln, ohne die für den physischen Transport notwendigen Kapazitäten in Anspruch nehmen zu müssen. Die Kooperation der Fernleitungsnetzbetreiber in Marktgebieten ermöglicht den vom Strommarkt bekannten zeitgleichen Handel von Gasmengen. Ein Bilan-

¹⁰² Bei Power-to-Gas wird elektrischer Strom durch Wasserelektrolyse in Wasserstoff bzw. in einem weiteren Schritt in Methan umgewandelt.

¹⁰³ Vgl. Triebswetter, U./Lippelt, J., Kurz zum Klima: Schiefergas und Fracking, ifo Schnelldienst 65(12/2012), 2012, S. 51-54. Vgl. auch Energy Information Administration 2012.

¹⁰⁴ Vgl. hierzu Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, Hannover, 2012, S. 30-31.

zierungssystem ist vor allem deshalb notwendig, da das in einem Netz befindliche Gas nicht physisch einem bestimmten Anbieter zugewiesen werden kann.¹⁰⁵ Dadurch wird die flexible Belieferung von Kunden mit Gas bis hin zu Tages- oder sogar Teiltagesprodukten ermöglicht. Dies hat zu einer enormen Wettbewerbsbelebung auf dem Erdgasmarkt geführt. Die beiden Marktgebietsverantwortlichen (GASPOOL und NCG) stimmen die Aktivitäten der Gasnetzbetreiber im jeweiligen Marktgebiet ab. Sie übernehmen im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber schwerpunktmäßig den Betrieb des virtuellen Handelspunktes, das Bilanzkreis- und auch das Regelenergiemanagement.¹⁰⁶ Die gestiegene Marktgröße durch die Konsolidierung der großen Anzahl an Marktgebieten in der Vergangenheit hat sich positiv in einem gestiegenen Handelsvolumen und einer so gestiegenen Liquidität niedergeschlagen.¹⁰⁷

2.2.2.2 Situation in Europa

109. Dass kein einheitliches europaweites Marktgebiet existiert, ist dem Umstand geschuldet, dass die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten beschränkt sind. ACER schätzt, dass die ungenügende Verbindung von Gasgroßhandelsmärkten in Europa zu etwa EUR 7 Mrd. Bruttowohlfahrtsverlust im Jahr 2013 geführt hat, sodass die Zielvorgabe eines einheitlichen Binnenmarktes als noch nicht erreicht gilt.¹⁰⁸ Grundsätzlich erscheint es vor diesem Hintergrund sinnvoll, dass in einem ersten Schritt die Mitgliedstaaten eine mögliche Zusammenlegung der in ihrem Land befindlichen Marktgebiete prüfen.

110. Wenngleich eine vollkommene europäische Integration der einzelnen Marktgebiete physikalisch nicht möglich und auch nur bedingt sinnvoll erscheint, ist eine weitgehende Vereinheitlichung der Handelsbedingungen und die regionale Integration liquiditätsschwacher Marktgebiete eine Möglichkeit, um die Liquidität der Marktgebiete zu erhöhen und so den Wettbewerb zu stärken. Diese Maßnahmen sind Bestandteile der Binnenmarktziele im Gassektor. Um diese Ziele einer weitgehenden europäischen Integration auf den Gasmärkten genauer zu erfassen sowie dafür notwendige Rahmenbedingungen festzulegen, wurde ein sogenanntes „Gas Target Model“ ausgearbeitet, welches nach wie vor weiterentwickelt wird. Die europäischen Regulierungsbehörden veröffentlichten durch CEER („Council of European Energy Regulators“) im Jahr 2011 dazu einen ersten Entwurf, dessen Revision ACER Ende 2014 mit einer überarbeiteten Fassung abschloss. Die herausgearbeiteten Ziele lassen sich in zwei Stufen zusammenfassen: an erster Stelle sollte eine Optimierung der Situation auf den nationalen Großhandelsmärkten stehen. Hierfür sollten unter anderem Marktgebietserweiterungen in solchen Gebieten vorgenommen werden, in denen die große Anzahl verschiedener Gebiete deren Liquidität beeinträchtigt. Die bessere Vernetzung der einzelnen Großhandelsmärkte innerhalb Europas stellt den zweiten Schritt dar.

111. Die Entwicklung von Netzkodizes leistet darüber hinaus einen Beitrag zur Vernetzung und Harmonisierung der einzelnen europäischen Marktgebiete. Nationale Regulierungsbehörden, Marktteilnehmer, die Europäische Kommission und die Mitgliedstaaten erarbeiten diese Netzkodizes in einem mehrstufigen Verfahren: Auf Basis von „Rahmenleitlinien“ von ACER erstellen die europäischen Verbände der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG) Netzkodizes, die nach einem durch die Europäische Kommission eingeleiteten Komitologie-Verfahren mit Beteiligung der Mitgliedstaaten Rechtskraft erlangen.¹⁰⁹

112. Die neu eingerichtete europäische Kapazitätsplattform PRISMA erleichtert den Erwerb grenzüberschreitender Transportkapazitäten und stärkt so den Gashandel und dessen Liquidität. Derzeit sind 27 europäische Fernleitungsnetzbetreiber – darunter Deutschland – über die Plattform verbunden. PRISMA bildet die Plattform, um den 2013 eingeführ-

¹⁰⁵ Vgl. zu der Bilanzierung bereits ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 187 ff.

¹⁰⁶ Eine wichtige Ursache für den Regelenergiebedarf stellt der Saldo der von den Bilanzkreisen eines Marktgebiets benötigten Ausgleichsenergie dar. Der Regelenergieeinsatz wird zentral durch die Marktgebietsverantwortlichen koordiniert. Diese betreiben eigene Portale bzw. Ausschreibungsplattformen für Regelenergie. In Teilen wird die Regelenergie von den Marktgebietsverantwortlichen über die Börse beschafft. Vgl. ausführlich zur Regelenergie im Gassektor bereits Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 212 ff.

¹⁰⁷ Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 41, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 555 ff.

¹⁰⁸ Vgl. ACER, European Gas Target Model, Review and Update, 2015, S. 27/43.

¹⁰⁹ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2013, Juni 2014, S. 278 ff. und 2014, S. 299 ff.

ten Netzkodex „Capacity Allocation Mechanism“ (CAM) in der Praxis umzusetzen. Dieser schreibt eine Vereinheitlichung der Transportkapazitäten vor, um den grenzüberschreitenden Handel zu fördern. Durch die zentrale Koordinierung soll der Handel zusätzlich transparenter und effizienter ablaufen.

113. Darüber hinaus wurden weitere Netzkodizes geschaffen, um die Harmonisierung voranzutreiben. Neben Kodizes zu einer einheitlichen Bilanzierung sowie einer weitergehenden technischen Standardisierung, wurden sogenannte „Congestion Management Procedures“ eingeführt, um physikalische Engpässe zu verhindern.

2.2.2.3 Gashandel

114. Der Handel mit Gas kann börslich oder außerbörslich, bilateral, erfolgen. Der börsliche Erdgashandel in den deutschen Marktgebieten vollzieht sich über die EEX European Energy Exchange AG bzw. seit dem 1. Januar 2012 über die Tochtergesellschaft EGEX European Gas Exchange GmbH.¹¹⁰ Bezogen auf das gesamte börsliche und außerbörsliche Erdgas-Handelsvolumen (ohne Brokertätigkeit) deckt der Börsenhandel an der EEX nur rund 3,5 Prozent des Großhandels ab. Am Spotmarkt der EEX werden Handelskontrakte für die Lieferung zu den VHP der deutschen Marktgebiete Gaspool und NetConnect Germany sowie des niederländischen Marktgebiets Title Transfer Facility (TTF) geschlossen. Dabei ist der Erdgashandel für den aktuellen Gasliefertag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) möglich, und zwar seit dem Jahr 2011 auch kontinuierlich (sogenannter 24/7-Handel), was die Attraktivität und Flexibilität (z. B. Möglichkeit kurzfristiger Kapazitätsbuchungen oder kurzfristige Weitervermarktung ungenutzter Kapazitäten durch Händler) des Handelsplatzes steigert und so der Liquidität des Börsenhandels zuträglich sein kann.

115. Die Entwicklung der Liquidität des Börsenhandels ist insgesamt positiv zu bewerten. Maßnahmen wie das Anreizprogramm der EEX im Jahr 2012 für den Spot- und Terminmarkt, mit dem zur Steigerung der Liquidität besonders aktive Börsenteilnehmer mithilfe von Prämien belohnt werden sollten, die Erweiterung des Spotmarkts im Jahr 2011 auf den 24/7-Handel sowie die Einführung des Spothandels für das niederländische Marktgebiet TTF waren für diese Entwicklung förderlich.

116. Mit PEGAS haben die EEX und die französische Powernext seit 2013 zudem zusätzlich eine „paneuropäische“ Gashandelsplattform geschaffen. Die Teilnehmer profitieren von einer gemeinsamen Gashandelsplattform mit Zugang zu allen an den Börsen angebotenen Produkten am Spot- und Terminmarkt für die deutschen, französischen, belgischen, britischen (ab 2015) sowie niederländischen Marktgebiete. Spread-Produkte¹¹¹ zwischen diesen Marktgebieten können auf der gleichen Plattform gehandelt werden.¹¹²

117. Der überwiegende Teil des Handels findet indes außerbörslich – d. h. „over the counter“ (OTC) – auf bilateralem Wege statt. Diese Handelsform kann individuell durchgeführt werden, d. h. ohne zwingenden Rückgriff auf eine begrenzte Anzahl börslich angebotener Produkte. Der bilaterale Erdgashandel wird über die virtuellen Handelspunkte der zwei deutschen Marktgebiete NetConnect Germany und Gaspool abgewickelt. Eine wichtige Rolle hat hier die Handelsvermittlung über Brokerplattformen. Wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind die Nominierungsmengen an den beiden deutschen virtuellen Handelspunkten der NCG und Gaspool.

2.2.2.4 Entwicklung der Liquidität der Märkte

118. Die Liquidität eines Gasmarktes bzw. Gasmarktgebietes ist eine wichtige Kennziffer für Wettbewerb und Markteffizienz und bemisst sich typischerweise an der Zahl der Marktteilnehmer und den Handelsvolumina. Gemeinsame Handelsplattformen und Marktgebiete können sich positiv auf die Liquidität dieser Märkte auswirken.

¹¹⁰ Zum börslichen Gashandel vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, a. a. O., S. 236 ff.; Monitoringbericht 2013, a. a. O., S. 217 ff.

¹¹¹ Vgl. zu Spread-Produkten bereits ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 289; Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 555 ff.

¹¹² Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, a. a. O., S. 236 f. Vgl. auch die Homepage der Pegas: Pan-European Gas Cooperation. One Platform for one European Gas Market, <http://www.pegas-trading.com/en>, Abruf am 15. April 2015.

119. Liquide Gasgroßhandelsmärkte sind eine wichtige Voraussetzung für funktionierenden Wettbewerb. Sie führen dazu, dass es Händlern möglich ist, Gasmengen jederzeit zu kaufen und wieder zu verkaufen. Je vielfältiger die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, umso weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich in langfristigen Lieferverträgen zu binden. Effiziente und liquide Großhandelsmärkte erweitern demgemäß die Optionen der Marktteilnehmer, bspw. für Vertragsbeziehungen aus einer Vielzahl von Handelspartnern auszuwählen und ein diversifiziertes Portfolio an kurz- und langfristigen Handelskontrakten zu halten.¹¹³

120. Je mehr Marktteilnehmer und je mehr Handelsvolumen, umso liquider ist der Markt. Ein liquider Markt zeichnet sich zudem dadurch aus, dass einzelne Käufe und Verkäufe den Marktpreis nicht zu beeinflussen vermögen.¹¹⁴ Ein weiteres Maß für die Liquidität eines Marktes ist die sogenannte Churn Rate, die das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge Erdgas beschreibt und damit etwas über die Frequenz des Handels aussagt.¹¹⁵

121. Die Erdgashandelsplätze in Deutschland haben sich in den letzten Jahren positiv entwickelt.¹¹⁶ Im Jahr 2013 hat die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte erneut zugenommen. Sowohl im börslichen als auch im außerbörslichen Großhandel sind wesentliche Zuwächse zu verzeichnen. So stieg das Handelsvolumen an der EEX um 36 Prozent, das bilateral an den beiden virtuellen Handlungspunkten Gaspool und NCG nominierte Volumen um rund 20 Prozent.¹¹⁷ Gründe hierfür waren unter anderem die Auflösung vieler vertraglicher Kapazitätsengpässe an Netzkopplungspunkten in Nordwesteuropa, in deren Folge der grenzüberschreitende Gashandel für Marktteilnehmer vereinfacht wurde.

122. Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d. h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2013 in beiden Marktgebieten weiter erhöht. Im Marktgebiet Gaspool ist die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber 2012 für H-Gas von 277 auf 311 (um 12 Prozent) und für L-Gas von 120 auf 149 (um 24 Prozent) gestiegen. Im Marktgebiet NCG stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 257 auf 291 (um 13 Prozent) und für L-Gas von 117 auf 145 (um 24 Prozent).¹¹⁸

123. Auch die Churn Rates für H-Gas lagen im Jahr 2012 in beiden Marktgebieten wieder oberhalb der Werte für L-Gas. Dabei lag die Churn Rate für H-Gas in beiden Marktgebieten, NCG und Gaspool, nahezu unverändert bei knapp unter 3. Die Churn Rates für L-Gas stagnierten in beiden Marktgebieten und lagen – wie im Vorjahr – bei jeweils rund 1,5.¹¹⁹

124. Die Entwicklung der Liquidität wichtiger europäischer Gasmärkte stimmt insgesamt optimistisch, wenngleich die Liquidität in Europa insgesamt noch stark variiert und der Blick typischerweise auf die liquidesten Handelsplätze fällt. Hierunter weisen drei nicht-deutsche Handelsplätze eine nennenswerte Handelsaktivität auf: NBP in Großbritannien, TTF in den Niederlanden und Zeebrugge in Belgien; jedoch kommt keiner der drei Handelsplätze an die Liquidität des US-Marktes (Henry Hub) heran. Gründe hierfür liegen in der geringen Beteiligung von Anbietern und Nachfragern an den Handelsplätzen, den relativ hohen Transaktionskosten der Handelstätigkeit sowie der nach wie vor dominanten Bedeutung von Langfristverträgen. Für den Kurzfristhandel sind die drei bedeutendsten Handelsplätze NBP, TTF und

¹¹³ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2013, a. a. O., S. 212.

¹¹⁴ Vgl. Amihud, Y./Mendelson, H., Liquidity, Asset Prices and Financial Policy, *Financial Analysts Journal* 47(6), 1991, S. 56-66; Liu, W., A liquidity-augmented capital asset pricing model, *Journal of Financial Economics* 82(3), 2006, S. 631-671.

¹¹⁵ Eine Churnrate von 1 bedeutet, dass das gehandelte Volumen dem tatsächlich geflossenen Gas entspricht. Eine Quote von kleiner als 1 spricht dafür, dass weniger an dem Handlungspunkt gehandelt wurde, als physisch im Marktgebiet transportiert wurde. Ein Wert über 1 zeigt an, dass mehr gehandelt als physisch transportiert wurde, was ein Indikator für einen liquiden Markt sein kann. Allerdings ist gerade die Interpretation der Churn Rate schwierig, da bisher keine objektiven Schwellenwerte existieren, nach denen man das gemessene Liquiditätsniveau und die damit verbundene Effizienz des Marktgeschehens bewerten könnte.

¹¹⁶ Vgl. Heather, P., Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?, *The Oxford Institute for Energy Studies*, NG 63, June 2012.

¹¹⁷ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, a. a. O., S. 236.

¹¹⁸ Vgl. ebenda, S. 242.

¹¹⁹ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2013, a. a. O., S. 215 f.

Zeebrugge fast vollständig integriert; die jeweiligen Gaspreise weichen lediglich in den seltenen Fällen voneinander ab, in denen die Kapazitäten der Interkonnektoren Pipelines zwischen dem Kontinent und Großbritannien überlastet sind.¹²⁰

2.2.3 Wettbewerbliche Diversifikation der europäischen Gasbezugsmöglichkeiten

125. Die Versorgung der Europäischen Union mit Erdgas aus verschiedenen Quellen ist aus mehreren Gründen von erheblicher Bedeutung. Auf der einen Seite schafft die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten bzw. den entsprechenden Ländern (mit typischerweise monopolisierten Exportstrukturen) Marktmacht und somit ein Preisproblem, wenn es aufgrund der Abhängigkeit zu einer Verteuerung der Gasimporte kommt. Auf der anderen Seite steht diese Abhängigkeit in einem engen Bezug zum Problem der Versorgungssicherheit. So ist Erdgas ein flexibler, CO₂-armer Energieträger im Wärme- und Transportbereich und gilt als Brückentechnologie für den Wandel der Energieversorgung von fossilen zu erneuerbaren Energien. Auch vor diesem Hintergrund ist die Schaffung von geringer Abhängigkeit und hoher Versorgungssicherheit auf Gasmärkten – insbesondere in Zeiten sich verändernder Marktgegebenheiten – eine wichtige Aufgabe; eine Störung der Gasversorgung kann derweil zu gravierenden wirtschaftlichen Schäden und zur Beeinträchtigung der Lebensqualität der Bürger führen.¹²¹ Infolgedessen gibt es eine Reihe von Regelungen, die im Kontext der Versorgungssicherheit und deren Verbesserung stehen.

126. So regelt seit 2010 die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 mit Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung die Versorgungssicherheit mit Gas auf dem europäischen Binnenmarkt. Sie sorgt für Präventionsmaßnahmen und eine koordinierte Reaktion bei Versorgungsstörungen. Dies soll sicherstellen, dass der Binnenmarkt für Erdgas reibungslos und ununterbrochen funktioniert.

127. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie führt auf Basis der Vorgaben der Europäischen Union in Artikel 5 der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates¹²² ein jährliches Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Erdgas (und auch Elektrizität) gemäß § 51 Abs. 1 EnWG durch und übermittelt dieses an die Europäische Kommission (§ 63 Abs. 2 EnWG).

Des Weiteren hat die Europäische Kommission Ende 2014 die kurzfristige Krisenfestigkeit des Europäischen Gassystems getestet.¹²³ Dies zeigt die Bedeutung der Sicherstellung der Versorgungssicherheit auf der politischen Agenda, wenngleich die Gewährleistung der Versorgungssicherheit primär eine Aufgabe der auf dem Erdgasmarkt tätigen Akteure ist (§§ 1 Abs. 1 i. V. m. 2 Abs. 1; 53a S. 1 EnWG). Überdies ist ein möglichst frühzeitiges Erkennen von Problemen auf den Gasmärkten bedeutsam, denn die hohen Investitionen in Exploration, Produktion und Infrastruktur (bspw. für den Bau von Pipelines und LNG-Terminals) erfordern lange Vorlaufzeiten.

128. Nachfolgend sollen der aktuelle Stand des Erdgasbezuges und die sich daraus ergebenden Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit sowie die Möglichkeiten zur Diversifikation der Gasimporte mit Blick auf eine Reduktion der Abhängigkeit von einzelnen Importquellen geprüft werden.

2.2.3.1 Erdgasförderung und Bezugsquellen aus deutscher Sicht

129. Knapp 10 Prozent des verbrauchten Erdgases wurden 2013 in Deutschland gefördert, wobei die Erdgasproduktion in Deutschland aufgrund der zunehmenden Erschöpfung und Verwässerung der vorhandenen Lagerstätten rückläufig ist.

¹²⁰ Vgl. Neumann, A./Ponce, M./Hirschhausen, C., Internationale Erdgaspreise: Marktsegmentierung und Transaktionskosten führen zu dauerhafter Preisdivergenz, DIW Wochenbericht 47, S. 26-33. Siehe zur recht gut entwickelten Preiskonvergenz an den großen Hubs in Deutschland und den Niederlanden: Growitsch, C./Stronzig, M./Nepal, R., Price Convergence and Information Efficiency in German Natural Gas Markets, German Economic Review 16(1), 2015, S. 87-103.

¹²¹ Vgl. hierzu Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, 2014, S. 2.

¹²² Vgl. Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (Gasbinnenmarktrichtlinie – GasRL).

¹²³ Vgl. Mitteilung der Kommission über die kurzfristige Krisenfestigkeit des europäischen Gassystems, Vorkehrungen für den Fall einer Unterbrechung der Gaslieferungen aus dem Osten im Herbst und Winter 2014/2015, Brüssel, 16. Oktober 2014, COM(2014) 654 final.

Die statische Reichweite der Erdgasreserven betrug am 1. Januar 2013 insgesamt etwa 10,5 Jahre.¹²⁴ Eine substanzielle Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Ausschöpfung nationaler Reserven im Bereich konventioneller Erdgasvorkommen scheint damit nicht möglich. Es ist davon auszugehen, dass die Importabhängigkeit Deutschlands zukünftig weiter zunehmen wird, sofern Deutschland nicht in großem Umfang eigene nicht-konventionelle Gas-Lagerstätten zur wirtschaftlichen Nutzung erschließt.

130. Die Importabhängigkeit Deutschlands ist aufgrund der relativ geringen inländischen Erdgasvorkommen hoch. Während die inländische Produktion im Jahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr um knapp 4 Prozent auf 116 Mrd. kWh zurückging, hat die Importmenge von Gas nach Deutschland um etwa 8 Prozent zugenommen.

Dabei erfolgt die Gasversorgung in Deutschland derzeit ausschließlich durch Pipelines.¹²⁵ Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind Russland (2011/2012/2013 mit 32/31/38 Prozent an den deutschen Erdgasimporten), Norwegen (2011/2012/2013 mit 27/24/20 Prozent an den deutschen Erdgasimporten) und die Niederlande (2011/2012/2013 mit 22/23/26 Prozent an den deutschen Erdgasimporten). Während es sich bei den Importen aus Russland und Norwegen i. d. R. um reines Pipelinegas handelt, sind die Niederlande ebenfalls ein wichtiger europäischer Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen, wodurch Deutschland bisher indirekt auch mit LNG beliefert wird, wenngleich sich kein LNG-Terminal in Deutschland befindet.

Tabelle 2.10: Erdgasbezugsquellen Deutschlands in den Jahren 2011, 2012 und 2013 in Prozent

Bezugsland	2011	2012	2013
Russland	32	31	38
Norwegen	27	24	20
Niederlande	22	23	26
Deutschland	13	11	10
Dänemark, GB, Sonstige	6	11	6

Quelle: BDEW, AGEB, die Zahlen von 2013 sind vorläufig und z. T. geschätzt

131. Zukünftig ist zu erwarten, dass die europäische Erdgasförderung in Norwegen und den Niederlanden zurückgehen wird, da in diesen Ländern die Erdgasförderung ihr Maximum bereits erreicht hat. Russland verfügt mit rund einem Drittel der weltweiten Gasreserven auch zukünftig über das größte Gaslieferpotenzial, sodass Russland weiterhin eine zentrale Rolle für die Gasversorgung in Deutschland und Europa spielen wird.¹²⁶ Auch führte das zweite volle Betriebsjahr der Nordstream Pipeline durch die Ostsee zu einer Steigerung der Gasimporte aus Russland bzw. den GUS-Staaten.¹²⁷

¹²⁴ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2013, a. a. O., S. 175, 182 ff. Zur statischen Reichweite siehe: Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2013, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Niedersachsen.

¹²⁵ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, 2014, S. 9.

¹²⁶ Vgl. ebenda, S. 8.

¹²⁷ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, a. a. O., S. 209 f.

2.2.3.2 Versorgungssicherheit

132. Auf den Gasendkundenmärkten ist die technische Versorgungsqualität der Erdgaslieferungen in Deutschland hoch. So beträgt der SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) als Index der Versorgungsqualität rund 0,6 Minuten für das Jahr 2013, d. h., dass jeder deutsche Letztverbraucher im Jahr 2013 durchschnittlich knapp eine Minute von der Gasversorgung abgeschnitten war. Damit ist die Zuverlässigkeit der deutschen Gasversorgung hoch und liegt noch unter dem mehrjährigen Mittel von zwei Minuten.¹²⁸

133. Im Gegensatz zu der technischen Versorgungsqualität wirft die langfristige Gasversorgungssicherheit aufgrund vorhandener politischer Instabilitäten wie dem Ukraine-Konflikt immer wieder Fragen nach der konkreten Gefährdungslage im Status quo sowie nach der Überbrückung möglicher Lieferausfälle und mittel- und langfristiger Angebotsalternativen auf. So wurde im September und Oktober 2014 zeitweise weniger Gas in die EU geliefert als erwartet, was aus Sicht der Europäischen Kommission Anlass zur Sorge gab, wenngleich dies keine negativen Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit der EU oder ihrer Nachbarländer hatte.¹²⁹

134. Um erstmalig ein vollständiges Bild der potenziellen Auswirkungen einer möglichen schwerwiegenden Unterbrechung der Gaslieferungen aus dem Osten und des diesbezüglichen Vorbereitungsstands des europäischen Gassektors zu erhalten, hat die Europäische Kommission 2014 in insgesamt 38 europäischen und angrenzenden Staaten einen Stress-test durchgeführt.¹³⁰

135. Konkret wurde hier die Unterbrechung der Gastransitroute durch die Ukraine sowie die Unterbrechung aller russischen Gaslieferungen nach Europa für einen Zeitraum von einem Monat und von sechs Monaten (September bis Februar) modelliert. Ergebnis der Untersuchung war, dass eine längere Versorgungsunterbrechung beträchtliche Auswirkungen in der EU hätte, wobei die östlichen Mitgliedstaaten und die Länder der Energiegemeinschaft Südosteuropa¹³¹ am stärksten betroffenen wären.¹³²

136. Ohne die Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten und ohne zusätzliche nationale Maßnahmen drohen Bulgarien, Rumänien, Serbien, der ehemaligen jugoslawischen Republik Mazedonien sowie Bosnien und Herzegowina (sowohl im Szenario der Unterbrechung der Durchleitung durch die Ukraine wie auch im Szenario der vollständigen Einstellung der russischen Lieferungen) schwere Versorgungsdefizite von erheblichem Ausmaß; zumindest gegen Ende des Unterbrechungszeitraums von sechs Monaten. Zu Defiziten in der gleichen Größenordnung käme es in Litauen, Estland und Finnland im Szenario einer vollständigen Einstellung der russischen Lieferungen in die EU. Ungarn und Polen

¹²⁸ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, S. 210. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Zuständigkeit des Netzbetreibers und aus anderen Netzen rückwirkende Störungen zurückzuführen sind. Die Unterbrechung muss zudem länger als drei Minuten dauern; vgl. BNetzA, Versorgungsqualität – SAIDI-Werte 2006-2014, http://www.undesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualit%C3%A4t/Versorgungsqualit%C3%A4t-node.html, Abruf am 5. September 2015.

¹²⁹ Vgl. Mitteilung der Kommission über die kurzfristige Krisenfestigkeit des europäischen Gassystems, Vorkehrungen für den Fall einer Unterbrechung der Gaslieferungen aus dem Osten im Herbst und Winter 2014/2015, Brüssel, 16. Oktober 2014, COM(2014) 654 final, S. 4.

¹³⁰ Nationale Behörden haben hierfür nationale Berichte erstellt, der Europäische Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber („ENT-SOG“) hat die Auswirkungen von Lieferunterbrechungen auf das EU-weite Gassystem ebenfalls modelliert und verschiedene Industrieverbände, die Internationale Energieagentur (IEA) – welche eine umfassende Analyse des Marktes für Flüssiggas (LNG) vorgelegt hat –, die G7 und andere wichtige Partnerländer haben auch Beiträge geliefert; vgl. Mitteilung der Kommission über die kurzfristige Krisenfestigkeit des europäischen Gassystems, Vorkehrungen für den Fall einer Unterbrechung der Gaslieferungen aus dem Osten im Herbst und Winter 2014/2015, Brüssel, 16. Oktober 2014, COM(2014) 654 final, S. 2.

¹³¹ Im Oktober 2005 unterzeichneten die Länder wie Albanien, Bosnien und Herzegowina, Bulgarien, Kroatien, Rumänien und Serbien einen Vertrag zur Errichtung der Energiegemeinschaft Südosteuropa, durch die der europäische Energiebinnenmarkt auf diese Länder erweitert werden soll; vgl. e-control, Energiegemeinschaft Südosteuropa, <http://www.e-control.at/de/international/energiegemeinschaft-suedosteuropa>, Abruf am 7. September 2015.

¹³² Vgl. Mitteilung der Kommission über die kurzfristige Krisenfestigkeit des europäischen Gassystems, Vorkehrungen für den Fall einer Unterbrechung der Gaslieferungen aus dem Osten im Herbst und Winter 2014/2015, Brüssel, 16. Oktober 2014, COM(2014) 654 final, S. 20.

wären mit einem Defizit von 30 Prozent bzw. 20 Prozent der benötigten Erdgasmenge ebenfalls erheblich betroffen, wenn auch in geringerem Maße.¹³³

137. Die Europäische Kommission resümiert, dass die EU-Mitgliedstaaten und ihre Nachbarländer ein breites Spektrum von Maßnahmen (unter anderem die Diversifizierung ihrer Versorgungsquellen, die Nutzung von Reserven und strategischen Vorräten, die Drosselung der Nachfrage und die Umstellung auf andere Brennstoffe, wo dies möglich ist) zur Milderung der Folgen einer Versorgungsunterbrechung vorsehen. Allerdings seien diese Vorhaben zu stark auf den nationalen Markt beschränkt, und es werde stets rasch auf interventionistische Maßnahmen zurückgegriffen. Leitprinzip sollte indes ein marktbasierter Ansatz sein; nicht marktbasierende Maßnahmen (wie die Freigabe strategischer Vorräte, erzwungener Brennstoffwechsel und Einschränkung der Nachfrage) sollten nur ergriffen werden, wenn der Markt versage. In einem funktionierenden Markt sorgten Preissignale für neue Gaslieferungen – hier sei vor allem auf die Alternative Flüssiggas verwiesen – und reduzierten die Nachfrage.¹³⁴

138. Zeitgleich beschäftigte sich auch eine Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) mit den Auswirkungen eines mehrmonatigen Gasembargos.¹³⁵ Sie kam zu dem Ergebnis, dass die Gasversorgung in Deutschland maximal fünf Monate gesichert werden könne. Hierfür müsste in Europa jedoch unter anderem erheblich mehr Flüssiggas als im Jahr 2013 importiert werden. Es zeige sich, dass Deutschland trotz seiner geographischen Nähe zu den großen Gasproduzenten Niederlande und Norwegen von einem lang andauernden Gaslieferembargo durch Russland im Zuge der Ukraine-Krise stark betroffen wäre, da Deutschlands Versorgung sehr von russischem Importgas abhängt. Überdies hätten die Niederlande und Norwegen einen wesentlichen Teil ihrer Gasproduktion über Langfristverträge an Länder wie Frankreich und Italien gebunden. Drittens verfüge Deutschland zwar über große Kapazitäten an Gasspeichern, doch bei entsprechend lang anhaltenden Embargos seien auch diese nicht ausreichend. Die Studie weist auch darauf hin, dass die Abhängigkeit nicht einseitig ist. Ein russisches Gasembargo wäre für den russischen Export-Monopolisten Gazprom wirtschaftlich kritisch. Nach Schätzungen des EWI würde jeder Monat des Embargos in Russland zu Einnahmeausfällen von EUR 4 bis 4,5 Mrd. führen, was ca. 3,5 Prozent des Jahresumsatzes von Gazprom entspräche.

139. Die Untersuchungen zeigen die Schwachstellen und Anfälligkeiten des deutschen Gasmarktes. Hierzu zählen die starke Abhängigkeit von russischem Pipeline-Gas und die mittel- bis langfristigen Inflexibilitäten eines infrastrukturdominierten Marktes, der von hohen Investitionskosten und langfristigen Lieferverträgen geprägt ist. Erdgas ist insoweit kurz- und mittelfristig nicht leicht zu substituieren. Des Weiteren sind bspw. auch große Mengen an LNG bereits kontrahiert, sodass fraglich ist, ob bei Gasversorgungsengpässen kurzfristig LNG-Kapazitäten verfügbar wären.¹³⁶

2.2.3.3 Diversifikation durch Pipelineausbau

140. Derzeit verfügt Deutschland über ein weit verzweigtes Pipelinesystem. So wird etwa Erdgas aus Norwegen über drei Pipelines nach Deutschland befördert. Russisches Gas wird zum einen durch die Jamal-Europa und das Ukraine-Leitungssystem nach Westeuropa und Deutschland geleitet. Ein weiterer Ausbau des Importpipeline-Systems für Europa ist im Bau bzw. in Planung. Über die Nordstream-Pipeline kann russisches Gas unmittelbar aus Russland bezogen werden. Im Zuge der Inbetriebnahme der Nordstream-Pipeline sind die russischen Erdgasimporte nach Europa über die Ukraine gesunken. Mittlerweile kommen nur noch etwa 50 Prozent der russischen Gasexporte über die Ukraine nach Europa, die übrigen 50 Prozent über die Nordstream- und die Jamal-Pipeline. In Zukunft soll der kaspische Raum als

¹³³ Vgl. Mitteilung der Kommission über die kurzfristige Krisenfestigkeit des europäischen Gassystems, Vorkehrungen für den Fall einer Unterbrechung der Gaslieferungen aus dem Osten im Herbst und Winter 2014/2015, Brüssel, 16. Oktober 2014, COM(2014) 654 final, S. 7.

¹³⁴ Vgl. Europäische Kommission, PM, Gas-Stresstest: Zusammenarbeit ist entscheidend bei Unterbrechung von Erdgaslieferungen, 16. Oktober 2014. S. auch ACER, European Gas Target Model, Review and Update, 2015, Ljubljana, S. 18/43 f.

¹³⁵ Vgl. EWI, An Embargo of Russian Gas and Security of Supply in Europe, Köln, 6. Oktober 2014.

¹³⁶ Vgl. The International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), Annual Report „The LNG Industry in 2013“, http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_the_lng_industry_fv.pdf, Abruf am 15. September 2015.

neue Lieferquelle für Europa und Deutschland erschlossen werden. Ab 2019 soll über die Transadriatische Gaspipeline (TAP) zudem Gas aus Aserbaidschan nach Europa geliefert werden.¹³⁷

141. Von den drei großen Pipelineprojekten Nabucco, Nord- und Southstream konnte lediglich das Nordstream-Projekt realisiert werden. Mit der Nabucco-Pipeline sollte Gas aus dem Kaspischen Raum unter Umgehung Russlands bis nach Österreich geleitet werden; die Southstream-Pipeline sollte die Liefer Routen von russischem Erdgas nach Europa diversifizieren und die Abhängigkeit Russlands von den derzeit dominierenden Transitstaaten Ukraine und Weißrussland reduzieren.

142. Pipeline-Infrastrukturprojekte können zur Angebotsdiversifizierung beitragen, erwachsen aber z. T. aus sehr politischen Erwägungen, deren wirtschaftlicher Nutzen zumindest fraglich scheint. So wäre bspw. die South-Stream-Pipeline nicht vollständig ausgelastet worden, weil andere Transportrouten aus Russland mit dem Projekt konkurriert hätten.¹³⁸ Dem Wettbewerb könnte dies – im Gegensatz zu vollständig ausgelasteten Pipelines – indes zuträglich sein.

2.2.3.4 Diversifikation durch LNG und unkonventionelles Erdgas

143. Zu einer Diversifizierung können außerdem der Import von verflüssigtem Erdgas (LNG), die Förderung von inländischem Schiefergas in Form von Fracking¹³⁹, die Verwertung aus Biomasse zu Biomethan sowie die Power-to-Gas Technologie beitragen.

LNG

144. Die Verflüssigung von Erdgas zu LNG, liquefied natural gas, erfolgt mit dem Ziel, Gas unabhängig von der bestehenden Pipelinestruktur für den Handel mit sehr weit entfernten Förderländern ohne Pipelineanbindung und mithilfe des Transports via Wasserwege, Schienen- oder Straßenverkehre wirtschaftlich nutzbar zu machen. Im verflüssigten Zustand hat Erdgas nur noch einen Bruchteil des Volumens gegenüber seinem gasförmigen Zustand. Nach dem Transport muss das LNG regasifiziert werden, um das Erdgas wieder ins Netz einzuspeisen. Europa verfügt aufgrund der Importe von LNG über wesentlich mehr Kapazitäten zur Regasifizierung als zur Verflüssigung.¹⁴⁰ LNG-Terminals zur Regasifizierung wurden in einigen EU-Ländern wie Spanien, Niederlande, Polen oder den baltischen Ländern ausgebaut; Deutschland hat kein Flüssiggasterminal.

145. Die sechs größten weltweiten LNG-Exportländer sind – für das Jahr 2013 – an erster Stelle Katar (ca. 77 Mio. t/Jahr), gefolgt von Malaysia (ca. 25 Mio. t/Jahr), Australien (22 Mio. t/Jahr), Indonesien (17 Mio. t/Jahr), Nigeria (etwa 17 Mio. t/Jahr) und Trinidad (ca. 15 Mio. t/Jahr).¹⁴¹

LNG-Importländer sind, ebenfalls für 2013, an erster Stelle Japan (ca. 88 Mio. t/Jahr), gefolgt von Südkorea (etwa 41 Mio. t/Jahr), China (ca. 19 Mio. t/Jahr), Indien (ca. 13 Mio. t/Jahr), Taiwan (etwa 13 Mio. t/Jahr) und Spanien (etwa 9 Mio. t/Jahr).¹⁴²

146. Als indirekte Folge der Shalegas-Förderung in den USA steht den Weltmärkten mehr Flüssiggas zur Verfügung. Bislang gibt es eine Dreiteilung der globalen Gasmärkte zwischen Nordamerika, dem europäisch-asiatischen Kontinentalmarkt und der asiatisch-pazifischen Region (mit den großen Nachfragern Japan, Südkorea und China, die etwa zwei Drittel des weltweit gehandelten LNG kaufen). Der Zubau an LNG-Infrastruktur wird im asiatisch-pazifischen Bereich, vor

¹³⁷ Vgl. hierzu Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, 2014, S. 9.

¹³⁸ Vgl. Dieckhöner, C., Simulating the Effects of the European Natural Gas Infrastructure Developments, EWI Working Paper 2010/7; Dieckhöner, C., Simulating Security of Supply Effects of the Nabucco and South Stream Projects for the European Natural Gas Market, The Energy Journal 33 (3), 2012, S. 153-181.

¹³⁹ Vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 47.

¹⁴⁰ Vgl. hierzu Energy 2.0, Auf dem Weg in die LNG-Zukunft, September 2012, S. 78.

¹⁴¹ Vgl. IGU, World LNG Report – 2014 Edition, Oslo, S. 8.

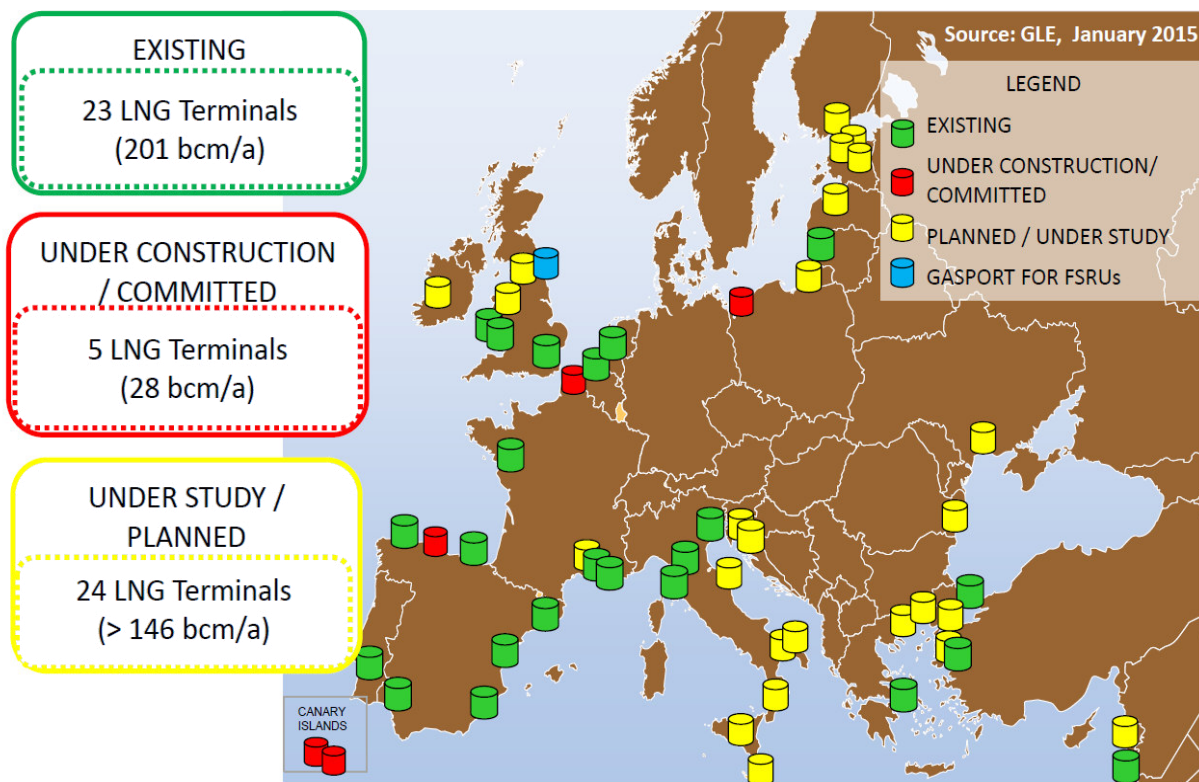
¹⁴² Vgl. ebenda, S. 9.

allem in Australien, Indonesien und Mozambique, die Märkte beleben. Eventuell könnte Australien künftig Katar als größten LNG-Exporteur ablösen. Zum erhöhten LNG-Angebot im Pazifik wird neben russischem auch kanadisches LNG beitragen.

147. Grundsätzlich sind für Europa derzeit aus Kostengründen Pipeline-Importe attraktiver als LNG-Importe, dennoch spielt LNG für bestimmte europäische Länder eine wichtige Rolle. Per Tanker wird LNG insbesondere aus Katar, Nigeria und Algerien nach Europa importiert. Großbritannien, Spanien, Frankreich und Italien haben die Kapazitäten zur Einfuhr von Flüssiggas in den vergangenen Jahren deutlich ausgeweitet. 2013 erreichten die gesamten EU-Importkapazitäten von Flüssiggas bereits 40 Prozent des Erdgasverbrauchs der EU.¹⁴³

148. Abbildung 2.13 zeigt die in Europa befindlichen LNG-Terminals (grünes Symbol), jene, die im Bau sind (rote Symbole) und geplant werden (gelbe Symbole) sowie eine Anlandungsstation für LNG-Schiffe mit Regasifizierungsstation (blaues Symbol). Es zeigt sich, dass eine Reihe von Terminals in Europa entstehen, insbesondere im Süden und Osten Europas. Grund hierfür ist für einige Länder der Bedarf für eine Verringerung der starken Importabhängigkeit von russischem Erdgas mithilfe einer Diversifizierung von Angebotsquellen und -routen.¹⁴⁴

Abbildung 2.13: LNG-Terminals in Europa



Quelle: Standaert, K., GLE¹⁴⁵ presentation at LNG Bunkering Summit, Amsterdam: Developing LNG infrastructure in Europe, 2015, <http://www.gie.eu/index.php/publications/gle>, Abruf am 15. September 2015

¹⁴³ Vgl. Engerer, H. u.a., Europäische Erdgasversorgung trotz politischer Krisen sicher, DIW-Wochenbericht 22/2014, S. 479-492.

¹⁴⁴ Vgl. hierzu auch ACER, European Gas Target Model, Review and Update, 2015, Ljubljana, S. 18/43 f.

¹⁴⁵ GLE (Gas LNG Europe) ist ein Verband im Dachverband GIE, ein Verband der Infrastrukturbranche im Erdgasgeschäft, der z. B. die Interessen von Fernleitungsnetzbetreibern, Speichereinrichtungenbetreibern und LNG-Terminal Betreibern vertritt. GIE hat derzeit 68 Mitglieder in 25 europäischen Ländern. GIE unterteilt sich noch einmal in GTE (Gas Transmission Europe), GSE (Gas Storage Europe) und GLE (Gas LNG Europe).

149. Die Bedeutung von LNG nimmt global zu. So sind auf Angebotsseite derzeit Infrastrukturen für 150 Mrd. Kubikmeter (bcm) LNG-Kapazität – das entspricht 40 Prozent der weltweiten Gesamtkapazität – entweder im Bau oder in Planung. Doch obschon die Gasnachfrage in Asien, insbesondere in China und Südostasien, wächst und Anbieter hier hohe Preise für LNG erzielen können, ist die künftige Bedeutung des LNG-Marktes nicht sicher. Die Frage, ob sich LNG in Zukunft gegen alternative Energieträger im Wettbewerb erfolgreich durchsetzen kann, hängt von einer Vielzahl von Faktoren, wie den Kosten der Verflüssigung und des LNG-Transports, ab. Des Weiteren besitzen einige asiatische Länder wie China und Indonesien große unkonventionelle Gasreserven, welche die jetzige Gaslandschaft stark verändern könnten.¹⁴⁶

150. Wie Abbildung 2.13 zeigt, hat sich in der Vergangenheit in Deutschland kein Investor für den Bau eines LNG-Terminals gefunden, was bislang hohen Investitionskosten in Verbindung mit der Annahme einer geringen Auslastung geschuldet sein dürfte. Aktuell wollen indes die Brunsbütteler Häfen an der Elbmündung ein Transport- und Logistiksystem errichten, womit die deutsche Industrie mit verflüssigtem Erdgas versorgt werden soll. Hierzu sind die Brunsbüttel Ports in Hamburg eine Kooperation mit dem Schienenlogistiker VTG eingegangen, sodass Flüssiggas auch in großen Mengen mit speziellen Kesselwagen über den Schienenweg in das Binnenland transportiert werden könnte.¹⁴⁷

151. Die Vorzüge von LNG sind vor allem, dass die Nachfrage nach Pipelinegas aus unsicheren Regionen reduziert werden kann und dass sich Anbieter und Nachfrager unabhängig von langwierigen Pipelineprojekten machen, welche als große Infrastrukturprojekte in der Bevölkerung auch oftmals auf Vorbehalte stoßen. Überdies wird LNG, gegenüber Schweröl oder Diesel, vermehrt als umweltverträglicher Treibstoff für Schiffe eingesetzt. Die Lagerung von LNG erfolgt dabei in sogenannten Bunkerstationen. Je nach Größe einer LNG-Bunkerstation ist eine Versorgung der Schiffe („Tankstelle für Schiffe“) oder zusätzlich der Industrie vor Ort möglich. Ein großes LNG-Terminal kann aufgrund seines großen Fassungsvermögens auch als strategische Reserve genutzt werden.

152. Grundsätzlich ist die Anbindung Deutschlands an belgische, niederländische (und zukünftig polnische) Terminals bereits jetzt vorhanden.

Darüber hinaus gibt es immer wieder Forderungen nach dem Bau eines deutschen LNG-Terminals. Es ist jedoch nicht klar, wie hoch der Zusatznutzen durch ein eigenes Terminal wäre bzw. ob die immensen Kosten diesen nicht übersteigen. Vielmehr könnten die Kapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten weiter ausgebaut werden, um dort bestehende LNG-Anlagen auch für die Versorgung Deutschlands besser nutzbar zu machen. Insbesondere westliche Nachbarstaaten verfügen über eine gut ausgebaute Infrastruktur, welche den erforderlichen Ausbau zum Anschluss der LNG-Kapazitäten in Deutschland in Grenzen halten.

Schiefergas

153. Deutschland verfügt über nennenswerte Schiefergasvorkommen. Die Option eines innerdeutschen „Fracking“¹⁴⁸ zur Erschließung neuer eigener Gasvorkommen ist aufgrund der Gefahren der Verunreinigung des Grundwassers, möglicher Erdbeben und Landschaftsveränderungen jedoch höchst umstritten. Bislang steht die Politik dieser Technologie vorsichtig gegenüber. Auch sind bisher die Extraktionskosten für Schiefergas in Deutschland, im Vergleich zu vielen konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten im Ausland, verhältnismäßig hoch.¹⁴⁹

¹⁴⁶ Vgl. IEA (Internationale Energieagentur), *The Asian Quest for LNG in a Globalising Market*, Paris, 2014, S. 10 ff.; IGU (Internationale Gas Union), *World LNG Report – 2014 Edition*, Oslo.

¹⁴⁷ Vgl. N. N., *Flüssiges Erdgas – Ein neuer Energieträger*, *Die Welt*, 20. Januar 2015, S. 5.

¹⁴⁸ Im Falle der Erdgasgewinnung aus einer konventionellen Lagerstätte wird das Gas aus einer Gasansammlung in porösen Speichergesteinen gewonnen. Handelt es sich um unkonventionelle Lagerstätten, dann ist das Gas nicht aus dem Muttergestein abgewandert und muss durch das Einpressen von Frac-Flüssigkeit gelockert werden. Diese Form der Förderung wird häufig auch bei konventionellen Lagerstätten verwendet, um zusätzliche Gasmengen zu fördern.

¹⁴⁹ Vgl. Konrad, K.A./Schöb, R., *Fracking in Deutschland – Eine Option für die Zukunft!*, *Wirtschaftsdienst* 94(9), 2014, S. 645-650.

154. Am 19. November 2014 wurde ein Entwurf für ein sogenanntes „Fracking-Gesetz“ vorgelegt.¹⁵⁰ Hierbei handelt es sich um ein Artikelgesetz, welches das Wasserhaushalts (WHG)-, Umweltschadens (USchadG)- und Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) und einige Verordnungen ändert.

155. Der Entwurf enthält strenge Auflagen für das Fracking. So ist oberhalb von 3000 Metern Tiefe das Aufbrechen von Schiefergestein oder Kohleflözgestein zur Aufsuchung oder Gewinnung von Erdgas verboten, § 13a Abs. 1 Nr. 1 WHG-E. Dies gilt jedoch nicht für Erprobungsmaßnahmen mit dem Zweck, die Auswirkungen der Maßnahmen auf die Umwelt, insbesondere den Untergrund und den Wasserhaushalt, wissenschaftlich zu erforschen, § 13a Abs. 2 WHG-E.

156. Laut Entwurf setzt die Bundesregierung eine unabhängige Expertenkommission (bestehend aus je einem Vertreter der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, des Umweltbundesamtes, eines Landesamtes für Geologie, das nicht für die Zulassung der Erprobungsmaßnahmen zuständig ist, des Helmholtz-Zentrums Potsdam Deutsches Geo-Forschungszentrum, des Helmholtz-Zentrums für Umweltforschung Leipzig sowie einem Vertreter einer geeigneten universitären Forschungseinrichtung, der vom Bundesrat benannt wird) ein, welche die durchgeführten Erprobungsmaßnahmen wissenschaftlich begleitet und auswertet und ab dem 30. Juni 2018 einen jährlichen Bericht vorlegt (§ 13a Abs. 6 WHG-E).

Sofern die Expertenkommission den beantragten Einsatz der Fracking-Technologie gemäß § 13a Abs. 7 WHG-E mehrheitlich als unbedenklich einstuft, ist es sogar möglich, dass das grundsätzliche Fracking-Verbot durch die zuständige Behörde aufgehoben wird. In diesem Fall könnte die Förderung deutschen Schiefergases die Versorgungssicherheit erhöhen.

Biomethan

157. Biomethan¹⁵¹ (oder auch Bioerdgas) ist Methan, das nicht aus fossilen Quellen gewonnen wird, sondern einen Bestandteil von aus Biomasse gewonnenem Biogas darstellt. Durch Aufbereitung von Rohbiogas kann eine qualitativ zu konventionellem Erdgas vergleichbare Gasform erreicht werden, wodurch Biomethan als gleichwertige Alternative zu fossilem Erdgas nutzbar ist und einen inländischen Beitrag zur Sicherung der Gasversorgung leisten kann. Hierin wird erhebliches Entwicklungspotenzial gesehen. Biogas könnte zukünftig überdies einen Beitrag zur Verstetigung fluktuierender regenerativer Energiearten leisten.¹⁵²

158. Fehlentwicklungen in Form von negativen Folgen für Umwelt- und Naturschutz dürfen indes bei der energetischen Nutzung von Anbaubiomasse nicht aus den Augen verloren werden. So sind bspw. Mais-Monokulturen anfällig für Bodenerosion oder Nährstoff- und Pflanzenschutzmittelauswaschung.¹⁵³

Power-to-Gas

159. Bei der Power-to-Gas Technologie wird Strom in Wasserstoff oder – in einem zweiten Schritt – in mit Erdgas kompatibles Methan umgewandelt. Insbesondere im Zuge der Energiewende, die mit einer Zunahme an volatiler Stromproduktion durch den Einsatz erneuerbarer Energien einhergeht, sodass auch Zeiten mit einer Überproduktion an Strom zu erwarten sind, könnte sich hierdurch eine vielversprechende neue Bezugsquelle für die Erdgasversorgung ergeben. Bisher liegt der Wirkungsgrad bei der Umwandlung in Methan jedoch lediglich bei 50 Prozent bis 65 Prozent.

160. Eine zusätzliche wichtige Einsatzmöglichkeit wird im Rahmen der Speichermöglichkeit von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energien diskutiert.¹⁵⁴ Das erzeugte Gas wird hierbei nicht zur Versorgung genutzt, sondern dient als Spei-

¹⁵⁰ Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, WR I 2 – 21111/8, Stand: 10. Dezember 2014, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Binnengewasser/fracking_g_entwurf_bf.pdf, Abruf am 15. September 2015.

¹⁵¹ Vgl. hierzu bereits Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 119 ff.

¹⁵² Vgl. Bundesnetzagentur, Biogas-Monitoringbericht 2014 an die Bundesregierung gemäß § 37 GasNZV.

¹⁵³ Vgl. hierzu Kommission Landwirtschaft von Umweltbundesamt (KLU), Bioeiserzeugung und -nutzung: Ökologische Leitplanken für die Zukunft, Vorschläge der Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt, 2013.

chermedium für überschüssigen Strom. Dabei liegt ein wesentlicher Vorteil dieser Technologie darin, die Erdgas-Leitungen und Erdgas-Speicher ohne Errichtungskosten (mit)nutzen zu können. Dies führt zu Entlastungen bei den Anforderungen an den Strom-Netzausbau zur Verringerung räumlicher Netzungleichgewichte, da Strom bei Bedarf aus dem Netz genommen oder wieder eingespeist werden kann. Im Falle einer Rückumwandlung von Methan in Strom in einem hocheffizienten Gas- und Dampfkraftwerk liegt der Gesamtwirkungsgrad aber mit etwa 30 Prozent bis 40 Prozent noch niedriger. Selbst mittel- bis langfristig werden keine deutlich besseren Wirkungsgrade erwartet.

161. Dass das Gasnetz kurz- und mittelfristig in großem Umfang als „Stromsenke“ fungieren kann, gilt zum jetzigen Zeitpunkt als unwahrscheinlich. Im Ergebnis ist diese Technologie eine vielversprechende Möglichkeit für die künftige Erdgaseigenproduktion und auch -speicherung.

2.2.3.5 Erdgasspeicher

162. Eine zusätzliche Möglichkeit, die Versorgungssicherheit zu erhöhen, besteht im Einsatz von Erdgasspeichern. Die Gasspeicher¹⁵⁵ bilden dabei einen Ausgleich zwischen dem annähernd kontinuierlichen Erdgasbezug aus den Produzentenländern und der saisonal stark schwankenden, bedarfsabhängigen Belieferung der Kunden. Zudem können sie zur Überbrückung temporärer Liefereinschränkungen beitragen. Diese „klassische Pufferfunktion“ zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend ergänzt durch die strategische Funktion von Speichern, wodurch die Möglichkeit des Ausgleichs längerfristiger Versorgungsengpässe in Krisenzeiten ermöglicht wird.

163. Die Untertage-Gasspeicherung zeigt seit Beginn der Gasversorgung und zunehmender Gasnutzung einen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen (das im Jahresverlauf nutzbare Gasvolumen)¹⁵⁶ durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher. Insbesondere haben die Salzkavernenspeicher an Bedeutung gewonnen.¹⁵⁷

164. Deutschland verfügt aufgrund seiner Geologie über gute Bedingungen für die Einrichtung von Speichern und ist in Bezug auf Arbeitsgasvolumen (23.800 Mio. m³) und Anzahl der Speicherbetriebe (51) weltweit unter den ersten vier Nationen.¹⁵⁸

165. Die maximale Speicherkapazität ist so groß wie das 80fache des durchschnittlichen Tagesverbrauchs in Deutschland, wobei das Speichervolumen zukünftig noch erhöht werden soll.¹⁵⁹ Insgesamt betragen die Speicherkapazitäten, gemessen in dem in Unterspeichern maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen, 25,45 Mrd. Nm³. Davon entfallen 12,86 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher (Salzstöcke) und 12,59 Mrd. Nm³ auf Porenspeicheranlagen (Untertage-Gasspeicher in ausgeförderten Erdgas- oder Erdöllagerstätten sowie in Aquiferstrukturen).¹⁶⁰

2.2.3.6 Fazit

166. Die Erdgashandelsplätze haben in Deutschland in den letzten Jahren eine positive Entwicklung durchlaufen. Durch die Zusammenlegung auf zwei Marktgebiete hat sich die Liquidität im Großhandelsmarkt erhöht und der Wettbewerb wurde gestärkt. Auf europäischer Ebene ist die Integration unterschiedlich weit fortgeschritten. Die Monopolkommission unterstützt in diesem Zusammenhang die grundsätzlichen Ziele des Gas Target Models. Eine Marktgebietserweite-

¹⁵⁴ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 326 ff.

¹⁵⁵ Vgl. zu Erdgasspeichern bereits ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 122.

¹⁵⁶ Das Kissengasvolumen verbleibt in den Speichern, um den Mindestdruck aufrecht zu erhalten.

¹⁵⁷ Vgl. hierzu Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, 2013, 2014, http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=797&article_id=898&psmand=4, Abruf am 7. September 2015.

¹⁵⁸ Vgl. hierzu die Daten der Studie IGU 2012 für 2010/2011, Fortschreibung für 2013.

¹⁵⁹ Vgl. z. B. BMWi, Gas – Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung, 2014, <http://www.bmw.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas,did=292330.html>, Abruf am 7. September 2015.

¹⁶⁰ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, a. a. O., S. 197.

rung sollte angestrebt werden, sofern sich die regionale Unterteilung noch weitgehend kleinteilig darstellt, insbesondere in den osteuropäischen Mitgliedstaaten. Hier können durch Zusammenlegung noch große Liquiditäts- und somit Effizienzsteigerungen erreicht werden. Zusätzlich erscheint eine Harmonisierung des Handels zwischen den einzelnen Marktgebieten durch verbindliche Netzkodizes und zentrale Handelsplattformen sinnvoll, um die europäische Integration zu fördern.

167. Die Versorgungssicherheit hat sich insbesondere in Zeiten politischer Krisensituationen als kritischer Faktor im Bereich der Gasmärkte herausgestellt. Einseitige Abhängigkeiten könnten durch eine Diversifizierung der Bezugsquellen vermindert werden. Geographisch kann dies durch den Leitungsausbau oder den Einsatz alternativer Transportformen (LNG) geschehen. Dabei gilt es jedoch, die erheblichen Kosten für den Bau neuer Pipelines oder auch zusätzlicher LNG-Terminals nicht aus den Augen zu verlieren. Die Diversifikation kann zusätzlich durch den Einsatz unkonventioneller Erdgasformen wie Schiefergas oder Biomethan erfolgen. Hierbei sind mögliche negative Umweltfolgen aber stets in Rechnung zu stellen.

2.3 Überblick über die Tätigkeit der Wettbewerbsbehörden und der Markttransparenzstelle

168. Das Bundeskartellamt und die europäische Kommission haben sich in den vergangenen zwei Jahren mit einer Reihe von Kartell- und Missbrauchsfällen sowie Zusammenschlüssen im Energiesektor beschäftigt. Der nachfolgende Überblick stellt wichtige Entwicklungen zusammen. Eine tiefere Analyse der wichtigsten Entwicklungen erfolgt in den jeweiligen Abschnitten dieses Gutachtens bzw. in der turnusmäßigen Bewertung der Fallpraxis im 21. Hauptgutachten der Monopolkommission.

169. Während im Strommarkt keine Veränderungen hinsichtlich der Marktabgrenzung zu verzeichnen waren, wurden bei der Marktabgrenzung im Gassektor einige Anpassungen vorgenommen. Entsprechende Aspekte der Marktabgrenzung auf Strom- und Gasmärkten hatte die Monopolkommission bereits in früheren Gutachten mehrfach diskutiert.¹⁶¹ Ausgangspunkt für die jüngere Anpassung durch das Bundeskartellamt war das Prüfverfahren zu der letztendlich freigegebenen Aufstockung der Beteiligung der EWE AG an der VNG Verbundnetz Gas AG.¹⁶²

Zum einen wird auf Großhandelsebene nicht mehr zwischen der Belieferung überregionaler Ferngasgesellschaften und regionaler Ferngasunternehmen unterschieden, sondern beide Marktstufen zu einer Gasgroßhandelsstufe zusammengefasst. Regional findet in diesem Bereich nunmehr eine bundesweite anstelle einer netz- oder marktgebietsbezogenen Abgrenzung statt.

Auf Endkundenebene wird zum anderen zwischen leistungsgemessenen Letztverbrauchern (vor allem Industriekunden) und Standardlastprofilkunden (Haushaltskunden) unterschieden. Letztere werden zudem in Grundversorgungskunden und Sondervertragskunden eingruppiert. Industriekunden werden analog zur Großhandelsstufe bundesweit abgegrenzt, während dies im Bereich der Haushaltskunden nur für die Sondervertragskunden gilt. Bei Grundversorgungskunden wird weiterhin eine netzbezogene Abgrenzung vorgenommen.¹⁶³

170. Zu den bedeutendsten Fällen im Strombereich gehört die Freigabe der Entfristung von Beteiligungen der RWE Deutschland AG an zwei Stadtwerken. An den Stadtwerken Ahaus GmbH (SW Ahaus)¹⁶⁴ hielt der Konzern bereits 36 Prozent, an der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW 21)¹⁶⁵ 39,9 Prozent. Sowohl die SW Ahaus als auch die DEW 21 haben nur einen sehr geringen Marktanteil. Nach der Liberalisierung der Energiemärkte war die Beteiligung an zahlreichen kleineren Stadtwerken durch die großen Energiekonzerne zu beobachten. Dadurch entstand der Eindruck, dass der Absatzmarkt für Wettbewerber flächendeckend verschlossen werden sollte. Mittlerweile ist kein

¹⁶¹ Vgl. Monopolkommission, XIX. Hauptgutachten, a. a. O., Tz. 687 ff.; Sondergutachten 2011, a. a. O., Tz. 141 ff.

¹⁶² Vgl. BKartA, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14.

¹⁶³ Vgl. ebenda, S. 24 ff.

¹⁶⁴ Vgl. BKartA, Beschluss vom 24. Juni 2013, B8-92/13.

¹⁶⁵ Vgl. BKartA, Beschluss vom 17. Oktober 2014, B8-119/14.

Anstieg der Beteiligungen mehr zu erkennen, sodass das Bundeskartellamt keine konkrete Verschlechterung der Wettbewerbsverhältnisse durch eine Freigabe der Entfristung feststellen konnte.

171. Zudem hatte das Bundeskartellamt ein Verfahren nach Art. 101 AEUV, § 32 GWB eingeleitet, das eine Beschränkung der Stromerzeugung der Kraftwerke Irsching 4 und Irsching 5 zum Gegenstand hatte. Das Verfahren richtete sich gegen die konkrete Ausgestaltung der in den Redispatch-Verträgen für die Kraftwerke Irsching 4 und Irsching 5 enthaltenen Entgeltregelung. Das Verfahren wurde in enger Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur geführt, da diese die Richtlinien zur Redispatch-Vergütung festgesetzt hatte. Nach einer grundlegenden Entscheidung des OLG Düsseldorf¹⁶⁶ vom 28. April 2015 zur Vergütung von Redispatch-Einsätzen wurde es jedoch eingestellt.¹⁶⁷

172. Darüber hinaus wurden im April und Juli 2014 im Rahmen der Konzessionsvergabe für Strom- und Gasnetze Verfahren gegen die Stadt Stuttgart¹⁶⁸ und das Land Berlin¹⁶⁹ eingeleitet, nachdem unterlegene Bieter Beschwerde gegen die Zuteilung der Konzessionen eingelegt hatten. Während das Verfahren im Fall der Berliner Gasnetze noch andauert, lag in Stuttgart nach Auffassung des Bundeskartellamtes kein Verstoß gegen §§ 19, 20 GWB und § 46 EnWG vor.¹⁷⁰

173. Der Schwerpunkt der Tätigkeit der Europäischen Kommission lag auf den Energiemärkten in Ost- und Südeuropa. So führte die Kommission ein Missbrauchsverfahren gegen die rumänische Energiebörse OPCOM¹⁷¹, da diese Stromhändler diskriminiert hatte, die zwar in der EU niedergelassen, aber außerhalb Rumäniens tätig waren. In Bulgarien wurde die Kommission in zwei Fällen gegen die Energiegesellschaft BEH aktiv. Zum einen wird dem Unternehmen vorgeworfen, den Wettbewerb im Stromgroßhandelsmarkt durch territoriale Beschränkungen zu behindern.¹⁷² Zum anderen sollen Wettbewerber beim Zugang zum Gasübertragungsnetz und zu Gasspeicheranlagen behindert werden.¹⁷³ Ein weiterer Fall auf europäischer Ebene betraf die Energiebörsen EPEX Spot und Nordpool Spot¹⁷⁴, die eine Absprache getroffen hatten, im kurzfristigen Börsenstromhandel nicht miteinander zu konkurrieren und somit gegen das Kartellrecht verstießen.

174. Ende des Jahres 2012 wurde mit dem Gesetz für die Einrichtung einer Markttransparenzstelle¹⁷⁵ die Grundlage für die Einführung einer neuen nationalen Marktüberwachungseinrichtung geschaffen. Die Markttransparenzstelle geht auch auf einen Vorschlag der Monopolkommission zurück¹⁷⁶, die darauf hingewirkt hat, dass die Einrichtung als Kooperations- und Lernplattform zwischen den für die Aufsicht über den Energiehandel zuständigen Behörden und externen Experten genutzt werden soll.¹⁷⁷ Ihre Aufgabe besteht in erster Linie in der Beobachtung der Energiegroßhandelsmärkte, um Hinweise auf Marktmanipulation, Insider-Handel oder Kartellrechtsverstöße aufzudecken und ein besseres Marktverständnis zu schaffen. Zudem hat sie bei der Erstellung der REMIT-Durchführungsverordnung¹⁷⁸ mitgewirkt. Die Markttransparenzstelle ist bei der Bundesnetzagentur angesiedelt, welche die Aufgaben in Kooperation mit dem Bun-

¹⁶⁶ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 28. April 2015, VI-3 Kart 331/12 (V).

¹⁶⁷ Eine genauere Darstellung der Debatte um die Redispatch-Vergütung findet sich in Abschnitt 4.1.2.

¹⁶⁸ Vgl. BKartA, Einstellung des Verfahrens am 30. Juni 2014, B8-106/12.

¹⁶⁹ Vgl. BKartA, Aufnahme des Verfahrens am 2. Juli 2014, B8-93/14.

¹⁷⁰ Vgl. BKartA, Tätigkeitsbericht 2013/2014, 30. Juni 2015, S. 107.

¹⁷¹ EU-Kommission, Entscheidung vom 5. März 2014, AT.39984 – Romanian Power Exchange/OPCOM.

¹⁷² EU-Kommission, Mitteilung vom 27. November 2012, AT.39767 – BEH Electricity.

¹⁷³ EU-Kommission, Mitteilung vom 5. Juli 2013, AT.39849 – BEH Gas.

¹⁷⁴ EU-Kommission, Entscheidung vom 5. März 2014, AT.39952 – Power Exchanges.

¹⁷⁵ Vgl. § 47a Abs. 1 GWB.

¹⁷⁶ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a. a. O., Tz. 211 ff.

¹⁷⁷ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 161 ff.

¹⁷⁸ REMIT („Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency“) steht für eine im Oktober 2011 auf EU-Ebene erlassene Verordnung (Nr. 1227/2011), deren Ziel es ist, durch mehr Transparenz Marktmanipulationen und Insiderhandel auf den Energiegroßhandelsmärkten zu bekämpfen. Mit der Datenerhebung, Überwachung und Regulierung wurde ACER betraut.

deskartellamt wahrnimmt. Auch die Monopolkommission kann zukünftig auf Daten der Markttransparenzstelle zurückgreifen, um ihre Analysen zu verbessern.¹⁷⁹

175. In diesem Jahr werden zum ersten Mal Daten von der Markttransparenzstelle erhoben. Um den Aufwand für die Berichterstatter (insbesondere Unternehmen) zu minimieren und Vergleichbarkeit zu gewährleisten, sollen die auf europäischer Ebene im Rahmen der REMIT erfassten Daten auch bei der Markttransparenzstelle verwendet werden. Die Erhebung zusätzlicher Daten auf nationaler Ebene ist dennoch möglich. Zudem ist die Markttransparenzstelle gemäß § 47h Abs. 2 GWB verpflichtet, alle zwei Jahre einen Tätigkeitsbericht vorzulegen. Dieser wird im Laufe des Jahres 2015 erwartet.

¹⁷⁹ Vgl. § 47c Abs. 3 GWB.

Kapitel 3

Verfolgung von Umweltzielen in der Stromerzeugung

3.1 Welche Ziele und Instrumente für die Energiewende?

3.1.1 Konzentration auf Treibhausgasreduktion als Primärziel

176. Der Begriff Energiewende wird in der öffentlichen Diskussion zur Beschreibung einer Vielzahl an Zielen und den dazu notwendigen Instrumenten, die mit verschiedenen Prozessen der Energienutzung und Energieerzeugung in Verbindung stehen, genutzt. Es ist nicht immer klar ersichtlich, welche Ziele im Vordergrund stehen und welche Instrumente hierfür jeweils eingesetzt werden. Um einzelne Maßnahmen, die mit der Energiewende in Zusammenhang gebracht werden, bewerten zu können, bedarf es zunächst einer Analyse der Zielstruktur.

177. Von politischer Seite wird die Energiewende i. d. R. mit einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion und dem Ausstieg aus der Kernenergie gleichgesetzt. Der Ausbau erneuerbarer Energien ist jedoch insbesondere deshalb notwendig, da die nukleare Stromerzeugung angesichts der fortschreitenden Klimaerwärmung nicht oder nur in geringem Umfang durch fossile Energieträger ersetzt werden soll. Infolgedessen lässt sich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen (z. B. Kohlenstoffdioxid, Methan und Fluorchlorkohlenwasserstoffe) als primäres zugrunde liegendes Umweltziel festmachen, das in der Bundesrepublik Deutschland vom Atomausstieg als Nebenziel flankiert wird.

178. Die weltweite Dimension der Klimaproblematik führt jedoch dazu, dass nur eine supranationale Abstimmung und Festlegung von Maßnahmen erfolgversprechend sind. Die „Free Rider“-Problematik zeigt sich hier in ihrer klassischen Form: Jedes einzelne Land hat nur einen geringen Anreiz, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren, da von den eigenen Bemühungen zur Einsparung stets auch der Rest der Welt profitiert. Ebenso muss eine weitere Verschmutzung bzw. die dadurch entstehenden Kosten, insbesondere durch CO₂-Emissionen, nicht nur vom Emittenten selbst getragen werden. Der externe Effekt, den bspw. Industrieanlagen durch die Luftverschmutzung bei der Produktion verursachen, wird ohne ein entsprechendes Instrument nicht internalisiert. Eine Koordination der Maßnahmen auf globaler bzw. europäischer Ebene ist daher dringend erforderlich.

179. Für die Entwicklung und Weiterentwicklung effizienter Energieerzeugung (vor allem Strom) aus erneuerbaren Quellen wie Wind- oder Solarkraft ist insbesondere in der Einführungsphase ein hoher Forschungsaufwand auch und gerade im Bereich der Grundlagenforschung zu erwarten. Die Grundlagenforschung stellt ein öffentliches Gut dar, das ohne staatlichen Eingriff nicht in verlässlicher Menge angeboten wird. Das einzelne Unternehmen hat nur einen unzureichenden Anreiz, hier zu investieren, da der aus der Forschung generierte Nutzen in vielen Fällen nicht nur dem eigenen Unternehmen zugute kommt – bspw. wenn Erkenntnisgewinne nur eingeschränkt patentierbar sind.¹⁸⁰ Somit könnte ein weiteres politisches Ziel darin bestehen, das mit der Energiewende in Zusammenhang stehende öffentliche Gut der Grundlagenforschung verlässlich anzubieten.

180. Insgesamt ergibt sich somit eine Trias aus den in unterschiedlichen Beziehungen zueinander stehenden Zielen – Treibhausgasreduktion, Ausstieg aus der Atomenergie und Förderung von Grundlagenforschung – für die Entwicklung erneuerbarer Energieerzeugungsformen. Auch wenn die Umsetzung noch viele Jahre Herausforderungen mit sich bringen wird, ist der Atomausstieg bereits gesetzlich beschlossen und kann als Prämisse für die anderen Ziele angesehen werden. Die Finanzierung der Grundlagenforschung hat in einer frühen Entwicklungsphase eine ökonomische Rechtfertigung. Es ist jedoch fraglich, ob diese weiterhin gegeben ist oder ob regenerative Energieerzeugungstechniken sich nicht mittlerweile ausreichend etabliert haben. Folglich scheint es sinnvoll, sich in erster Linie auf die effiziente Umsetzung des Primärziels der Treibhausgasreduktion zu konzentrieren.

¹⁸⁰ Vgl. hierzu bereits Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 191.

3.1.2 Bewertung des Emissionsrechtehandels als First-Best-Lösung

181. Um das gesteckte CO₂-Ziel zu erreichen, wurde sowohl auf globaler als auch auf nationaler Ebene eine Reihe von Instrumenten implementiert. Wie zuvor erwähnt, erfordert eine Reduktion der Treibhausgase aufgrund der weltweiten Dimension eine möglichst globale Abstimmung, wobei der Fokus - aufgrund der großen Bedeutung für den Klimawandel - auf dem CO₂-Ausstoß liegt. In dem 1997 ratifizierten Kyoto-Protokoll verpflichteten sich die Industriestaaten zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen. Ein integraler Bestandteil des Protokolls besteht im Emissionsrechtehandel. Jedes Land erhält eine am nationalen Reduktionsziel ausgerichtete Menge an Emissionsrechten, kann diese jedoch mit anderen Ländern handeln.¹⁸¹

182. Bei dem EU-weiten Emissionsrechtehandel (EU-ETS) findet der Handel zwischen den Stromproduzenten und den Industrieunternehmen statt. Die Reichweite erstreckt sich mittlerweile auf 31 europäische Länder. Ziel ist es, die Emissionen innerhalb Europas bis 2020 um 20 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 zu senken. Im Oktober 2014 einigten sich die europäischen Staats- und Regierungschefs zudem auf eine Fortführung des Programms, die eine Reduktion um 40 Prozent gegenüber 1990 bis zum Jahre 2030 vorsieht.¹⁸² Als zusätzliches Ziel wurde festgehalten, den Anteil erneuerbarer Energien und die Energieeffizienz EU-weit im gleichen Zeitraum um 27 Prozent zu erhöhen. Diese Vorhaben haben jedoch unverbindlichen Charakter und sind als Absichtserklärungen zu verstehen.¹⁸³

183. Der Handel mit Emissionszertifikaten ist als weitgehend effizientes Instrument der Mengensteuerung zu bewerten.¹⁸⁴ Das Volumen der Einsparung wird ex ante festgelegt. Durch den Handel mit den Verschmutzungsrechten soll erreicht werden, dass die Emissionen dort eingespart werden, wo dies am kostengünstigsten umzusetzen ist – genau da, wo die Vermeidungskosten niedriger sind als die Preise für die Emissionszertifikate. Wie und durch welche Technologien dies erreicht wird, bleibt den Marktkräften überlassen. Eine geographisch umfassende Abstimmung auf einen Emissionsrechtehandel stellt somit die First-Best-Lösung zum Erreichen der CO₂-Reduktionsziele dar.

184. Ein von verschiedenen Seiten immer wieder hervorgebrachter Kritikpunkt am EU-ETS ist der stark gesunkene Preis der CO₂-Zertifikate (siehe Abbildung 3.14). Das System würde nicht funktionieren, da es zu günstig sei, CO₂ auszustoßen und die Luft zu verschmutzen. Diese Argumentation ist jedoch nicht schlüssig. So wird die festgelegte Menge an CO₂-Einsparungen unabhängig davon erreicht, wie hoch der Preis für die Verschmutzungsrechte ist. Das Ziel, eine gewisse Obergrenze an Emissionen nicht zu überschreiten, ist somit erfüllt. Ein sinkender Preis spricht dafür, dass die Vermeidung von Emissionen günstiger wird, da die Wahl vieler Akteure bei der Abwägung zwischen Vermeidung und Zertifikatekauf auf Ersteres fällt. Eine solche Entwicklung ist eher positiv zu bewerten. Mit hoher Wahrscheinlichkeit hatte auch die schwierige konjunkturelle Lage innerhalb Europas einen Einfluss auf die Preisentwicklung. Doch auch unter diesem Gesichtspunkt erscheint ein Absinken der Preise unproblematisch, wenn nicht sogar wünschenswert. Gerade in konjunkturell schwachen Phasen sorgen niedrige Zertifikatepreise dafür, dass betroffene Anlagen nicht noch stärker belastet und Investitionsanreize nicht noch zusätzlich gesenkt werden.

¹⁸¹ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Kyoto-Mechanismen, <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/kyoto-mechanismen/>, Abruf am 14. August 2015.

¹⁸² Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, EU-Klimapolitik, <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/>, Abruf am 14. August 2015.

¹⁸³ Vgl. Kafsack, H./Mihm, A., EU plant Strafen für übermäßigen CO₂-Ausstoß, faz.net, 31. August 2015.

¹⁸⁴ Ob es grundsätzlich sinnvoller ist, zur Regulierung von Umweltverschmutzungen eine Preissteuerung (z. B. durch eine Steuer) oder eine Mengensteuerung einzusetzen, ist nicht eindeutig zu beantworten. In Abwesenheit von Informationsdefiziten und Unsicherheiten bezüglich des Ausmaßes der Schädigungen, den Vermeidungskosten und der wirtschaftlichen Entwicklung liefern beide Systeme identische Ergebnisse. Unter Unsicherheit gilt dies jedoch nicht mehr. So ist eine Preissteuerung immer dann vorzuziehen, wenn die Vermeidungskosten mit fortschreitender Reduktion des schädlichen Stoffes stark ansteigen, während der zusätzliche Nutzen durch eine Reduktion relativ konstant bleibt. Schon kleine Schätzfehler bei der optimalen Menge im Rahmen einer Mengensteuerung führen in diesem Fall zu hohen Wohlfahrtseinbußen. Sind die Grenzkosten der Vermeidung dagegen relativ konstant, während der Grenznutzen steigt, ist eine Mengensteuerung vorteilhaft; vgl. Weitzman, M., Prices vs. Quantities, *The Review of Economic Studies* 41(4), 1974, S. 447-491 sowie Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Wege zu einer wirksamen Klimapolitik, Februar 2012, Berlin, S. 12 f.

185. Grundsätzlich ist der Emissionsrechtehandel demnach ein geeignetes Instrument, um eine ex ante festgelegte Gesamtmenge an Verschmutzung durch CO₂ zu steuern und zu senken. Die jährlich einzusparende Menge wird einmalig politisch fixiert. Welche Preise sich einstellen und wie diese Reduktion erreicht wird, bestimmt der Markt.

186. Dennoch sehen viele politische Akteure die niedrigen Preise kritisch. Diese Kritik hat insofern eine Berechtigung, als dass sehr niedrige oder sehr hohe Preise zwar nicht für die grundlegende Dysfunktion des Systems sprechen, jedoch einen Hinweis darauf geben könnten, dass die ex ante gewählte Menge an Zertifikaten – und damit das Volumen der Treibhausgasreduktionen – aus wohlfahrtsökonomischer Sicht zu niedrig oder zu hoch angesetzt wurde. Ist die Anzahl der verfügbaren Zertifikate sehr hoch, wird im Extremfall die Steuerungswirkung des Preises neutralisiert, ist sie dagegen sehr niedrig und der Preis entsprechend hoch, wird Energie sehr teuer.¹⁸⁵ Eine Preisuntergrenze bzw. ein Preiskorridor könnte dieser Problematik entgegenwirken.

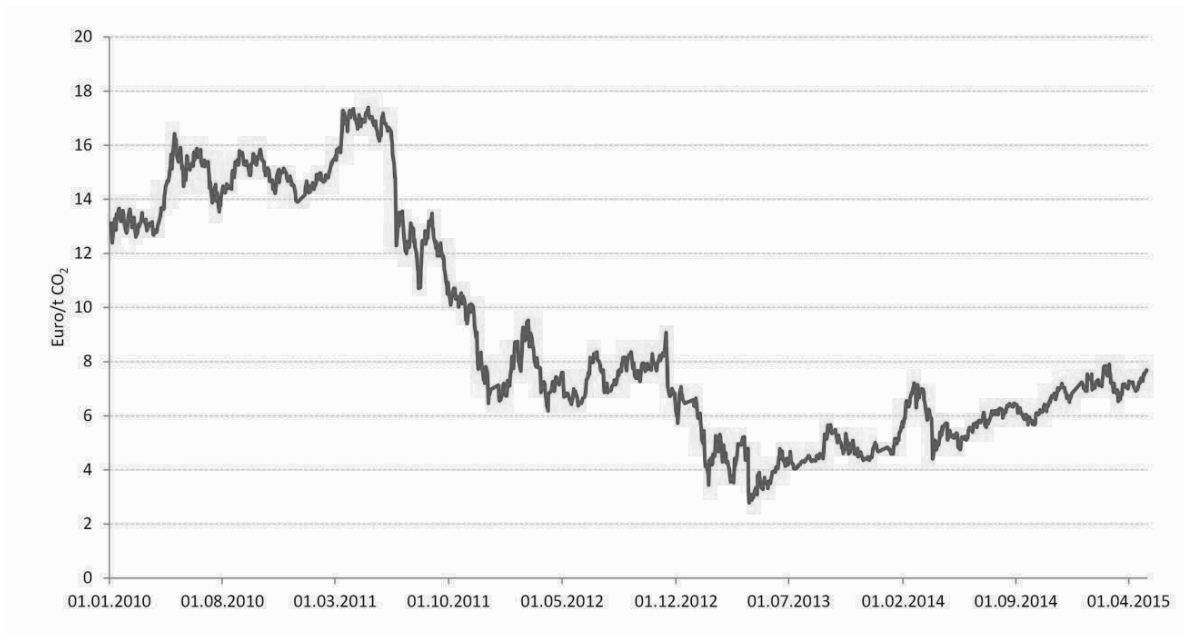
187. Stattdessen wurden im Zeitraum 2014 bis 2016 Zertifikate, die eigentlich auktioniert hätten werden sollen, im Umfang von 900 Mio. Tonnen CO₂ zurückgehalten. Ursprünglich sollten diese in den Jahren 2019 und 2020 wieder in den Markt zurückgeführt werden („Backloading“). Im Zuge der Verhandlungen zwischen der Europäischen Kommission, dem Europäischen Parlament und den Mitgliedsländern über die Einrichtung einer sogenannten Marktstabilitätsreserve (MSR) wird mittlerweile diskutiert, die zurückgehaltenen Zertifikate aus dem Backloading in die zukünftig zu schaffende Reserve zu überführen anstatt sie direkt wieder dem Markt zur Verfügung zu stellen.

188. Das Grundprinzip der MSR erlaubt es, je nach Marktlage Zertifikate aus dem Markt heraus und in die Reserve aufzunehmen oder diese wieder auszugeben.¹⁸⁶ Wann dies geschieht, bemisst sich am „Überschuss“ des Vorjahres, der die Differenz zwischen den ausgegebenen und tatsächlich eingesetzten Zertifikaten darstellt.¹⁸⁷ Hierdurch soll sichergestellt werden, dass die Preise für die Zertifikate keine zu extremen Werte annehmen. Es ist jedoch fraglich, ob die Zertifikatepreise durch dem der MSR zugrunde liegenden Mechanismus tatsächlich maßgeblich beeinflusst werden, da die Zertifikate nur vorübergehend aus dem Markt genommen werden und sich das langfristige Angebot nicht ändert. Sofern es überhaupt eines zusätzlichen Instrumentes bedarf, um fehlerhafte Mengenprognosen, die dem EU-ETS zugrunde liegen, auszugleichen, wäre ein Preiskorridor vorzuziehen.

¹⁸⁵ Bei dieser Argumentation darf nicht aus den Augen verloren werden, dass die Festlegung der Mindestmenge in erster Linie anhand von naturwissenschaftlichen Erkenntnissen erfolgte und somit nur bedingt nach unten zu korrigieren ist. In Extremfällen könnte es aus volkswirtschaftlicher Sicht dennoch sinnvoll sein, kurzzeitig eine geringe Ausweitung der Zertifikate zur Stabilisierung der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen in Kauf zu nehmen.

¹⁸⁶ Vgl. EU-Kommission, Vorschlag für einen Beschluss des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das EU-System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG, COM(2014) 20 final, 2014/0011 (COD), Brüssel, 22. Januar 2014; Neuhoff, K., Klimabeitrag alter Kraftwerke als Plan B, DIW Wochenbericht Nr. 14+15/2015, Berlin, 2015; Centrum für Europäische Politik, EU-Beschluss „Marktstabilitätsreserve“ für den Emissionshandel, cepAnalyse Nr. 21/2014, Freiburg, 2014; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Klimaschutz, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Industrie/Industrie-und-Umwelt/klimaschutz,did=338374.html>, Abruf am 17. August 2015.

¹⁸⁷ Der Vorjahresüberschuss setzt sich zusammen aus der Summe aus allen von 2008 bis einschließlich des jeweiligen Vorjahres versteigerten Zertifikaten, kostenlos vergebenen Zertifikaten und eingesetzten internationalen Emissionsberechtigungen, abzüglich der Summe aus den von 2008 bis zum Vorjahr für tatsächlich freigesetzte Emissionen in Anspruch genommenen Zertifikaten, den auf Antrag eines Zertifikateinhabers gelöschten Zertifikaten – z. B. weil er aus idealistischen Gründen die Zertifikatmenge verkleinern will – und den in der zu schaffenden „Marktstabilitätsreserve“ befindlichen Zertifikaten. Betrag der Vorjahresüberschuss mehr als 833 Mio. Zertifikate, werden im laufenden Jahr 12 Prozent des Vorjahresüberschusses in die Reserve eingestellt. Lag er zwischen 833 Mio. und 400 Mio. Zertifikate, bleibt im laufenden Jahr die Anzahl der Zertifikate in der Reserve unverändert. Betrag er weniger als 400 Mio. Zertifikate, werden im laufenden Jahr alle Zertifikate aus der Reserve bis maximal 100 Mio. freigegeben.

Abbildung 3.14: Verlauf der erzielten Preise für die Auktionierung von CO₂-Zertifikaten

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Energate

3.1.3 Problematik nationaler Förderprogramme für erneuerbare Energien als Second-Best-Lösung

189. Neben den gesamteuropäischen Bemühungen zur Treibhausgasreduktion finden sich in vielen EU-Mitgliedstaaten zudem nationale Förderprogramme mit unterschiedlichem Fokus und variierender Intensität.

190. Betrachtet man die Reduktion von Treibhausgasemissionen jedoch als Hauptziel, ist auf den ersten Blick nicht ersichtlich, welchen Zusatznutzen nationale Programme generieren. Durch die Mengensteuerung auf EU-Ebene entspricht das Volumen der CO₂-Emissionen insgesamt stets der festgelegten Obergrenze oder liegt darunter. Zusätzliche lokale Programme zur Emissionsvermeidung führen durch das Freisetzen von Zertifikaten lediglich zu einem Absinken der Zertifikatpreise, sodass es für Anlagen in anderen Ländern oder Regionen wieder attraktiver wird, Verschmutzungsrechte zu erwerben, anstatt ihre eigenen CO₂-Emissionen zurückzufahren – das Nettoergebnis für das gesamte Klima verändert sich dadurch nicht.

191. Ähnlich ist ein aktueller Vorstoß der Europäischen Kommission zu bewerten, regionale Pflichtziele beim Ausbau erneuerbarer Energien und bei der Energieeffizienz festzusetzen. Bereits festgelegte EU-weite Ziele in diesen Bereichen sind nur unverbindlicher Natur, nationalen Pflichtvorgaben wurden schon 2014 eine Absage erteilt. Dennoch wird derzeit geprüft, ob zumindest für eine bestimmte Gruppe von Ländern verbindliche Zielwerte eingeführt werden könnten.¹⁸⁸

Hierbei stellt sich wiederum die Frage, welchen Zusatznutzen Ausbauziele für EE-Anlagen über die Ziele zur Treibhausgasreduktion hinaus generieren. Mit dem EU-ETS existiert bereits ein funktionsfähiges System zur Treibhausgasreduktion, das indirekt auch Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien auslöst. Dieses sollte gestärkt werden, statt neue Vorgaben zu schaffen.

Werden dennoch zusätzliche Ziele angestrebt, wäre ein Ansatz auf einer möglichst hohen Ebene grundsätzlich vorzuziehen. So sollten EE-Anlagen dort gebaut werden, wo sich diesen möglichst effiziente Standorte bieten. Genauso sollte dort Energie eingespart werden, wo dies die geringsten Kosten verursacht. Eine regionale Zielvorgabe bliebe dabei hin-

¹⁸⁸ Vgl. Kafsack, H./Mihm, A., EU plant Strafen für übermäßigen CO₂-Ausstoß, faz.net, 31. August 2015.

ter einer EU-weiten Lösung zurück. In jedem Fall stellte sich jedoch die Frage, wie Anreize für die einzelnen Länder geschaffen werden sollten, zur Zielerreichung beizutragen.

192. Maßnahmen auf nationaler Regierungsebene könnten idealerweise darin bestehen, in den Verhandlungen zwischen den einzelnen Mitgliedsländern auf ambitioniertere Ziele bei der CO₂-Reduktion hinzuwirken. Dies gestaltet sich jedoch in vielen Fällen schwierig, da der Einfluss einzelner Nationen begrenzt ist und viele unterschiedliche Interessen den Abstimmungsprozess beeinflussen. Eine Alternative besteht im Aufkauf eines Teils der Zertifikate durch nationale Regierungen. Dessen Umfang könnte sich bspw. an den auf Landesebene erreichten CO₂-Einsparungen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien orientieren. Nationale Umweltförderprogramme wie das EEG würden somit nicht mehr dadurch neutralisiert, dass die frei werdenden Emissionszertifikate an einem anderen Ort eingesetzt werden.

193. Ein Ziel nationaler Instrumente kann jedoch auch darin bestehen, eine Vorreiterrolle innerhalb der Staatengemeinschaft einzunehmen. So wird die Vorbildfunktion Deutschlands im Bereich des Ausbaus regenerativer Energieerzeugungsformen häufig als eine Begründung für die eigene nationale Förderpolitik genannt. Im Hinblick auf die weltweite Dimension der Klimaproblematik scheint dies ein wichtiger Beweggrund. Wenngleich die direkten Auswirkungen einer nationalen Umweltpolitik auf das Weltklima als gering einzustufen sind, könnte der positive Effekt durch die Nachahmung anderer Staaten multipliziert werden. Eine solche Nachahmung ist insbesondere dann zu erwarten, wenn die nationalen Maßnahmen neue technologische Standards generieren und demonstrieren, dass sich der Aufwand der Maßnahmen im Rahmen hält. Vor diesem Hintergrund ist eine erfolgreiche und vor allem effiziente Umsetzung der Förderung unabdingbar.

194. 1990 wurde in Deutschland mit dem Stromeinspeisegesetz (StromEsG) die erste rechtliche Grundlage für eine explizite Förderung regenerativer Energieformen geschaffen.¹⁸⁹ Dieses wurde im Jahre 2000 vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst, wobei der zugrunde liegende Mechanismus sich kaum verändert hat. Um den Zubau von Erzeugungsanlagen für Strom aus regenerativen Energiequellen (Wasserkraft, Windkraft, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Biomasse) zu erhöhen, erhalten Betreiber solcher Anlagen bisher administrativ festgelegte Fördersätze. Hierdurch sollte einerseits die Grundlagenforschung gefördert werden, um den Ausbau der erneuerbaren Energiequellen – insbesondere in der frühen Entwicklungsphase – zu unterstützen. Andererseits sollte mit Hinblick auf den Ausstieg aus der Kernenergie zusätzlich zum EU-ETS eine nationale Maßnahme implementiert werden, die den Ausbau emissionsarmer und ressourcenschonender Energieerzeugungsformen fördert. Das EEG sieht eine Erhöhung des Anteils der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen auf 80 Prozent bis zum Jahr 2050 als Ziel vor. Zwischenzeitlich soll bis 2025 ein Anteil von 40-45 Prozent und bis 2035 ein Anteil von 55-60 Prozent erreicht werden.¹⁹⁰ Im Jahr 2014 stammten 25,8 Prozent des in Deutschland produzierten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen.

195. Das EEG weist eine Vielzahl von verschiedenen, teils sehr spezifischen Regelungen auf, wodurch sich ein hohes Maß an Differenzierung und Komplexität innerhalb der Förderung ergibt. Die Fördersätze werden nicht nur technologie-spezifisch festgesetzt, auch innerhalb der Technologien gibt es teilweise sehr große Unterschiede hinsichtlich der Förderhöhe. Diese bemisst sich bspw. für Betreiber von Windkraftanlagen gemäß des Referenzertragsmodells an der meteorologischen Vorteilhaftigkeit des gewählten Standortes.¹⁹¹ Der administrative Aufwand ist aufgrund der Komplexität außerordentlich hoch, zudem entbehrt die Systematik der Förderung bisher weitgehend wettbewerblicher Elemente.¹⁹²

196. Die Höhe der EEG-Umlage stieg bis 2014 konstant an. Im Jahr 2015 ging sie erstmals seit ihrer Einführung leicht zurück und sank im Vergleich zum Vorjahr um 0,07 Cent/kWh von 6,24 Cent/kWh auf 6,17 Cent/kWh (siehe Abbildung 3.15). Ob dieser Rückgang auf die Systemanpassungen im Zuge der EEG-Reform im Jahre 2014 zurückzuführen ist und ob damit ein Abwärtstrend oder zumindest eine Stabilisierung eingeleitet wurde, ist zu diesem Zeitpunkt unklar. Die

¹⁸⁹ Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 14. Dezember 1990, BGB1 I S. 2633.

¹⁹⁰ Vgl. § 1 Abs. 2 EEG.

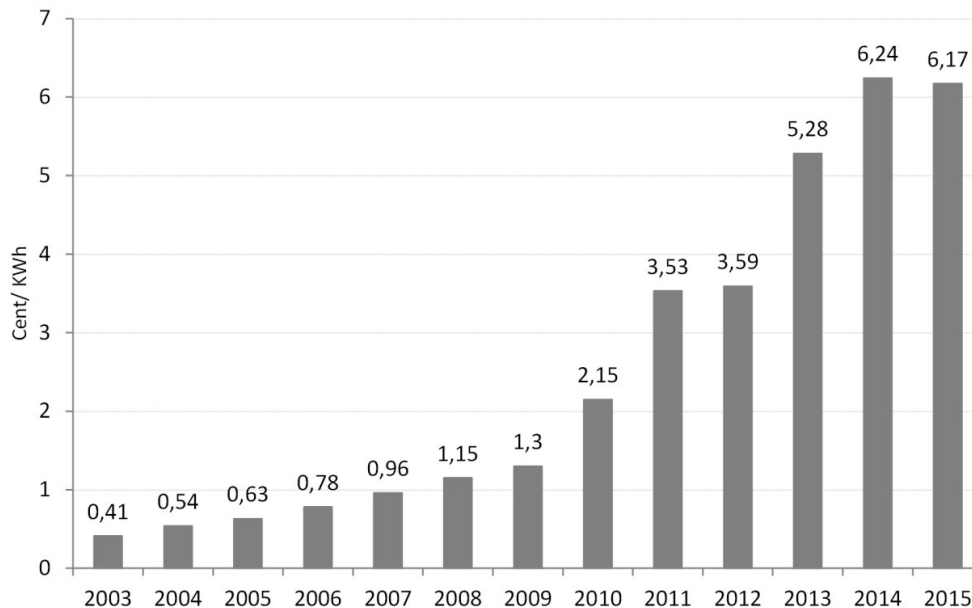
¹⁹¹ Vgl. BMWi, Einigung von Bund und Ländern bei der EEG-Reform, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=634058.html>, Abruf am 7. September 2015.

¹⁹² Vgl. hierzu bereits Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 236 ff.

drastischen Steigerungen innerhalb des letzten Jahrzehntes vermitteln indes noch den Eindruck, dass eine Energiewende nach deutschem Vorbild nur unter hohem Kostenaufwand umzusetzen ist.¹⁹³

197. Durch die massive Förderung der erneuerbaren Energien haben sich diese weitgehend im Strommarkt etabliert. Eine weitere Anschubfinanzierung ist demnach nicht mehr notwendig. Wie oben erläutert, entbehren nationale Förderprogramme darüber hinaus einer klimapolitischen Rechtfertigung. Als Konsequenz daraus empfiehlt die Monopolkommission, die EEG-Förderung sukzessive auslaufen zu lassen.

Abbildung 3.15: Höhe der EEG-Umlage für Haushaltsstromkunden in Deutschland (in Euro-Cent pro Kilowattstunde)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Statista

198. Dem EEG liegt in seiner bisherigen Systematik ein Preissteuerungsmechanismus zugrunde. Die Entgelte für die Anlagenbetreiber werden ex ante festgelegt, wodurch der Ausbau erneuerbarer Energien in einem bestimmten Umfang angereizt werden soll. Wie groß der Effekt auf den Zubau tatsächlich ist, kann im Voraus nur geschätzt werden.

199. In ihrem letzten Sondergutachten sprach sich die Monopolkommission für das Quotenmodell nach schwedischem Vorbild und somit für die Überführung der Förderung in eine technologie neutrale Mengensteuerung aus.¹⁹⁴ Ähnlich wie beim Emissionshandel würde dabei die gewünschte Menge bzw. Quote an Strom aus erneuerbaren Energiequellen fixiert und handelbare Zertifikate eingeführt. Stromabnehmer stünden in der Pflicht, gemäß ihres jeweiligen Strombezugs eine gewisse Menge an Zertifikaten nachzuweisen. Es bliebe jedoch offen, woher und zu welchen Bedingungen sie diese beziehen, sodass zusätzlich gute Voraussetzungen für mehr Vertragswettbewerb geschaffen würden. Im Gegensatz zur Preissteuerung bilden sich die Preise in einem solchen Mechanismus frei am Markt, während die Menge bzw. der Anteil an Strom aus regenerativen Energiequellen vorgegeben ist.

Das im Rahmen der EEG-Novelle geplante Ausschreibungsmodell zur Festsetzung der Förderhöhe ist eine Mengensteuerung, die jedoch hinter den Wirkungen des Quotenmodells, insbesondere der Technologie neutralität, zurückfällt. Aktuell werden in einem ersten Pilotprojekt Ausschreibungen für die Förderung von Photovoltaikfreiflächenanlagen durchgeführt. Nach deren Evaluation soll dieser Mechanismus ab 2017 für alle Technologieformen eingesetzt werden. Nach

¹⁹³ So äußerte bspw. Australien 2014 Bedenken, dem Beispiel Deutschlands zu folgen, da man sich die hohen Kosten nicht leisten könne. Vgl. unter anderem: Hein, C., Australien schreckt deutsche Energiewende, faz.net, 17. Februar 2014; Jung, A., Kohlewende in Australien: Deutschland als abschreckendes Beispiel, spiegel.de, 17. Februar 2014. Siehe auch N. N., Germany's energy transition: Sunny, windy, costly and dirty, The Economist, 18. Januar 2014.

¹⁹⁴ Vgl. hierzu ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 257 ff.

Ansicht der Monopolkommission sollte diese Mengensteuerung im nächsten Schritt auf eine technologieneutrale Steuerung umgestellt werden. Außerdem gibt es weitere Parameter zu beachten, damit Effizienzsteigerungen möglich werden. Diese werden in Kapitel 3.3 näher beleuchtet.

200. Zudem sollen ab 2017 neue Instrumente für eine vermehrte CO₂-Reduktion im Energiesektor eingesetzt werden. Hintergrund ist das deutsche CO₂-Reduktionsziel von 40 Prozent, zu dessen Erfüllung der Energieerzeugungssektor zusätzliche Einsparungen von jährlich 22 Mio. Tonnen CO₂ erbringen soll. Nachdem längere Zeit ein sogenannter „Klimabeitrag“ für Braunkohlekraftwerke zur Debatte stand, wurde schließlich ein Maßnahmenpaket geschnürt, in dessen Zentrum die Überführung besonders CO₂-intensiver Braunkohlekraftwerke in eine Kapazitätsreserve bzw. deren endgültige Stilllegung nach vier Jahren steht. Zusätzlich werden eine Reform der Kraft-Wärme-Kopplung-Förderung (KWK-Förderung) und Effizienzmaßnahmen bei Gebäuden sowie in Kommunen, Industrie und Schienenverkehr angestrebt. Eine detailliertere Analyse und Bewertung erfolgt in Kapitel 3.4.

3.2 EEG 2014

201. Am 1. August 2014 trat die reformierte Version des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Kraft. Vorgegangen war eine Auseinandersetzung mit der EU-Kommission über die Frage, inwieweit die auf dem EEG basierende Förderung beihilferechtlich relevant ist.¹⁹⁵ Von besonderer Bedeutung war hierbei die Bewertung der sogenannten „Besonderen Ausgleichsregelung“, durch die bestimmte Unternehmen, die einen außergewöhnlich hohen Strombedarf aufweisen und im internationalen Wettbewerb stehen, von der EEG-Umlage entlastet werden sollen. Die Regelung wurde nach einem Kompromiss mit der Kommission teilweise angepasst.¹⁹⁶ Obwohl die Bundesregierung das EEG weiterhin nicht als Beihilfe einschätzt, fand – insbesondere im Sinne der Rechtssicherheit – auch in anderen Bereichen eine Orientierung an den Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen¹⁹⁷ statt. Große Bedeutung hat in diesem Zusammenhang die Festlegung auf Ausschreibungen zur Festsetzung der EEG-Förderhöhen ab 2017¹⁹⁸ sowie das dazugehörige Pilotprojekt für Photovoltaikfreiflächenanlagen. Weitere Neuerungen umfassen die Verpflichtung zur Direktvermarktung¹⁹⁹, die Begrenzung der Förderung in Zeiten negativer Strompreise²⁰⁰ und eine stärkere Beteiligung von Eigenversorgern an den Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien.²⁰¹

3.2.1 Fortschritte bei der Marktintegration erneuerbarer Energien

Verpflichtung zur Direktvermarktung in Verbindung mit dem Marktprämienmodell

202. Bis zur Reform des EEG gab es zwei Vergütungsmodelle, zwischen denen Anlagenbetreiber innerhalb eines bestimmten Rahmens frei wählen konnten, die fixe Einspeisevergütung und das Marktprämienmodell in Verbindung mit einer Direktvermarktung. Ein Wechsel zwischen den verschiedenen Vergütungsmodellen war bis zur Einführung des reformierten EEG im August 2014 generell zu Monatsbeginn möglich. Bei der fixen Einspeisevergütung erhalten Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine administrativ festgelegte Vergütung pro Einheit produzierten Stroms. Der Netzbetreiber ist zudem verpflichtet, den erzeugten Strom abzunehmen, vorrangig einzuspeisen und am Strommarkt zu verkaufen. Die Differenz zwischen dem erzielten Preis und der fixen Einspeisevergütung stellt die Fördersumme dar und wird nach einem bestimmten Verfahren in unterschiedlicher Höhe auf die Stromverbraucher umgelegt (EEG-Umlage). Bei der Direktvermarktung hingegen agieren die Anlagenbetreiber selbst als Marktteilnehmer, indem sie den von ihnen erzeugten Strom eigenständig vertreiben bzw. einen Direktvermarkter damit beauftragen. Die Förderung wird hierbei in

¹⁹⁵ Vgl. hierzu bereits ebenda, Tz. 85 ff.

¹⁹⁶ Vgl. § 63 ff. EEG.

¹⁹⁷ EU-Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, 2014/C 200/01, 28. Juni 2014.

¹⁹⁸ Vgl. § 2 Abs. 5 EEG.

¹⁹⁹ Vgl. § 34 EEG.

²⁰⁰ Vgl. § 24 EEG.

²⁰¹ Vgl. § 61 EEG.

Form einer Marktprämie gezahlt. Diese ergibt sich aus der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert (der der Höhe der jeweiligen fixen Einspeisevergütung entspricht) und einem Monatsmittelwert²⁰² des Strompreises zuzüglich einer Managementprämie, die den erhöhten Verwaltungsaufwand durch die eigene Vermarktung kompensieren soll.

203. Mit Inkrafttreten der Neufassung des EEG wurde die Wahlfreiheit für Neuanlagen faktisch abgeschafft. Neuanlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, die eine Produktionsgrenze von 500 Kilowatt (kW) pro Jahr überschreiten, müssen den Weg der Direktvermarktung gehen und können keine feste Einspeisevergütung mehr beziehen. Zum 1. Januar 2016 wird die kritische Grenze zudem auf 100 kW herabgesetzt.²⁰³

204. Die Intention sowohl der erstmaligen Einführung einer Direktvermarktungsoption wie auch der endgültigen Verpflichtung zu dieser ist eine stärkere Marktintegration der Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Aufgrund der Abnahmepflicht aufseiten der Netzbetreiber und der garantierten Vergütungshöhe haben solche Erzeuger bei einer fixen Einspeisevergütung keinerlei Anreiz, ihr Angebot der Nachfrage anzupassen („produce and forget“). Durch die eigene Vermarktung sollen sie angehalten werden, sich stärker am Marktgeschehen zu orientieren.

Einstellen der Förderung bei negativen Strombörsenpreisen

205. Aufgrund der garantierten Abnahme und Vergütung des produzierten Stroms bestand bisher zudem nur ein geringer Anreiz, die Einspeisung in Zeiten negativer Strompreise einzuschränken oder vollkommen einzustellen. Dies verursachte im Jahr 2013 bspw. EUR 90 Mio. Zusatzkosten, die durch die EEG-Umlage refinanziert werden mussten.²⁰⁴

206. Die Vorgaben der Energie- und Umweltbeihilferichtlinien der EU-Kommission von 2014 gestatten die Förderung von Strom in Zeiten negativer Börsenpreise nur noch in sehr begrenztem Umfang. Folglich sind die Regelungen im EEG dementsprechend angepasst worden: So reduziert sich die Marktprämie für Neuanlagen ab 2016 auf Null, sobald die Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ sind. Die Prämie entfällt solange, bis der Preis wieder über Null steigt.²⁰⁵ Ein solches Szenario kommt jedoch nur sehr selten vor, meist dauert eine Negativpreisphase nicht ganze sechs Stunden, sodass der Effekt der Neuregelung eher gering einzustufen ist.

Bewertung

207. Die Bemühungen, regenerative Energieerzeugungsformen stärker in den Markt zu integrieren, sind grundsätzlich positiv zu bewerten. Die Monopolkommission begrüßt zudem ausdrücklich, dass mit der Verpflichtung zur Direktvermarktung und einem Aussetzen der Förderung in Zeiten negativer Börsenpreise zwei in ihrem letzten Sondergutachten geforderte Änderungen am EEG-Fördersystem²⁰⁶ zumindest teilweise umgesetzt wurden. Die Voraussetzungen für ein Aussetzen der Marktprämie sind bisher jedoch noch sehr restriktiv.

Die Monopolkommission erachtet es grundsätzlich weiterhin als sinnvoll, die Förderung in Zeiten negativer Strombörsenpreise einzustellen – und nicht erst nach einer sechs Stunden anhaltenden Phase. Es gilt jedoch zu bedenken, dass durch das abrupte Ausbleiben der Förderung technische Probleme auftreten könnten. Wenn gleichzeitig eine sehr große Anzahl von EE-Anlagen aufgrund negativer Preise vom Netz geht, können sogenannte „Rampen“ entstehen, die die Netzstabilität gefährden. Hierfür müsste eine technisch sinnvolle Lösung gefunden werden. Dieses Problem besteht jedoch unabhängig davon, ab welcher Grenze die Förderung eingestellt wird, da auch bei Eintreten der sechsständigen Negativphase alle EE-Anlagen gleichzeitig den Anreiz haben, abzuschalten – es kommt nur seltener vor. Ein alternatives, und möglicherweise auch effizienteres Instrument, bei dem diese Problematik nicht auftritt, besteht in einer gezielten

²⁰² Vgl. § 34 Abs. 2 i. V. m Anlage 1 EEG.

²⁰³ Vgl. § 37 Abs. 2 Nr. 1, 2 EEG.

²⁰⁴ Vgl. Agora Energiewende, Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen, Berlin 2014, S. 2.

²⁰⁵ Vgl. § 24 EEG.

²⁰⁶ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 298 f.

Abregelung von EE-Anlagen in Zeiten negativer Preise, wodurch zusätzlich eine Netzentlastung bewirkt werden kann. Diese Möglichkeit wird in Abschnitt 4.3.2 diskutiert.

208. Zusätzlich darf nicht aus den Augen gelassen werden, dass durch die Zahlung der Marktprämie weiterhin eine Verzerrung gegenüber einer vollständigen Marktintegration stattfindet. Dies gilt nicht für Anlagen, die eine uneingeschränkte Lastverschiebung zulassen (z. B. Biogasanlagen) und somit ihre Einspeisemengen flexibel der Marktsituation anpassen können. Für zumindest teilweise dargebotsabhängige Erzeugungsformen wie Solar- und Windenergie kann es jedoch weiterhin profitabler sein, in Zeiten niedriger Stromgroßhandelspreise einzuspeisen, falls die eingespeiste Menge in diesem Zeitraum höher ist. Die Marktprämie wird schließlich pro Mengeneinheit und unabhängig vom Preis gezahlt. Die durch die Mengenausweitung zusätzlich generierte Fördersumme ist unter Umständen größer als der Gewinnzuwachs durch den höheren erzielten Preis.

3.2.2 Weniger Ausnahmen - Reform der Besonderen Ausgleichsregelung

209. Durch die „Besondere Ausgleichsregelung“ werden stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie Schienenbahnen teilweise von der EEG-Umlage befreit. Hierdurch soll verhindert werden, dass ihre internationale bzw. intermodale Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt wird.²⁰⁷ Phasenweise waren bis zu 50 Prozent des industriellen Stromverbrauchs durch diese Regelung privilegiert. Im Dezember 2013 leitete die Europäische Kommission diesbezüglich ein Prüfverfahren ein, da eine selektive Teilbefreiung nicht mit den Beihilferichtlinien vereinbar schien.²⁰⁸

210. Mit der Novellierung des EEG wurde die Regelung im Einverständnis mit der EU-Kommission europarechtskonform angepasst. Zukünftig sollen nur noch solche stromintensiven Unternehmen eine privilegierte Stellung erhalten, die tatsächlich im internationalen Wettbewerb stehen und folglich durch einen höheren Strompreis in Deutschland einen Standortnachteil erleiden würden. Zudem wurden die für die Vergünstigung notwendigen Schwellenwerte des Stromverbrauchs bzw. der Stromintensität leicht erhöht, sodass sich im ersten Schritt weniger Unternehmen klassifizieren.

211. Bei Industrieunternehmen wird für die erste Gigawattstunde grundsätzlich die volle EEG-Umlage angesetzt, für den weiteren Verbrauch gilt ein ermäßigter Satz von 15 Prozent. Insgesamt darf die Belastung durch die Umlage maximal 4 Prozent der Bruttowertschöpfung des Unternehmens betragen bzw. 0,5 Prozent, falls das betreffende Unternehmen eine besonders hohe Stromkostenintensität aufweist. Der für den eine Gigawattstunde übersteigenden Verbrauch anzusetzende Satz hat sich somit im Vergleich zum EEG in der Fassung von 2012 erhöht, die Staffelung wurde zudem etwas eingeschränkt.²⁰⁹ Die Limitierung der Gesamtbelastung durch die EEG-Umlage wurde dagegen neu eingeführt.

Betreiber von Schienenbahnen zahlen für die gesamte im Fahrbetrieb verbrauchte Strommenge einen ermäßigten Satz von 20 Prozent, sofern der Gesamtverbrauch mindestens zwei Gigawattstunden im Jahr beträgt. Damit wurde die Hürde für die Bewilligung einer Begünstigung von zehn Gigawattstunden auf zwei herabgesetzt. Zudem wurde der Pauschalsatz von 0,05 Cent/kWh durch einen prozentualen Anteil ersetzt.

212. Die Monopolkommission hat sich bereits in ihrem letzten Sondergutachten mit dem Mechanismus der „Besonderen Ausgleichsregelung“ auseinandergesetzt.²¹⁰ Grundsätzlich stellt die Regelung lediglich eine Form der Umverteilung der Kosten der EEG-Umlage dar. Die Höhe der durch die Fördersysteme ausgelösten Gesamtkosten wird – anders als häufig dargestellt – nicht beeinflusst. Gleichwohl kann es durchaus problematisch gesehen werden, wenn insbesondere Privathaushalte einen überproportional hohen Anteil der Kosten der Energiewende zu tragen haben. Die Begründung, dass international aktive Unternehmen ohne eine Begünstigung gegenüber ihren ausländischen Konkurrenten benachteiligt wären, ist im Kern jedoch nachvollziehbar. Eine Fokussierung auf tatsächlich im internationalen Wettbewerb ste-

²⁰⁷ Vgl. §§ 63, 64, 65, 103 EEG i. V. m. Anlage 4.

²⁰⁸ Vgl. EU-Kommission, Staatliche Beihilfen: Kommission eröffnet eingehende Prüfung der Förderung stromintensiver Unternehmen durch Teilbefreiung von EEG-Umlage, Pressemitteilung vom 18. Dezember 2013.

²⁰⁹ Bis zum 1. August 2014 musste für einen Verbrauch zwischen 1 und 10 Gigawattstunden (GWh) gemäß § 41 Abs. 3 EEG 2012 ein Anteil von 10 Prozent der EEG-Umlage entrichtet werden, zwischen 10 und 100 GWh nur 1 Prozent und über 100 GWh pauschal 0,05 Cent/kWh.

²¹⁰ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 11 ff.

hende Akteure scheint vor diesem Hintergrund begrüßenswert. Inwieweit die Treffsicherheit diesbezüglich durch die EEG-Novelle gesteigert wurde, ist dennoch fraglich.

213. Zudem gab die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten zu bedenken, dass insbesondere durch die Schwellenwerte für die Zulassung zur Teilbefreiung und durch die Staffelung der Begünstigungen eine Wettbewerbsverzerrung zwischen Unternehmen innerhalb Deutschlands droht.²¹¹ Ob die Anpassungen innerhalb des EEG zu einer Entspannung dieser Problematik beitragen, kann nicht abschließend bewertet werden. Die Änderungen erscheinen jedoch nicht besonders weitreichend. So ist die Staffelung bzw. Begrenzung in ihrem Grundsatz beibehalten worden. Bei den Schienenbahnen hingegen neutralisiert sich die Benachteiligung für einen großen Teil der Wettbewerber durch die Absenkung der Eintrittshürde auf zwei Gigawattstunden.

3.2.3 Stärkere Beteiligung der Eigenversorger am Netzausbau

214. Bis zum Inkrafttreten der EEG-Reform waren Eigenstromversorger von der Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen – unabhängig davon, ob der Strom für die Eigenversorgung aus konventionellen oder erneuerbaren Quellen stammte. Während im Bereich des industriellen Eigenverbrauchs in den letzten Jahren wenig Bewegung zu verzeichnen war, hat die Eigenerzeugung im Haushaltssektor seit der EEG-Novelle 2009, in der die explizite Förderung des Selbstverbrauchs erstmals festgelegt wurde, stetig zugenommen. Dennoch spielt der Eigenverbrauch im Haushaltssektor nach wie vor eine untergeordnete Rolle und betrug 2012 gerade einmal 0,5 Prozent des gesamten Stromverbrauchs. Im Industriesektor wurde der entsprechende Wert dagegen auf 10-18 Prozent geschätzt.²¹²

215. Um die Eigenerzeuger stärker an den Kosten des Netzausbaus und Netzanschlusses zu beteiligen, wurde die Befreiung weitgehend aufgehoben.²¹³ Konventionelle Anlagen müssen seit dem 1. Januar 2015 die volle EEG-Umlage tragen, Anlagen erneuerbarer Energien zahlen 30 Prozent des regulären Satzes, wobei sich dieser Anteil schrittweise auf 35 Prozent im Jahr 2016 und 2017 schließlich auf 40 Prozent erhöhen wird. Die Regelung gilt nicht für Bestandsanlagen und für Kleinerzeuger bis zu einem Gesamtjahresverbrauch von 10 MWh.²¹⁴

216. Vor der EEG-Novelle waren Eigenerzeuger zwar von der Umlage entlastet, i. d. R. aber trotzdem an das Stromnetz angeschlossen. Insbesondere Privathaushalte, die in der Mehrheit Photovoltaikanlagen nutzen, können ihren eigenen Strombedarf meist nicht gänzlich durch die selbst produzierte Energie decken. Ihr Lastprofil ist in vielen Fällen nicht kongruent mit dem Einspeiseprofil von Solarstrom²¹⁵ und es gibt nur unzureichende Speichermöglichkeiten. Folglich wird häufig zusätzlich Strom aus Fremdbezug benötigt, für den die Übertragungs- und Verteilernetze in Anspruch genommen werden. Industrieanlagen haben ein anderes Lastprofil und diversifizierte Erzeugungsstrukturen, dennoch ist auch in diesem Bereich häufig ein Fremdbezug von Strom notwendig. Zudem fallen sowohl im Haushalts- als auch im Industriesektor stets Kosten für den Netzanschluss an.

217. Eine Beteiligung an den Ausbau- und Erhaltungskosten erscheint gemäß des Verursacherprinzips durchaus gerechtfertigt. Es ließe sich argumentieren, dass die Haushalte durch den Bau kleiner Erzeugungsanlagen für EE-Strom schon ihren Beitrag zur Energiewende leisten und nicht noch zusätzlich mit der EEG-Umlage belastet werden sollten. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass der Zubau an Anlagen, insbesondere im Bereich der Photovoltaik, erst durch die massive

²¹¹ So könnte ein kleineres Unternehmen mit einer hohen Stromkostenintensität, jedoch vergleichsweise geringem Gesamtverbrauch, gegenüber einem größeren Unternehmen benachteiligt sein, da der zu entrichtende Satz mit der Gesamtmenge sinkt und ein kleineres Unternehmen somit einen höheren Durchschnittssatz zahlen muss.

²¹² Vgl. ewi, Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom, Gutachten, Köln 2014, S. 23 ff.

²¹³ Es ist darauf hinzuweisen, dass Eigenversorger weiterhin eine (Teil-)Befreiung von den Netzentgelten und anderen zusätzlichen Bestandteilen des regulären Strompreises erhalten. Zu dieser grundlegenden Problematik vgl. bereits Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 436 ff.

²¹⁴ Vgl. § 61 EEG.

²¹⁵ Zum Beispiel benötigen Privathaushalte auch am Abend, wenn die Sonneneinstrahlung gering ist oder gänzlich wegfällt, vergleichsweise viel Strom. Gleichermaßen wird im Winter besonders viel Strom verbraucht, während die Sonneneinstrahlung im Sommer naturgemäß höher ist.

Förderung im Zuge des EEG überhaupt möglich war. Zudem ergibt sich durch die (Teil-)Befreiung eine zusätzliche Verzerrung innerhalb der Technologien, die die existenten Kostenstrukturen verschleiert.

3.3 Ausschreibungsmodell

218. § 3 EEG legt die Ausbaukorridore für den Zubau von Erzeugungsanlagen für einzelne Technologien fest. So soll die installierte Leistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen pro Jahr jeweils um 2,5 GW, die von Biomasseanlagen lediglich um 100 MW steigen. Die Leistung von Windkraftanlagen auf See soll zudem bis 2020 auf insgesamt 6,5 GW und bis 2030 auf maximal 15 GW anwachsen. Außer bei Windkraftanlagen auf See, die einer festen Mengendeckelung unterliegen, wird weiterhin ein sogenannter „atmender Deckel“ eingesetzt, d. h. die Vergütungen werden auch über den festgelegten Korridor hinaus gewährt, sinken jedoch sehr stark, sobald das gewünschte Ausbauziel erreicht ist. So soll trotz des Einsatzes eines Preissteuerungsmechanismus in Form der Einspeisevergütungen bzw. Marktprämien ein Zubau innerhalb festgesteckter Bereiche erreicht werden.

219. Dieses Instrument soll im Zuge der EEG-Reform in Zukunft durch ein Ausschreibungssystem abgelöst werden, das die Menge explizit steuert. Seit der erstmaligen Einführung des EEG wurden die Fördersätze, sowohl die fixe Einspeisevergütung als auch der anzulegende Wert zur Ermittlung der Marktprämie, administrativ festgesetzt. Mit Inkrafttreten der Reform wurde dieses Verfahren aufgehoben. So soll gemäß § 2 Abs. 5 EEG die Höhe der Förderung erneuerbarer Energieformen spätestens bis 2017 über Auktionen ermittelt werden. Um Erfahrungswerte zu sammeln, wird das neue Verfahren in einem Pilotprojekt zunächst bei der Ermittlung der Förderung für Photovoltaikfreiflächenanlagen eingesetzt. Im Jahr 2015 beschränkt sich die geförderte Flächenkulisse dabei wie bisher auf Solarparks auf sogenannten Konversionsflächen, etwa auf ehemaligem Militärgelände, entlang von Bahnstrecken und Autobahnen oder auf versiegelten Böden. Ab 2016 können auch Photovoltaikanlagen auf Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben sowie jährlich maximal zehn Freiflächenanlagen auf Ackerflächen in sogenannten benachteiligten Gebieten gefördert werden. Die rechtliche Grundlage hierfür bildet die „Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (FFAV)“. Die erste Ausschreibungsrunde wurde bereits im April 2015, die zweite im August 2015 abgeschlossen. Die Abkehr von der bisherigen Fördersystematik ist mit der Hoffnung auf eine stärker am Wettbewerb orientierte Ermittlung der Fördersätze und einer damit einhergehenden Kostensenkung verbunden. Es ist allerdings unklar, ob der reine Übergang von einer Preis- zu einer Mengensteuerung per se effizienzsteigernd ist. Alle Modelle, die sich für eine ähnliche Regelung ausgesprochen hatten, hatten die Technologieneutralität als wesentliche Bedingung mitformuliert. Diese ist jedoch im neuen Fördersystem nicht vorgesehen.

220. Der Erfolg einer wettbewerblichen Ausschreibung hängt von einer Vielzahl an Parametern bei der Ausgestaltung der Ausschreibungen ab. Die Monopolkommission analysiert diese im Einzelnen, um Empfehlungen für die Umstellung des Fördersystems zu geben. Zusätzlich nimmt sie eine erste Bestandsaufnahme der abgeschlossenen Ausschreibungsrunden im Pilotprojekt für Photovoltaikfreiflächenanlagen sowie der Ausschreibungsmodelle, die in anderen Ländern eingesetzt werden, vor.

3.3.1 Ausschreibungssystem muss Wettbewerb ermöglichen

221. Während bei einer Festlegung der Förderhöhe der Preis fixiert wird und sich die geförderte Menge endogen ermittelt, wird bei einer Ausschreibung die Menge fixiert, wobei der Preis die zu bestimmende Größe ist. Es gibt zahlreiche wissenschaftliche Untersuchungen, die sich mit den Vor- und Nachteilen von Preis- und Mengensteuerung auseinandersetzen.²¹⁶ Im vorliegenden Umfeld ist es nicht klar, welche Steuerung vorzuziehen ist. Es gilt aber, dass bei einer Ausschreibung dennoch vieles richtig oder falsch gemacht werden kann, unabhängig von der Frage, ob Mengen- oder Preissteuerung das geeignete Instrument ist.

222. Damit die Vorteile eines Ausschreibungssystems zu Tage treten, muss gewährleistet sein, dass Wettbewerb entstehen kann. Bei der Wahl eines passenden Auktionsdesigns können hier die entscheidenden Weichen gestellt werden. So ist eine möglichst offene Ausgestaltung der Ausschreibungen anzustreben, um eine potenzielle Effizienzsteigerung nicht

²¹⁶ Vgl. hierzu auch Fn. 184.

durch eine Überfrachtung an Regelungen schon im Keim zu ersticken und eine gewisse Bietervielfalt zu erreichen. Gleichzeitig gilt es, eine tatsächliche Realisierung der bezuschlagten Projekte sicherzustellen, was eine Selektion der Bieter bis zu einem bestimmten Grad notwendig macht.

223. Die Einführung des Ausschreibungsmodells zur Bestimmung der Förderhöhe wird derzeit in einem Pilotprojekt getestet. Seit April 2015 werden Auktionen eingesetzt, um die Förderung für Photovoltaikfreiflächenanlagen zu ermitteln. Die dabei gewonnenen Erfahrungen sollen in die endgültige Umstellung der EEG-Förderung auf Ausschreibungen bis zum Jahre 2017 einfließen.²¹⁷

3.3.1.1 Mehr Technologieneutralität

224. In ihrem letzten Sondergutachten empfahl die Monopolkommission die Einführung eines Quotenmodells nach schwedischem Vorbild. Ein integraler Bestandteil des vorgeschlagenen Modells bestand in seiner Technologieneutralität. Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen sollten unabhängig von der genutzten Technologie (Sonnenenergie, Windkraft zu Land oder zu See, etc.) frei handelbare Zertifikate erhalten. Verbraucher wären dazu verpflichtet, eine gewisse Menge an Zertifikaten, die sich anteilmäßig an ihrem eigenen Stromverbrauch bemisst, nachzuweisen – ganz gleich, woher diese stammen.²¹⁸ Auch für den Fall, dass am bisherigen System der fixen Einspeisevergütungen bzw. Marktprämien festgehalten werden sollte, wurde eine Abkehr von der technologisch differenzierten Förderung im Rahmen des EEG gefordert.²¹⁹

225. Eine technologiespezifische Förderung behindert naturgemäß die Entstehung von Konkurrenz zwischen den Erzeugungsformen. Auktionen für einzelne Technologien können somit den Wettbewerb unter den einzelnen Akteuren innerhalb einer Technologie beleben, technologieübergreifender Wettbewerb entsteht dadurch jedoch nicht.

226. Im Sinne einer effizienten Umsetzung der angestrebten Umweltziele erscheint es sinnvoll, wenn der Ausbau erneuerbarer Energie auch von den effizientesten Erzeugungsformen getragen wird. Auf administrativer Ebene liegen jedoch nur begrenzte Informationen darüber vor, welche Erzeugungsformen am effizientesten sind und wo ihre Kapazitätsgrenzen liegen. Zudem befinden sich alle Technologien in einem ständigen Veränderungsprozess, der nur unzureichend und mit großem Aufwand verfolgt werden kann. Die Förderung spezifischer Technologien kann demnach dazu führen, dass Forschungs- und Produktionsentscheidungen zugunsten unterlegener Technologien verzerrt werden.²²⁰

227. Die anstehende Umstellung auf ein auktionsbasiertes Ausschreibungsmodell bietet eine Gelegenheit, das System der differenzierten Förderung zu reformieren. So führen technologieneutrale Auktionen dazu, dass – unabhängig von der Erzeugungsart – genau die Anlagen den Zuschlag erhalten, die die gewünschte Leistung am kostengünstigsten erbringen können. Welche Technologien sich durchsetzen, bestimmt der Markt. Zudem wird bei technologieübergreifenden Ausschreibungen die Gesamtzahl der Bieter in den Auktionsrunden erhöht, wodurch der Wettbewerb weiter gestärkt und Marktmachtpotenziale gesenkt werden.

228. Dass sich der Markt bei einer technologieunabhängigen Ausschreibung ausschließlich auf eine Technologie konzentriert (insbesondere Onshore-Wind), ist eher nicht zu erwarten, da auch diese Kapazitätsgrenzen unterworfen ist. Sind diese erreicht, werden andere Erzeugungsformen wieder vergleichsweise attraktiv. Eine gewisse Verengung ist zudem nicht zwangsläufig negativ zu bewerten – es ist vielmehr zu begrüßen, wenn die günstigste Technologie einen großen Anteil an der Energieerzeugung hat.

229. Dem wird mitunter entgegengehalten, dass eine gemeinsame Auktionierung aufgrund großer Unterschiede zwischen den einzelnen Technologien kaum umzusetzen sei. Windkraftanlagen hätten bspw. i. d. R. deutlich längere Planungshorizonte sowie einen größeren Investitionsbedarf als Photovoltaikanlagen, wodurch es schwierig sei, ein gemein-

²¹⁷ Vgl. § 2 Abs. 5 EEG.

²¹⁸ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 257 ff.

²¹⁹ Vgl. ebenda, Tz. 294 ff.

²²⁰ Vgl. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie „Wege zu einer wirksamen Klimapolitik“, Februar 2012, Berlin, S.14 f.

sames Auktionsdesign zu schaffen. Zudem sei die Anbieterstruktur sehr unterschiedlich ausgeprägt. Bestimmte Technologien mit mehrheitlich großen Unternehmen besäßen hierbei einen strukturellen Vorteil gegenüber Technologien mit einer kleinteiligeren Marktstruktur.

Dieser Argumentation folgend sind von politischer Seite bisher auch über das Pilotprojekt hinaus technologiespezifische Ausschreibungen geplant. Zu diesem Zweck werden für die einzelnen Technologien Marktanalysen angestellt, die dabei helfen sollen, bis 2016 an die Marktcharakteristika angepasste Auktionsdesigns zu erstellen.²²¹

230. Wenngleich diese Bedenken zum Teil nachvollziehbar sind, könnte ihnen unter Umständen durch eine entsprechende Ausgestaltung der Auktionen begegnet werden. Insbesondere sollte die Möglichkeit geprüft werden, Gruppen aus Technologien zu bilden, die sich in bestimmten Merkmalen ähneln. Innerhalb dieser könnte eine neutrale Ausschreibung erfolgen, sodass zumindest zwischen den Technologien der jeweiligen Gruppe Wettbewerb herrscht. Dies wäre ein wichtiger Schritt hin zur vollkommenen Technologieneutralität und somit zu einem effizienteren Ergebnis.

Ein ähnliches System wurde kürzlich in Großbritannien eingeführt.²²² Hierbei wird zwischen „etablierten“ (z. B. Wind Onshore, Photovoltaik und Biomasse) und „nicht etablierten“, innovativeren Technologien (z. B. Wind Offshore, Gezeitenkraftwerke) unterschieden. Dies scheint insofern sinnvoll, als dass neuere Technologien, die i. d. R. noch einen längeren Planungshorizont und höheren Investitionsbedarf haben als solche, bei denen es bereits viele Erfahrungswerte gibt, die Gelegenheit haben, sich am Markt zu etablieren. Die Abstimmung der Ausschreibungen lässt sich zudem innerhalb der Untergruppen leichter umsetzen.

3.3.1.2 Regionale Spezifizierung der Auktionen

231. Eine Verengung auf eine oder wenige Technologieformen führt aufgrund der geographischen und meteorologischen Gegebenheiten häufig auch zu einer regionalen Konzentration von Erzeugungsanlagen. Neben der Entscheidung für technologiespezifische oder technologieneutrale Auktionen stellt sich deshalb die Frage, ob diese deutschlandweit oder innerhalb einzelner Regionen, die nach bestimmten Kriterien abgesteckt wurden, durchgeführt werden sollten.

232. Eine deutschlandweite Ausschreibung (bzw. eine lediglich grobe Aufteilung in große Zonen) hat den Vorteil, dass die Bieterbasis maximiert wird. Dadurch entsteht das größtmögliche Maß an Wettbewerb; Kollusionsanreize und Marktkonzentration sind minimiert. Durch die breite Bieterbasis ist eine möglichst effiziente Allokation der Zuschläge gewährleistet, sodass gleichzeitig ein relativ niedriger Fördersatz zu erwarten ist.

233. Werden die Ausschreibungen deutschlandweit durchgeführt, ist – je nach Technologie – mit einer regionalen Konzentration zu rechnen. So siedeln sich Windkraftanlagen bspw. vornehmlich im Norden, Photovoltaikanlagen im Osten und Süden des Landes an. Durch eine technologieneutrale Ausschreibung würde dieser Effekt noch verstärkt. Da der erzeugte Strom jedoch in alle Teile Deutschlands transportiert bzw. eine Überlastung der Netze bei hohem Stromaufkommen in den betroffenen Regionen vermieden werden muss, verstärkt sich hierdurch der Ausbaubedarf der Übertragungsnetze. Mit einer zonenspezifischen Herangehensweise könnte – je nach Größe der Zonen – einer sehr ausgeprägten Konzentration der Erzeugungsanlagen in bestimmten Regionen vorgebeugt und der Netzausbaubedarf so beschränkt werden. Eine solche Ausgestaltung steht jedoch in direktem Konflikt zu dem Ziel, durch eine breite Bieterbasis funktionierenden Wettbewerb um die Förderung zu ermöglichen. Je kleiner die Zonen gewählt werden, desto größer sind Marktmacht- und Kollusionsgefahr innerhalb dieser.

234. Das Ziel von Ausschreibungen sollte sein, einen wettbewerbslicheren Prozess bei der Festsetzung der Förderung zu erreichen und dadurch die Förderkosten zu senken. Eine möglichst große Vielfalt von Akteuren ist hierbei unabdingbar. Infolgedessen erscheinen regionenspezifische Ausschreibungen problematisch. Dies gilt insbesondere dann, wenn relativ kleine Zonen gebildet werden, in denen es jeweils nur eine begrenzte Anzahl an Anbietern gibt. Eine Konzentration der Erzeugungsanlagen auf einzelne Regionen ist bei einer deutschlandweiten Ausschreibung zwar denkbar. Diese ist

²²¹ Vgl. BMWi, EEG: Ausschreibungen, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/marktanalysen.html?cms_docId=135210, Abruf am 7. September 2015.

²²² Vgl. auch Tz. 252.

jedoch zum einen aufgrund von Kapazitätsgrenzen limitiert, zum anderen gibt es möglicherweise effizientere Maßnahmen, um dem dadurch höheren Netzausbaubedarf zu begegnen. Hier sei auf die Ausführungen in Kapitel 4, insbesondere zur Einführung einer Regionalkomponente für EE-Anlagen²²³ als Bestandteil der Netznutzungsentgelte verwiesen. Bei Anwendung eines solchen Instrumentes würden Erzeugungsanlagen an den durch sie verursachten Netzausbaukosten beteiligt, wodurch eine verursachungsgerechtere Anpassung ihrer Kosten erfolgen würde. Die veränderte Kostenstruktur würde ein verändertes Bietverhalten nach sich ziehen, das zu einer regionalen Entzerrung führen und regionale Ausschreibungen für die EEG-Förderung obsolet machen könnte.

235. Die Auktionen im Rahmen des Pilotprojekts für Photovoltaikfreiflächenanlagen werden deutschlandweit durchgeführt. Die Beteiligung an den ersten beiden Ausschreibungsrunden war überaus rege. In der ersten Runde wurden 170 Gebote mit einem Volumen von 715 MW, und damit ein Vielfaches der ausgeschriebenen Menge von 150 MW abgegeben.²²⁴ Bezüglich der regionalen Verteilung der bezuschlagten Projekte hat sich erwartungsgemäß eine relativ starke Konzentration auf die Bundesländer Brandenburg und Sachsen-Anhalt ergeben, da es dort besonders viele ungenutzte Freiflächen bzw. Ackerland gibt, die eine Errichtung von großen Photovoltaikanlagen zulassen.²²⁵ Auch in der zweiten Ausschreibungsrunde überzeichneten die 136 abgegebenen Gebote das ausgeschriebene Volumen von 150 MW mit 558 MW wieder um ein Vielfaches.²²⁶ Die erfreulich hohe Zahl an Geboten gibt Grund zu der Annahme, dass eine deutschlandweite Ausschreibung bzw. eine sehr begrenzte Aufteilung in Zonen zu begrüßen wäre.

3.3.1.3 Auktionsprozess

Ausschreibungsparameter

236. Bei der Frage, welcher Parameter konkret ausgeschrieben werden soll, kann zwischen dem anzulegenden Wert im Rahmen einer gleitenden Marktprämie und einer fixen Marktprämie unterschieden werden.

237. Im bisherigen EEG-Fördersystem ist die Marktprämie als gleitende Prämie ausgestaltet.²²⁷ Es wird stets die Differenz zwischen dem monatlichen Mittelwert des Strommarktpreises und einem anzulegenden Wert ausgezahlt. Durch die Wahl des Mittelwerts anstelle des tatsächlich erzielten Preises ist die ausgezahlte Prämie innerhalb eines einzelnen Monats konstant, wird jedoch jeden Monat neu berechnet. Eine Alternative zum System der gleitenden Marktprämie stellt die fixe Marktprämie dar. Hierbei würde ein fester Förderbetrag pro Einheit gezahlt bzw. aufgeschlagen, der unabhängig von dem am Großhandelsmarkt erzielten Preis ist. Es würde nicht der anzulegende Wert, an dem sich die Marktprämie bemisst, sondern die Prämienhöhe selbst festgelegt.

238. Sowohl bei einer gleitenden als auch bei einer fixen Marktprämie haben Erzeuger einen Anreiz, den Absatz ihres Stroms dem Marktgeschehen anzupassen. Durch die Direktvermarktung profitieren sie unmittelbar, wenn sie ihren Strom in Zeiten hoher Preise einspeisen – die Förderung in Form der Marktprämie ist hiervon unabhängig. Die Anreizwirkungen unterscheiden sich somit kaum, dennoch gibt es einige Gründe, die für die Umstellung auf eine fixe Prämie sprechen.

Wenngleich die monatlichen Schwankungen des Durchschnittspreises nicht besonders hoch ausfallen, ist die Förderhöhe bei einer gleitenden Prämie nur eingeschränkt antizipierbar. Hierdurch entsteht mehr Unsicherheit aufseiten der Anlagenbetreiber, ohne dass diese mit einem höheren Anreiz zur Marktintegration einhergeht. Die Auszahlung einer fixen Prämie erfordert zudem weniger Verwaltungsaufwand als eine gleitende Prämie, die fortlaufend neu berechnet

²²³ Vgl. Abschnitt 4.2.1.5.

²²⁴ Vgl. § 3 Abs. 1 Nr. 1 Freiflächenausschreibungsverordnung.

²²⁵ Vgl. BNetzA, Hintergrundpapier: Vorläufige Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) – Freiflächenanlagen vom 15. April 2015, Bonn, 30. April 2015 und http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Beendete_Ausschreibung/Gebotstermin_15_04_2015/Gebotstermin_15_04_2015_node.html, Abruf am 7. September 2015.

²²⁶ Vgl. BNetzA, Zuschlüsse in der zweiten PV-Ausschreibung erteilt, Pressemitteilung vom 13. August 2015.

²²⁷ Vgl. hierzu auch Tz. 202.

werden muss, wodurch Transaktionskosten auf Seiten der Netzbetreiber eingespart werden könnten. Darüber hinaus definieren die von der EU-Kommission veröffentlichten Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen mit der Marktintegration konforme Fördermaßnahmen als Prämien, die „zusätzlich zu dem Marktpreis gewährt“ werden.²²⁸ Ob die gleitende Prämie als solche bezeichnet werden kann, ist zumindest nicht eindeutig.

Verdeckte Auktionen

239. Grundsätzlich können Auktionen offen oder verdeckt durchgeführt werden. Offene Auktionen sind i. d. R. dynamisch ausgestaltet. Die Gebote werden aufsteigend oder absteigend und für alle sichtbar abgegeben. Dies erhöht die Transparenz, fördert jedoch responsives Bieten und schafft Anreize zu kollusivem Verhalten. Darüber hinaus erfordert eine solche Form der Auktionierung eine synchrone Abstimmung der Gebote, was Transaktions- und Organisationskosten verursacht. In verdeckten Auktionen gibt es dagegen nur eine Bietrunde. Es ist nicht möglich, das eigene Gebot an das Bietverhalten der anderen Akteure anzupassen. Dies erhöht die Entscheidungsunsicherheit der Bieter.

240. Die Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) sieht eine verdeckte Auktion innerhalb des Pilotprojektes vor. Die Gebote müssen bis zu dem von der Bundesnetzagentur bekannt gegebenen Termin in einem geschlossenen Umschlag eingehen. Eine Öffnung ist erst nach Ablauf dieser Frist zulässig.²²⁹

Preisbildungsregel

241. Ein zentraler Punkt in der Diskussion um die adäquate Umsetzung eines Ausschreibungsmodells ist die Preisbildungsregel, welche den Auktionen zugrunde gelegt werden soll. Zu unterscheiden sind im Rahmen der Energiemärkte insbesondere Gebotspreisauktionen („pay-as-bid-auctions“ oder auch „discriminatory-price-auctions“) und Einheitspreisauktionen („pay-as-cleared-auctions“ oder „uniform-pricing-auctions“). Bei Gebotspreisauktionen erhält jeder Bieter im Falle eines Zuschlages einen Förderbetrag in Höhe seines eigenen Gebotes. Bei Einheitspreisauktionen bestimmt das höchste Gebot, das noch einen Zuschlag bekommt, den für alle Bieter gültigen Fördersatz. Befürworter von Gebotspreisauktionen erhoffen sich Effizienzgewinne durch die individuelle Förderung in Höhe des jeweiligen Gebots, da nicht mehr jeder den Höchstsatz erhält, sondern nur das, was er auch selbst gefordert hat. Diese Überlegung greift jedoch zu kurz, hat die Wahl des Auktionsmodus doch viele komplexe Effekte auf das Ausschreibungsergebnis und dessen Effizienz zur Folge.

242. Zum einen ist zu bedenken, dass den Netzbetreibern durch Gebotspreisauktionen ein erheblich höherer Verwaltungsaufwand entsteht. Anstatt allen bezuschlagten Bietern den gleichen Betrag zu zahlen, bildet im Extremfall jeder einzelne Bieter eine eigene Vergütungsgruppe. Insbesondere nach mehreren Auktionsrunden kann somit ein Wust an Fördersätzen entstehen, der hohe Transaktionskosten bei der Abwicklung verursacht.

243. Zum anderen ist die Annahme, dass eine Bezahlung in Höhe des eigenen Gebots zwangsläufig zu insgesamt geringeren Förderkosten führt, nicht folgerichtig. Diese Überlegung basiert auf der Annahme, dass in beiden Fällen die gleichen Gebote abgegeben werden. Dann würde eine Diskriminierung zwischen den Bietern zu geringeren Kosten führen. Die Preisbildungsregel hat jedoch erhebliche Auswirkungen auf die strategischen Überlegungen der Bieter und folglich auf die Höhe ihrer Gebote.

Finden Einheitspreisauktionen in einem kompetitiven Umfeld²³⁰ statt, orientieren sich die Gebote der einzelnen Teilnehmer an den eigenen Kosten.²³¹ Hierdurch maximieren diese ihre Chancen auf einen Zuschlag, der sich einstellende Preis deckt aber mindestens die entstehenden Kosten. Die strategische Komponente beim Bietverhalten ist sehr klein,

²²⁸ Vgl. Europäische Kommission, „Mitteilung der Kommission – Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“, 2014/C 200/1, Rn. 124.

²²⁹ Vgl. § 6 Abs. 5 und § 9 Abs. 1, 2 FFAV.

²³⁰ Die Zahl der Anbieter muss hierfür nicht besonders hoch sein. Schon ein gewisses Maß an Wettbewerb führt zu einer Gebotsabgabe in Nähe der eigenen Grenzkosten.

²³¹ Da die Ausschreibungen für neu zu bauende Anlagen durchgeführt werden, werden sich die Gebote an den erwarteten Durchschnittskosten orientieren.

da die Kosten der anderen Wettbewerber bei der Entscheidung für ein Gebot eine untergeordnete Rolle spielen. Dies hat zur Folge, dass genau die kostengünstigsten Anlagen eingesetzt werden und somit ein hohes Maß an produktiver Effizienz erreicht wird.

Besteht jedoch ein gewisses Maß an Marktmacht, kann dies Gebots- bzw. Kapazitätszurückhaltung zur Folge haben.²³² Ökonomische Kapazitätszurückhaltung (Gebote oberhalb der eigenen Kosten) muss zwar nicht zwangsläufig den effizienten Kraftwerkseinsatz beeinträchtigen, führt aber im Ergebnis zu einem höheren Preis und höheren Förderkosten. Strategische Gebotszurückhaltung impliziert dagegen immer produktive Ineffizienz, da Anlagen, deren (Grenz- bzw. Durchschnitts-)Kosten gering genug wären, nicht zum Einsatz kommen. Der Anreiz zu Geboten oberhalb der eigenen Kosten ist insbesondere dann groß, wenn die inframarginale Menge hoch ist, ein Anbieter also bspw. mit mehreren Anlagen in den Markt bieten oder mehrere Gebote für auf einer einzelnen Anlage produzierte Leistung abgeben kann. Durch jedes zusätzliche Gebot beeinflusst er bei einem Einheitspreissystem auch die Zahlungen, die er für die vorhergehenden erhält.

Gebotspreisauktionen führen in einem kompetitiven Umfeld zu strategischem Verhalten mit Geboten oberhalb der eigenen Kosten. Aufgrund der Tatsache, dass das eigene Gebot nicht nur über die Wahrscheinlichkeit eines Zuschlags entscheidet, sondern gleichzeitig die Zahlungshöhe bei Erfolg bestimmt, wird jeder Bieter eine Gewinnmarge in sein Gebot einbeziehen. Die Orientierung erfolgt dabei nicht nur an den eigenen Kosten, sondern auch an anderen Faktoren, wie dem Grad des Wettbewerbs und der erwarteten Höhe der Kosten der Wettbewerber. Jeder versucht, den marktträumenden Preis richtig zu schätzen. Folglich sind die Preise und die gesamten Förderkosten trotz individueller Bezahlung nicht zwangsläufig niedriger als bei Einheitspreisauktionen. Auch empirische Untersuchungen lassen keine eindeutige Aussage darüber zu, welches System niedrigere Preise generiert.²³³

Bei Gebotspreisauktionen besteht eine deutlich größere Gefahr für produktive Ineffizienz. Die Gebote beruhen auf Prognosen bezüglich des marktträumenden Preises und weniger auf einer Orientierung an den eigenen Kosten. Dadurch können schon kleine Schätzfehler auf Seiten eigentlich effizienterer Anbieter schnell zu deren Ausscheiden aus der Auktion und gleichzeitig zu Zuschlägen für ihre kostenintensiveren Wettbewerber führen. Ein effizienter Einsatz der Erzeugungsanlagen ist somit auch in einem wettbewerbsintensiven Rahmen nicht gewährleistet. Darüber hinaus verfügen größere Anbieter über einen gewissen Wettbewerbsvorteil. Sie haben i. d. R. mehr Erfahrung und bessere Kenntnisse über die Marktstrukturen und über die Kosten der Mitbewerber, sodass ihre Prognosen deutlich treffsicherer ausfallen als die der kleineren Anbieter.

244. Wenngleich die Empirie keine eindeutigen Ergebnisse hinsichtlich der Preishöhe liefert, scheint die Gebotspreisauktion mit einer größeren Gefahr für Ineffizienzen einherzugehen. Da selbst bei starkem Wettbewerb immer Gebote oberhalb der eigenen Kosten zu erwarten sind, ist die Wahrscheinlichkeit für einen ineffizienten Anlageneinsatz relativ hoch. Einheitspreisauktionen führen in einem kompetitiven Umfeld dagegen zu produktiver Effizienz, wenngleich bei Marktmacht auch hier Gebote über den Kosten und Kapazitätszurückhaltung auftreten. Dies verdeutlicht, wie wichtig es neben der Wahl einer passenden Preisbildungsregel ist, Grundlagen für eine ausreichende Biervielfalt und funktionierenden Wettbewerb zu schaffen (z. B. durch Technologieneutralität und den Verzicht auf regionalisierte Ausschreibungen).

245. Die erste Ausschreibungsrunde im Pilotprojekt für Photovoltaikfreiflächenanlagen wurde als Gebotspreisauktion abgehalten.²³⁴ Es gingen Gebote zwischen 8,48 ct/kWh und 11,29 ct/kWh bei der Bundesnetzagentur ein, wobei das höchste von insgesamt 25 bezuschlagten Geboten bei 9,43 ct/kWh lag. Daraus ergab sich ein durchschnittlicher Förder-

²³² Damit dies auftritt, muss ein Bieter in der Lage sein, mehrere Einheiten in den Markt zu bieten.

²³³ Siehe z. B. Sugianto, L./Liao, K., Comparison of Different Auction Pricing Rules in the Electricity Market, *Modern Applied Science* 8(1), 2014; Engelmann, D./Grimm, V., Bidding Behaviour in Multi-Unit Auctions – An Experimental Investigation, *The Economic Journal* 119(April), 2008, S. 855-882; Rassenti, S. u. a.: Discriminatory Price Auctions in Electricity Markets: Low Volatility at the Expense of High Price Levels, *Journal of Regulatory Economics* 23(2), 2003, S. 109-123; Mount, T. u. a., Testing the Performance of Uniform Price and Discriminative Auctions, präsentiert bei Rutgers' Center for Research in Regulated Industries 14th Annual Western Conference, Juni 2001.

²³⁴ Vgl. § 13 Abs. 1 FFAV.

satz von 9,17 ct/kWh. Der Durchschnittspreis lag somit deutlich unter dem höchsten Gebot, jedoch höher als der letzte geltende administrativ festgelegte Wert von 9,02 ct/kWh, der bei der gleitenden Marktprämie in Verbindung mit einer Direktvermarktung angesetzt worden war. Das Ziel einer Kostensenkung durch die Schaffung von Wettbewerb um die Förderung schien damit auf den ersten Blick verfehlt. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass in den zwei vorangegangenen Jahren aufgrund der stark sinkenden Fördersätze kaum Freiflächenanlagen errichtet worden waren, da diese meist nicht kostendeckend betrieben werden konnten. Es ist demnach nicht überraschend, dass sich trotz Auktion ein höherer Fördersatz einstellte. Bei der zweiten Auktionsrunde zum 1. August 2015 wurde auf das System der Einheitspreisauktion zurückgegriffen.²³⁵ Mit 8,49 ct/kWh hat sich dabei ein Zuschlagswert ergeben, der sowohl unter dem Durchschnittswert der ersten Runde als auch unterhalb der Förderhöhe vor Einführung der Ausschreibungen lag.²³⁶ Dies könnte als Hinweis darauf gewertet werden, dass Einheitspreisauktionen hier zu einem effizienteren Ergebnis führen. Es bleibt abzuwarten, ob die dritte Ausschreibungsrunde im Dezember, die wiederum als Einheitspreisauktion abgehalten wird, diesen Eindruck bestätigen wird.

3.3.2 Erfüllung der Ausbauziele

246. Wenngleich eine hohe Vielfalt von Akteuren und Bieteranzahl dem Wettbewerbsgedanken zuträglich ist, gilt es gleichzeitig zu bedenken, dass eine hohe Realisationsrate der bezuschlagten Projekte sichergestellt werden sollte, damit die Ausbauziele tatsächlich erreicht werden. Eine gewisse qualitative Vorauswahl sowie das Einführen bestimmter Eintrittshürden bei den Auktionen reduziert zwar die Anzahl der Gebote, erscheint aber deshalb unabdingbar.

247. Eine Möglichkeit, die Seriosität der Gebote zu gewährleisten, besteht darin, bestimmte Präqualifikationsanforderungen festzulegen und Sicherheiten einzufordern, die im Falle der Realisierung zurückgezahlt und ansonsten einbehalten werden. Es ist auch denkbar, diese nur zum Teil auszuzahlen, falls es zu zeitlichen Verzögerungen kommt, bzw. Pönalen bei Nichteinhaltung der Projektzusagen einzuführen. Dennoch sollten diese Beschränkungen so niedrig wie möglich gehalten werden. Ein stetes Abwägen zwischen den Sicherheits- und Wettbewerbszielen ist hierbei notwendig.

Die Möglichkeit Zuschläge nach Ende der Auktionierung zu handeln, stellt eine zusätzliche Option dar, die Realisationsrate der Projekte zu erhöhen. Es erscheint sinnvoll, ähnliche Anforderungen (z. B. analog zu den Präqualifikationsanforderungen) an die Personen und Institutionen zu stellen, die die Projektzusage letztendlich übernehmen.

248. Die Freiflächenausschreibungsverordnung enthält eine Reihe von Vorgaben und Vorschriften bezüglich der an den Auktionen beteiligten Bieter und deren Gebote. So muss sich ein Gebot gemäß § 6 Abs. 2 FFAV auf eine installierte Leistung zwischen 100 kW und 10 MW beziehen. Hierdurch soll einerseits eine gewisse Mindestgröße gewährleistet sein, diese sollte jedoch so niedrig gewählt werden, dass auch kleinere Bieter (insbesondere Bürgerprojekte) zum Zuge kommen können. Die Abgabe mehrerer Gebote ist dennoch erlaubt. § 6 FFAV Abs. 3 und 4 definieren zudem einen Katalog an Angaben und Nachweisen, deren Bereitstellung bei Gebotsabgabe erforderlich ist. Liegen diese nicht vor, führt dies zu sofortigem Ausschluss aus dem Verfahren.²³⁷ Hierzu gehören insbesondere Dokumente bezüglich des Bebauungsplans der jeweiligen Freifläche. Zusätzlich muss eine Erstsicherheit geleistet werden, deren Höhe sich an der jeweiligen Gebotsmenge bemisst. Je nach Fortschritt des Bebauungsplans kann sich die Sicherheit um die Hälfte reduzieren.²³⁸ Hat der Bieter einen Zuschlag erhalten, muss zusätzlich eine Zweitsicherheit entrichtet werden, die deutlich höher ausfällt als die Erstsicherheit.²³⁹ Bei Nichtleisten der Zweitsicherheit erlischt der Zuschlag.²⁴⁰ Fallen dadurch mehr als 30 MW

²³⁵ Vgl. § 13 Abs. 2 FFAV.

²³⁶ Vgl. BNetzA, Zuschlagswert der zweiten Ausschreibungsrunde für Freiflächenanlagen, Pressemitteilung vom 2. September 2015.

²³⁷ Vgl. § 10 Abs. 1 Nr. 1 FFAV.

²³⁸ Vgl. § 7 FFAV.

²³⁹ Vgl. § 15 FFAV.

²⁴⁰ Vgl. § 20 Abs. 1 FFAV.

nach Beendigung der Auktionsrunde weg, wird durch die Bundesnetzagentur ein Nachrückverfahren eingeleitet.²⁴¹ Eine Handelbarkeit der Zuschläge ist bisher nicht vorgesehen.²⁴²

249. Im Rahmen der ersten Ausschreibungsrunde im April 2015 mussten 37 von den insgesamt 170 Geboten wegen Formfehlern ausgeschlossen werden.²⁴³ Die Zweitsicherheiten wurden jedoch für alle 25 bezuschlagten Projekte geleistet, sodass kein Nachrückverfahren notwendig war.²⁴⁴ Bei der zweiten Runde zum 1. August 2015 wurden 15 Gebote im Vorfeld ausgeschlossen.²⁴⁵ Ein Nachrückverfahren musste auch hier nicht eingeleitet werden.²⁴⁶

250. Wenngleich bisher nur begrenzte Erfahrungen vorliegen, scheinen die Mechanismen zur Sicherung einer hohen Realisationsrate bei den Ausschreibungen für Photovoltaikfreiflächenanlagen zu greifen. Das System aus Präqualifikationsanforderungen, Sicherheiten und Nachrückverfahren scheint sinnvoll gewählt, dennoch gilt es die bürokratischen Anforderungen nicht ausufern zu lassen, damit insbesondere kleinere Anbieter nicht von einer Teilnahme abgeschreckt werden und der Fokus auf einer Intensivierung des Wettbewerbs bleibt. Eine Handelbarkeit der Zuschläge nach der Zuteilung sollte ebenfalls in Betracht gezogen werden.

3.3.3 Lehren aus Ausschreibungsverfahren anderer Staaten

251. Im europäischen und außereuropäischen Ausland gibt es viele Erfahrungswerte mit Ausschreibungsmodellen, die zur Förderung erneuerbarer Energien eingesetzt werden. Die Anzahl der Staaten, die einen Auktionsmechanismus einsetzen, ist von 21 im Jahre 2009 auf 45 im Jahre 2014 gestiegen.

252. So hat Großbritannien bereits in den 90er Jahren des 20. Jahrhunderts Auktionen vorgenommen. Diese umfassten damals jedoch neben erneuerbaren Energieerzeugungsformen auch noch Nuklearanlagen, da der Fokus auf dem Einsparen von Treibhausgasen und weniger auf dem Ausbau erneuerbarer Energieformen lag.²⁴⁷ Positiv hervorzuheben ist, dass sich vergleichsweise niedrige Förderhöhen einstellten. Als problematisch erwies sich die Umsetzung der Projekte, nachdem der Zuschlag erteilt worden war, sodass die Ausbauziele grob verfehlt wurden: nur 29 Prozent der ursprünglich bezuschlagten Leistung wurden tatsächlich installiert. Die mangelhafte Realisationsrate scheint auf Defizite in der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns zurückzuführen. So waren keine Pönalen bei Nichteinhalten der Projektzusagen vorgesehen. Ein Rückzug innerhalb der relativ langen Zeitspanne von fünf Jahren nach Zuschlagserteilung war jederzeit ohne Verluste möglich. Verstärkt wurde diese Problematik dadurch, dass die Ausschreibungsrunden in unregelmäßigen und großen Intervallen stattfanden, sodass ein weiterer Anreiz gegeben war, auch bei Unsicherheit über die Wahrscheinlichkeit einer erfolgreichen Projektumsetzung mitzubieten.

Mit dem Energy Act 2013 fand ein Wechsel vom Quotenmodell zu „Differenzkontrakten“ (CfDs) statt, die einer ähnlichen Systematik wie die Marktprämie in Verbindung mit einer Direktvermarktung folgen. Die Höhe des dafür anzusetzenden Wertes soll ab 2015 ebenfalls über Auktionen ermittelt werden. Anstelle von technologiespezifischen Ausschreibungen finden diese für zwei verschiedene Gruppen statt („etablierte“ und „nicht etablierte Technologien“).²⁴⁸ Wenngleich die

²⁴¹ Vgl. § 12 Abs. 3 FFAV.

²⁴² Vgl. § 17 FFAV.

²⁴³ Vgl. wiederum BNetzA, „Hintergrundpapier: Vorläufige Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) – Freiflächenanlagen vom 15. April 2015“, Bonn, 30. April 2015.

²⁴⁴ Vgl. BNetzA, Gebotstermin 15. April, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Beendete_Ausschreibung/Gebotstermin_15_04_2015/Gebotstermin_15_04_2015_node.html, Abruf am 7. September 2015.

²⁴⁵ Vgl. BNetzA, Zuschläge in der zweiten PV-Ausschreibung erteilt, Pressemitteilung vom 13. August 2015.

²⁴⁶ Vgl. BNetzA, Zuschlagswert der zweiten Ausschreibungsrunde für Freiflächenanlagen, Pressemitteilung vom 2. September 2015.

²⁴⁷ Vgl. u. a. Río, P./Linares, P., Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35, 2014, S. 42-56.

²⁴⁸ Vgl. Riewe, J., EU-Binnenmarkt, Beihilferecht, nationales Strommarktdesign und Versorgungssicherheit: Die Europäische Kommission erteilt der Strommarktreform in Großbritannien ihre Freigabe, *Ewerk – Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft*, e. V., 6/2014, S. 358-365.

Auktionen noch nicht vollkommen technologieneutral ausgestaltet sind, stellen sie doch einen großen Schritt in diese Richtung dar.

253. Frankreich setzt seit 1996 Ausschreibungen zur Festsetzung der Einspeisevergütungen in bestimmten Bereichen ein. Diese werden technologiespezifisch durchgeführt. Anfangs waren nur Windkraft- und Biomasseanlagen Gegenstand der Auktionen. Die erzielten Realisationsraten waren hierbei sehr gering, im Bereich der Biomasseanlagen lagen sie bei 40 Prozent und bei Windkraftanlagen sogar nur bei 10 Prozent.²⁴⁹

Mittlerweile wurde das System auf größere Photovoltaikanlagen (über einer Leistung von 100 kW) ausgeweitet, kleinere Anlagen erhalten weiterhin eine fixe Vergütung. Das Besondere an den französischen Photovoltaikausschreibungen ist zum einen die Bevorzugung solcher Anlagen, die Material aus französischer Herstellung verwenden. Die Auswahl der Gebote, die einen Zuschlag erhalten sollen, findet folglich nicht (nur) nach einem Preisbildungsmechanismus, sondern unter gleichzeitiger Einbeziehung anderer Kriterien statt. Die sich ergebenden Preise werden zudem nicht veröffentlicht. Zum anderen findet nicht nur eine Differenzierung zwischen den Technologien, sondern auch bezüglich der Größe der Anlagen statt. So gibt es jeweils Ausschreibungen für Anlagen zwischen 100 und 250 kW sowie für solche mit einer Leistung über 250 kW. Im Ergebnis führt dies zu einem relativ kleinteiligen System mit vielen verschiedenen Ausschreibungsrunden. Hinzu kommt, dass die Präqualifikationsanforderungen hoch angesetzt sind. Bieter müssen umfangreiche Nachweise bezüglich ihrer Fähigkeit und Liquidität beibringen, wobei die Beschaffung dieser Unterlagen bis zu sechs Monate in Anspruch nehmen kann. Die hohen Anforderungen bei Gebotsabgabe und die starke Segmentierung haben dazu geführt, dass jeweils nur einige große Unternehmen Zuschläge erhalten haben. Mit der hohen Konzentration gingen gleichzeitig relativ hohe Preise, aber auch eine hohe Realisierungsquote einher.²⁵⁰

254. Viele weitere Staaten haben Auktionsverfahren zur Festsetzung der Förderung implementiert. Bei den Ergebnissen ist ein klares Muster zu erkennen: In den meisten Ländern wurden die Ausbauziele nicht erreicht, die Preise bzw. Förderhöhen sanken jedoch.²⁵¹ Je höher jedoch die Qualitätsanforderungen bzw. die Nachweis- und Dokumentationspflicht und je kleinteiliger die Systematik bezüglich Technologiespezifizierung und Regionalisierung, desto größer sind die Realisationsraten und aber auch die Fördersätze.

3.3.4 Fazit

255. Die Umstellung der Förderung auf ein Ausschreibungsmodell kann den Anlass bieten, ein wettbewerbsfähigeres System zu schaffen, das dazu beiträgt, den Ausbau erneuerbarer Energien in effizienterer Weise umzusetzen. Ohne geeignete Rahmenbedingungen ist jedoch anzunehmen, dass der Systemwechsel keine nennenswerten Veränderungen mit sich bringen wird.

256. Technologieneutrale Auktionen ermöglichen Wettbewerb unter den Erzeugungstechnologien. Nur so kann gewährleistet werden, dass die Energiewende von den effizientesten Technologien getragen wird und die Kosten nicht unnötig anwachsen. Zudem steigt durch Technologieneutralität die Bieteranzahl in den Auktionsrunden, wodurch wiederum der Wettbewerb um die Förderung gestärkt wird.

Eine ähnliche Argumentation spricht für den Verzicht auf regionalisierte Ausschreibungen bzw. die Wahl möglichst großer Zonen. Hierdurch würden die kostengünstigsten Standorte gewählt und die Anzahl der Auktionsteilnehmer maximiert. Durch die regionale Konzentration mancher Anlagen kann es jedoch zu einem höheren Netzausbaubedarf kommen. Diesem könnte unter Umständen mit anderen Instrumenten wie einer regional differenzierten Netzentgeltkomponente (siehe Abschnitt 4.2.1) effizienter begegnet werden.

²⁴⁹ Vgl. Grau, T., Geplante Ausschreibungen für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, DIW Roundup 50, 2014, DIW Berlin.

²⁵⁰ Vgl. Río, P./Linares, P., a. a. O., und iZES gGmbH, Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, 2014, Saarbrücken.

²⁵¹ So zum Beispiel auch beim prominenten außereuropäischen Beispiel Brasilien. Hier wurden 2007 Auktionen für Windkraftanlagen eingeführt. Die Höhe der Förderung sank dadurch erheblich, es sind jedoch noch nicht alle kontrahierten Projekte umgesetzt worden. Portugal hat ähnliche Erfahrungen mit Windkraft- und Biomasseanlagen gemacht.

Auch wenn Theorie und Empirie kein eindeutiges Ergebnis liefern, erscheint es zudem sinnvoll, die Ausschreibungen als Einheitspreisauktionen und nicht als Gebotspreisauktionen durchzuführen. Die Gefahr von Ineffizienzen stellt sich bei diskriminierenden Gebotspreisauktionen größer dar, insbesondere wenn grundsätzlich ein hohes Maß an Wettbewerb gegeben ist.

257. Die Erfahrungen anderer Staaten mit Auktionsmodellen machen zudem deutlich, wie wichtig es ist, Sicherheiten und Pönalen in das System zu integrieren, um eine tatsächliche Realisation der Projekte zu gewährleisten. Da dies jedoch Eintrittshürden aufbaut, gilt es stets eine Abwägung zwischen dem Ziel eines intensivierten Wettbewerbs und der Sicherstellung der Projekte zu treffen.

3.4 CO₂ – Minderungsbeitrag des Stromsektors

258. Deutschland hat sich selbst verpflichtet, bis 2020 40 Prozent der nationalen Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 einzusparen. Um dieses Ziel tatsächlich zu erreichen, wurde 2014 das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ ins Leben gerufen, das unter anderem eine zusätzliche Reduktion von 22 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr für den Stromsektor vorsieht.

259. Grundsätzlich stellt sich die Frage, inwiefern nationale Instrumente zur CO₂-Einsparung überhaupt sinnvoll sind. Auf EU-Ebene wurden Reduktionsziele festgelegt, die durch den Handel mit Zertifikaten (EU-ETS) umgesetzt werden sollen. Die Grundidee dieses Systems besteht gerade darin, dass die Emissionen genau da eingespart werden, wo es am günstigsten ist – dort, wo die Vermeidungskosten niedriger sind als die Kosten für den Zertifikateerwerb. Zusätzliche Ziele auf Länderebene verzerren diese effiziente Allokation, während das Gesamtvolumen an Emissionen i. d. R. gleich bleibt. Dies gilt umso mehr, wenn neben nationalen auch noch industrie- oder technologiespezifische Ziele festgesetzt werden.

Sind von Seiten nationaler Regierungen CO₂-Einsparungen über die auf EU-Ebene gesteckten Ziele hinaus erwünscht, wäre es am sinnvollsten, direkt Zertifikate in der gewünschten Menge aufzukaufen und aus dem Markt zu nehmen. Dies wäre zwar ein Eingriff auf europäischer Ebene und hätte eben nicht (nur) im eigenen Land Emissionsreduktionen zur Folge, wäre aber aus oben genannten Gründen ohnehin effizienter.²⁵² Da von politischer Seite dennoch die Umsetzung nationaler Ziele angestrebt wird, wurden im Frühjahr und Sommer 2015 verschiedene Maßnahmen diskutiert, durch die der Energiesektor zusätzliche 22 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr einsparen könnte.

260. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unterbreitete Ende März den ersten Vorschlag zu einem sogenannten „Klimabeitrag“, der zwar insbesondere aus europarechtlichen Gründen grundsätzlich technologieneutral ausgestaltet sein sollte, faktisch aber nur ältere Braunkohleanlagen betroffen hätte.²⁵³ Für sämtliche Emissionen, die einen gewissen Freibetrag überschreiten, hätten zusätzlich zu den regulären (ein Zertifikat pro Tonne CO₂) weitere ETS-Zertifikate gekauft werden müssen. Die genaue Menge der zusätzlich fälligen Zertifikate wäre von deren Preis abhängig gewesen. Es sollte immer ein Gegenwert von EUR 18-20 pro Tonne CO₂ erreicht werden. Faktisch wäre der Klimabeitrag somit eine zusätzliche „Steuer“ gewesen, die die Produktion in besonders CO₂-intensiven Anlagen verteuert hätte. Durch die höheren Produktionskosten hätte sich die Position der betroffenen Anlagen in der Merit-Order nach rechts verschoben und sie wären seltener zum Einsatz gekommen. Der dadurch vermehrte Betrieb von Steinkohle- und Gaskraftwerken sollte zu einer CO₂-Reduktion in Deutschland führen. Durch den Kauf der zusätzlichen ETS-Zertifikate wäre auch der europäische CO-Ausstoß zurückgegangen.

261. Dieser Vorschlag stieß auf heftigen Widerstand aus verschiedenen Lagern, insbesondere aus den betroffenen Regionen und Industriesektoren. Da durch einen eingeschränkten Einsatz weniger Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden, wurde befürchtet, dass einige Kraftwerke nicht mehr kostendeckend betrieben werden könnten. Eine große Zahl an Arbeitsplätzen wäre hierdurch in Gefahr. So reagierte die Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) auf

²⁵² Zur Problematik der Zielsetzung vgl. auch Abschnitt 3.1.3.

²⁵³ So hätten sich grundsätzlich nur Anlagen mit einem Alter über 20 Jahren qualifiziert. Zudem wäre jeder Anlage ein gewisser jährlicher Freibetrag pro installierter Leistung zugeteilt worden, der abhängig von der genauen bisherigen Laufzeit von 3 Mio. bis 7 Mio. Tonnen CO₂ gestaffelt gewesen wäre.

das Vorhaben mit einem Alternativmodell, das eine Kombination aus verschiedenen Maßnahmen vorsah: Zum einen sollte eine Reihe von Braunkohlekraftwerken im ersten Schritt in eine sogenannte „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ überführt und im zweiten Schritt nach vier Jahren stillgelegt werden. Die Auswahl der Kraftwerke sollte über eine Ausschreibung erfolgen. Zum anderen wurden ein Ausbau der KWK-Förderung und die Einführung einer Abwrackprämie für den Ersatz alter Heizungen angestrebt.

262. Anfang Juli 2015 einigten sich die Parteivorsitzenden der Regierungskoalition auf ein Maßnahmenpaket, das in weiten Teilen dem Vorschlag der IG BCE folgt und eine Abkehr vom ursprünglich geplanten Klimabeitrag darstellt. Dieses findet sich im Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zum Strommarktgesetz wieder.²⁵⁴ So sollen gemäß Art. 1, Nr. 13 Ref-E (zu § 13d EnWG-E) Braunkohlekraftwerksblöcke in einem Umfang von 2,7 GW (dies entspricht 13 Prozent der installierten Leistung aus Braunkohle) zuerst als „Klimasegment“ in die geplante „Kapazitäts- und Klimareserve“²⁵⁵ überführt werden, um sie nach vier Jahren endgültig stillzulegen. Wie hoch die Kompensation der Betreiber ausfällt und wie diese konkret festgelegt wird, ist noch nicht abschließend geklärt. Durch diese Maßnahme erhofft sich die Regierung zusätzliche CO₂-Einsparungen in Höhe von 11 bis 12,5 Mio. Tonnen. Für 2018 ist ein Monitoring zur Überprüfung der Zielerreichung angesetzt. Die Braunkohlewirtschaft hat zugesagt, nach der Evaluation gegebenenfalls weitere Einsparungen in Höhe von 1,5 Mio. Tonnen vorzunehmen. Wie diese technisch und rechtlich umgesetzt würden, bleibt jedoch unklar.

Die Stilllegungen sollen durch Effizienzmaßnahmen bei Gebäuden (2,5 Mio. Tonnen CO₂ Einsparung), Kommunen (1 Mio. Tonnen), in der Industrie (1 Mio. Tonnen) und im Schienenverkehr (1 Mio. Tonnen) ergänzt werden. Außerdem erfolgt eine Reform der KWK-Förderung, die eine Absenkung des Ausbauziels für KWK bei einer gleichzeitigen Erhöhung des Förderbudgets um 750 Mio. Euro vorsieht. Hierdurch sollen jährlich zusätzlich 4 Mio. Tonnen CO₂ vermieden werden.

263. Die vorgestellten Maßnahmen sind aus mehreren Gründen kritisch zu sehen: Erstens erscheint es fraglich, ob sie die gewünschte Minderung innerhalb Deutschlands tatsächlich bewirken können. Zweitens entbehren nationale Minderungsziele – wie oben beschrieben – einer grundsätzlichen Rechtfertigung.²⁵⁶

So ist es umstritten, ob die Stilllegungen der Braunkohlekraftwerke tatsächlich zu einer Einsparung von 11 Mio. Tonnen CO₂ führen können. Alternative Prognosen gehen von maximal 9 Mio. Tonnen aus. Zum anderen findet durch die Stilllegung ein punktueller Eingriff statt, der völlig losgelöst vom System des EU-ETS ist. Selbst wenn die CO₂-Reduktionen in der geplanten Höhe erreicht werden, führt dies lediglich dazu, dass der Preis für Emissionszertifikate sinkt und diese an anderer Stelle eingesetzt werden – entweder ebenfalls in Deutschland, nur nicht bei Braunkohlekraftwerken, oder aber in einem anderen EU-Staat. Für das Gesamtklima ändert sich damit nichts.

Auch der ursprünglich geplante „Klimabeitrag“ hätte einen punktuellen Eingriff dargestellt, der in seiner Wirkung deutlich hinter der effizientesten Lösung – nämlich dem Aufkauf von Zertifikaten – zurückgefallen wäre. Dennoch hätte er zumindest auf der Ebene des EU ETS angesetzt und potenziell zu einer gewissen Minderung der gesamten Emissionsmenge führen können. Denn da für Emissionen oberhalb des Freibetrages mehr als ein Zertifikat pro Tonne eingesetzt hätte werden müssen, wären praktisch Zertifikate „aus dem Markt genommen“ worden. Diese hätten nicht mehr an anderer Stelle für Emissionen eingesetzt werden können. Insgesamt wäre es europaweit zu weniger Emissionen gekommen, da die ETS-Zertifikate zusätzlich aus dem Markt genommen worden wären.

²⁵⁴ BMWi, Referentenentwurf, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 14. September 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf am 18. September 2015.

²⁵⁵ Eine detaillierte Analyse zur Kapazitätsreserve und Kapazitätsmechanismen im Allgemeinen findet sich in Kapitel 5, insbesondere 5.2 und 5.4.1.

²⁵⁶ Zusätzlich äußerte der Wissenschaftliche Dienst des Bundestages beihilferechtliche Kritik an dem Vorhaben. Die Einbeziehung von Braunkohlekraftwerken in das Konzept der Kapazitätsreserve werfe nach Maßgabe der Energiebeihilfeleitlinien Probleme auf. Siehe Deutscher Bundestag, Fachbereich Europa, Ausarbeitung PE 6 - 3000 - 88/15: Der Vorschlag zur Einführung einer Kapazitätsreserve im Lichte des EU-Beihilferechts, August 2015.

Die ergänzenden Instrumente sind ebenso kritisch zu sehen. Insbesondere die Pläne für die Effizienzsteigerungen bei Gebäuden, Kommunen, Industrie und Schienenverkehr sind sehr vage gehalten; konkrete Maßnahmen wurden bisher nicht genannt. Ähnliches gilt für die Reform der KWK-Förderung. Ob und wie eine CO₂-Minderung innerhalb Deutschlands überhaupt erfolgt, ist somit äußerst unsicher. In jedem Fall verfehlt sie aber ihre Wirkung auf das Gesamtklima.

264. Hinzu kommt, dass das Bündel an Instrumenten immense Kosten verursacht. Alleine für die nicht weiter spezifizierten Effizienzmaßnahmen sind jährlich EUR 1,16 Mrd. angesetzt, für die Förderung von KWK weitere EUR 750 Mio. Welche Entschädigung die Betreiber der Braunkohlekraftwerke für deren Stilllegung erhalten, steht zwar noch nicht fest. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie rechnet jedoch mit Kosten von rund EUR 230 Mio. pro Jahr in der Kapazitätsreserve. Insgesamt müssen also ca. EUR 2 Mrd. pro Jahr aufgebracht werden, die aus öffentlichen Mitteln finanziert bzw. auf die Netzentgelte umgelegt werden.

Dagegen könnten nach derzeitiger Marktlage Zertifikate im Umfang von 22 Mio. Tonnen CO₂ für lediglich EUR 150 bis 175 Mio. aufgekauft und aus dem Markt genommen werden. Selbst der Klimabeitrag hätte geschätzt nur EUR 300 Mio. an Kosten verursacht.

Kapitel 4

Versorgungssicherheit I (Strom) - Erzeugungsstandorte und Versorgungsnetze

4.1 Netze und Stromerzeugung in der Energiewende

4.1.1 Auswirkungen der Energiewende auf die räumliche Struktur der Energieerzeugung

265. Die Sicherstellung einer störungsfreien Versorgung mit Elektrizität nimmt eine entscheidende Rolle bei der Diskussion um eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ein. Mit einem stetig steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wächst aufgrund deren höherer Volatilität bei vielen Akteuren die Verunsicherung, ob eine Deckung der Stromnachfrage weiterhin jederzeit gewährleistet ist. So zählt das Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie²⁵⁷ die Versorgungssicherheit (neben Kosteneffizienz sowie Innovation und Nachhaltigkeit) zu den wichtigsten Zielen bei der Ausgestaltung eines neuen Strommarktdesigns. Auch im Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zum Strommarktgesetz²⁵⁸ nimmt die Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle ein. Versorgungssicherheit umfasst dabei verschiedene Problemfelder, die jedoch in engem Zusammenhang zueinander stehen. Ein Aspekt betrifft die Vorhaltung von ausreichender Erzeugungskapazität – dieser wird in Kapitel 5 näher behandelt. Darüber hinaus gilt es sicherzustellen, dass das Leitungsnetz in der Lage ist, den produzierten Strom von den Erzeugungsstandorten zu den Verbrauchsstandorten zu transportieren.

266. Der Ausbau erneuerbarer Energien bringt weitreichende Veränderungen in der Erzeugerstruktur mit sich. So werden Standorte für Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien – im Gegensatz zu konventionellen Anlagen – hauptsächlich auf Basis meteorologischer Faktoren gewählt. Windkraftanlagen siedeln sich folglich überwiegend im Norden, Photovoltaikanlagen im Osten und Süden der Bundesrepublik an. Da die Verbrauchszentren indes eher in den Ballungsräumen im Westen und Süden zu finden sind, entsteht ein räumliches Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dieses wird dadurch verstärkt, dass mit dem Atomausstieg insbesondere im Süden viele konventionelle Kraftwerke vom Netz gehen, wodurch die Verteilung der Erzeugungskapazität noch unausgeglichener wird.

267. Zudem sind EE-Anlagen typischerweise kleiner und örtlich dezentraler verteilt, sodass sie – im Gegensatz zu konventionellen Anlagen – i. d. R. nicht mehr in die Übertragungsnetze, sondern meist direkt in untergeordnete Verteilernetze einspeisen. Während die Verteilernetze lange Zeit fast ausschließlich in eine Richtung genutzt wurden – für den Transport des aus den Übertragungsnetzen entnommenen Stroms zu den Verbrauchern – wird mittlerweile auch in beachtlichem Umfang Strom eingespeist. Dafür sind Verteilernetze nicht zwangsläufig überall ausgelegt.

268. Diese durch die Energiewende bedingten Strukturveränderungen verursachen einen hohen Anpassungs- bzw. Ausbaubedarf im Bereich der Netzinfrastruktur, um den produzierten Strom auch jederzeit im benötigten Umfang von den Erzeugungsstandorten zu den Lastzentren transportieren zu können und die Netzstabilität stets aufrechtzuerhalten. Verstärkt wird dieser Effekt dadurch, dass Erzeuger bisher nicht an den durch die Anlage verursachten Netzanschluss- und Netzausbaukosten beteiligt werden und somit keinen Anreiz haben, diese bei ihrer Planung zu berücksichtigen.

4.1.2 Redispatching als kurzfristiges Engpassmanagement

269. Bei der Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt werden eventuell auftretende Netzengpässe bisher nicht berücksichtigt. Vielmehr werden die einzusetzenden Kraftwerke anhand ihrer Grenzkosten (nach dem Merit-Order-Prinzip) ausgewählt. Da Kraftwerksbetreiber für die Einspeisung kein Entgelt zu entrichten haben, fließen die Kosten für die Netznutzung und -belastung nicht in die Grenzkostenbetrachtung mit ein. Dies kann dazu führen, dass die im Stromhandel erreichte Allokation auf dem Netz nicht abbildbar ist und nach Abschluss der Lieferverträge physikalische Netzeng-

²⁵⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin.

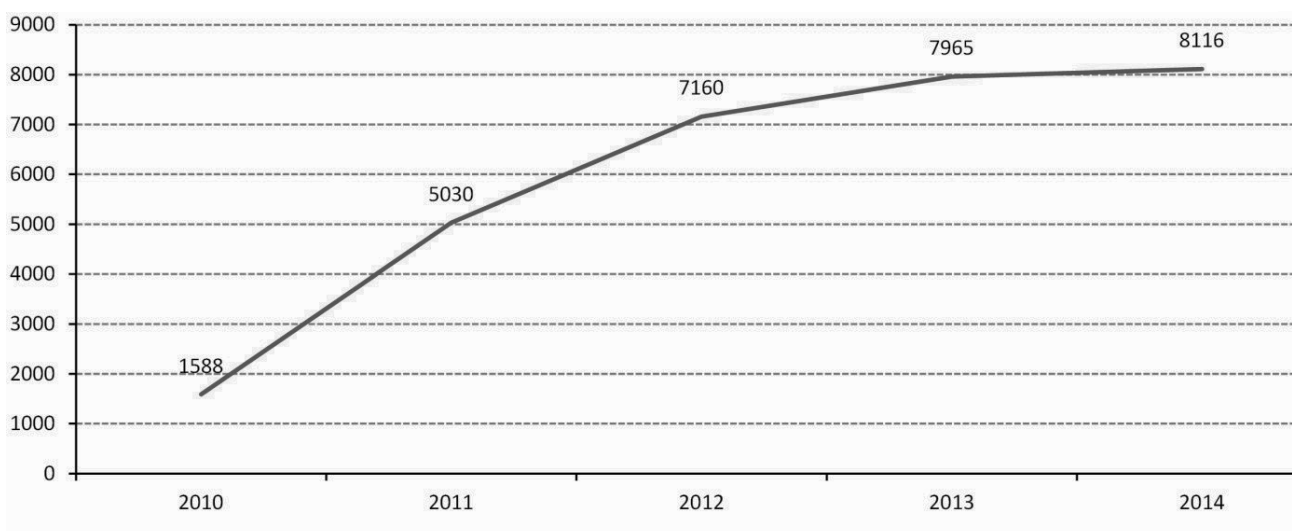
²⁵⁸ BMWi, Referentenentwurf, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 14. September 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf am 18. September 2015.

pässe auftreten. Derzeit werden diese beseitigt, indem der zuständige Übertragungsnetzbetreiber in die Steuerung eingreift und einen Redispatch der Kraftwerksfahrpläne vornimmt. Dabei wird die Erzeugung hinter dem Engpass erhöht bzw. die Erzeugung vor dem Engpass reduziert.²⁵⁹ Sowohl Erzeuger, die eigentlich hätten liefern sollen aber aufgrund des Engpasses nicht eingesetzt werden, wie auch die Kraftwerke, die zugeschaltet werden, obwohl sie ursprünglich nicht bezuschlagt waren, erhalten direkt vom Übertragungsnetzbetreiber Zahlungen, die dieser wiederum als Regelkosten auf die Netznutzer umlegt. Insgesamt entstehen hierdurch erhebliche Zusatzkosten.

270. Grundsätzlich kann zwischen kostenbasiertem und markt- oder wettbewerbsbasiertem Redispatch unterschieden werden. Bei kostenbasiertem Redispatch werden den betroffenen Kraftwerken lediglich ihre Grenzkosten erstattet. Die reine Aufwandsentschädigung bedingt, dass den Betreibern keinerlei Anreize gesetzt werden, die Engpässe bereits im Vorfeld bspw. durch eine bedarfsgerechte Standortwahl einzuschränken oder gänzlich zu beseitigen. Bei einem markt-basierten Redispatch werden die im Rahmen des Redispatch zu leistenden Zahlungen dagegen marktlich determiniert (z. B. über Ausschreibungen) und können – je nach Wettbewerbsslage – deutlich über den Grenzkosten der Kraftwerke liegen. Hierdurch entstehen Anreize, bei Neubauten von Kraftwerken einen systemdienlichen Standort zu wählen. Eine solche Lösung geht jedoch mit neuen Problemen einher. Gibt es einen eigenen Redispatch-Markt, auf dem höhere Preise zu erzielen sind, haben Kraftwerksbetreiber einen Anreiz, ihre Kapazitäten am regulären Großhandelsmarkt zurückzuhalten und stattdessen nur auf dem Redispatch-Markt anzubieten. Im Falle regionaler Marktkonzentrationen, die in einem einheitlichen Großhandelsmarkt keine Auswirkungen haben, könnten sich auf einem Redispatch-Markt zudem Marktmachtprobleme entfalten.²⁶⁰

271. Sowohl die Anzahl der Redispatch-Maßnahmen wie auch die dadurch entstandenen Kosten haben innerhalb der letzten Jahre erheblich zugenommen. Während im Jahre 2010 insgesamt 1588 Stunden Redispatching betrieben wurde, hat sich diese Zahl mit 8116 Stunden im Jahr 2014 mehr als verfünffacht. Die Kosten haben sich seit 2010 zudem mehr als verdoppelt. (siehe Abbildung 4.16 und Abbildung 4.17)

Abbildung 4.16: Entwicklung der Dauer von Redispatch-Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz (in Stunden)

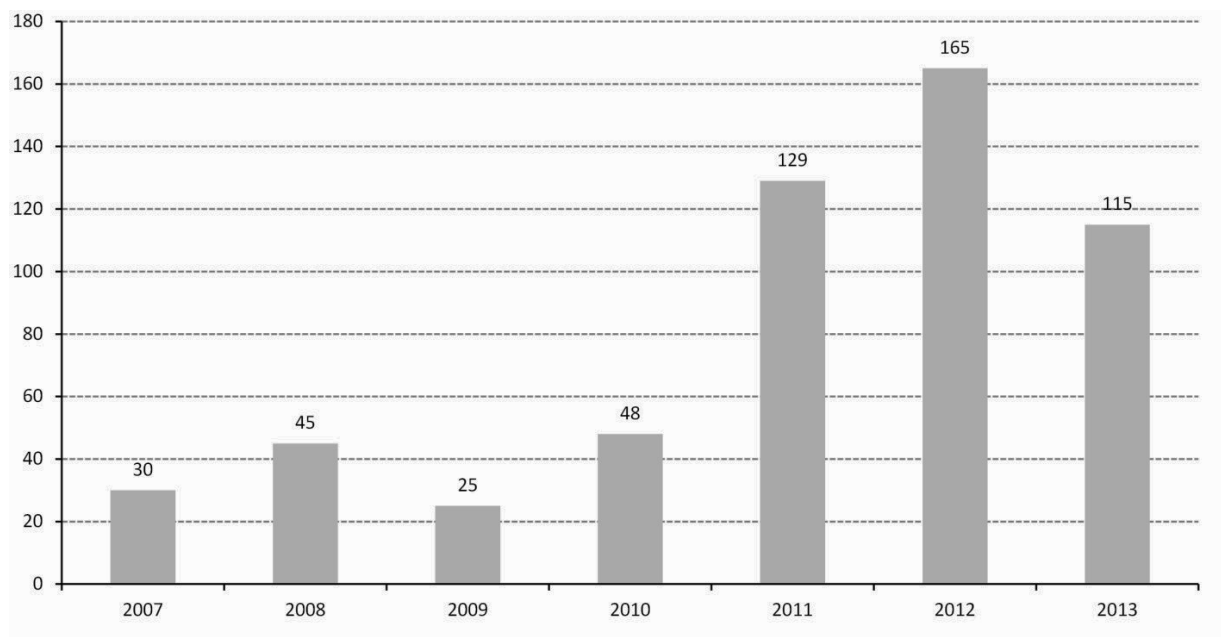


Anmerkung: Wert für 2014 gemäß vorläufiger Berechnung durch die Bundesnetzagentur

Quelle: Bundesnetzagentur

²⁵⁹ Alternativ oder ergänzend kann auch eine Lastanpassung erfolgen. Hierbei wird die Last hinter dem Engpass reduziert bzw. vor dem Engpass erhöht.

²⁶⁰ Siehe unter anderem Inderst, R./Wambach, A., Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz, Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE) 31(4), 2007, S. 333-342.

Abbildung 4.17: Entwicklung der Kosten durch Redispatchmaßnahmen (in Mio. Euro)

Quelle: Grimm, V. u. a. (2015) und Bundesnetzagentur

272. Bis 2012 gab es innerhalb des deutschen Netzes keine einheitliche Regelung zur Kraftwerksvergütung bei einem Redispatch. Vielmehr wurden individuelle Absprachen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerken getroffen. Da das Volumen an Redispatch-Maßnahmen jedoch immer weiter zunahm, legte die Bundesnetzagentur 2012 einheitliche Vergütungskriterien fest. Gemäß dieser Kriterien wurden den Kraftwerksbetreibern lediglich die Grenzkosten erstattet und somit ein kostenbasierter Ansatz verfolgt. Unter bestimmten Bedingungen konnte dennoch eine Vergütung oberhalb der Grenzkosten vereinbart werden. Diese Möglichkeit wurde von TenneT und E.ON bei den Gaskraftwerken Irsching 4 und 5 genutzt.²⁶¹ Im vorliegenden Fall führte die konkrete Vertragsausgestaltung jedoch dazu, dass die Kraftwerke noch deutlich seltener am regulären Strommarkt eingesetzt wurden. In Zeiten niedriger Strompreise lohnte sich eine Kapazitätszurückhaltung, da der Einsatz im Redispatch besser bezahlt wurde. Das Bundeskartellamt leitete infolgedessen ein Kartellverfahren ein. Dieses wurde mittlerweile nach einem grundlegenden Beschluss des OLG Düsseldorf eingestellt.²⁶² So entschied das OLG im April 2015 im Sinne von 25 Kraftwerksbetreibern, die sich über die restriktiven Vergütungsgrundsätze beschwert hatten. Das Gericht sieht neben dem reinen Aufwandsersatz auch Kapitalkosten und entgangene Gewinne als erstattungswürdig an. Die Bundesnetzagentur hat in Reaktion darauf ein Verfahren zur Rücknahme ihrer ursprünglich definierten Vergütungskriterien eingeleitet und ist im Begriff, neue Regelungen auszuarbeiten. Auch Art. 1, Nr. 9 (zu § 13 Abs. 1b Satz 2 Nr. 3 EnWG-E) des Referentenentwurfs des Bundeswirtschaftsminis-

²⁶¹ Entschädigungen oberhalb der Grenzkosten waren nach den Vorgaben der BNetzA bisher dann möglich, wenn der Einsatz im Redispatch über 10 Prozent der Laufzeit eines Kraftwerkes ausmacht. Dies war bei den Anlagen in Irsching der Fall. Zudem sollte hierdurch eine Stilllegung der strategisch wichtigen Kraftwerke verhindert werden. Vgl. u. a. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Cornelia Behm, Bettina Herlitzius, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, BT-Drs. 17/14733 vom 11. September 2013.

²⁶² OLG Düsseldorf, Beschluss vom 28. April 2015, VI-3 Kart 331/12 (V).

teriums zum Strommarktgesetz²⁶³ zählt nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten zu einer angemessenen Vergütung.

4.1.3 Langfristiges Engpassmanagement durch Netzausbau - Ausbaubedarf und Ausbaufortschritt

273. Redispatch-Maßnahmen werden bislang als reines Übergangsinstrument zur Überwindung der Netzengpässe angesehen, das nur solange Anwendung findet, bis der Netzausbau abgeschlossen ist und der erzeugte Strom ohne Beschränkungen in Deutschland transportiert werden kann. In der öffentlichen Diskussion wird der Netzausbau häufig als alternativlos dargestellt, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Welche Ausmaße er annimmt und wie er konkret ausgestaltet werden soll, ist indes Gegenstand zahlreicher Diskussionen und Debatten.

274. Obwohl Netzausbau grundsätzlich auf allen Ebenen erfolgt und bei Verteilernetzen insbesondere im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien erhöhter Bedarf besteht, liegt der Fokus bisher auf den Übertragungsnetzen. Das Planverfahren umfasst mehrere Schritte, deren rechtliche Grundlage das EnWG und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) darstellen.

Gemäß § 12a Abs. 1 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen Szenariorahmen erstellen. Dieser muss mindestens drei verschiedene Entwicklungsszenarien enthalten, innerhalb derer der Netzausbaubedarf für die nächsten zehn Jahre prognostiziert wird. Eines der Szenarien muss zudem eine Prognose über 20 Jahre beinhalten. Auf europäischer Ebene legt der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) alle zwei Jahre einen gemeinschaftlichen Netzentwicklungsplan – den Ten Year Network Development Plan (TYNDP) – vor.

Szenariorahmen und Ten Year Network Development Plan bilden für die Übertragungsnetzbetreiber die Grundlage bei der Erstellung des jährlichen Netzentwicklungsplans (NEP) nach § 12b EnWG. Dieser spezifiziert die notwendigen Maßnahmen für den Netzausbau, wobei nach dem NOVA Prinzip – Netzoptimierung vor Stärkung vor Ausbau – vorzugehen ist. Die Anfangs- und Endpunkte der Trassen werden auf dieser Stufe bereits vorgegeben, deren genauer Verlauf jedoch noch nicht. Der Netzentwicklungsplan wird schließlich von der Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt.

Mindestens alle drei Jahre wird der Netzentwicklungsplan inklusive eines obligatorischen Umweltberichtes an die Bundesregierung übermittelt, die ihrerseits auf dessen Basis einen Bundesbedarfsplan nach § 12e EnWG entwirft. Im Bundesbedarfsplan sind die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Leitungsvorhaben gekennzeichnet. Mit der Kennzeichnung fallen diese unter das Netzausbaubeschleunigungsgesetz, wodurch eine zügigere Umsetzung ermöglicht werden soll.

Im Rahmen der Raumordnung (für Vorhaben, die nur ein Bundesland betreffen) bzw. der in §§ 4-17 NABEG geregelten Bundesfachplanung (für länder- bzw. grenzüberschreitende Vorhaben) werden konkrete Korridore festgelegt, innerhalb derer die geplanten Trassen verlaufen sollen. Während das Raumordnungsverfahren der jeweiligen Landesbehörde obliegt, befindet sich die Bundesfachplanung in den Händen der Bundesnetzagentur. Die Bundesfachplanung geht zudem gemäß § 5 Abs. 2 NABEG mit einer erneuten Strategischen Umweltprüfung einher.

Am Ende des Prozesses steht das Planfeststellungsverfahren nach §§ 18-28 NABEG. Der endgültige Planfeststellungsbeschluss enthält dabei alle Details zum Bau der Trassen wie Verlauf und Übertragungstechnik.²⁶⁴

275. Eine Beteiligung der Öffentlichkeit an der Netzplanung ist auf fast allen Stufen vorgesehen. So findet im ersten Schritt eine öffentliche Konsultation statt, bevor die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen genehmigt. Zum Netzentwicklungsplan können vor dessen Bestätigung sowohl an die Übertragungsnetzbetreiber wie auch an die Bundesnetzagentur Stellungnahmen abgegeben werden. Der Bundesbedarfsplan wird indes vom Bundestag verabschiedet, wobei

²⁶³ BMWi, Referentenentwurf, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 14. September 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf am 18. September 2015.

²⁶⁴ Eine ausführlichere Beschreibung der Netzausbauplanung findet sich auch in Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 313 ff.

auch der Bundesrat Einspruch einlegen kann. Im Rahmen der Bundesfachplanung richtet die Bundesnetzagentur öffentliche Antragskonferenzen aus, auf denen Details des jeweiligen Bauvorhabens sowie dessen Auswirkungen mitgeteilt und diskutiert werden. Bevor auf einen Antrag auf Planfeststellung schließlich der dazugehörige Beschluss folgt, werden die Pläne mit der Möglichkeit zur Stellungnahme wiederum öffentlich zur Verfügung gestellt.

Alle Partizipationsmöglichkeiten finden großen Anklang. So wird die Netzausbauplanung insgesamt von einer regen Bürgerbeteiligung begleitet, die häufig in einem Unbehagen gegenüber dem Bau neuer Freilandleitungen in bestimmten Regionen begründet liegt. Insbesondere in Bayern war die Opposition bislang sehr groß. Sowohl Anwohner als auch Politik hatten enorme Vorbehalte gegenüber zwei Trassen, die nach Bayern führen sollen – „Südlink“ als Verbindung zwischen dem windkraftreichen Norden und dem Süden sowie die „Süd-Ost-Passage“. Insbesondere eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes wird befürchtet.

276. Am 2. Juli 2015 wurde im Rahmen eines Koalitionsgipfels zum Strommarkt eine Einigung hinsichtlich der strittigen Fragen erzielt. Es soll zwar an beiden Trassen festgehalten werden, es wurden jedoch Zugeständnisse an den Freistaat Bayern gemacht. So sollen erstens schon bestehende Trassen in stärkerem Maße genutzt werden. Zweitens soll von den Netzbetreibern im Fall Südlink eine Variante ausgearbeitet werden, die nicht über Bayern nach Baden-Württemberg verläuft. Drittens soll Erdverkabelung entgegen der bisherigen Vorgabe bei der Planung vorrangig berücksichtigt werden.

277. Der erzielte Kompromiss wird beträchtliche Zusatzkosten verursachen. So muss für Erdverkabelung doppelt so viel investiert werden wie in Freilandleitungen. Auch die Nutzung bestehender Trassen geht mit einer Kostensteigerung von geschätzten 50 Prozent einher, da nicht die gleichen Masten verwendet werden können. Hinzu kommen Transaktionskosten für die erneute Abstimmung, Organisation und Neuplanung, insbesondere bei den Netzbetreibern.

Insgesamt führen die hohen Akzeptanzprobleme im Bereich des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland fast immer zu einem deutlich höheren finanziellen Aufwand als ursprünglich antizipiert. Außerdem kommt es zu häufigen Verzögerungen, sodass der Ausbau deutlich langsamer voranschreitet als geplant. So sind von 1872 Kilometer (km) an geplanten Leitungen, deren Bau 2009 im Rahmen des EnLAG (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen) beschlossen wurde, bisher nur 479 km fertiggestellt. Auch bis 2016 werden gemäß Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber lediglich 40 Prozent realisiert sein.²⁶⁵

4.1.4 Prüfung von Netzausbaualternativen – Simulation der Wirkungen

278. Wenngleich der wachsende Bedarf an Redispatch-Maßnahmen auf eine Intensivierung der Engpassproblematik hinweist, werfen ökonomische Erwägungen und vor allem die hohen Akzeptanzkosten die Frage auf, inwieweit der Netzausbau im geplanten Umfang tatsächlich als alternativlos für deren Behebung betrachtet werden kann. Es gibt eine Reihe von Instrumenten, die als ergänzende Maßnahmen in Betracht gezogen werden sollten.²⁶⁶

279. Verschiedene Alternativen zum Netzausbau hat die Monopolkommission bereits in früheren Gutachten qualitativ und unter Berücksichtigung von Erfahrungen im Ausland analysiert.²⁶⁷ Sie setzt diese Analyse nachfolgend unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse fort. Dabei stützt sie sich z. T. auf die Ergebnisse eines in ihrem Auftrag erstellten Gutachtens von Grimm u. a. (2015), für dessen Erstellung bestimmte Effekte anhand eines Modells des deutschen Strommarktes bis zum Jahr 2035 quantitativ simuliert wurden.²⁶⁸

280. In dem im Auftrag der Monopolkommission berechneten Modell wird das deutsche Übertragungsnetz simuliert (siehe Abbildung 4.18). Der Fokus liegt hierbei auf Trassen, die Bundesländer miteinander verbinden, sodass der Bedarf

²⁶⁵ Vgl. BNetzA, Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz, http://www.netzausbau.de/cln_1411/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html, Abruf am 14. August 2015.

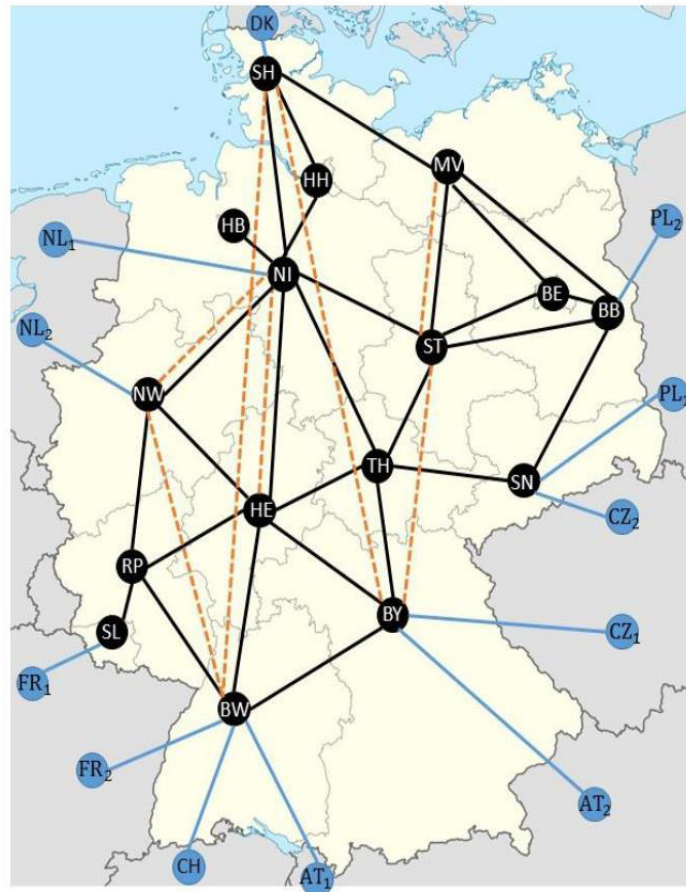
²⁶⁶ Für eine allgemeine Analyse vgl. Höffler, F./Wambach, A., Investment Coordination in Network Industries: The Case of Electricity Grid and Electricity Generation, *Journal of Regulatory Economics* 44, 2013, S. 287-307.

²⁶⁷ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 321 ff.

²⁶⁸ Vgl. Grimm, V. u. a., Regionale Preiskomponenten im Strommarkt – Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg, 2015.

der wichtigsten gemäß dem Netzentwicklungsplan notwendigen neuen Stromtrassen abgebildet werden kann. Berechnet wurde der Netzausbau zunächst für den Status Quo und damit insbesondere ohne Berücksichtigung institutioneller Veränderungen wie z. B. regionaler Preiskomponenten. Damit kann die Kompatibilität des Modells zum Netzentwicklungsplan geprüft werden, in dem unter vergleichbaren Modellannahmen der notwendige Trassenzubau berechnet wird. In diesem Szenario ergibt sich mit 14 Trassen ein Wert für den Zubau, der grundsätzlich vergleichbar zu dem des Netzentwicklungsplanes ist.

Abbildung 4.18: Netzknoten in der Simulation von Grimm u. a.



Quelle: Grimm, V. u. a. (2015), a. a. O., S. 27

281. Um die Effizienz verschiedener institutioneller Änderungen bewerten zu können, werden die Ergebnisse der mit den Änderungen berechneten Szenarien mit den Ergebnissen einer Referenzlösung verglichen. Die Referenzlösung stellen die Simulationsergebnisse einer hypothetischen Nodalpreislösung (ohne Berücksichtigung strategischer Kapazitätzurückhaltung) dar, die einer hypothetischen Optimallösung, ein sogenanntes „First-Best“, entspricht. In dem herangezogenen First-Best-Szenario werden in den Bundesländern von einem unabhängigen Betreiber separate Preise ermittelt. Diese Preise beinhalten neben Daten zu Nachfrage und Angebot in jedem Knotenpunkt Informationen über mögliche Netzengpässe und senden Knappheitssignale an Produzenten und Nachfrager, die entsprechend reagieren können. Dadurch wird Strom einerseits vermehrt erzeugungsnah verbraucht.²⁶⁹ Andererseits werden die Kraftwerksfahrpläne als

²⁶⁹ Damit dies möglich ist, muss die Nachfrage eine gewisse Preiselastizität aufweisen. Der Simulation liegt eine Preiselastizität von $-0,1$ zugrunde (erhöht sich der Preis um 1 Prozent, sinkt die nachgefragte Menge um 0,1 Prozent). Die Ergebnisse verändern sich bei einer kleineren Elastizität ($-0,05$) jedoch kaum. Siehe Grimm, V. u. a. (2015), a. a. O., S. 34 und S. 71. Grundsätzlich ist anzunehmen, dass die Elastizität der Nachfrage, insbesondere vor dem Hintergrund von Demand Side Management Maßnahmen (vgl. Abschnitt 4.3.3), im Zeitverlauf zunehmen wird und 2035 mit einer besseren Anpassungsfähigkeit zu rechnen ist.

auch Investitionsstandorte auf Gebiete mit besonders hoher Engpassproblematik ausgerichtet. Der notwendige und nutzenstiftende Netzausbau wird im Modell endogen erfasst und findet nur dort statt, wo dies aus wohlfahrtsökonomischer Sicht sinnvoller ist, als Preisunterschiede in Kauf zu nehmen. Der Netzausbau sinkt dadurch im Modell von 14 auf 5 Linien und der Wohlfahrtsgewinn beläuft sich auf ca. EUR 672 Mio. pro Jahr.²⁷⁰

4.2 Regionale Preiskomponenten als Alternative zum Netzausbau

282. Ein diskutiertes Instrument, das Teile des Netzausbaus verzichtbar machen könnte, ist die Einführung regionaler Preiskomponenten im Stromgroßhandel. Entsprechende Komponenten können auf mehreren Ebenen einen Effekt auf den Netzausbau entfalten:

- So könnte der Bedarf an Netzausbau potenziell dadurch reduziert werden, dass Erzeuger bei der Standortwahl für neue Kraftwerke den durch sie verursachten Netzausbau in ihren Entscheidungsprozess miteinbeziehen. Werden neue Kraftwerke bspw. in der Nähe von Lastzentren angesiedelt, muss der erzeugte Strom nicht über weite Strecken transportiert werden und die Belastung für das Übertragungsnetz fiele folglich geringer aus. Vergleichbar gilt die Argumentation auch für den Rückbau von Kraftwerken: Würde bei der Rückbauentscheidung die Systemdienlichkeit des Standortes berücksichtigt, könnte sich dies dämpfend auf den Ausbaubedarf auswirken, da Anreize bestünden, den notwendigen Rückbau in preislich weniger attraktive Regionen zu verschieben (Investitionseffekt).
- Schließlich könnten regionale Preiskomponenten auch die unmittelbare Kraftwerkssteuerung und die Nachfrage nach Strom beeinflussen, indem durch die Komponente relative Knappheitsverhältnisse der Regionen unmittelbar preislich wirksam würden. Nachfrager würden dann in Regionen mit geringer Knappheit aufgrund des Preissignals weniger nachfragen (Nachfrageeffekt), während die Betreiber von Kraftwerken sich umgekehrt verhalten (Produktionseffekt).

283. Die Notwendigkeit, Strom zu transportieren, würde sich durch die dargestellten Effekte regionaler Preiskomponenten entsprechend verringern. Bisher bestehen entsprechende regionale Preissignale noch nicht. So werden die Erzeuger einerseits nicht an den Netzausbaukosten beteiligt. Andererseits gibt es innerhalb Deutschlands (und Österreichs) eine einheitliche Preiszone, sodass die Betreiber unabhängig von ihrem Standort auch eine einheitliche Vergütung erhalten.

284. Es gibt verschiedene Instrumente, die in die Kategorie der regionalen Preiskomponenten fallen, wobei sich die verschiedenen Herangehensweisen insbesondere darin unterscheiden, auf welcher Preisebene sie ansetzen. Preissignale auf dem Stromgroßhandelsmarkt könnten demnach durch eine Aufteilung der einheitlichen Preiszone in mehrere Zonen bzw. – im Extremfall – durch ein Nodalpreissystem generiert werden.²⁷¹ Auf Netzentgeltebene ist dagegen die Einführung einer sogenannten G-Komponente für Stromerzeuger („generation“ = Erzeugung) denkbar.

285. Ein Nodalpreissystem (Nodal Pricing) impliziert die weitreichendste Abkehr vom bisherigen Einheitspreissystem. Hierbei stellt jeder Netzknotenpunkt auf einem Elektrizitätsmarkt eine eigene Gebotszone dar. Ein unabhängiger Systembetreiber, der ISO (Independent System Operator), übernimmt die Preisbildung an den einzelnen Knoten, wobei sämtliche Daten zu Nachfrage, Angebot und Netzen inklusive möglicher Engpässe mit einfließen. Dadurch ergeben sich je nach Engpasssituation unterschiedliche Preise an den einzelnen Knoten. Redispatch ist in einem solchen System nicht mehr notwendig.

286. Das Modell mehrerer Preiszonen folgt dem gleichen Ansatz wie die Nodalpreislösung, allerdings werden mehrere Knotenpunkte in einer Zone zusammengefasst. In jeder Preiszone ergibt sich ein eigener Preis (z. B. durch einen zonen-eigenen Markt an der Börse) aus einem zonenspezifischen Angebot und einer zonenspezifischen Nachfrage. Sind die Kapazitäten zwischen den Zonen nicht ausgelastet, stellen sich gleiche Preise ein, andernfalls sind die Preise unterschiedlich hoch. Die Preisdifferenz zwischen Überschuss- und Defizitregionen signalisiert den Marktakteuren dabei Exis-

²⁷⁰ Grimm, V. u. a. (2015), a. a. O., S. 40 und 47 ff.

²⁷¹ Das System der „Generalized Merit Order“ erhält Elemente des Nodalpreissystems. Siehe Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Engpassbasierte Nutzerfinanzierung und Infrastrukturinvestitionen in Netzsektoren, September 2014, Berlin, S. 9.

tenz und Grad von Engpässen. Durch diese Signale besteht für Kraftwerksbetreiber ein Anreiz, sich in den Defizitregionen anzusiedeln. Generell gilt, dass die Preise die tatsächlichen Engpässe desto besser widerspiegeln, je kleinteiliger die Zonen gewählt werden. In Deutschland ist vor allem die Aufteilung in eine Nord- und eine Südzone denkbar, da zwischen dem Norden und Süden besonders viele Engpasssituationen auftreten bzw. diese in Zukunft eher noch zunehmen werden.

287. Die Aufspaltung der deutschen Preiszone in eine Nord- und Südzone wird aufgrund des Verzugs beim Netzausbau schon seit geraumer Zeit diskutiert. Die Vorbehalte sind jedoch nach wie vor groß. Dies liegt zum einen daran, dass eine Zonierung der Entwicklung hin zu einem europäischen Binnenmarkt entgegenlaufen würde – anstatt zu einer weiteren Integration beizutragen, würden bereits integrierte Märkte wieder aufgelöst. Eine noch kleinteiligere Lösung wie das Nodal Pricing ist im europäischen System kaum denkbar. Zudem würden sich die unterschiedlichen Großhandelspreise in Engpasszeiten auch auf die Endkundenpreise niederschlagen, sodass manche Kunden zeitweise mehr für ihren Strom zahlen müssten als andere, was insbesondere in den voraussichtlich besonders von hohen Preisen betroffenen Gebieten im Süden hohe Akzeptanzprobleme mit sich brächte. So spricht sich auch das Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie klar für den Erhalt der einheitlichen Preiszone aus.²⁷²

288. Bei der sogenannten G-Komponente handelt es sich um ein erzeugerseitiges Netznutzungsentgelt.²⁷³ Derzeit werden in Deutschland Netzentgelte allein von den Verbrauchern (L-Komponente, „load“ = Last) finanziert. Wie hoch (oder niedrig) die G-Komponente ausfällt, soll vom Standort des jeweiligen Kraftwerkes abhängen, sodass Erzeugungsstandorte, bei denen der erforderliche Netzausbau begrenzte Ausmaße annimmt, einen Wettbewerbsvorteil gegenüber solchen Standorten erwerben, die einen hohen Netzausbau bedingen. Bisher beziehen Stromerzeuger den durch sie verursachten Netzausbau gar nicht in ihr Kalkül mit ein und tragen so nicht gezielt zu einer Entspannung der Engpasssituation bei bzw. verstärken diese noch. Die Überlegung hinter der G-Komponente sieht vor, diesen externen Effekt der Standortwahl zu internalisieren. Im Vergleich zum Ansatz der Preiszonen liegt ein Unterschied der G-Komponente darin, dass sich das regionalspezifische Netzentgelt typischerweise nicht stündlich (sondern je nach Ausgestaltung i. d. R. jährlich) den sich ändernden Knappheiten anpasst. Wichtig ist zudem, dass sich die G-Komponente auch so ausgestalten lässt, dass sie die Endkundenpreise unbeeinflusst lässt.

289. Im europäischen Ausland werden schon seit längerer Zeit verschiedene Instrumente eingesetzt, die eine regionale Differenzierung der Strompreise bzw. bestimmter Preisbestandteile bewirken. So besteht in Großbritannien hinsichtlich der Erzeugungs- und Laststruktur ein ähnliches Nord-Süd-Gefälle wie in Deutschland. EE-Anlagen, insbesondere Wind- und Gezeitenkraftwerke, sind im nördlichen Schottland konzentriert, während die Lastzentren eher im Süden liegen. Um netzdienliche regionale Investitionsanreize zu setzen, wurde für einen Bestandteil der Netzentgelte (den „Transport Network Use of System - Gebühren“) eine regional differenzierte G-Komponente eingeführt, die zum Bau neuer verbrauchsnaher Kraftwerke im Süden des Landes beigetragen haben soll.²⁷⁴

Italien entschied sich dagegen für eine Gliederung in sieben Preiszonen. Da eine resultierende Differenzierung der Verbraucherpreise – wie oben beschrieben – generell kritisch gesehen würde, werden die Preisunterschiede am Spotmarkt jedoch lediglich an die Erzeuger weitergegeben, während die Verbraucher weiterhin einen einheitlichen Preis zahlen.

In Skandinavien findet sich eine Kombination aus beiden Instrumenten: Das Marktgebiet Nord Pool ist einerseits in 14 verschiedene Preiszonen aufgeteilt²⁷⁵, sodass sich je nach Engpasssituation unterschiedliche Preise am Spotmarkt ein-

²⁷² Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin, S. 19.

²⁷³ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 345 ff.

²⁷⁴ Vgl. Frontier Economics/Consentec, Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke – Ein Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Köln 2008, S. 64 ff.

²⁷⁵ Zu Nord Pool gehören Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland, Estland, Lettland und Litauen. Die Grenzen der Preiszonen entsprechen teilweise den Ländergrenzen, aber auch innerhalb einiger Länder gibt es eine Aufteilung. So hat Norwegen fünf, Schweden vier und Dänemark zwei Zonen.

stellen. Zusätzlich werden sowohl in Schweden als auch in Norwegen regionenspezifische G-Komponenten als Teil der Netzentgelte erhoben.²⁷⁶

4.2.1 G-Komponente

290. In ihrem letzten Sondergutachten sprach sich die Monopolkommission dafür aus, die Einführung einer G-Komponente für Erzeuger („generation“ = Erzeugung) als Bestandteil der Netznutzungsentgelte zu prüfen, um den durch die Energiewende bedingten Netzausbaubedarf einzuschränken.²⁷⁷ Das erzeugerseitige Netzentgelt – die G-Komponente – sollte danach regional variieren, um in Regionen mit häufiger Knappheit und dadurch bedingter starker Nutzung der Übertragungsnetze Zubauanreize zu setzen. Ziel ist es, die Erzeuger somit als Mitverursacher der Netznutzung an den durch ihre Standortwahl induzierten Kosten zu beteiligen, sodass es zu einer Internalisierung des externen Effektes kommt.

291. Konkret sah die grundlegende Konzeption einer G-Komponente durch die Monopolkommission ein Netzentgelt für sämtliche Neuanlagen – konventionelle und Anlagen erneuerbarer Energien – vor, die jährlich von der Bundesnetzagentur bzw. den Übertragungsnetzbetreibern anhand der (vermiedenen) Grenzkosten des Netzausbaus bestimmt werden sollte. Durch ein solches Instrument sollten Anreize gesetzt werden, bei der Standortwahl dessen Systemdienlichkeit zu berücksichtigen. Eine Ausweitung auf Bestandsanlagen wurde grundsätzlich als sinnvoll erachtet, erschien jedoch aufgrund des Bestandsschutzes kaum umsetzbar.²⁷⁸

292. Ein der G-Komponente entsprechendes Netzentgelt für die Erzeuger wurde auch in dem 2013 von CDU, CSU und SPD geschlossenen Koalitionsvertrag vereinbart.²⁷⁹ Das im Jahr 2015 erschienene Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundeswirtschaftsministeriums greift den Vorschlag unter den vorgesehenen Maßnahmen hingegen nicht mehr explizit auf. Die Monopolkommission geht der Möglichkeit, den Netzausbau durch die Einführung einer G-Komponente gezielt zu steuern, weiter nach und vertieft nachfolgend ihre Überlegungen aus dem letzten Sondergutachten.

4.2.1.1 Unterschiedliche Wirkungen einer leistungs- und arbeitspreisbasierten G-Komponente auf konventionelle und EE-Anlagen

293. Bei der Bemessungsgrundlage für eine G-Komponente kann grundsätzlich zwischen der installierten Leistung (MW) und den produzierten Einheiten (MWh) eines Kraftwerkes unterschieden werden. Je nachdem, worauf die G-Komponente erhoben wird, spricht man von einer leistungsbasierten oder arbeitsbasierten Komponente. Die Wahl zwischen Leistung und Arbeit als Basis hat erhebliche Auswirkungen auf die Anreizwirkungen, die bei den betroffenen Kraftwerken entstehen.

294. Eine leistungsbasierte Komponente wird i. d. R. als einmalige jährliche Zahlung an Kraftwerks- bzw. Anlagenbetreiber ausgestaltet und ist der Höhe nach gewöhnlich an die installierte Kraftwerksleistung geknüpft. Während Investitions- und Standortentscheidungen hierdurch direkt beeinflusst werden, hat sie keinen Effekt auf die kurzfristigen Produktionsentscheidungen. Diese hängen lediglich von den jeweiligen Grenzkosten des Kraftwerks ab, welche sich durch die produktionsunabhängigen Zahlung jedoch nicht verändern. Es ist deshalb denkbar, dass eine leistungsbasierte Komponente zwar eine Lenkungswirkung bezüglich der Standortentscheidungen von Kraftwerken entfaltet (Investitionseffekt), diese Kraftwerke jedoch aufgrund ihres Typs und ihrer Position in der Merit Order nur selten zum Einsatz kommen und die Lenkung des Zubaus deshalb nur einen geringen Effekt auf den Netzausbau entfaltet (Produktionseffekt).

²⁷⁶ Auch andere Länder wie Österreich oder Spanien beteiligen die Erzeuger über eine G-Komponente an den Netzentgelten. Diese ist jedoch nicht regional differenziert, sodass sie keine Effekte auf die Standortentscheidungen hat. Vgl. Grimm, V. u. a., a. a. O., S. 11 f., S. 14 und S. 16 ff.

²⁷⁷ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 345 ff.

²⁷⁸ Vgl. ebenda, Tz. 348 ff.

²⁷⁹ Vgl. CDU, CSU und SPD, Koalitionsvertrag "Deutschlands Zukunft gestalten", 2013, S. 42.

295. Eine arbeitsbasierte Komponente schlägt sich hingegen direkt auf die Grenzkosten der Erzeugungsanlagen nieder und generiert somit neben Investitionsanreizen auch Produktionsanreize. Je produzierter Einheit wird entweder eine zusätzliche Gebühr bezahlt, sodass es teurer wird zu produzieren, oder dem Erzeuger wird ein bestimmter Betrag erstattet, sodass die Produktionskosten sinken. Grundsätzlich sind solche Produktionseffekte wünschenswert, wenn sie in Knappheitszeiten die Kraftwerkssteuerung verändern.

296. Allerdings unterliegen die Produktionseffekte bei der arbeitsbasierten G-Komponente Verzerrungen. Ein wesentliches Problem ist, dass die G-Komponente immer wirkt und die Produktion deshalb auch in Zeiten ohne große Knappheit beeinflusst wird. Durch die Beeinflussung in Zeiten, in denen kein Einfluss notwendig ist, kann es zu Ineffizienzen bei der Kraftwerkssteuerung kommen. Diese Verzerrungen wirken sich auch auf die (De-)Investitionsanreize von Kraftwerksbetreibern aus. Da z. B. Grundlastkraftwerke bei nahezu jeder Nachfrage arbeiten, wären diese besonders häufig auch außerhalb von besonderer Knappheit von der G-Komponente betroffen. Mittel- und Spitzenlastkraftwerken produzieren hingegen seltener und sind damit auch geringeren Zahlungen ausgesetzt. Die Investitionslenkung einer kraftwerkstypunabhängigen arbeitsbasierten G-Komponente setzt somit nicht bei allen konventionellen Kraftwerkstypen adäquate Anreize im gleichen Umfang. Vielmehr findet eine Übersteuerung bei Grundlastkraftwerken, z. B. Braunkohlekraftwerken statt, während die Wirkung z. B. auf Spitzenlastkraftwerke wie Gasturbinen deutlich geringer ist. Bei der leistungs-basierten G-Komponente sind diese Verzerrungen geringer; allerdings ist auch eine fixe Zahlung nicht optimal, da die Kraftwerke faktisch einen unterschiedlichen Beitrag zur Reduzierung von Netzengpässen leisten.

297. Gegenüber konventionellen Kraftwerken wirken sich die dargestellten Vor- und Nachteile einer leistungs- bzw. arbeitsbasierten Ausgestaltung der G-Komponente bei EE-Anlagen anders aus. Dies ist vor allem auf die dargebotsabhängige Produktion der Anlagen zurückzuführen. Von der installierten Leistung einer EE-Anlage kann typischerweise nicht auf die maximal mögliche Jahresproduktionsleistung geschlossen werden, da die Produktion der Anlagen nach dem Typ der Anlage von exogenen Faktoren abhängt. Die Bemessung der G-Komponente an der installierten Leistung der Anlage würde deshalb zu Verzerrungen führen. Eine arbeitsbasierte G-Komponente könnte bei EE-Anlagen zu geringeren Verzerrungen zwischen den Anlagentypen führen.²⁸⁰ Da Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien generell sehr niedrige Grenzkosten aufweisen und für sie zudem gemäß EEG ein Einspeisevorrang besteht, wird die Produktionssteuerung von EE-Anlagenbetreibern derzeit kaum beeinflusst. Damit fällt ein Nachteil einer arbeitsbasierten G-Komponente weg.

298. Während Großbritannien mit einer leistungs-basierten Komponente arbeitet, hat Schweden eine zweiteilige jeweils regional differenzierte Gebühr für Erzeuger eingeführt: Die „power charge“ stellt eine fixe, leistungs-basierte Zahlung dar, die „energy charge“ wird dagegen auf die produzierten Einheiten erhoben. Das norwegische System weist eine arbeits-basierte Komponente auf, die jedoch wiederum in einen fixen und einen variablen Teil unterteilt wird. Der variable Teil wird wöchentlich neu festgelegt. Sowohl in Großbritannien als auch in Skandinavien ließen sich vermehrt Neuansiedlungen von Gas- und Kohlekraftwerken im Süden beobachten. Es darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass durch die zusätzlich Aufteilung des skandinavischen Strommarktes in Preis-zonen keine eindeutige Aussage darüber möglich ist, welcher Maßnahme bestimmte Effekte geschuldet sind.²⁸¹

4.2.1.2 Berechnung der G-Komponente

299. Der Vorschlag der Monopolkommission in ihrem letzten Sondergutachten²⁸² sah vor, die G-Komponente aufwandsneutral auszugestalten, sodass in Summe keine Zusatzkosten für die Erzeuger entstehen. Vielmehr könnte die Komponente positive und negative Werte annehmen, sodass sie in manchen Regionen eine Prämie und in anderen eine Gebühr darstellt – je nach Systemdienlichkeit des Standortes. Der Anteil der Erzeuger an der Finanzierung der Netzkosten

²⁸⁰ Zu berücksichtigen ist, dass EE-Anlagen bisher auch nicht untereinander im Wettbewerb stehen, sondern die Produktionsmenge im Wesentlichen durch das Fördersystem bestimmt wird. Demzufolge wären geringe Verzerrungen auch weniger schädlich.

²⁸¹ Siehe Grimm, V. u. a., a. a. O., S. 16 ff. sowie Frontier Economics/Consentec, Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke – Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Juli 2014, S. 66 ff.

²⁸² Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 350.

bliebe somit erwartungsgemäß Null. Bedenken bezüglich einer wettbewerbsverzerrenden Wirkung gegenüber Anlagen im europäischen Ausland könnten dadurch entkräftet werden.²⁸³

300. Zur konkreten Ermittlung der Höhe der G-Komponente sind verschiedene Methoden denkbar. Die Monopolkommission macht insbesondere auf die folgenden Möglichkeiten aufmerksam, nach denen sich die G-Komponente ermitteln ließe:

- Die erste Methode sieht eine Ableitung aus dem Systemoptimum vor, welches z. B. aus der Berechnung einer Nodalpreislösung entnommen werden könnte.²⁸⁴ Bei Nodalpreisen sind die Netzengpässe bereits in den Großhandelspreisen repräsentiert. Um hieraus eine G-Komponente abzuleiten, wird die Differenz zwischen dem über die Zeit gemittelten Preis in der einzelnen Zone und dem einheitlichen Durchschnittspreis über alle Zonen gebildet (siehe unten). Liegt der Zonenpreis über dem Durchschnittspreis, wird der Betrag der Differenz als Prämie an hier anzusiedelnde Kraftwerke ausbezahlt, da in dieser Region offensichtlich ein Ungleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugungskapazität besteht. Die G-Komponente hat in diesem Fall einen negativen Wert. Liegt der Zonenpreis unter dem Durchschnittspreis, wird die Differenz wiederum als Gebühr erhoben, die G-Komponente ist also positiv. Diese Zahlungen sollen die bei einheitlichen Preisen verzerrten regionalen Investitionsanreize approximativ korrigieren. Die folgende Formel (aus den Berechnungen von Grimm u. a. (2015)) bildet diese Herangehensweise ab. G steht hierbei für die zu zahlende G-Komponente, L bezeichnet das jeweilige Bundesland und T die Perioden, über die gemittelt wird:

$$-G_L = \sum_{t=1}^T \bar{p}_{Lt} - \bar{p}_t$$

- Bei der zweiten Methode wird die G-Komponente in Anlehnung an das Vorgehen in Großbritannien ermittelt. Hierbei wird für jeden Knoten ein Kostenwert für die Netzbelastung berechnet, der aufgrund der Ein- bzw. Auspeisung entsteht. Um zu ermitteln, wie viel Netzbe- oder -entlastung ein Zubau von Erzeugungskapazität generiert, wird an einem Referenzknoten die Nachfrage um 1 MW erhöht und für diesen Knoten der neue Kostenwert für die Netzbelastung bestimmt. Die Differenz zwischen den beiden Kostenwerten ergibt die marginalen Netzbelastungskosten des Zubaus von Erzeugung im jeweiligen Knoten. Diese marginalen Netzbelastungskosten sind ein Indiz, an welchem Knoten die zusätzliche Nachfrage mit minimalen Kosten zu decken wäre. Der so ermittelte Wert wird als G-Komponente verwendet.²⁸⁵

4.2.1.3 Spezifikation der G-Komponente im Gutachten von Grimm u. a.

301. In der im Auftrag der Monopolkommission angefertigten Studie wurden die Wirkungen einer G-Komponente für den deutschen Markt quantitativ evaluiert. Das der Studie zu Grunde liegende Modell einer G-Komponente deckt allerdings nur einen Teil der Ausgestaltungsmöglichkeiten ab. Dies ist zum Teil der Simulierbarkeit bestimmter Effekte geschuldet.

302. Die vorliegende Simulation beschränkt sich insbesondere auf die Steuerungswirkung für Erzeugungsanlagen aus der konventionellen Energieproduktion. Zur Berücksichtigung erneuerbarer Energien finden dagegen die Ausbauprospektiven des Szenarios B 2035 aus dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 als exogene Parameter Eingang.²⁸⁶ Dies schränkt die Aussagekraft über die generelle Wirksamkeit einer G-Komponente zwar ein, erlaubt aber Teilaussagen über die generelle Lenkungswirkung im Hinblick auf die regionale Steuerung des Zu- und Rückbaus

²⁸³ Eine Erweiterung auf einen positiven Erzeugeranteil wäre im Modell jedoch ohne Weiteres möglich, falls eine generell stärkere Beteiligung der Erzeugung am Netzausbau erwünscht wird.

²⁸⁴ Siehe Tz. 281.

²⁸⁵ Vgl. Grimm, V. u. a., a. a. O., S. 30.

²⁸⁶ Vgl. ebenda, S. 34 f.

konventioneller Kraftwerke.²⁸⁷ Die Berücksichtigung von EE-Anlagen in einer auf einem ökonomischen Entscheidungsmodell beruhenden Simulation ist hingegen nochmals bedeutend schwieriger. Der Grund dafür liegt vor allem im Entscheidungskalkül über den Standort beim Neubau von EE-Anlagen. Die für EE-Anlagen zur Verfügung stehenden Standorte haben starke Auswirkungen auf die technische Effizienz der Anlage. Z. B. sind Windkraftanlagen grundsätzlich in Küstennähe und auf ebener Fläche oder Höhen effektiver.²⁸⁸ Die Vielzahl der zur Verfügung stehenden Standorte und das damit in Zusammenhang stehende regionale Produktionspotenzial sind jedoch empirisch derzeit kaum abbildbar, was auch die Modellierung des Einflusses einer G-Komponente erschwert. Dieses Problem stellt sich bei konventionellen Anlagen vergleichsweise nicht, da die technische Effizienz der Anlagen gewöhnlich nicht von deren Standort abhängt.²⁸⁹

303. Wenngleich die Monopolkommission sich in ihrem letzten Sondergutachten nicht eindeutig für die eine oder andere Form der Erhebung festgelegt hat, gingen die Überlegungen jedoch aufgrund der Produktionseffekte einer G-Komponente in die Richtung, diese arbeitsbasiert auszugestalten. Vor allem im Hinblick auf die Fokussierung auf konventionelle Anlagen scheint die Modellierung einer arbeitsbasierten G-Komponente jedoch besonders starke Verzerrungen zu verursachen. In der auf konventionelle Kraftwerke abstellenden Simulation haben Grimm u. a. (2015) deshalb eine leistungsorientierte Komponente zur Anwendung gebracht.²⁹⁰ Die Komponente stellt hier eine jährliche fixe Zahlung dar, die für jedes Kraftwerk pro MWa an installierter Leistung erhoben wird.

304. In ihrer Studie haben Grimm u. a. (2015) die Wirkung der G-Komponente für zwei Szenarien analysiert, die den beiden in Abschnitt 4.2.1.2 dargestellten Berechnungsmöglichkeiten entsprechen. Wie hoch die Zahlung konkret ausfällt, hängt vom Standort der Kraftwerke ab. Die Standortabgrenzung erfolgt im Modell nach Bundesländern, sodass sich 16 verschiedene Tarife ergeben.²⁹¹ Idealerweise sollte eine Gebietsaufteilung so erfolgen, dass die Zahlung die relativen Vor- und Nachteile eines Standortes im Netz widerspiegelt.²⁹² Dabei besteht jedoch stets ein Trade-off zwischen einer groben Abgrenzung der Gebiete (und einer damit verbundenen leichten Bestimmung der G-Komponente bei schlechterer Treffsicherheit) sowie einer kleinteiligeren Gebietsgröße (und einer damit verbundenen steigenden Komplexität des Systems bei besserer Treffsicherheit). Die Aufteilung anhand von Bundesländern ist mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht optimal, sie stellt jedoch eine Annäherung dar, um den Effekt verschiedener Maßnahmen bewerten zu können.

4.2.1.4 Wirkung der G-Komponente auf konventionelle Anlagen

305. Aus der im Auftrag der Monopolkommission durchgeführten Simulationsstudie lassen sich verschiedene Rückschlüsse über die Effekte einer G-Komponente und deren Anwendung auf konventionelle Kraftwerke ziehen. Für die beiden unterschiedlichen zur Berechnung der G-Komponenten genutzten Verfahren sind nur zum Teil Unterschiede erkennbar (siehe Abbildung 4.19). In beiden Berechnungsszenarien ergibt sich eine klare Nord-Süd-Struktur: Im Süden kommt es zu einer Auszahlung an die Kraftwerksbetreiber, um Investitionen anzureizen, im Norden müssen diese bei einer Ansiedelung selbst zahlen. Die beiden Methoden ähneln sich zusätzlich hinsichtlich der hohen Bandbreite der Tarife. So reicht diese bei einer Ableitung der G-Komponente aus der Nodalpreislösung von -3.308 EUR/MWa (für Baden-Württemberg) bis 19.537 EUR/MWa (für Mecklenburg-Vorpommern) und bei einer Berechnung anhand der Zusatzkosten für das Netz von -3.439 EUR/MWa (für das Saarland) bis 10.912 EUR/MWa (für Mecklenburg-Vorpommern). Im Einzelnen unterscheiden sich die Zahlungen teilweise dennoch erheblich.²⁹³

306. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Modellierung keine Anpassung der G-Komponente im Zeitverlauf vorsieht. Durch Veränderungen in der Netzstruktur und in der Verteilung der Erzeugungskapazität – die bei gewünschter Wirkung

²⁸⁷ Die Gutachter streben allerdings in Folgeprojekten eine endogene Betrachtung der Investitionsanreize auf erneuerbare Energien innerhalb ihrer Modellierung an; vgl. ebenda, S. 64.

²⁸⁸ Dieser Effekt wird allerdings durch das Referenzertragsmodell im bestehenden Fördersystem wieder gemindert, vgl. Tz. 195.

²⁸⁹ Hier spielen andere Faktoren wie der Zugang zu fossilen Brennstoffen eine Rolle, der aber im Modell abgebildet werden kann.

²⁹⁰ Vgl. Grimm, V. u. a., a. a. O., S. 1 und S. 67.

²⁹¹ Vgl. ebenda, S. 50.

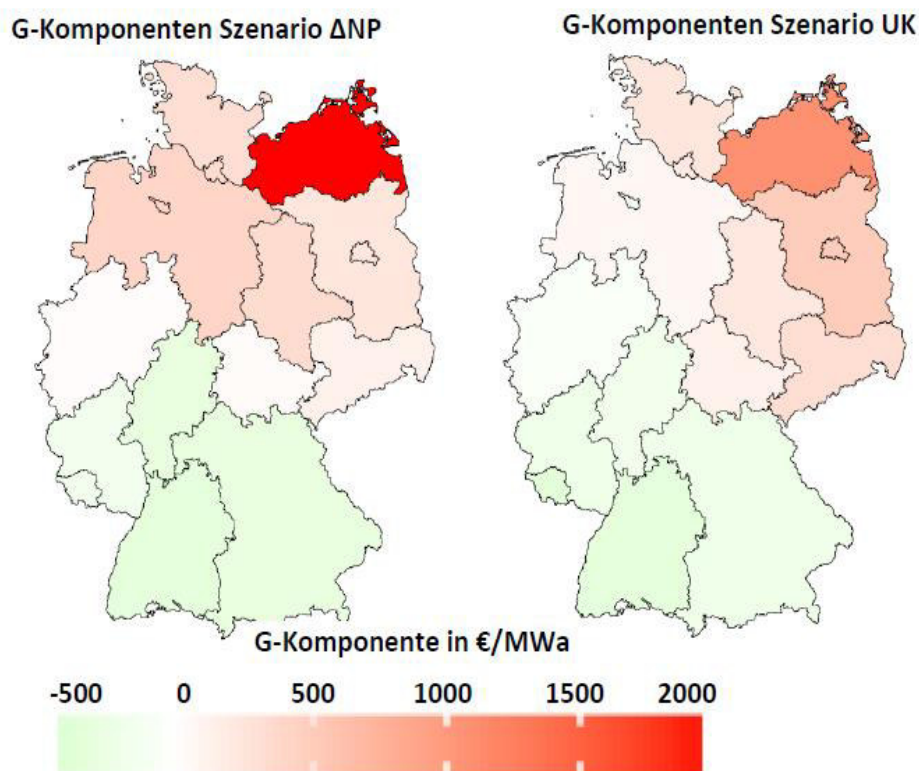
²⁹² Vgl. ebenda, S. 29.

²⁹³ Vgl. ebenda, S. 49 f., insbesondere Tabelle 15.

durch die Komponente angereizt werden – wäre dies in der Praxis jedoch in regelmäßigen Abständen notwendig.²⁹⁴ Eine fortlaufende Anpassung könnte auch Probleme verursachen, da für Investoren hierdurch Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung entsteht. Allerdings zeigen die Erfahrungen aus anderen Ländern, dass sich die dortigen G-Komponenten im Zeitverlauf recht stabil verhalten und es nur zu geringen Änderungen kommt.

307. Aufgrund der Fokussierung auf konventionelle Kraftwerke kann sich eine Veränderung des Standortes konventioneller Anlagen nur auf Kohle- oder Gaskraftwerke auswirken. Eine regionale Verlagerung von Braunkohlekraftwerken in systemdienliche Regionen wie den Süden Deutschlands ist allerdings nicht zu erwarten, da Braunkohlekraftwerke eines direkten Zugangs zu natürlichen Ressourcen bedürfen.²⁹⁵ In der Simulation der Gutachter kommt es nicht zu einem Zubau von Steinkohlekraftwerken. Die Ergebnisse der Simulation zeigen jedoch, dass eine G-Komponente durchaus eine Steuerung der Investitionen in Gaskraftwerke in Richtung Süden bewirken kann. Dies gilt für beide Varianten der G-Komponente. Der Umfang des Zubaus in den südlichen Bundesländern nimmt zwar nur moderate Ausmaße an, dennoch ist eine klare Steuerungswirkung auf die Standortentscheidungen zu erkennen.²⁹⁶

Abbildung 4.19: Regionale Verteilung der G-Komponente



Quelle: Grimm, V. u. a., a. a. O., S. 49

²⁹⁴ In Großbritannien werden die Tarife bspw. alle fünf Jahre neu festgelegt.

²⁹⁵ Wengleich keine Verlagerung der Braunkohleproduktion in systemdienliche Regionen erfolgt, zeigen die Ergebnisse trotzdem einen signifikanten Zubau an Braunkohlekraftwerken, insbesondere im Ruhrgebiet. Da ein weiterer Zubau von Braunkohle auf lange Sicht (insbesondere bei einem Horizont bis 2035) angesichts der klimapolitischen Entwicklung möglicherweise kein wahrscheinliches Szenario darstellt, wurden die Ergebnisse auch für den Fall geprüft, dass der Betrieb von Braunkohlekraftwerken deutlich teurer wird. Tatsächlich verschieben sich die Investitionen für diesen Fall vermehrt in Richtung Gaszubau im Süden. Auch Netzausbaueinsparungen und Wohlfahrtsgewinne sind etwas höher, nehmen jedoch nach wie vor moderate Ausmaße an; vgl. Grimm V. u. a., a. a. O., S. 62 ff.

²⁹⁶ Bei niedrigeren G-Komponenten (5 Prozent bzw. 10 Prozent der ursprünglich berechneten Tarife) ist die regionale Steuerungswirkung im Modell jedoch deutlich geringer ausgeprägt; vgl. ebenda, S. 71 f.

308. Angesichts dieses Ergebnisses erscheint es auf den ersten Blick überraschend, dass der Netzausbau und die Gesamtwohlfahrt durch die regionale Verlagerung der Kapazität kaum beeinflusst werden. Die Zahl der benötigten Leitungen sinkt im Modell lediglich von 14 auf 13, der erzielbare Wohlfahrtsgewinn beläuft sich auf durchschnittlich ca. EUR 29 Mio. jährlich, was 4,3 Prozent des maximal erreichbaren Wohlfahrtsgewinns bei der First-Best-Lösung ausmacht.²⁹⁷ Das geringe Einsparpotenzial bei den Leitungen ist der Tatsache geschuldet, dass durch die Einführung einer rein leistungsorientierten G-Komponente zwar regionale Anreize zu Investitionen, jedoch keine Produktionsanreize generiert werden. Die Betreiber von Erzeugungsanlagen fällen die Produktionsentscheidung anhand ihrer Grenzkosten. Diese werden durch die einmal jährlich anfallende Zahlung bzw. Auszahlung aber nicht beeinflusst. Hinzu kommt, dass Gaskraftwerke relativ hohe Grenzkosten aufweisen, weshalb sie generell nur in Spitzenlastzeiten produzieren. Die zugebauten Gaskraftwerke sind in der Folge nicht oft genug in Betrieb, um einen signifikanten Rückgang beim Netzausbaubedarf zu bewirken.²⁹⁸

309. Die Einführung einer G-Komponente, die nur konventionelle Kraftwerke miteinbezieht, erscheint folglich kaum empfehlenswert. Die massiven Unterschiede in den Betriebszeiten lassen nur eine leistungsorientierte G-Komponente zu. Diese ist zwar geeignet, um Investitionsanreize zu generieren, Produktionsanreize bleiben jedoch weitgehend aus. Dies wirkt sich jedoch erheblich auf die den Netzausbau beeinflussenden Wirkungen einer G-Komponente aus. Obwohl eine regionale Steuerungswirkung bei den Investitionen in Gaskraftwerke durchaus möglich scheint, wird mangels Produktionseffekten das Netz nicht in nennenswertem Umfang entlastet, um den Ausbaubedarf signifikant zu reduzieren.

4.2.1.5 G-Komponente für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen (EE-Regionalkomponente)

310. Obschon die in der Simulation abgeleiteten Effekte einer G-Komponente für konventionelle Kraftwerke auf Netzausbau und Wohlfahrt überschaubar sind, zeigt sich, dass Standortentscheidungen von Erzeugern durchaus beeinflusst werden können, ohne dass zusätzliche Kosten entstehen. Da der Netzausbau maßgeblich durch den Ausbau erneuerbarer Energien getrieben wird, die in der Simulation noch nicht berücksichtigt werden konnten, bleiben die Wirkungen einer G-Komponente auf erneuerbare Energien zunächst offen. Die Monopolkommission geht davon aus, dass bei der Anwendung einer G-Komponente auf erneuerbare Energien in allen Bereichen wesentlich eindeutiger Ergebnisse zu erwarten wären.²⁹⁹ Vor diesem Hintergrund erscheint es der Monopolkommission sinnvoll, die Einführung einer G-Komponente für Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen zu prüfen.

311. Die vergleichsweise höhere Wirkung einer G-Komponente bei EE-Anlagen ist darauf zurückzuführen, dass bestimmte Wirkungseinschränkungen, die in der Simulationsstudie bei konventionellen Anlagen festgestellt wurden, bei Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien so nicht zu erwarten wären. Die geringe den Netzausbau substituierende Wirkung einer G-Komponente bei konventionellen Anlagen ergibt sich insbesondere aus den fehlenden Produktionsanreizen. Da Gaskraftwerke als Spitzenlastkraftwerke nur selten in Betrieb sind, könnten nur Anreize, sie häufiger einzusetzen, zu einem Rückgang des Netzausbaubedarfs führen. Bei Anlagen für erneuerbare Energien bestehen diese Einschränkungen nicht. Da die von ihnen erzeugte elektrische Energie meist dargebotsabhängig eingespeist wird, während der Einspeisevorrang gemäß § 11 Abs. 1 EEG eine Abnahme garantiert, sind Auswirkungen einer arbeitsorientierten G-Komponente auf die Produktion weitaus weniger relevant. Sie würde vergleichbar wie eine leistungsorientierte Komponente lediglich Standortanreize für Investitionen generieren. Allerdings ist anzunehmen, dass der Investitionseffekt sich weitaus deutlicher zeigen würde als bei konventionellen Anlagen, da die Standorte von EE-Anlagen zwar von der Topographie und meteorologischen Faktoren beeinflusst werden, nicht aber strikt an bestimmte fossile Brennstoffvorkommen in Deutschland geknüpft sind, wie wichtige Teile der fossilen Erzeugung.

312. Da Investitionen in Neuanlagen von einer Reihe nicht ohne Weiteres zu erhebenden Faktoren abhängen (insbesondere Verfügbarkeit von Standorten mit möglichst günstigen topographischen und meteorologischen Bedingungen),

²⁹⁷ Vgl., Grimm V. u. a., a. a. O., S. 42, S. 50 f.

²⁹⁸ Vgl. ebenda, S. 50 f.

²⁹⁹ Darauf weisen auch die Gutachter hin; vgl. ebenda, S. 51 f.

bleibt allerdings offen, wie stark die Lenkungswirkung einer G-Komponente bei erneuerbaren Energien tatsächlich ausfallen würde. Da kaum Verzerrungen auf der Produktionsseite zu erwarten sind, könnte im Fall einer geringen Lenkungswirkung der G-Komponente auf erneuerbare Energien auch kein relevanter ökonomischer Schaden entstehen. Gegen Ihre Umsetzung spräche nur ein möglicher hoher Transaktionskostenaufwand für ihre Umsetzung, der jedoch – wie die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten dargelegt hat – nicht zu erwarten ist.³⁰⁰ Z. B. ließe sich der Verwaltungsaufwand dadurch mindern, dass die Bescheide über die G-Komponente in die Abrechnungen zur EEG-Förderung und zur Marktprämie integriert werden.

313. Eine G-Komponente könnte darüber hinaus auch die Umsetzung der Ausschreibungen im Rahmen der EEG-Förderung erleichtern. So wäre es aufgrund der regionalen Steuerung der Ansiedelung mit Hilfe einer Regionalkomponente potenziell möglich, auf regionenspezifische Ausschreibungen zu verzichten und stattdessen deutschlandweite Ausschreibungen durchzuführen, was zu einem effizienteren Ergebnis führen könnte (siehe Abschnitt 3.3.1.2).

314. Vor diesem Hintergrund sieht die Monopolkommission in der G-Komponente ein Instrument, das dazu beitragen könnte, den Netzausbaubedarf zu begrenzen und gleichzeitig die Systemumstellung bei der EEG-Förderung effizienter zu gestalten. Hervorzuheben ist, dass eine Anwendung der G-Komponente auf konventionelle Anlagen nicht gleichermaßen wirksam einzuschätzen ist. Deshalb spricht sich die Monopolkommission dafür aus, die Einführung eines erzeugerseitigen Entgelts zu prüfen, das nur für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wirksam ist. Eine generelle finanzielle Belastung von EE-Anlagen in Summe sollte zudem ausgeschlossen werden, indem die regionale Preiskomponente aufwandsneutral mit positiven und negativen Zahlungen ausgestaltet wird, und ein zwischenjähriger Ausgleich über ein nationales Umlagekonto geplant wird. Zu erwägen wäre, die Höhe der regionalen Zahlung noch durch zusätzliche Parameter zu ergänzen, die die Belastung der Verteilernetze durch den Zubau neuer Anlagen widerspiegeln.

315. In Zusammenhang mit der dargestellten Ausgestaltung einer regionalen Preiskomponente für erneuerbare Energien ist festzustellen, dass diese nur wenige gemeinsame Erkennungsmerkmale mit einer typischen G-Komponente hat. Unter Letzterer wird gewöhnlich ein von allen Einspeisenden zu zahlendes Netzentgelt verstanden. Die Monopolkommission schlägt deshalb vor, von einer EE-Regionalkomponente zu sprechen und deren Einführung zu prüfen.

4.2.1.6 Rechtliche Einschränkungen bei der Einführung einer G-Komponente

316. Mitunter werden gegen eine G-Komponente rechtliche Bedenken vorgebracht, aufgrund derer eine Einführung entweder gar nicht möglich sei oder aber nur in so geringem Umfang, dass die dadurch erzielten Effekte zu vernachlässigen seien. Tatsächlich finden sich sowohl auf nationaler als auch auf EU-Ebene mehr oder weniger eindeutige Vorgaben hinsichtlich der Beteiligung von Erzeugern an den Netzentgelten.

317. Der Einführung einer G-Komponente steht zunächst § 15 Abs. 1 Satz 3 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) im Wege. Dort ist festgelegt, dass für die Stromeinspeisung keine Entgelte zu entrichten sind. Diese Regelung wäre bei Einführung jeglicher Art von Komponente auf Erzeugerseite zu streichen.

318. Die Europäische Kommission hat zudem Leitlinien für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte³⁰¹ veröffentlicht, in denen Obergrenzen für G-Komponenten vorgegeben werden. In Deutschland muss sich die Höhe der von den Erzeugern zu zahlenden durchschnittlichen jährlichen Übertragungsentgelte demnach in einer Größenordnung von 0 bis 0,5 EUR/MWh bewegen. Die Leitlinien können jedoch nur bedingt als Vorgaben für eine Ex ante-Regulierung herangezogen werden. Sie scheinen vielmehr auf eine Ex post-Kontrolle der nationalen Regulierungsbehörden abzielen. Das ergibt sich schon aus ihrem Wortlaut. Erstens wird bei der Berechnung ausdrücklich „die von den jeweiligen Erzeugern ins Übertragungsnetz [...] eingespeiste gemessene Gesamtenergiemenge“ herangezogen.³⁰² Die eingespeiste Energiemenge ist jedoch erst nachträglich bekannt. Zweitens werden als Maßeinheit Wattstun-

³⁰⁰ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 351.

³⁰¹ Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte, AB1 L250 vom 24. September 2010 S. 5, Anhang Teil B.

³⁰² Verordnung (EU) Nr. 838/2010, a. a. O., Anhang Teil B, Nr. 2.

den verwendet. Anhand dieser Vorgabe können insbesondere für leistungsorientierte G-Komponenten ex ante keine Höchstwerte ermittelt werden. Dazu müssten Vorgaben in der Maßeinheit Watt gemacht werden. Nachträglich wäre es jedoch möglich, anhand der eingespeisten Energie zu prüfen, ob die Vorgaben der Leitlinien eingehalten wurden. Insofern ist es fraglich, ob die Leitlinien leistungsorientierte G-Komponenten überhaupt verfassen.

319. Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) hat in einer Stellungnahme Vorschläge für die angemessenen zukünftigen Entgeltspannen gemacht.³⁰³ Dabei hat sie auch geprüft, ob die aktuellen Vorgaben der Leitlinien von den einzelnen Mitgliedstaaten im Jahr 2012 eingehalten worden sind. ACER kommt zwar zu dem Ergebnis, dass die durchschnittlichen G-Komponenten in allen Mitgliedstaaten unter den Maximalwerten aus den Leitlinien der Kommission bleiben. Die Leitlinien geben jedoch ausdrücklich individuelle Maximalwerte für die jeweiligen Erzeuger und nicht für den Durchschnitt über alle Erzeuger vor. Auf Erzeugerebene überschreiten die arbeitsbasierten Komponenten einzelner Länder die Grenzwerte jedoch teilweise.³⁰⁴ Bei Ländern, die eine leistungsorientierte Komponente erheben (z. B. Großbritannien) ist unklar, ob die Vorgaben tatsächlich für jeden Erzeuger eingehalten wurden.

In Bezug auf die zukünftige Höhe nationaler G-Komponenten unterscheidet ACER zwischen energie-, also arbeitsbasierten, leistungsorientierten und pauschalen G-Komponenten. Laut ACER sollten generell keine arbeitsbasierten G-Komponenten erhoben werden. Einschränkungen bezüglich einer kostenorientierten leistungsorientierten oder pauschal erhobenen G-Komponente seien dagegen unnötig.

So könnte eine leistungsorientierte G-Komponente gemäß den Überlegungen von ACER durchaus sinnvoll zur Investitionssteuerung, insbesondere einer regionalen Steuerung herangezogen werden, da eine leistungsorientierte Zahlung zwar keinen Einfluss auf die kurzfristigen Betriebskosten, jedoch auf die langfristigen Investitionsentscheidungen hat. Eine arbeitsorientierte Komponente hingegen könnte die Effizienz des Dispatch beeinträchtigen, insbesondere wenn sie nicht kurzfristige Kosten, sondern langfristige Netzinvestitionskosten widerspiegelt. Dadurch könnte sich die Merit-Order derart verschieben, dass Anlagen, die eigentlich eine ineffizientere Produktion aufweisen, Vorrang vor effizienteren Anlagen haben.³⁰⁵

320. Nach alledem wird deutlich, dass der europarechtliche Rahmen zur Bemessung von G-Komponenten noch nicht ausgereift ist. Die Leitlinien der Kommission ermöglichen nur eine Ex post-Kontrolle. Da die Regulierungsbehörden die Höhe einer G-Komponente i. d. R. ex ante festlegen, geben die Leitlinien keine klare Orientierung. Zudem ist unklar, ob die Leitlinien überhaupt die Regulierung einer leistungsorientierten Komponente zum Ziel haben und somit deren Höhe beschränken.

321. Die ökonomische Herangehensweise bei der Bewertung durch ACER ist im Grundsatz zu begrüßen. Ihre generelle Ablehnung einer arbeitsorientierten Komponente beruht jedoch auf Annahmen, die für Anlagen erneuerbarer Energien in Deutschland so nicht gelten.³⁰⁶ Eine ineffiziente Verzerrung des Dispatch ist im Bereich von EE-Anlagen nicht zu erwarten, da sie alle Einspeisevorrang genießen und der produzierte Strom in jedem Fall abgenommen wird. Aus diesem Grund sind die Vorbehalte gegenüber einer arbeitsorientierten Komponente in diesem Fall nicht zu teilen. Sofern der rechtliche Rahmen jedoch nur eine leistungsorientierte Komponente zulässt, bzw. bei dieser mehr Handlungsspielraum zu erwarten ist, könnte auch eine leistungsorientierte Regionalkomponente für EE-Anlagen in Betracht gezogen werden.

4.2.2 Preiszonen

322. Da Last- und Erzeugungszentren in Deutschland mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zunehmend auseinanderfallen und es zu immer weiteren Verzögerungen beim Netzausbau kommt, wird schon seit längerem die Aufteilung in Preiszonen diskutiert. Hierbei würde der einheitliche deutsche (bzw. deutsch-österreichische) Strommarkt in einzelne Gebiete aufgeteilt, in denen sich jeweils separate Preise bilden. Die einzelnen Zonen wären – wie viele europäische

³⁰³ ACER, Opinion No 09/2014 of 15 April 2014 on the appropriate range of transmission charges paid by electricity producers.

³⁰⁴ Vgl. ebenda, S. 6.

³⁰⁵ Vgl. ebenda, S. 3, 14 und 16.

³⁰⁶ Vgl. hierzu bereits Tz. 311.

Gebiete – über das sogenannte Market Coupling verbunden. Bestehen keine Übertragungseingänge zwischen den Marktgebieten, so ergeben sich identische Preise an den Börsen der betreffenden Gebiete. Dabei wird mit Hilfe von impliziten Auktionen die Kapazität der Grenzkuppelstellen zwischen zwei oder mehr Marktgebieten berücksichtigt. Im Fall von Engpässen ergeben sich Preisunterschiede, die einen Hinweis auf den Nutzen einer Behebung der Engpässe geben.³⁰⁷ Durch die partielle Beachtung von Netzengpässen in den Preisen könnten so Produktionsanreize für bestehende Anlagen und Investitionsanreize für Neuanlagen regional gesteuert werden. Insbesondere die Aufteilung in eine Nord- und Südzone wird für Deutschland deshalb kontrovers diskutiert.

323. Die Aufteilung in Preiszonen bzw. Marktgebiete brächte aus ökonomischer Sicht einige problematische Wirkungen mit sich:

- Zum einen führen kleinere Marktgebiete zu einer Abnahme der Handelsliquidität und zu einer Zunahme an Marktmacht. Durch eine Aufspaltung der einheitlichen Preiszone nimmt die Anzahl der Marktteilnehmer ab. Bei einer diversifizierteren Anbieterlandschaft ist aber auch die Breite an Vertragsausgestaltungen und Produkten größer. So geht eine Aufspaltung sowohl mit einer Reduktion an möglichen Vertragspartnern wie auch -optionen einher, die Liquidität sinkt. Die kleinere Zahl an Erzeugern in einer Zone erhöht zudem das Marktmachtpotenzial, wodurch sich im Durchschnitt höhere Preise ergeben könnten als in einem einheitlichen Marktgebiet. Diese Problematik ist umso größer, je kleiner die Zonen gewählt werden.
- Zum anderen sind hohe Transaktionskosten mit der Umstrukturierung des Marktgebietes verbunden. Verträge müssen bspw. neu ausgehandelt, Bilanzkreise und Verbraucherportfolios angepasst und IT-Systeme umgestellt werden. Diese Kosten könnten sich vervielfachen, je nachdem wie die Entwicklung des Netzausbaus voranschreitet. Durch die Einrichtung von Preiszonen sinkt zwar der Anreiz, das Netz auszubauen, trotzdem wird sich die Netzstruktur weiterhin verändern. Selbst wenn die Zonengrenzen bei deren Implementierung deshalb möglicherweise optimal gewählt waren, müssten sie eigentlich laufend an die veränderten Rahmenbedingungen angepasst werden. Hierdurch steigen aber die Transaktionskosten immens an. Außerdem besteht in diesem Fall eine hohe Unsicherheit für alle Akteure auf dem Strommarkt, was die Vertragsoptionen wiederum einschränkt und die Liquidität senkt.

Auch auf der politischen Seite können Akzeptanzprobleme bei Teilen der Bevölkerung auftreten, wenn deren Endkundenpreise aufgrund der Marktgebietsaufteilung steigen. Eine kleinteiligere Gestaltung des deutschen Marktes läuft zudem Bestrebungen, einen europäischen Energiebinnenmarkt zu schaffen, zuwider.

324. Bei einer Aufteilung in lediglich zwei Preiszonen fallen die oben genannten Probleme zwar kleiner aus als bei einer stärkeren Segmentierung des Marktgebietes. Bei einer so groben Aufteilung fallen die erwünschten Effekte jedoch ebenso geringer aus. Es stellt sich die Frage, ob Netzausbau, bzw. andere alternative Instrumente, nicht doch die effizientere Wahl wären.³⁰⁸ So würde unter anderem der Bedarf an Redispatch-Maßnahmen durch eine Spaltung in zwei Preiszonen gesenkt, wäre aber angesichts der Größe der Zonen weiterhin in nennenswertem Umfang vorhanden.

325. Die Monopolkommission hat in der in ihrem Auftrag erstellten Simulation durch Grimm u. a. (2015) die Effekte der Aufteilung des Energiemarktes in zwei Preiszonen untersucht. Für die Simulation wurde Deutschland in eine Südzone, welche die Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Saarland umfasst, und eine Nordzone, in welcher alle anderen Bundesländer erfasst sind, aufgeteilt. Die Simulation kommt zu dem Ergebnis, dass durch die Schaffung von zwei Preiszonen nur moderate Wohlfahrtseffekte zu erzielen wären.

Im Durchschnitt stellt sich im Süden mit EUR 62,69 ein höherer Preis ein als im Norden (EUR 60,62), die Differenz ist jedoch eher gering. Die Preissignale bewirken in der Simulation dennoch eine stärkere Steuerung der Investitionen und der Produktion als bei der G-Komponente. So werden in allen Bundesländern der Südzone Gaskraftwerke zugebaut. Nichtsdestotrotz lässt sich auch hier nur in begrenztem Ausmaß Netzausbau einsparen – der Ausbau reduziert sich le-

³⁰⁷ Vgl. Grimm, V. u. a., a. a. O., S. 11.

³⁰⁸ Eine Studie von Consentec im Auftrag der EEX kam bspw. zu dem Ergebnis, dass positive Wohlfahrtseffekte durch eine Aufteilung Deutschlands in zwei Preiszonen unwahrscheinlich seien; vgl. Consentec GmbH, Economic efficiency analysis of introducing smaller bidding zones – Study for EEX AG and EPEX SPOT SE, Januar 2015, Aachen.

diglich um zwei Leitungen.³⁰⁹ Die Wohlfahrtseffekte machen ungefähr ein Sechstel des First-Best-Ergebnisses aus und sind damit ebenfalls überschaubar. Beachtenswert ist, dass der Durchschnittspreis bei zwei Preiszonen geringfügig höher ist als der Preis, der sich in einer einheitlichen Preiszone ergibt. Es steigt also nicht nur im Süden der Preis, sondern das Preisniveau insgesamt. Dies könnte zu noch größeren Akzeptanzproblemen führen.

326. Die Aufteilung der deutschen Preiszone in eine Nord- und eine Südzone erscheint vor diesem Hintergrund vorerst nicht sinnvoll. Die zu erwartenden Effekte auf den Netzausbau und die Gesamtwohlfahrt sind begrenzt, während mit großen Akzeptanzproblemen³¹⁰ auf politischer Ebene zu rechnen wäre. Schreitet der Netzausbau weiterhin so langsam voran und werden keine anderen Maßnahmen ergriffen, könnte eine (temporäre) Aufteilung jedoch mittelfristig unvermeidbar sein.

4.3 Andere Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaubedarfs

327. Neben der Steuerung der Lastflüsse durch die Einführung regionaler Preiskomponenten besteht eine Reihe weiterer möglicher Maßnahmen, die einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf entfalten können. Die Monopolkommission hat die Eignung und Wirkung einiger besonders wichtiger Maßnahmen geprüft.

4.3.1 Berücksichtigung von Redispatching bei der Netzplanung

328. Derzeit sehen die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber vor, den Umfang des notwendigen Netzausbaus anhand von Prognosen bezüglich der erwarteten Stromgroßhandelsmengen festzulegen und Werkzeuge wie etwa ein Redispatch oder ein Erzeugungsmanagement nicht zu berücksichtigen.³¹¹ Ziel ist es, den gesamten gehandelten Strom jederzeit möglichst vollumfänglich transportieren zu können. Derzeit stattfindende Redispatch-Maßnahmen, mit deren Hilfe Engpässe im Netz durch das gezielte An- und Abschalten von Kraftwerken umgangen werden, sollen langfristig entfallen können. Da hierbei auch sämtliche Extremszenarien des Transportbedarfs mit abgebildet werden, fällt die Netzausbauplanung tendenziell sehr umfangreich aus.

329. So liegt es nahe, dass der Netzausbau geringer ausfallen könnte, wenn schon auf der Planungsstufe eine Kosten-Nutzen-Abwägung zwischen einem weiteren Netzausbau und dem Zulassen von Engpässen in Verbindung mit dem Einsatz von Redispatch getroffen wird. Tatsächlich zeigt die im Auftrag der Monopolkommission durchgeführte Simulation, dass sich durch die Berücksichtigung von Redispatch hohe Wohlfahrtsgewinne realisieren lassen. Die Modellierung sieht dabei für jedes Szenario (Status Quo, G-Komponente, Preiszonen und Abregelung von EE-Anlagen) eine zusätzliche Variante vor, bei der die Möglichkeit von Redispatch-Maßnahmen schon bei der Netzplanung in Betracht gezogen wird. Der fortwährende Einsatz von Redispatch nach Effizienzkriterien, hat in allen betrachteten Szenarien einen bedeutend geringeren Netzausbau zur Folge, während die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen steigt. So sinkt im Status Quo – also wenn keine weiteren Veränderungen vorgenommen werden – die Anzahl der benötigten Linien von 14 auf 11. Bei den verbleibenden Szenarien zeigt sich ein ähnlicher oder noch deutlicherer Rückgang.³¹² Durch eine Berücksichtigung des Redispatching lassen sich im Status Quo zudem Wohlfahrtsgewinne von EUR 255,6 Mio. erzielen. Erstaunlich ist, dass zusätzliche Instrumente kaum Veränderungen am Wohlfahrtspotenzial hervorrufen.³¹³

³⁰⁹ Bei der G-Komponente konnte nur eine Leitung eingespart werden.

³¹⁰ Um die Akzeptanzprobleme zu minimieren, wäre jedoch das italienische Modell ein mögliches Vorbild. Hier werden die Preisunterschiede zwischen den einzelnen Zonen lediglich von der Erzeugerseite getragen.

³¹¹ Übertragungsnetzbetreiber, Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, Stand April 2015, S. 25.

³¹² Bei der zusätzlichen Einführung einer G-Komponente sinkt die benötigte Trassenanzahl ebenfalls von 14 auf 11, bei einer gleichzeitigen Aufteilung in Preiszonen auf 9. Eine zusätzliche Abregelung von EE-Anlagen senkt den Bedarf um mehr als die Hälfte auf sechs. Vgl. Grimm, V. u. a., a. a. O., S. 42 und S. 65.

³¹³ Die Wohlfahrtsgewinne bewegen sich alle in einem ähnlichen Bereich. Alleine durch die Berücksichtigung des Redispatching bei der Netzplanung lassen sich Wohlfahrtszuwächse in Höhe von EUR 255,6 Mio. erzielen. Wird zusätzlich eine G-Komponente eingeführt, sind diese mit EUR 252,5 Mio. bzw. EUR 251,2 Mio. geringfügig kleiner. In Verbindung mit zwei Preiszonen ergeben sich Gewinne in Höhe von EUR 275,2 Mio.; vgl. ebenda, S. 42 und S. 65.

330. Ein Problem der Substitution von Netzausbaubedarf durch Redispatch könnte sein, dass letzteres in größerem Umfang nur dann möglich ist, wenn hinter den Engpässen stets ausreichend Kapazität vorgehalten wird. In der im Auftrag der Monopolkommission durchgeführten Simulationsrechnung wird von einem kostenbasierten Redispatch ausgegangen, wie er bisher in Deutschland durchgeführt wird.

Dabei entstehen ohne zusätzliche Instrumente keinerlei Standortreize, sich in Regionen anzusiedeln, in denen häufig Kraftwerke zum Redispatch eingesetzt werden müssen. Zwar zeigt die Simulation, dass bis 2035 auch ohne zusätzliche Instrumente ausreichend Kapazität für den Redispatch vorhanden sein sollte. Allerdings hängt dieses Ergebnis auch kritisch von der Treffsicherheit der Modellprognosen ab, da kleinere Abweichungen zu einer Reduzierung der Versorgungssicherheit führen könnten. Weiter erlaubt die Simulation keine Aussage über den Zeitraum nach 2035. Die Betriebslaufzeit von Kraftwerken ist begrenzt; werden keine neuen Anlagen hinter den Engpässen zugebaut, kann es bei einer Abschaltung der alten Kraftwerke zu massiven Problemen kommen. Aufgrund der langen Vorlaufzeit bei Investitionen sowohl in das Stromnetz als auch in neue Kraftwerke, könnten diese kurzfristig auch nur bedingt behoben werden.

Die Umstellung auf einen marktbasieren Redispatch könnte systemdienliche Anreize schaffen. Erhalten Kraftwerke, die im Rahmen des Redispatch hinter dem Engpass hochgefahren werden müssen, in Zukunft eine Vergütung oberhalb ihrer Kosten, so könnte dies eine gewisse Wirkung auf die Standortwahl bei Neubau und Stilllegung entfalten und potenziell zu einer Lösung der Engpassproblematik beitragen. Dies kann jedoch mit Marktmachtproblemen wie Kapazitätszurückhaltung einhergehen.³¹⁴

331. Vor diesem Hintergrund erscheint es zwar einerseits durchaus effizient, die Kosten des Netzausbaus mit dem Einsatz von Redispatch-Maßnahmen abzuwägen. Der Einsatz dieser Maßnahme sollte daher erwogen, aber zunächst durch weitere Studien überprüft werden. Auch ist darauf hinzuweisen, dass zusätzliche Veränderungen des Marktdesigns dazu beitragen könnten, dass in den Engpassregionen nachhaltig ausreichend Kapazität zugebaut wird.

4.3.2 Abregelung von EE-Anlagen bei negativen Preisen

332. Die ungebremste Einspeisung von Strom, der in EE-Anlagen produziert wurde, führt phasenweise zu einer sehr hohen Netzbelastung. Der Transport von Strom aus EE-Anlagen ist für die Energiewende zwar von hoher Bedeutung. Fraglich ist allerdings, ob die Netze darauf ausgelegt werden sollten, den Transport des EE-Stroms auch in einzelnen nur gelegentlich vorkommenden Leistungsspitzen zu ermöglichen, die nur unter bestimmten meteorologischen Bedingungen in Kombination mit einer bestimmten regionalen Nachfrage vorkommen. Eine Alternative bestünde darin, einige EE-Anlagen in Zeiten besonders hoher Netzbelastung abzuregeln, sodass die Versorgung in diesem Moment durch weniger netzbelastende konventionelle Anlagen übernommen wird. Dazu müsste allerdings eine konsistente Regelung gefunden werden, die zur einer effizienten Wirkung auf den Netzausbau führt.

333. In der im Auftrag der Monopolkommission erfolgten Simulation des Stromnetzes haben Grimm u. a. (2015) die Wirkung einer Abschaltung geprüft, indem sie eine Abregelung von EE-Anlagen in Zeiten negativer Strombörsenpreise in das Modell integriert haben.³¹⁵ Negative Strompreise treten auf, wenn das Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien so groß ist, dass es die Nachfrage übersteigt.³¹⁶ Es ist davon auszugehen, dass insbesondere in solchen Phasen die Netzbelastung aufgrund der eingespeisten Mengen an EE-Strom sehr hoch ist, sodass das Eintreten negativer Preise ein guter Indikator dafür ist, wann eine Abregelung sinnvoll eingesetzt werden könnte. Gleichzeitig stellen negative Preise einen Indikator für Situationen dar, in denen eigentlich zu viel Strom im Netz ist. Es ist zu erwarten, dass solche Situationen negativer Preise zukünftig häufiger auftreten werden.

334. In dem simulierten Modell werden bei einem Absinken der Großhandelspreise unter Null genau so viele Anlagen abgeregelt, dass der Preis wieder in den positiven Bereich steigt. Die Auswahl der abzuschaltenden Kraftwerke erfolgt hierbei so, dass das Netz optimal entlastet und die Wohlfahrt maximiert wird. Die Ergebnisse einer solchen Abschaltre-

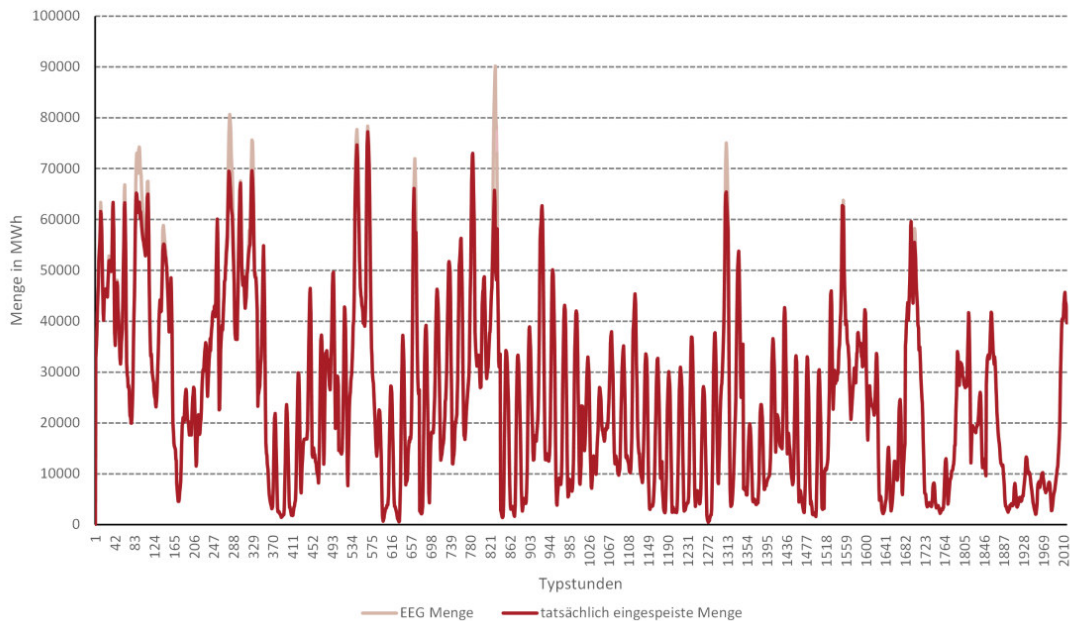
³¹⁴ Vgl. Tz. 270.

³¹⁵ Vgl. Grimm, V. u. a., a. a. O., S. 64 f.

³¹⁶ Es kann auch dadurch zu negativen Preisen kommen, dass es sich für konventionelle Kraftwerke nicht lohnt, die Produktion herunterzufahren bzw. dies technisch nicht möglich ist. Dieser Fall wird in der Modellierung vernachlässigt.

gel bei negativen Preisen i. V. m. einer Berücksichtigung des Redispatch bei der Netzplanung sind außerordentlich stark.³¹⁷ Allein durch eine Abregelung von lediglich 1,4 Prozent der Erzeugung aus EE-Anlagen in 7,14 Prozent der Zeit (siehe Abbildung 4.20 und Abbildung 4.21) könnte der Netzausbau um mehr als die Hälfte reduziert werden. Durch die Einsparungen im Netzausbau ergeben sich substantielle Wohlfahrtsgewinne.³¹⁸ Zu beachten ist, dass die Wohlfahrt wächst, obwohl im Modell die Betreiber der abgeregelten EE-Anlagen weiterhin vergütet werden, sodass ihnen kein Verlust durch die Abregelung entsteht.³¹⁹

Abbildung 4.20: Potenzielle und tatsächlich eingespeiste Menge an EE-Strom bei Grimm u. a. (im Jahresverlauf)



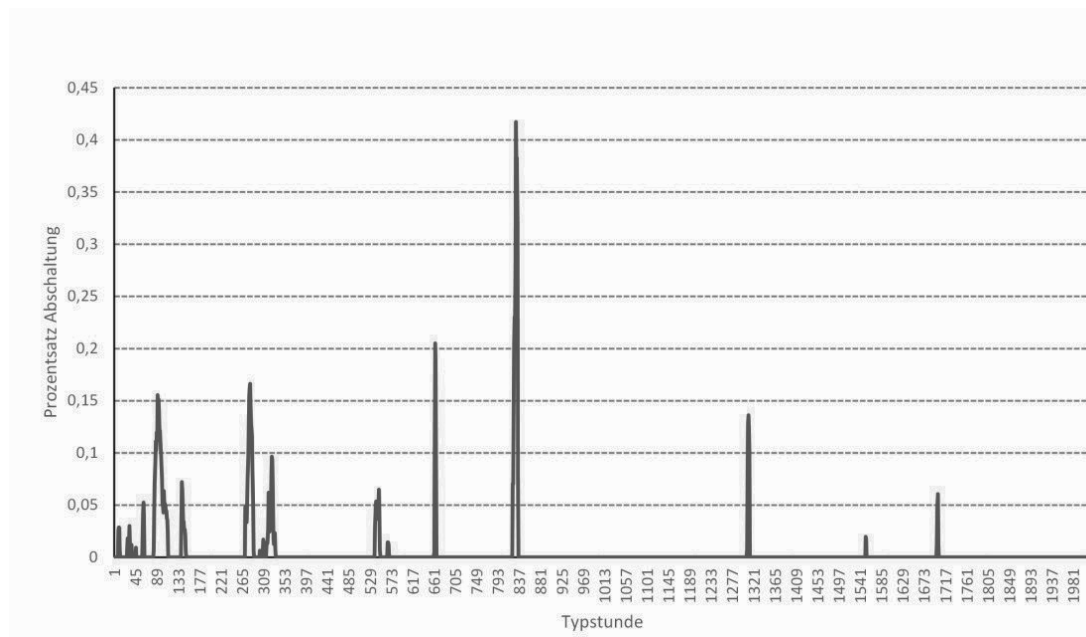
Quelle: Berechnungen von Grimm u. a. (2015)

³¹⁷ Zur Berücksichtigung von Redispatch siehe Abschnitt 4.3.1. Es liegen keine genauen Daten vor, wie sich Netzausbau und Wohlfahrt ohne eine Berücksichtigung des Redispatch verändern. Es würden jedoch 0,7 Prozent der EEG-Erzeugung abgeregelt – also ungefähr die Hälfte dessen, was mit Redispatch abgeregelt würde. Es ist zu vermuten, dass die Wirkungen auf den Netzausbau in einem ähnlichen Umfang zurückgehen. Um hierzu eine genauere Aussage treffen zu können, bedürfte es jedoch einer Erweiterung der Simulation, die vor Fertigstellung dieses Gutachtens nicht mehr durchgeführt werden konnte.

³¹⁸ Der erforderliche Netzausbau reduziert sich in der Simulation bei einer reinen Abregelung von 14 auf 6, in Verbindung mit einer G-Komponente sogar von 14 auf 5 Linien. Der Wohlfahrtsgewinn liegt jeweils bei EUR 692 Mio. und 718 Mio.

³¹⁹ Hierzu müsste geschätzt werden, wie viel die abgeregelten Anlagen eingespeist hätten, falls sie am Netz geblieben wären. Dies ist technisch nicht unproblematisch. Allerdings werden solche Verfahren bereits heute angewendet, wenn Anlagen aufgrund von Netzinstabilitäten abgeschaltet werden müssen; vgl. §§ 14, 15 EEG. Eine Orientierung an der dabei angewandten Systematik wäre denkbar.

Abbildung 4.21: Prozentuale Abregelung der EE-Erzeugung bei Grimm u. a. (im Jahresverlauf)



Quelle: Berechnungen von Grimm u. a. (2015)

335. Der Vorteil einer durch den Übertragungsnetzbetreiber koordinierten Abregelung, wie sie hier im Modell berücksichtigt wurde, gegenüber einem bloßen Einstellen der EEG-Förderung bei Negativpreisen³²⁰ besteht insbesondere in der zielgerichteten Auswahl der abzuregelnden Kraftwerke. Wird die Förderung ab einem Preis von Null ausgesetzt, haben alle Betreiber von EE-Anlagen gleichzeitig den Anreiz, ihre Produktion herunterzufahren, ganz gleich wo sie stehen und welche momentane Belastung sie für das Netz darstellen. Bei einer gezielten Abregelung werden genau die Kraftwerke ausgewählt, durch deren Abschaltung das System optimal entlastet wird. Dadurch kann der Netzausbaubedarf reduziert werden. Durch ein Fortführen der Vergütung für alle Anlagen werden zudem die technischen Probleme, die bei einem abrupten Einstellen der Förderung auftreten können, umgangen.³²¹

336. Die Ergebnisse der Untersuchung lassen vermuten, dass bereits die Abregelung eines geringen Anteils der EE-Erzeugung in Zeiten sehr hoher Einspeisung zu einer nennenswerten Netzentlastung führen könnte. Eine solche Regelung wäre zudem relativ einfach einzuführen und gegebenenfalls auch wieder zu revidieren, ohne dass eine Notwendigkeit für weitreichende Veränderungen am Marktdesign besteht. Für die genaue Ausgestaltung der Maßnahme bedürfte es zwar noch detaillierterer Analysen und Überlegungen, jedoch scheint die systemdienliche Abregelung von EE-Anlagen durchaus das Potenzial zu haben, den Netzausbau zu begrenzen und die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt zu erhöhen.³²² Sie sollte nach Auffassung der Monopolkommission unbedingt weiter geprüft werden.

³²⁰ Ein Aussetzen der Förderung findet seit der EEG-Reform 2014 dann statt, wenn die Strombörsenpreise in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negative Werte aufweisen; vgl. Tz. 206.

³²¹ Werden alle bzw. ein Großteil der EE-Anlagen gleichzeitig abgeschaltet, kann dies problematische Auswirkungen auf die Netzstabilität haben – es können sogenannte „Rampen“ auftreten. Siehe hierzu auch Tz. 207.

³²² Das Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie spricht sich ebenfalls dafür aus, das Netz nicht für „die letzte Kilowattstunde“ auszubauen. So soll eine „Spitzenkappung“ von drei Prozent der jährlichen Stromerzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen bei der Netzplanung berücksichtigt werden; vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin, S. 75 f. Entsprechend findet sich eine solche Regelung auch in Art. 1, Nr. 5 (zu § 11 Abs. 2 EnWG-E) des Referentenentwurfs des Bundeswirtschaftsministeriums zum Strommarktgesetz wieder; vgl. BMWi, Referentenentwurf, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 14. September 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf am 18. September 2015. Eine solche Maßnahme ist jedoch weniger treffsicher als die hier vorgeschlagene Abregelung bei Negativpreisen. Eine Kappung

337. Die mögliche Umsetzung einer Abschaltregel bedingt zudem, verschiedene mit ihr zusammenhängende Effizienzfaktoren zu prüfen. Dies betrifft zunächst den Aspekt der Aufrechterhaltung der Förderung während der Abschaltung (also bei real negativen Preisen). Die Aufrechterhaltung der Förderung führt dazu, dass sich die Umsätze von an der Direktvermarktung teilnehmenden Anlagen sogar noch erhöhen, da die Förderung im Falle einer Abschaltung nicht mehr mit negativen Marktpreisen verrechnet werden muss. Grundsätzlich steht die Förderung im Fall einer entsprechenden Abschaltung auch dem Ziel einer Integration der erneuerbaren Energien entgegen, bei denen sich Investitionen und gegebenenfalls Produktion soweit möglich am Bedarf der Märkte orientieren soll. Eine Vergütung der Energieproduktion bei negativen Preisen entspricht gerade nicht einer Anpassung an marktliche Erfordernisse. Würde die Vergütung hingegen nach marktlichen Kriterien eingeschränkt, ließen sich deshalb voraussichtlich zusätzliche Wohlfahrtsgewinne erzielen.

338. Es erscheint deshalb sinnvoll, die Förderung bzw. Vergütung in Zeiten negativer Strombörsenpreise zumindest einzuschränken. Bei einer weiterhin einheitlichen Vergütung aller EE-Anlagen – ob abgeregelt oder nicht – ergeben sich allerdings dennoch keinerlei Standortanreize. Eine Steuerung in Richtung einer systemdienlichen Ansiedelung erfolgt somit nicht. Erhielten die Betreiber der abgeregelten Kraftwerke (bzw. alle Betreiber von EE-Anlagen in Regionen, in denen Kraftwerke abgeregelt werden) keinen oder einen geringeren Vergütungssatz als nicht abgeregelte EE-Anlagen, würden Anreize geschaffen, bei der Standortwahl für neue Kraftwerke netzdienliche Regionen zu wählen, um nicht abgeschaltet zu werden. Eine solche Diskriminierung könnte jedoch auf politische Widerstände treffen. Alternativ könnte eine Standortsteuerung daher ergänzend über Instrumente wie die Einführung einer EE-Regionalkomponente erfolgen (siehe Abschnitt 4.2.1.5).

4.3.3 Lastflexibilisierung und intelligente Netze

339. Neben einer systemdienlichen Steuerung der Erzeugung tritt eine Flexibilisierung der Nachfrageseite immer weiter in den Fokus bei der Diskussion um die Zukunft des Strommarktes.³²³ Bisher ist die Stromnachfrage weitgehend unelastisch. Nur einige große Unternehmen aus energieintensiven Industrien sind in ein Lastmanagementsystem eingebunden, das eine Steuerung in kritischen Situationen zulässt. Kleinere Unternehmen und private Haushalte haben bisher jedoch kaum Anreize oder Möglichkeiten, auf Marktpreissignale zu reagieren und ihre Nachfrage der aktuellen Lage auf dem Strommarkt bzw. der Netzsituation anzupassen.

340. Mit Hilfe von DSM – Maßnahmen (Demand Side Management bzw. Laststeuerung) sollen sowohl die industrielle als auch die private Stromnachfrage über Marktpreissignale besser auf die aktuelle Netz- und Kapazitätssituation reagieren können und so zur Versorgungssicherheit beitragen. So kann das Netz durch eine entsprechende Anpassung der Last in Zeiten von Ungleichgewichten punktuell entlastet und stabilisiert werden. Sind die Kapazitäten insgesamt zu knapp, um die gesamte Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt zu befriedigen, führt eine entsprechende Lastanpassung ebenfalls zu einer Entspannung (siehe Kapitel 5). Dabei können Stromnachfrager ihre Last in bestimmten Situationen entweder reduzieren, auf andere Zeiträume verschieben oder gänzlich auf den Strombezug verzichten.

341. Um die Entwicklung hin zu einer flexibleren Nachfrage voranzutreiben, sieht das Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie³²⁴ eine Reihe von Maßnahmen vor, die maßgeblichen Einfluss auf den Referentenentwurf zum Strommarktgesetz³²⁵ hatten. Bspw. sollen Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher geschaffen werden.³²⁶ Bisher wird das Lastmanagement von großen Unternehmen dominiert, während kleinere Betriebe und Pri-

von drei Prozent hat womöglich kaum Auswirkungen, wenn die Berechnungsgrundlage hierfür sehr hohe, selten auftretende Leistungsspitzen sind.

³²³ Vgl. hierzu bereits Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 330 ff.

³²⁴ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, Berlin, S. 64 ff.

³²⁵ BMWi, Referentenentwurf, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 14. September 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf am 18. September 2015.

³²⁶ So soll bspw. Art. 4, Nr. 2 Ref-E (zu § 26 Abs. 3 StromNZV-E) Aggregatoren den Zugang zu Regelleistungsmärkten erleichtern.

vathaushalte praktisch keinen Zugang haben. Mithilfe sogenannter Aggregatoren – Dienstleister, die sich auf eine Bündelung von Flexibilisierungspotenzialen und deren Vermarktung spezialisieren – könnten diese besser integriert werden. Zudem soll eine Überarbeitung der besonderen Netzentgelte für stromintensive Großverbraucher erfolgen. Diese können ihre Netzentgeltzahlungen im bisherigen System durch systemdienliches Verhalten reduzieren, was jedoch meist mit Anreizen zu einem gleichmäßigen Abnahmeverhalten einhergeht. Um ihren Anspruch auf Netzentgeltreduzierung nicht zu verlieren, scheuen sie deshalb mitunter vor einer Lastreduktion (oder -erhöhung) zurück. Durch eine Anpassung der Regelungen bezüglich der besonderen Netzentgelte könnten die Anreize in Richtung Flexibilisierung gelenkt werden.

342. Eng verknüpft mit einer Lastflexibilisierung ist die Entwicklung hin zu einem „Smart Grid“, einem intelligenten Netz. Das konventionelle Stromnetz wird „intelligent“, indem Kommunikations-, Mess-, Steuer-, und Regeltechnologien integriert werden.³²⁷ Durch die Vernetzung aller Akteure und Komponenten innerhalb des Netzes soll eine bessere Abstimmung und somit eine effizientere Netznutzung ermöglicht werden, die zu einem großen Teil automatisiert erfolgt.

Ein standardisierter Datenaustausch ist hierfür notwendig. Dieser soll unter anderem über den Einbau von „Smart Metern“ als intelligenten Messsystemen bei Erzeugern und Verbrauchern ermöglicht werden. Da eine Kosten-Nutzen-Analyse des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zu dem Ergebnis kam, dass die Kosten für einen flächendeckenden Rollout nicht gerechtfertigt seien, wird mittlerweile ein stufenweiser Einbau bei Verbrauchern bzw. Erzeugern, deren Verbrauch einen gewissen Schwellenwert überschreitet, angestrebt.³²⁸ So sollen ab 2017 alle Verbraucher mit einem Stromverbrauch von mindestens 20000 kWh/Jahr mit einem „Smart Meter“ ausgestattet werden. 2019 folgen alle mit einem Verbrauch zwischen 10000 kWh/Jahre und 20000 kWh/Jahre, bis 2021 schließlich jeder Verbraucher ab 6000 kWh/Jahr ein solches intelligentes Messsystem erhalten soll.

Unterhalb eines Verbrauchs von 6000 kWh/Jahr – darunter fallen praktisch alle Privathaushalte – ist vorerst kein verpflichtender Einbau eines „Smart Meter“ vorgesehen, da die Kosten von ca. EUR 100 pro Jahr zu hoch erscheinen, um durch die Effizienzpotenziale gerechtfertigt zu werden. Stattdessen sollen bis 2032 alle verbleibenden Haushalte zumindest mit sogenannten intelligenten Zählern ausgestattet sein. Diese ermöglichen zumindest eine Visualisierung des Verbrauchs, was eine bessere Reaktion auf Verbraucherseite ermöglicht, haben jedoch keine fernkommunikative Anbindung. Die Aufrüstung zu einem intelligenten Messsystem ist aber jederzeit möglich.

Auf der Erzeugerseite sollen EE- und KWK-Erzeugungsanlagen ab einer installierten Leistung von 7 kW zum Einbau eines „Smart Meter“ verpflichtet werden. Bei einer Leistung zwischen 800 Watt (W) und 7 kW reicht dagegen – analog zu den Verbrauchern – ein intelligenter Zähler aus. Der Großteil der Anlagen verfügt über eine installierte Leistung zwischen 7 und 100 kW und wird damit durch das geplante Verordnungspaket „Intelligente Netze“ in das intelligente System integriert.

343. Grundsätzlich ist eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrageseite zu begrüßen. Die Möglichkeit, besser auf Marktpreissignale zu reagieren, eröffnet einerseits Potenziale für flexiblere Tarifgestaltungen bei den Endverbrauchern. Andererseits können diese auch ihre eigene Flexibilität vermehrt vermarkten. Da somit nicht mehr jede Nachfragespitze an jedem Ort bedient werden muss, ließe sich der erforderliche Netzausbau reduzieren. Problematisch erweist sich jedoch die begrenzte Quantifizierbarkeit der verschiedenen Maßnahmen. Eine Prognose hinsichtlich der Einsparpotenziale im Netzausbau ist nur mit geringer Treffsicherheit möglich, sodass ein Einbezug bei der Netzausbauplanung nur anhand sehr konservativer Schätzungen erfolgen sollte.³²⁹ Darüber hinaus ist die Ausstattung aller Akteure mit der notwendigen Technik mit erheblichen Kosten verbunden, die möglicherweise in einem Missverhältnis zu den zu erwartenden Effizienzgewinnen stehen.

³²⁷ Vgl. u. a. BNetzA, „Smart Grid“ und „Smart Market“ - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, Dezember 2011.

³²⁸ Vgl. BMWi, Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“, Berlin, 9. Februar 2015.

³²⁹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 336 f.

4.3.4 Fazit

344. Mit der stetigen Zunahme an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen fallen Erzeugungs- und Verbrauchsstandorte immer weiter auseinander. Während sich EE-Anlagen vorwiegend im Norden und Osten Deutschlands ansiedeln, liegen die Lastzentren eher im Süden und Westen, wodurch Engpassituationen im Stromnetz zunehmen.

345. Kurzfristig werden auftretende Engpässe mit Redispatch-Maßnahmen behoben, indem Kraftwerke vor dem Engpass heruntergefahren bzw. Kraftwerke hinter dem Engpass hochgefahren werden. Auf lange Sicht soll das Stromnetz jedoch so ausgebaut werden, dass das Engpassmanagement obsolet wird, da jederzeit sämtlicher Strom von den Erzeugungs- zu den Verbrauchsstandorten transportiert werden kann. Dies bedingt einen sehr umfangreichen und kostenintensiven Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze, der mit großen Akzeptanzproblemen einhergeht. Alternative bzw. ergänzende Maßnahmen könnten zu einer kleineren Dimensionierung des Netzausbaubedarfs beitragen. Die Monopolkommission hat einige dieser Maßnahmen, insbesondere die Einführung regionaler Preiskomponenten, analysiert. Um sich ein besseres Bild von den Wirkungen machen zu können, hat sie zusätzlich eine Simulation verschiedener Instrumente auf dem deutschen Strommarkt durchführen lassen.

346. Zum einen könnte ein regional differenziertes erzeugerseitiges Netzentgelt (G-Komponente), bei dem Anlagen in Engpassregionen eine niedrigere Komponente zahlen oder sogar eine Prämie erhalten, zu einer systemdienlichen Standortwahl und zu einem systemdienlichen Betrieb führen und so zu einer Entlastung des Netzes beitragen. Während die Wirkung einer G-Komponente für konventionelle Kraftwerke jedoch begrenzt scheint, sieht die Monopolkommission durchaus Potenzial hinsichtlich eines solchen Entgeltes für EE-Anlagen. Der Netzausbau wird insbesondere vom Ausbau der erneuerbaren Energien getrieben. Die Einführung einer Regionalkomponente für ebendiese könnte den Ausbaubedarf einschränken und sollte geprüft werden.

Zum anderen wurde eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Preiszone diskutiert. Im Unterschied zur G-Komponente würde sich eine solche Maßnahme jedoch direkt auf die Strompreise auswirken. In jeder Zone würde ein eigener Preis gebildet, der Existenz und Grad der Engpässe zwischen den Zonen widerspiegelt. Die Steuerungswirkung auf Ansiedelung und Betrieb von Kraftwerken und die daraus resultierenden Einsparpotenziale beim Netzausbau erscheinen jedoch begrenzt und können aus Sicht der Monopolkommission die zu erwartenden Akzeptanz- und Markt-machtprobleme nicht kompensieren, weshalb eine Regionalkomponente für EE-Anlagen als regionale Preiskomponente vorzuziehen wäre.

347. Eine Reihe von weiteren Maßnahmen könnte dazu beitragen, den Netzausbaubedarf zu verringern. So könnte eine Berücksichtigung von Redispatch-Möglichkeiten auf der Stufe der Netzausbauplanung zu einer deutlich kleineren Dimensionierung des Netzes führen. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass eine ausreichende Vorhaltung von Kapazität hinter dem Engpass sichergestellt werden müsste, z. B. durch die vorgeschlagene Regionalkomponente für EE-Anlagen.

Zusätzlich wäre eine Abregelung bestimmter EE-Anlagen in Zeiten negativer Strombörsenpreise – genau dann, wenn besonders viel Strom eingespeist wird – denkbar. Eine solche Maßnahme scheint den Netzausbaubedarf nach bisherigen Erkenntnissen erheblich zu reduzieren und sollte weiter geprüft werden, insbesondere da ihre Implementierung einen vergleichsweise geringen Eingriff in den Strommarkt darstellen würde.

Die zunehmende Integration der Nachfrageseite in die Flexibilisierung des Strommarktes ist zu begrüßen. Durch Lastmanagementmaßnahmen können Stromverbraucher auf Marktpreissignale reagieren, wodurch die Nachfrage zunehmend elastischer wird und Nachfragespitzen abnehmen. Die Einbindung von Verbrauchern und Erzeugern in ein „intelligentes Netz“, das durch die automatische Kommunikation aller Akteure und Komponenten zu einer optimierten Nutzung führt, steht hiermit in engem Zusammenhang. Es stellt sich jedoch die Frage, in welchem Verhältnis die hohen Kosten für einen solchen Ausbau zu den möglichen Effizienzgewinnen stehen. Zudem sind die potenziellen Einsparmöglichkeiten beim Netzausbau bisher nur bedingt zu quantifizieren.

Kapitel 5

Versorgungssicherheit II (Strom) - Strommarktentwicklung und Kapazitätsmechanismen

348. Neben der in Kapitel 4 analysierten Rolle der Netze ist die allgemeine Finanzierung von konventionellen Erzeugungskapazitäten ein zentraler Diskussionspunkt der laufenden Debatte um Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Dabei geht es um die Frage, ob es aufgrund technischer und ökonomischer Besonderheiten des Energiemarktes in Zukunft zu einer zu geringen Vorhaltung von Erzeugungskapazität kommen könnte und es daher eines veränderten Marktdesigns bedarf, um dies zu verhindern. Die in diesem Zusammenhang entwickelten Lösungsmöglichkeiten werden seit einigen Jahren unter dem Schlagwort „Kapazitätsmechanismen“ intensiv diskutiert.³³⁰

5.1 Die fortschreitende Diskussion um Kapazitätsmechanismen

5.1.1 Ausgangspunkt der Debatte

349. Außerhalb Deutschlands hat die Diskussion über die Finanzierung von Kapazität und einen möglichen Bedarf an Kapazitätsmechanismen in einigen Ländern bereits früh eingesetzt. Ausgangspunkt dieser Überlegungen war die Situation, dass in den neunziger Jahren viele Länder damit begonnen haben, ihre Energiemärkte zu liberalisieren, sodass die Vorhaltung von Kraftwerken erstmals über Märkte gesteuert wurde. In der Folge führten z. B. Teile der Vereinigten Staaten schon vor Jahren Kapazitätsmechanismen ein, die eine ausreichende Versorgung absichern sollten. Die frühe Entwicklung im Ausland verdeutlicht auch, dass der hierzulande gelegentlich wahrnehmbare Eindruck, es handle sich um eine unmittelbar mit der Energiewende in Verbindung stehende Thematik, nicht zutreffend ist. Das der Debatte um Kapazitätsmechanismen zugrunde liegende Problem betrifft vielmehr einen allgemeinen ökonomischen Effekt der Finanzierung konventioneller Kraftwerke auf einem liberalisierten Energiemarkt.

350. Zwar hat vor allem in Deutschland mit der Energiewende ein Trend der Überführung konventioneller in erneuerbare Energieerzeugung eingesetzt. Allerdings kommt den konventionellen Kraftwerken auch in Zukunft eine erhebliche Bedeutung zu, da sie für die Deckung des Residualbedarfs verantwortlich sind. Dabei handelt es sich um die Nachfrage nach Strom, der nach der Deckung durch die stark schwankende Einspeisung mittels erneuerbarer Energien verbleibt. Es wird erwartet, dass ein solcher Residualbedarf für die konventionelle Erzeugung auf absehbare Zeit bestehen bleibt, auch wenn erhebliche technische Anstrengungen unternommen werden, elektrische Energie speicherfähig und den Strombedarf zunehmen flexibler zu machen.

351. Die Ursache eines möglichen Kapazitätsproblems bei der konventionellen Versorgung liegt in der Funktionsweise des Energiemarktes begründet. Konventionelle Erzeugungskapazitäten werden über den Energiemarkt finanziert, an dem die Kraftwerke mit ihren Stromerzeugungskosten – aufgereiht vom „günstigsten“ zum „teuersten“ in der sogenannten Merit Order – Gebote zur Leistungserstellung abgeben. Auf einem solchen liberalisierten Energiemarkt müssen Unternehmen Kraftwerksinvestitionen alleine durch Verkäufe der von den Kraftwerken produzierten elektrischen Energie am Markt decken. Da nur über diesen einen Großhandelsmarkt eine Finanzierung erfolgt, spricht man auch vom Energy-only-Markt (EOM).

352. Die Sorge um eine zukünftige Unterversorgung mit Kraftwerkskapazität speist sich nun daraus, dass die Anreize, auf einem liberalisierten EOM in Kapazität zu investieren, möglicherweise nicht hoch genug sein könnten. Ausgangspunkt dieser Überlegung sind gewöhnlich die spezifischen Eigenschaften von Energiemärkten. Gegenüber idealtypischen Märkten sind Energiemärkte vor allem durch sprungfixe Kosten der Vorhaltung von Kraftwerkskapazität sowie eine un-

³³⁰ Im Hinblick auf Kapazitätsprobleme ist die Unterscheidung der Ursachen wichtig. Man spricht z. B. innerhalb Deutschlands auch von einem Kapazitätsproblem, wenn in einer Region nicht genügend Kapazität vorgehalten wird und das Leitungsnetz nicht ausreichend ist, um diese Region von außerhalb mit Energie zu versorgen. Bei der Diskussion um die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen wird jedoch von reinen Finanzierungsproblemen und daraus bedingten Unterinvestitionen ausgegangen und von Problemen bestimmter Marktzuschnitte und den durch Netzengpässe verursachten Gefahren für die Versorgung abstrahiert; letztere Gefahren werden in Abschnitt 4 ausführlich behandelt.

elastische, d. h. eine nur wenig auf den Preis reagierende Nachfrage gekennzeichnet. In Modellen der Preissetzung am Energiemarkt lässt sich zeigen, dass sich unter diesen Bedingungen prinzipiell ein Wettbewerbsgleichgewicht und eine effiziente Kapazitätsvorhaltung einstellen können.³³¹ Damit es dazu kommt, ist allerdings eine gewisse Flexibilität der Nachfrageseite notwendig. In Momenten, in denen eine sehr hohe Last auftritt, welche die zur Verfügung stehende Kapazität überschreitet, muss es zu hohen Preisen (Preisspitzen) und einem Rückgang der Nachfrage und damit zu einer Marktäumung kommen. Reagieren die Nachfrager hingegen nicht auf hohe Preise, dann kann sich in der beschriebenen Situation kein Marktgleichgewicht und somit auch kein Preis einstellen und es kommt zu einer Versorgungsunterbrechung.

353. Um das effiziente Kapazitätsniveau zu erzielen, sind Investitionen in Kraftwerke notwendig. Investitionen in Kraftwerkskapazität werden insbesondere durch das erwartete Preisniveau und die daraus abzuleitenden Finanzierungsströme gesteuert. Im Zusammenhang mit der Preisbildung am Energiemarkt stellt vor allem das Zustandekommen der Preisspitzen einen wichtigen Diskussionsgegenstand dar. Solche auf vielen Energiemärkten in einzelnen Jahresstunden zu beobachtenden Ausschläge des Preises werden typischerweise mit der Deckung von Spitzenlast und hohen Deckungsbeiträgen in Verbindung gebracht. Zeiträume, in denen Preisspitzen auftreten, stellen daher eine wichtige Refinanzierungsquelle für Kraftwerksinvestitionen dar. Strittig ist, ob in der Realität auf diese Weise ausreichende Anreize für Investitionen gesetzt werden, sodass Versorgungsausfälle durch unzureichende Kapazität vermieden werden. Dabei handelt es sich um eine Kernfrage der Kapazitätsdebatte, deren Klärung bis heute aussteht.

354. Gewöhnlich wird versucht, die Frage dergestalt zuzuspitzen, ob die erwartbaren Preisspitzen langfristig so starke Anreize in Kraftwerksinvestitionen auslösen, dass auch für eine, eher unwahrscheinlich hoch ausfallende, aber noch realistische Residualnachfrage nach Strom in einer hypothetischen Stunde am Markt ausreichend Kapazität vorgehalten wird. Ist dies nicht sichergestellt, dann besteht für diesen Fall eine unerwünschte Gefährdung der Versorgungssicherheit. Allerdings fällt die praktische Prognose für die Kraftwerksfinanzierung uneinheitlich aus. Verschiedene durchgeführte Modellrechnungen, auf die nachfolgend eingegangen wird, zeigen, dass die Finanzierungsbedingungen von zahlreichen unsicheren Parametern abhängen. Daraus erklärt sich das vergleichsweise große Meinungsspektrum in der Frage nach dem Bedarf von Kapazitätsmechanismen.

5.1.2 Gegenwärtige Marktsituation

355. Während ein theoretisches Investitionsproblem auf liberalisierten Energiemärkten bereits seit deren Schaffung diskutiert wird, hat in Deutschland die Energiewende zumindest zu einer erheblichen Intensivierung der Debatte beigetragen. Der hierzulande zum Teil implizit unterstellte Zusammenhang zwischen Kapazitätsmechanismen und der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energien ist empirisch begründet: Die Energiewende hat in wenigen Jahren zu erheblich gesunkenen Großhandelspreisen für Strom und entsprechend zu erheblich verschlechterten Investitions- und Refinanzierungsbedingungen für konventionelle Kraftwerke geführt. Da die Finanzierung der Kraftwerksleistung mit dem Instrument der Kapazitätsmechanismen direkt adressiert wird, ist das Thema in den letzten Jahren in den Mittelpunkt der Debatte gerückt.

356. Auslöser für die schwieriger gewordenen Finanzierungsbedingungen am Energiemarkt war nicht das hinter der Kapazitätsfrage stehende Funktionsproblem des Marktes. Die dämpfenden Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf den Großhandelspreis für Strom werden vielmehr durch den Merit-Order-Effekt erklärt. Dieser Effekt beschreibt den Einfluss erneuerbarer Energien auf das Angebot eines bestehenden konventionellen Kraftwerksparks. Da am Strommarkt Kraftwerke nach ihren Grenzkosten angeboten werden, entsteht typischerweise ein Technologie-differenzierter Einsatz von Kraftwerken. Kraftwerkstypen mit hohen Fix-, aber geringen Grenzkosten (z. B. basierend auf Braunkohle als Brennstoff) decken die dauerhafte Grundlast, während die nur phasenweise auftretende Höchstlast durch Kraftwerke gedeckt wird, die vergleichsweise geringe Fix- aber hohe Grenzkosten (z. B. Gasturbinen, Pumpspeicher) aufweisen. Eine zunehmende Menge erneuerbarer Energien mit Einspeisevorrang geht auf diesem Markt mit einer geringeren Residual-

³³¹ Zöttl (2011) weist modelltheoretisch ein solches Wettbewerbsgleichgewicht in einem Cournot-Oligopol nach, das zugleich ein Wohlfahrtsoptimum darstellt; vgl. Zöttl, G., On Optimal Scarcity Prices, *International Journal of Industrial Organization* 29(5), 2011, S. 589-605.

last für konventionelle Kraftwerke und sinkenden Großhandelspreisen einher. Durch den sukzessiven Zubau erneuerbarer Energien entstehen daher auf konventioneller Seite Überkapazitäten. Am Markt fallen zunächst die kurzfristig teuersten konventionellen Spitzenlastkraftwerke am Ende der Merit Order aus der Produktion heraus, da die für diese Kraftwerke notwendige Nachfrage nicht mehr erreicht wird. Grund- und Mittellastkraftwerke sind insofern betroffen, als dass sie auf weniger Laufstunden kommen und in den Zeiten, in denen sie in Betrieb sind, pro Zeiteinheit weniger verdienen. Daher können sie unter Umständen ihre (gegenüber der Spitzenlast) höheren Fixkosten nicht mehr finanzieren.³³² Langfristig wird vor diesem Hintergrund eine Umbildung des Kraftwerksparks erwartet. Dazu ist auch bis zu einem bestimmten Maße eine Stilllegung von bestehenden Kraftwerken notwendig.³³³

Tabelle 5.11: Entwicklung von Kennziffern für die Bedingungen der Kraftwerksfinanzierung

Jahr	Lastgewichteter Durchschnittspreis (EUR)	Durch- Standardabweichung Börsenpreise (EUR)	der Anzahl Hochpreisstunden (Preis > doppelter lastgewichteter Jahresdurchschnittspreis)
2006	54,46	49,42	183
2007	41,04	30,35	467
2008	69,02	28,65	135
2009	41,36	19,40	160
2010	46,27	13,37	19
2011	53,03	13,60	7
2012	45,12	18,69	78
2013	39,95	16,46	86
2014	34,39	12,78	49

Anmerkungen: Ab dem Jahr 2013 wurden für die Berechnungen sowohl Lastwerte für deutsche Netze als auch für das gemeinsame deutsch-österreichische Netz verwendet. Kontrollrechnungen zeigten, dass sich dadurch nahezu keine Differenzen gegenüber einer Bezugnahme auf die rein deutsche Netzlast ergaben

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot und ENTSO-E

357. Die dargestellte Situation zeichnet sich derzeit in den messbaren Fundamentalfaktoren für die Finanzierung von Kraftwerken am Markt sehr deutlich ab, z. B. wenn der für Deutschland relevante lastgewichtete Durchschnittspreis an der Energiebörse zugrunde gelegt wird (vgl. Tabelle 5.11). Dieser Preis verdeutlicht, welcher durchschnittlicher Erlös mit dem Verkauf einer Megawattstunde elektrischer Energie von den Energieversorgern im Day-ahead-Handel im jeweiligen Jahr erzielt werden konnte. Vor allem in den letzten beiden Jahren ist eine deutlich fallende Tendenz bei der Preisentwicklung zu erkennen. Rückschlüsse, welche bzw. wie viele Kraftwerke diesen Erlös erzielen konnten, sind jedoch nur durch eine darüber hinausgehende Kontrolle von Volatilität und Höchstlaststunden möglich. Die Refinanzierung von Kraftwerken wird auch dadurch erschwert, dass Preisausschläge in beide Richtungen seltener geworden sind.³³⁴ Um die

³³² Sofern diese Kraftwerke bereits abgeschrieben sind, entfällt das Problem der schwierigeren Fixkostenfinanzierung so lange, bis in der Anlage erhebliche Ersatzinvestitionen anstehen.

³³³ Teilweise werden solche Stilllegungen jedoch gesetzlich eingeschränkt, da Netzengpässe sonst die Versorgung in bestimmten Regionen gefährden könnten. Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 403 ff.

³³⁴ Dies ist vermutlich auch auf die geringere Lastvolatilität zurückzuführen. Eine geringere Lastvolatilität kann z. B. durch die gleichmäßigere Einspeisung erneuerbarer Energien, aber auch durch eine Flexibilisierung des Strombedarfs verursacht werden. So ist

Volatilität der Preise zu messen, ist die Standardabweichung des Preisniveaus eine geeignete Kennziffer. Diese zeigt in den Jahren seit 2010 bereits eine erheblich geringere Volatilität. Auch die Anzahl an Hochpreisstunden, hier definiert als Preise über dem doppelten lastgewichteten Jahresdurchschnittspreis, ist geringer geworden. Dadurch haben sich vor allem für Spitzenlastkraftwerke die Finanzierungsbedingungen erschwert.

358. Der inhaltliche Zusammenhang zwischen der prekären Lage im Bereich der Kraftwerksfinanzierung und einem tatsächlichen Bedarf an Kapazitätsmechanismen ist nicht eindeutig. Da die Ursache eines möglichen Kapazitätsproblems in fehlenden Spitzenpreisen zu Zeiten von Knappheit gesehen wird, ist ein Blick auf Zeiträume, in denen Überkapazitäten vorliegen, zur Analyse dieser Frage wenig aufschlussreich.

Tabelle 5.12: Simulation der bestehenden Kapazitätsabdeckung in einer Extremsituation

Simulationsbedingungen	Deutsches Netzgebiet	Deutsch-österreichisches Netzgebiet
Nachfrageseite		
Höchste im Jahr 2014 gemessene Last	79 286 MW (03.12., 18. Tagesstunde)	90 608 MW (10.12., 18. Tagesstunde)
Produktionsseite		
Kraftwerkskapazität insgesamt (nicht EEG-vergütet)	102 029 MW	115 801 MW
Geringste gemessene Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2014	111 MW	167 MW
Geplante Kraftwerksausfälle zum Höchstlastzeitpunkt	7 229 MW (03.12., 18. Tagesstunde)	10 085 MW (10.12., 18. Tagesstunde)
Maximale ungeplante Leistungsausfälle im Jahr 2014	8 135 MW	8 634 MW
Abdeckungsquote (gerundet)	109,5 %	107,3 %
Maximale Nettostromexporte im Jahr 2014	11 026 MW	9 543 MW
Fiktive Risikoquote (gerundet)	95,5 %	96,8 %

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX Spot, ENTSO-E und der Bundesnetzagentur

359. Um die gegenwärtige Situation der Lastabdeckung mit Kraftwerkskapazitäten zu verdeutlichen, hat die Monopolkommission eine eigene Kalkulation der heutigen Lastabdeckung (Basisjahr 2014) unter hypothetischen Extrembedingungen vorgenommen (Tabelle 5.12).³³⁵ Die Berechnung basiert auf der Annahme, dass die maximale in einer Stunde des Jahres 2014 gemessene Last (Nachfrage nach Strom) mit der geringsten in einer (gegebenenfalls anderen) Stunde gemessenen Einspeisung aus Windstrom und Photovoltaik und der Maximalzahl ungeplanter Kraftwerksausfälle zusammenfällt. Weiter wird angenommen, dass keine Einspeisung aus sonstigen EEG-Kraftwerken (außer Wind und Photovoltaik) stattfindet und sich die Nachfrage auch nicht durch Importe aus angrenzenden EU-Staaten decken lässt. Ein Zusammentreffen dieser Bedingungen kann faktisch als extrem unwahrscheinlich erachtet bzw. ausgeschlossen werden; allerdings eignet sich diese Situation deshalb gut, um die Lastabdeckung in dieser Situation als Test für die gegenwärtige Versorgungssicherheit zu nutzen. Im Ergebnis beträgt die Lastabdeckung in der bezeichneten Situation immer noch 109

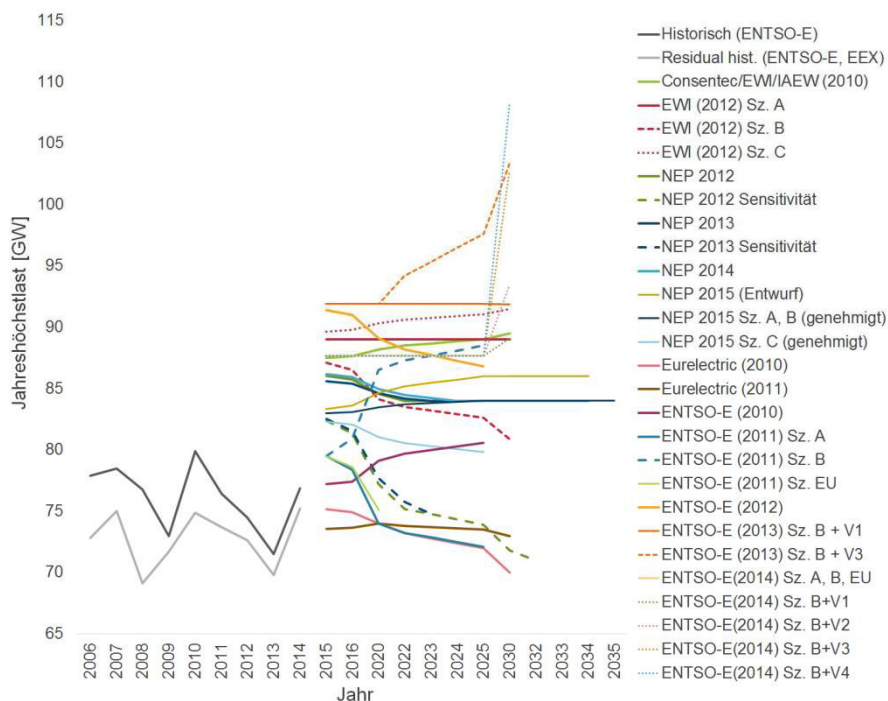
die Gesamlastschwankung (vor Abzug erneuerbarer Energien) um den Mittelwert von 2013 auf 2014 z. B. um 0,3 Prozentpunkte zurückgegangen.

³³⁵ Die Monopolkommission hat die Kapazitätsabdeckung in einer entsprechend simulierten Stresssituation bereits im letzten Sondergutachten für das Jahr 2012 untersucht; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tabelle 3.5.

Prozent (in Deutschland) bzw. 107 Prozent (für das deutsch-österreichische Netzgebiet) und liegt damit vergleichsweise deutlich über einer 100 Prozent-Vollabdeckung.

Eine fiktive Verschärfung des Tests ließe sich vornehmen, wenn man unterstellt, dass in allen umliegenden EU-Staaten ebenfalls ein Engpass vorliegt. In diesem Fall ist nicht eindeutig, wie sich der Exportsaldo verhält. Neben dem vertraglichen Saldo käme es zudem auf den physikalischen Saldo an. Unterstellt man den unwahrscheinlichen Extremfall maximaler Stromexporte und zieht diese Exporte (Höchstwert des Jahres 2014) von der verfügbaren Kapazität ab, so erhält man eine fiktive Risikoquote der Lastabdeckung von 96 Prozent (deutsches Netzgebiet) bzw. 97 Prozent (Deutsch-Österreichisches Netzgebiet). Zwar wird hier keine Vollabdeckung mehr erreicht, allerdings erscheint eine Beinahe-Vollabdeckung in diesem faktisch auszuschließenden Extremfall immer noch sehr hoch. Das Ergebnis macht deutlich, dass eine Gefahr für die Versorgungssicherheit aufgrund von einer unzureichenden Kapazitätsfinanzierung zumindest gegenwärtig noch fernliegend ist. Langfristig hängt die weitere Entwicklung von den Veränderungen im Kraftwerkspark und weiteren Parametern ab.

Abbildung 5.22: Historische und residuale Jahreshöchstlasten sowie Spitzenlastprognosen für Deutschland



Quelle: Connect Energy Economics GmbH, Endbericht Leitstudie Strommarkt 2015, Mai 2015

360. Es existieren mehrere empirische Studien, die auf Basis von Marktdaten auch die weitere Entwicklung von Preisen und Preisspitzen und die damit zusammenhängende Kapazitätsvorhaltung einzuschätzen versuchen. Dazu gehören insbesondere jüngere Studien, die im Auftrag der Bundesregierung erstellt wurden und, wie im folgenden Abschnitt beschrieben, eine wichtige Grundlage des derzeitigen Diskussionstandes darstellen. Ergebnisse der in diesem Zusammenhang erstellten Analysen basieren allerdings zwangsläufig auf einer erheblichen Zahl von Annahmen und Erwartungen, sodass die begrenzte Verlässlichkeit bei kritischen Fragestellungen zu berücksichtigen ist. Neben den Gleichgewichtsbedingungen betrifft ein typisches Problem entsprechender Simulationen auch die Entwicklung diverser grundlegender Faktoren, z. B. der zukünftigen Spitzenlast oder die Entwicklung des Binnenmarktes. Ein erhebliches Problem stellt sich

dabei im Rahmen der notwendigen Parameterisierung.³³⁶ Die Unsicherheit über das Auftreten zukünftiger Lastspitzen wird in der Leitstudie Strommarkt 2015 entnommenen Abbildung 5.22 verdeutlicht.³³⁷

5.1.3 Bisherige Diskussion in Deutschland und Grünbuchprozess

361. In den 2000er Jahren wurde die Diskussion um die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen im liberalisierten deutschen Strommarkt fast ausschließlich in einem kleinen Kreis von Spezialisten geführt. Mit der Verschlechterung der Finanzierungsbedingungen für konventionelle Kraftwerke ist etwa seit dem Jahr 2011 eine breitere Diskussion in der Branche wahrnehmbar geworden. Zu diesem Zeitpunkt hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie beim Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln ein Gutachten zur Frage der Kapazitätsmechanismen in Auftrag gegeben. Die daraufhin im Jahr 2012 veröffentlichte Expertise plädierte dabei im Ergebnis für die Schaffung eines expliziten und zentral gesteuerten Kapazitätsmarktes in Deutschland und machte konkrete Ausgestaltungsvorschläge in Form einer Auktionierung sogenannter Kapazitätssicherungsverträge.³³⁸ Gleichzeitig wurden von verschiedenen Energiemarktakteuren in Analysen und Positionspapieren alternative Vorschläge ausgearbeitet. Die diskutierten Vorschläge zum Aufbau von Kapazitätsmechanismen lassen sich grundlegend darin unterscheiden, ob durch sie ein neuer zusätzlicher Markt für den Handel mit verbrieften Kapazitätszusagen geschaffen werden soll (Kapazitätsmarkt) oder ob der Kapazitätsmechanismus eine Zusatzkapazität für Notfallsituationen darstellt, durch die der Stromgroßhandel abgesichert werden soll (Vorschläge mit Reserven).³³⁹

362. Vor dem Hintergrund dieser Vorschläge hat die Monopolkommission in ihrem Energiesondergutachten 2013 zu der Frage der Kapazitätsmechanismen Stellung genommen und vor einer überstürzten Entscheidung im Bezug auf die Einführung eines Kapazitätsmarktes gewarnt.³⁴⁰ Die Monopolkommission hat zu diesem Zeitpunkt ihre Einschätzung dargelegt, dass für ein Versagen des Marktes noch keine ausreichenden Anhaltspunkte vorlägen. Sie hat auf die vorhandenen Überkapazitäten verwiesen und ein weiteres Monitoring sowie ggf. die Schaffung einer kleinen strategischen Reserve zur Absicherung empfohlen.

363. Diesen Vorschlägen ist die Bundesregierung bisher in wesentlichen Punkten gefolgt. Im Herbst des gleichen Jahres haben sowohl das Ministerium für Wirtschaft und Technologie als auch das damals noch ebenfalls für das Energieressort

³³⁶ Besonders prominent sind die Ergebnisse zweier jüngerer vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebener Studien. Dabei handelt es sich zum einen um die in verschiedenen Gutachten dargelegte Leitstudie Strommarkt (R2B, 2014, 2015), zum anderen um eine Studie von Frontier/FORMAET (2014). Die Problematik der dort getroffenen Modellannahmen betrifft zu aller erst die Modellierung der politischen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, welche sich im betrachteten Zeitrahmen deutlich ändern können, sowie die weitere energiepolitische Entwicklung der Nachbarländer samt der erwarteten Entwicklung der Übertragungskapazitäten. Weitere Annahmen, bspw. die Einschätzung einer in den kommenden Jahren konstant verlaufenden Stromnachfrage, werden zwar von einer großen Anzahl weiterer Studien übereinstimmend geteilt, haben jedoch auch einen starken Einfluss auf das Simulationsergebnis. Ähnlich verhält es sich mit den Annahme über (leicht) steigende Brennstoff- und deutlich steigende CO₂-Zertifikatepreise oder den weiteren Verlauf beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Aufgrund der angesprochenen Sensibilität der Ergebnisse bemühen sich beide Studien möglichst umfängliche Sensitivitätsanalysen durchzuführen und ihre Ergebnisse für verschiedene Szenarien, welche sich durch das Zutreffen sowie die unterschiedliche Ausprägung einzelner Annahmen unterscheiden, zu präsentieren. Besonders das zur Verfügung stehende Niveau an DSM-Potenzialen, welches von außerordentlicher Wichtigkeit für das erzielte positive Versorgungssicherheitsergebnis ist, steht dabei häufig im Mittelpunkt. Das Ergebnis erweist sich dabei stabil gegenüber einer großen Spannweite verschiedener Ausprägungen und deren gemeinsamer Eintrittskombination. Über diese Szenarienuntersuchung hinaus beschäftigen sich die Studien zusätzlich mit weiteren Aspekten, wie bspw. das zu erwartende Potenzial von Marktmacht und dessen Einfluss auf das Ergebnis. Vgl. R2B, Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, 2014, insbesondere S. 60-60, Anhang B und D; Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, Strommarkt in Deutschland Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, Juli 2014, insbesondere S. 83-118.

³³⁷ Zudem stellt die Studie selbst heraus, dass das Zutreffen vieler Annahmen für die eigene Simulationsrechnung, die z. T. erheblichen Einfluss auf das Modell haben, „mit größeren Unsicherheiten verbunden“ ist. Vgl. R2B, Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, a. a. O., S. 63.

³³⁸ Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln 2012.

³³⁹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 386 ff.

³⁴⁰ Vgl. ebenda, Tz. 370 ff., insbesondere Tz. 400 ff.

zuständige Umweltministerium zudem jeweils eine weitere Studie zur Evaluation der Kapazitätsfrage in Auftrag gegeben, die beide im Jahr 2014 vom mittlerweile alleine zuständigen Ministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht wurden.³⁴¹ Beide Studien kommen in ihren jeweiligen Modellrechnungen zu dem Schluss, dass es keiner Schaffung von Kapazitätsmärkten bedürfe, das gegenwärtige Strommarktdesign grundsätzlich leistungsfähig sei und diese Leistungsfähigkeit durch Aufhebung verschiedener Rigiditäten noch gesteigert werden könne. Die Maßnahmen zur Verbesserung der Funktionsfähigkeit werden nunmehr unter dem Schlagwort Strommarkt 2.0 bzw. EOM 2.0 als Alternative zu expliziten Kapazitätsmärkten diskutiert. Allerdings wird auch in diesen Studien eine Sicherstellung der Versorgung durch eine ergänzende Reserve in Betracht gezogen.

364. Ende des Jahres 2014 wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie daraufhin der sogenannte Grünbuch-Prozess in Gang gesetzt.³⁴² Dazu hat das Ministerium seine zu diesem Zeitpunkt bestehende Sichtweise zu aktuellen Themen des Strommarktdesigns in einem Bericht "Ein Strommarkt für die Energiewende" (dem Grünbuch) zusammengefasst und zur Diskussion gestellt.³⁴³ Das Grünbuch macht dabei die Position des Ministeriums deutlich, im Hinblick auf die Diskussion um Kapazitätsmechanismen eher nicht zur Schaffung von Kapazitätsmärkten zu tendieren. Vielmehr werden die in den Gutachten vorgeschlagenen Verbesserungen des bestehenden Strommarktdesigns in den Vordergrund und eine Ergänzung durch eine Reserve zur Diskussion gestellt. Aufgrund der Annahme ausschließlich positiver Wirkungen werden die Verbesserungen im Strommarktdesign auch unter den Schlagwörtern „Sowieso-Maßnahmen“ bzw. „No-regret-Maßnahmen“ zusammengefasst.

365. Im Frühjahr 2015 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie weitere Gutachten, die in seinem Auftrag zu Fragen der Kapazitätsabdeckung erstellt wurden, veröffentlicht.³⁴⁴ Diese Analysen stellen eine Erweiterung von einem der beiden zuvor genannten Gutachten dar. Die im Mai veröffentlichte „Leitstudie Strommarkt 2015“ argumentiert, dass der weiterentwickelte Strommarkt 2.0 anderen Optionen wie Kapazitätsmärkten z. B. bei der wettbewerblichen Erschließung von effizienten Flexibilitätsoptionen deutlich überlegen sei und insbesondere erneuerbare Energien besser integrieren könne als Kapazitätsmarktalternativen. Die Analyse wird zudem gezielt für die europäische Ebene durchgeführt. Sie zeigt, dass im von den Gutachtern als am wahrscheinlichsten eingeschätzten Szenario (Best-Estimate-Szenario) eine gegenseitige Lastabdeckung im europäischen Verbund durch Im- und Exporte erfolgen kann, die den deutschen Markt in Zukunft (2025) zusätzlich absichert.

366. Im Zusammenhang mit dem Grünbuchprozess hat das Bundeswirtschaftsministerium eine Konsultation durchgeführt. Im Juli 2015 hat das Ministerium die Ergebnisse der Konsultation und seine Vorschläge zum weiteren Vorgehen in einem Weißbuch veröffentlicht.³⁴⁵ Danach will das Ministerium den im Grünbuch bereits angedeuteten Weg weiterverfolgen und zu Gunsten einer Weiterentwicklung des Strommarktes zu einem Strommarkt 2.0 auf den Aufbau eines Kapazitätsmarktes verzichten. Das Ministerium stützt sich bei seinen Vorschlägen auf die angefertigten Gutachten und begründet die Entscheidung damit, dass der Strommarkt 2.0 erstens Versorgungssicherheit gewährleiste, zweitens kostengünstiger als ein Kapazitätsmarkt sei und drittens Innovationen und Nachhaltigkeit ermögliche. Im September 2015

³⁴¹ R2B, Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, a. a. O.; Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, Strommarkt in Deutschland Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, a. a. O.. In Bezug auf alle hier dargestellten und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, vom Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem im Bezug auf den Energiebereich seit Ende 2013 einheitlichen Ministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegebenen Studien wird nachfolgend vereinfachend von Studien im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums gesprochen.

³⁴² Der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Gang gebrachte Grünbuch-Prozess basiert auf einem traditionell auf europäischer Ebene gewählten Vorgehen der Veröffentlichung von Farbbüchern. Die Europäische Kommission veröffentlicht Grünbücher als Diskussionspapiere zu einem bestimmten Thema, i. d. R. mit dem Ziel, auf diesem Gebiet eine öffentliche und wissenschaftliche Diskussion als Vorbereitung für politische und gesetzgeberische Entscheidungen in Gang zu setzen. Aufgrund der Rückläufe folgt i. d. R. die Veröffentlichung eines Weißbuches, in dem Vorschläge zusammengefasst werden.

³⁴³ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende, Grünbuch, 2014.

³⁴⁴ Vgl. Connect Energy Economics GmbH, Endbericht Leitstudie Strommarkt 2015, Mai 2015.

³⁴⁵ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende, Weißbuch, 2015.

wurde daraufhin der Referentenentwurf für ein Strommarktgesetz veröffentlicht, der zunächst nur einige wichtige Maßnahmen des Konzeptes aufgreift.³⁴⁶

5.2 Diskutierte Marktmodifikationen und Kapazitätsmechanismen im Überblick

367. Heute liegen eine ganze Reihe unterschiedlicher Konzepte vor, die das Kapazitätsproblem adressieren und durch die Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll. Die in diesem Zusammenhang von verschiedener Seite eingebrachten Vorschläge zur Entwicklung eines Marktdesigns wirken auf sehr unterschiedliche Weise; einige sind als mögliche Alternativen zu betrachten, andere sind prinzipiell auch komplementär denkbar. Nachfolgend sollen solche Mechanismen erläutert werden, die für die Diskussion in Deutschland eine wesentliche Rolle spielen.³⁴⁷

368. Zur grundlegenden Systematisierung lassen sich die meisten der in diesem Zusammenhang entwickelten Vorschläge prinzipiell nach ihrer Grundüberlegung einteilen in:

- Maßnahmen, welche die Funktionsweise des bestehenden Strommarktes verbessern wollen, mit dem Ziel, dass keine zusätzlichen Kapazitätsmechanismen erforderlich sind,
- Mechanismen, die durch die Vorhaltung von Reservekapazitäten eine Vorsorge schaffen wollen sowie
- Mechanismen, durch die neben dem Strommarkt für den Handel von produzierter elektrischer Energie ein zweiter zusätzlicher Markt geschaffen wird, auf dem die Vorhaltung von Kapazität gehandelt wird.

369. Die erste Gruppe umfasst eine Vielzahl unterschiedlicher Vorschläge, die insbesondere auf die Verbesserung der Bilanzkrestreue oder die Einbindung erneuerbarer Energie zielen. Mit der Veröffentlichung des Grünbuchs und des späteren Weißbuchs des Bundeswirtschaftsministeriums dominieren die Vorschläge des Reformpaketes Strommarkt 2.0 die aktuelle Diskussion um eine Effektivierung des heutigen Stromhandels.³⁴⁸ Mit ihnen wird auch das Ziel verbunden, die Versorgungssicherheit ohne weitere Kapazitätsmechanismen zu gewährleisten.

370. Ein wichtiger Bestandteil im Maßnahmenpaket Strommarkt 2.0 ist die Ankündigung, Preisaufschläge auf die Grenzkosten (sogenannte Mark-ups) grundsätzlich als „Investitionsanreize, auch für Spitzenlastkraftwerke“ „akzeptieren“ zu wollen.³⁴⁹ Einen konkreten Widerspruch zwischen Mark-ups und den bestehenden kartellrechtlichen Regelungen erkennt das Bundeswirtschaftsministerium allerdings nicht. Auf diesen Aspekt wird im Abschnitt 5.3 ausführlich eingegangen.

371. Ein gemeinsamer Aspekt einer Vielzahl der vorgeschlagenen Maßnahmen betrifft die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage. Unter anderem wird mit dem Maßnahmenpaket angestrebt, die Vorhaltung von Regelleistung durch die Änderungen der Präqualifikationsbedingungen, die Schaffung von Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher und Flexibilisierung von Ausschreibungszyklen flexibler zu gestalten.³⁵⁰ So soll etwa Regelleistung statt wie bisher wöchentlich zukünftig kalendertäglich mit kürzeren Produktlaufzeiten ausgeschrieben werden soll. Auf diese Weise sollen mehr Anbieter und Technologien an den Ausschreibungen teilnehmen können (z. B. Windkraftanlagen). Damit ließe sich gegebenenfalls auch das Problem abschwächen, dass derzeit konventionelle Kraftwerke, die Regelleistung bereitstellen, nur inflexibel am Markt agieren können. Der Grund dieser Inflexibilität liegt darin, dass durch die Verpflichtung bei einem potenziellen Abruf von Regelleistung auch agieren zu können, eine bestimmte Fahrweise notwendig ist. Durch

³⁴⁶ BMWi, Referentenentwurf, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), 14. September 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf am 18. September 2015.

³⁴⁷ Außer Betracht bleiben z. B. explizite Zahlungen für den Kapazitätsaufbau, die vereinzelt in anderen europäischen Ländern (Irland, Spanien) zur Anwendung kommen.

³⁴⁸ Im Weißbuch sind verschiedene Maßnahmen enumerativ aufgelistet; vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende, Weißbuch, 2015.

³⁴⁹ Maßnahme 2 im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums; vgl. ebenda, S. 41.

³⁵⁰ Maßnahmen 6 und 10 im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums; vgl. ebenda, S. 67 f. und 72; siehe auch Tz. 341.

eine (stärkere) Beteiligung flexibler Anbieter an der Bereitstellung von Regelleistung ließe sich z. B. auf volatile Lastverhältnisse marktgerechter reagieren und die Marktfunktion verbessern.

372. Ein weiteres Ziel liegt in der Verbesserung der Bilanzkreisbewirtschaftung. Durch eine veränderte Berechnung der Ausgleichsenergiepreise, bzw. einer Aktivierung der in den Preisen enthaltenden Pönalen bei Zeiten von Knappheit, würden Anreize zur Bilanzkreistreue erhöht.³⁵¹ Bilanzkreisverantwortliche, die ihren Bilanzkreis nicht ausgleichen können oder wollen – z. B. bei Kapazitätsengpässen weniger eingespeiste Energie kontrahieren, als sie abgeben – würden in der Folge höher bestraft und besäßen aufgrund der drohenden Strafe stärkere Anreize in gesicherte Leistung zu investieren. Dadurch käme es möglicherweise auch zu zusätzlichen Zahlungen für Flexibilitätsoptionen sowie Speicher und DSM-Maßnahmen als auch für Optionen zur Nutzung von Kraftwerkskapazitäten. Im Bezug auf die generelle Höhe der Pönalen in Knappheitssituationen, bestehen in der Wirkung Parallelen zu dezentralen Kapazitätsmarktmodellen, da die Höhe der Pönale den Anreiz in gesicherte Leistungsvorhaltung zu investieren sehr indirekt steuert.

373. Weitere Flexibilitätsziele betreffen z. B. die Einführung von 15-Minuten-Produkten im Day-ahead-Handel (derzeit nur stündlicher Handel)³⁵² und einen flexibleren Einsatz von KWK-Anlagen durch die Errichtung von Wärmespeichern (bei gleichzeitiger Förderung zum Erhalt unterfinanzierter Anlagen mit hohem technischen Wirkungsgrad).³⁵³ Auch eine Anpassung der Netzentgelte wird angestrebt. So können Unternehmen gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV von einem geringeren Netzentgelt profitieren, wenn sie das Netz möglichst gleichmäßig in Anspruch nehmen (besondere Netznutzung). Dies verhindert eine flexible Lastanpassung an die Marktgegebenheiten, was mit einer Neuregelung der Vorschrift korrigiert werden soll.³⁵⁴

374. Sofern von Beobachtern die Maßnahmen zur besseren Funktionsweise des Strommarktes als nicht ausreichend angesehen werden, kommt der Einsatz von Kapazitätsmechanismen in Betracht.³⁵⁵ Die zweite Gruppe in die Diskussion eingebrachter Vorschläge, ergänzt dabei den Strommarkt um eine Reservekapazität. Diese Reservekapazität stellt eine vorab kontrahierte Kraftwerksleistung dar, die nicht am gewöhnlichen Energiemarkt angeboten werden darf. Vielmehr wird die Leistung zurückgehalten für den Fall, dass am Energiemarkt trotz aller Flexibilisierungsmaßnahmen die Nachfrage nach Strom das Angebot an verfügbarer Leistung übersteigen sollte. Reserven lassen sich daher auch als „Versicherung“ dafür ansehen, dass es am Strommarkt zu Problemen mit der Lastabdeckung kommen sollte.

375. Unterschiedliche Vorschläge für Kapazitätsmechanismen, bei denen der Strommarkt durch eine Reserve ergänzt wird, unterscheiden sich darin, wer bzw. welcher Mechanismus über die Auslösung der Reserve bestimmt. Vorschläge zum Aufbau einer sogenannten strategischen Reserve knüpfen den Abruf von Reservekapazität gewöhnlich an einen bestimmten Großhandelspreis, den sogenannten „Auslösungspreis“. Dazu wird die Reservekapazität grundsätzlich zu diesem Preis in den Markt geboten. Da die Reserve die Preisbildung am Energiemarkt möglichst wenig beeinflussen soll, d. h. der Markt soweit wie möglich unabhängig bleiben soll, muss der Auslösungspreis weit über den Kosten der letzten noch verfügbaren marktlichen Kapazität liegen. Eine häufig vorgeschlagene Variante liegt darin, den Auslösungspreis der Reserve auf Höhe des Wertes der Versorgungssicherheit, dem „Value of Lost Load“ (VoLL), festzulegen.³⁵⁶ Derzeit be-

³⁵¹ Maßnahme 3 im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums; vgl. ebenda, S. 61 ff.

³⁵² Maßnahme 4 im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums; vgl. ebenda, S. 63.

³⁵³ Maßnahme 16 im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums; vgl. ebenda, S. 77 f.

³⁵⁴ Maßnahme 8 im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums; vgl. ebenda, S. 70 f.

³⁵⁵ Vgl. r2b Energy Consulting, Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse, Erkenntnisse der ökonomischen Theorie vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion, 2011; Consentec, Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland, 2012 (erstellt für die EnBW); Böckers, V. u.a., Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 81, 2012, S. 73-90; Nicolosi, M., Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland, 2012 (erstellt für das Umweltbundesamt).

³⁵⁶ Der VoLL ist eine analytische Hilfskennziffer und bezeichnet die hypothetischen Kosten, die einem Stromverbraucher entstehen, wenn er abgeschaltet wird und dadurch eine Versorgungsunterbrechung hinnehmen muss. Er stellt eine preisliche Obergrenze für die Gebote dar, weil die Nachfrager ab einem Preis auf Höhe des VoLL eher einen Ausfall in Kauf nehmen, als einen noch höheren Preis für die Versorgung zu zahlen. Während zu analytischen Zwecken meist ein konstanter Wert für den VoLL genannt wird, fällt der echte VoLL für die Nachfrager sehr unterschiedlich aus.

steht eine technische Gebotsobergrenze an der Strombörse EPEX von 3000 EUR/MWh. Deshalb wird in verschiedenen Vorschlägen politikberatender Institutionen häufig dieser Wert als möglichen Auslösungspreis vorgeschlagen. Eine konzeptionelle Alternative ist, dass der Einsatz der strategischen Reserve immer in Höhe des letzten Gebotes aus dem Markt plus einem Euro erfolgt.

Ein weiterer Unterschied verschiedener Reservemodelle betrifft die Frage, wie und durch wen die Reservekapazitäten kontrahiert werden sollen. Hier bestehen z. B. die Varianten, dass an einem neu zu schaffenden Markt ähnlich der Regelleistung fortlaufend Kapazitäten kontrahiert werden, dass stillzulegende Kraftwerke in die strategische Reserve überführt werden (wie es heute schon bei der regionalsensitiven Netzreserve der Fall ist) oder dass neue Kraftwerke für die Reserve gebaut werden.

376. Von verschiedenen Möglichkeiten der Ausgestaltung einer strategischen Reserve heben sich einzelne neuere Vorschläge ab:

- So sah der Vorschlag der Bundesnetzagentur den Aufbau einer Systemreserve vor. Die Systemreserve liegt konzeptionell noch näher am bisher bestehenden System des Einsatzes von Regelleistung. Mit einem mehrmonatigen Verlauf (z. B. 6 - 12 Monate) wird in diesem Konzept tageweise Kapazität für die Systemreserve beschafft. Über den Einsatz im Falle einer systemischen Unterdeckung entscheidet der Netzbetreiber nach technischen Kriterien. Anders als bei der strategischen Reserve verspricht sich die Bundesnetzagentur durch diese Unterschiede geringere strategische Marktmautausübung und geringere Verzerrungen des effizienten Kraftwerkeinsatzes.
- Im Weißbuch kündigt das Bundeswirtschaftsministerium den Aufbau einer Kapazitätsreserve an.³⁵⁷ Das Konzept ähnelt in grundlegenden Mechanismen dem anderer bekannter Reservekonzepte. Die Größe der Kapazitätsreserve soll 5 Prozent der Jahreshöchstlast (ca. 4 GW) betragen. Zur Beschaffung der Kapazität soll die Kapazitätsreserve mit der Netzreserve³⁵⁸ verzahnt werden. Während die Netzreserve allerdings befristet angelegt wurde, sieht das Weißbuch für die Kapazitätsreserve keine solche Befristung vor. Vergleichbar mit der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Systemreserve, soll die Kapazitätsreserve nicht durch Gebote in den Markt ausgelöst werden, sondern bei absehbaren Kapazitätsengpässen durch die Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt werden. Als Beispiel wird hier der Fall genannt, nach dem im Intraday-Markt offene Gebotspositionen verbleiben. Wie auch bei der Systemreserve geht aus dem Vorschlag zur Netzreserve jedoch nicht hervor, welcher Strompreis sich einstellt, sollte es am Markt nicht zu einem „Clearing“ und zum Einsatz der Reserve kommen.

377. Bei der dritten Gruppe der diskutierten Kapazitätsmechanismen handelt es sich um Modelle für sogenannte Kapazitätsmärkte. Die Finanzierung von Kraftwerken zur Stromerzeugung wird mit solchen Märkten auf zwei Säulen verlagert; zum einen auf den weiterhin bestehenden Großhandelsmarkt für Strom und zum anderen auf einen bestimmten, neu geschaffenen Markt für gesicherte Leistung – den Kapazitätsmarkt –, der dafür sorgen soll, dass eine bestimmte ausreichende Kapazität dem Markt stets zur Verfügung steht. Die Vorhaltung von Kapazität durch Betreiber von Kraftwerken und weiteren Anbietern wird verbrieft und gewöhnlich mit mehreren Jahren Vorlaufzeit am Kapazitätsmarkt gehandelt.

378. Im Kapazitätsmarkt muss die in Zukunft erforderliche Kapazität möglichst optimal bestimmt werden. Ein wesentlicher Unterschied bei den vorliegenden Konzepten liegt in der Frage, ob über die Kapazitätsmenge zentral oder dezentral entschieden werden soll. In zentralen Kapazitätsmarktmodellen legt ein Planer – z. B. die Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern – das erforderliche Kapazitätsniveau im Vorhinein fest. Grundlage dafür könnten Prognosen über die zu erwartende Höchstlast und gegebenenfalls ein Sicherheitspuffer sein. Das bekannteste Konzept

³⁵⁷ Maßnahme 19 im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums; vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende, Weißbuch, 2015, S. 80.

³⁵⁸ Im Unterschied zur den hier diskutierten Reserven dient die Netzreserve einer Überbrückung regionaler Kapazitätsdefizite, die allein durch Engpässe im Netz hervorgerufen werden können; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 357 ff., insbesondere Tz. 403 ff.

für einen umfassenden zentralen Kapazitätsmarkt in Deutschland ist das der „Kapazitätssicherungsverträge“.³⁵⁹ In diesem Konzept wird der Ansatz verfolgt, die Gebote am Kapazitätsmarkt an eine Call-Option für Stromlieferungen zu koppeln, durch die eine Marktmachtausübung am Großhandelsmarkt reduziert werden soll.

379. Bei dem ebenfalls häufig diskutierten Vorschlag, einen „fokussierten Kapazitätsmarkt“ zu schaffen, muss die benötigte Kapazität ebenfalls von einem zentralen Planer ermittelt und ausgeschrieben werden.³⁶⁰ Die zusätzliche Fokussierung bezieht sich in diesem Fall darauf, dass Bestandsanlagen i. d. R. nicht an den Ausschreibungen teilnehmen dürfen. Die ausgeschriebene Kapazität wird zudem regional und erzeugungstechnisch differenziert geplant.

380. Neben Kapazitätsmarktmodellen, in denen der Kapazitätsbedarf zentral geplant wird, werden vor allem vonseiten großer Verbände auch dezentrale Ansätze vorgeschlagen. Dezentrale Ansätze zielen darauf, die Nachfrager die benötigte Kapazität fortlaufend selbst bestimmen zu lassen. Ein Beispiel ist das jüngst in Frankreich umgesetzte Kapazitätsmarktmodell, das stark dem in Deutschland vom VKU und BDEW geforderten Konzept eines „dezentralen Leistungsmarktes“³⁶¹ ähnelt. Grundlegend für diese Konzepte ist, dass ein Vertragswettbewerb um Leistungszertifikate (im Wesentlichen verbrieft Kapazitätsrechte) entstehen soll. Große Verbraucher und Distributoren sollen aufgrund von Prognosen über den eigenen zukünftigen Kapazitätsbedarf entsprechende Zertifikate erwerben. Um den Erwerb anzureizen, existieren unterschiedliche Mechanismen; am wesentlichsten ist allerdings eine Pönale, die ein Verbraucher/Distributor zahlen muss, wenn er im Engpassfall nicht genügend Leistungszertifikate vorhält, um seine Kapazität zu decken. Die Höhe dieser Pönale ist exogen festzusetzen und steuert in diesen Modellen das tatsächlich vorgehaltene Kapazitätsniveau.³⁶²

5.3 Funktionsfähigkeit eines Strommarktes 2.0

381. Zu erwarten ist, dass zunächst das Maßnahmenpaket Strommarkt 2.0 umgesetzt wird. Die vom Bundeswirtschaftsministerium im Rahmen des Grünbuchs dargelegten Änderungen am Marktdesign sollen Hemmnisse für die Funktionsfähigkeit des Marktes abbauen. Erklärtes Ziel der Maßnahmen ist, mit einem Energy-only-Markt eine sehr hohe Versorgungssicherheit und effiziente Investitionssignale zu erreichen. Wenn Versorgungssicherheit gewährleistet wäre, wären ergänzende oder alternative Kapazitätsmechanismen nicht notwendig. Vor diesem Hintergrund ist das Maßnahmenpaket derzeit ein zentraler Ankerpunkt in der Debatte um Kapazitäten und Versorgungssicherheit. Nachfolgend soll das Konzept Strommarkt 2.0 deshalb auf seine Wirkung hin analysiert werden.

5.3.1 Mark-Ups als notwendige Bedingung für effiziente Kraftwerksinvestitionen

382. Die Vorschläge für einen Strommarkt 2.0, die das Bundeswirtschaftsministerium im Grünbuch und im Weißbuch dargelegt hat, basieren auf verschiedenen von ihr in Auftrag gegebenen Gutachten, die dem EOM in Simulationen eine hohe Versorgungssicherheit bescheinigen.³⁶³ Um eine solche Versorgungssicherheit zu erreichen müssen die Marktprei-

³⁵⁹ Vgl. EWI, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln 2012.

³⁶⁰ Vgl. Öko-Institut e. V. und Raue LLP, Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Erstellt für die Umweltstiftung WWF, Berlin 2012.

³⁶¹ Vgl. Enervis energy advisors GmbH, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, März 2013; http://www.vku.de/fileadmin/get/?24103/EMD_Gutachten_Langfassung.pdf, Abruf am 15. September 2015.

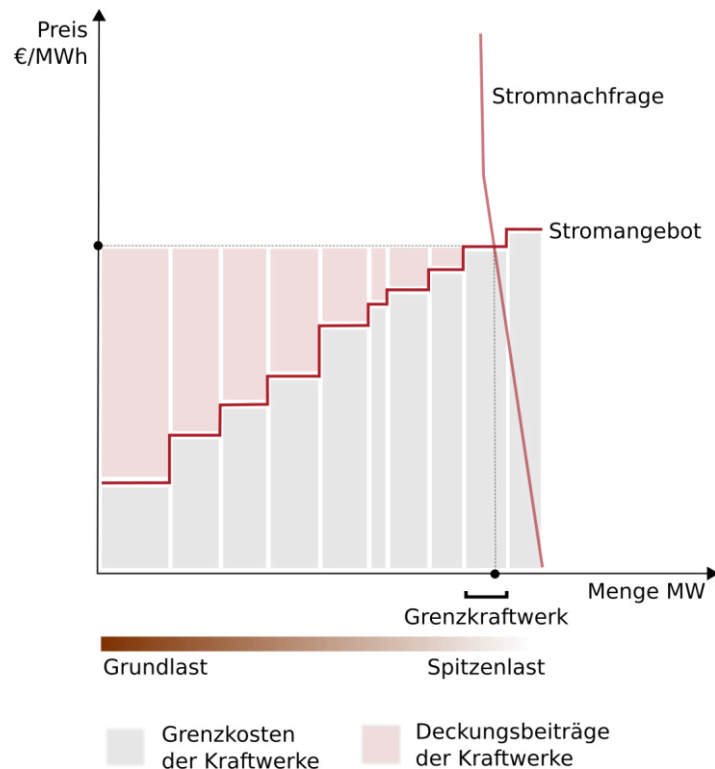
³⁶² Die Nachfrager kalkulieren, wie viel Kapazität sie in den nächsten Jahren voraussichtlich benötigen. Diese Kalkulation basiert auf Annahmen über die Entwicklung des Marktpreises und die damit verbundene Effizienz von „Demand-Side-Maßnahmen“ zu Hochpreiszeiten sowie über die eigene Bedarfsentwicklung. Je restriktiver diese Annahmen, desto geringer die Unterdeckungswahrscheinlichkeit. Da der Schaden einer Unterdeckung durch einen „Brownout“ (vgl. Fn. 396) i. d. R. sozialisiert wird – d.h. er verursacht externe Effekte –, soll eine Pönale den kollektiven Schaden der Unterdeckung simulieren, und könnte sich dazu am Wert für Versorgungssicherheit (VoLL) orientieren. Je höher die Pönale festgelegt wird, desto höher der Erwartungsschaden einer Unterdeckung, desto mehr Absicherung wird vorgenommen, bis der verbleibende Erwartungsschaden gleich dem Preis einer zusätzlichen Kapazitätssicherung entspricht. In diesem Fall wird somit die gesamte Kapazitätsvorhaltung durch die Höhe der exogen durch einen Planer vorgegebenen Pönale determiniert.

³⁶³ Vgl. R2B, Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, a. a. O., insbesondere S. 60-60, Anhang B und D; Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, Strommarkt in Deutschland

se geeignete Investitionssignale aussenden. Gerade im Hinblick auf das theoretische Modell zur Erklärung des Marktpreises machen die dargestellten Gutachten jedoch nur ungenaue Angaben.

383. Grundsätzlich ist festzustellen, dass Preise auf Höhe der Grenzkosten³⁶⁴ des letzten Kraftwerks – bzw. ein so stilisiertes Wettbewerbsgleichgewicht – nicht zu auskömmlichen Investitionsanreizen führen können. Ein entsprechender Preis könnte die Finanzierung der letzten preissetzenden Grenzkraftwerke grundsätzlich nicht sicherstellen, da diese in der Folge niemals Deckungsbeiträge erwirtschaften könnten (vgl. Abbildung 5.23). Demzufolge wäre die Kapazitätsdeckung langfristig gefährdet.

Abbildung 5.23: Deckungsbeiträge von Kraftwerken bei Markträumung am Energiemarkt



Quelle: Eigene Darstellung

384. In wissenschaftlichen Untersuchungen wird die Finanzierung des Kraftwerksparks im Energy-only-Markt daher gewöhnlich mit Preisspitzen in Zeiten knapper Kapazität erklärt. Preisspitzen entstehen in Knappheitsphasen und setzen sich aus den Grenzkosten des teuersten eingesetzten Kraftwerks und einem Aufschlag, dem sogenannten Mark-up, zusammen. Die Entstehung solcher Mark-ups besitzt für die Finanzierung von Kraftwerksleistung eine besondere Bedeutung.

385. Die vorgeschlagenen Anpassungen des heutigen Energy-only-Marktes zu einem Strommarkt 2.0 müssen zur Folge haben, dass sich Mark-ups in effizienter Menge und Höhe einstellen. Effiziente Mark-ups ermöglichen Spitzenlastkraft-

Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, a. a. O., insbesondere S. 83-118; Connect Energy Economics GmbH, Endbericht Leitstudie Strommarkt 2015, Mai 2015.

³⁶⁴ Die Monopolkommission verwendet den für die Problemanalyse geeigneten, modelltheoretischen Begriff der Grenzkosten, der die Kosten der Mengenänderung um eine marginale Einheit beschreibt. In der Praxis sind die Grenzkosten weitgehend identisch mit den variablen Kosten der Kraftwerke, insbesondere den Brennstoff- und CO₂-Kosten fossiler Kraftwerke. Allerdings liegen in der Praxis tatsächlich keine strikt linearen Kostenverläufe vor. Es kann deshalb für bestimmte Zwecke zutreffender sein, das Verhalten von Kraftwerksbetreibern durch inkrementelle Kosten zu beschreiben, die an die Kosten der Veränderung des Einsatzes einer bestimmten Kapazitätsmenge geknüpft sind und z. B. Anfahrtskosten von Kraftwerken einschließen. Eine entsprechende Verwendung von Inkrementalkosten hat die Monopolkommission etwa auch für die kartellrechtliche Prüfung empfohlen; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 491 ff., insbesondere Tz. 494.

werken, auskömmliche Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, ohne dass Überrenditen möglich werden. Diskutiert werden heute verschiedene Erklärungsansätze, wie es unter den spezifischen Bedingungen auf den Energiemärkten zu Preisaufschlägen auf die Grenzkosten kommen kann. Hierbei stehen sich insbesondere zwei Möglichkeiten gegenüber, auf die nachfolgend näher eingegangen werden soll. Je nachdem, welcher Typus möglicher Mark-ups die Finanzierung der Kraftwerksleistung sichert, sind damit unterschiedliche Schlussfolgerungen für die zu erwartenden Ergebnisse für Effizienz und Versorgungssicherheit verbunden.

5.3.2 Typ-1-Mark-ups: Wettbewerbskonformes Peak-Load-Pricing

386. In vielen Energiemarktmodellen wird die Existenz von für die Finanzierung notwendigen Preisaufschlägen auf die Grenzkosten durch die Reaktion von Nachfragern bei sehr hoher Last erklärt.³⁶⁵ Sehr hohe Last bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Nachfrage bei Grenzkostenpreisen die maximal verfügbare Kraftwerkskapazität übersteigt. Bei flexibler Nachfrage überbieten sich die Nachfrager so lange gegenseitig, bis Einzelne von ihnen ihren Bedarf reduzieren und die reduzierte Nachfrage mit dem zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark gedeckt werden kann (vgl. Abbildung 5.24, linke Grafik).

Infolge dieses Vorgangs kommt es zu Preisspitzen, die mit den bezeichneten Lastspitzen einhergehen, weshalb das Preissetzungsverhalten auch als Peak-Load-Pricing bezeichnet wird.³⁶⁶ In den Zeiträumen, in denen Lastspitzen auftreten, kann sich ein Preis über Grenzkosten der letzten verfügbaren Kraftwerke einstellen und Investitionsanreize auslösen. Wenn die Nachfrage so wie beschrieben elastisch ist, wird es nicht zu ungewünschten Versorgungsunterbrechungen kommen, da der Markt immer geräumt ist. Sobald die Nachfrage höher als das Angebot ist, werden die Strompreise steigen, bis genügend Reduktion der Nachfrage das Marktgleichgewicht sicherstellt und ungewünschte Versorgungsunterbrechungen vollständig verhindert werden. Die in diesem Modell ermittelten Preisaufschläge entsprechen einem effizienten Verhalten im Wettbewerb.³⁶⁷

387. Voraussetzung für einen entsprechend reagierenden Markt ist allerdings, dass die kurzfristige Nachfrage auf Spotmärkten für Strom ausreichend elastisch ist, also immer flexibel genug ist auf steigende Preise mit einem Rückgang der Nachfrage zum verfügbaren Kapazitätsniveau zu reagieren. Bisher wird meist von einer sehr geringen Preiselastizität auf Spotmärkten ausgegangen, insbesondere da Haushalte i. d. R. konstante Strompreise zahlen, die nicht von der aktuellen Situation auf dem Großhandelsmarkt beeinflusst werden. Steigt die Nachfrage auf ein Niveau, bei dem die Möglichkeit einer Preisreaktion der Nachfrager nicht mehr ausreichend gegeben ist, um die Nachfrage auf ein Niveau auf Höhe der Kapazität zu reduzieren, dann kommt es zur ungewünschten Versorgungsunterbrechung, d. h. zum sogenannten Black- oder Brownout (vgl. Abbildung 5.24, rechte Grafik).

388. Eine ausreichend flexible Nachfrage wird offenbar in den im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellten Gutachten zugrunde gelegt.³⁶⁸ Die dem Maßnahmenpaket Strommarkt 2.0 avisierte Flexibilisierung verschiedener Marktkräfte zeigt insbesondere hier ihre Wirkung. Sie kann dadurch hilfreich sein, dass die Wahrscheinlichkeit, dass es zum beschriebenen Fall einer Versorgungsunterbrechung kommt, reduziert wird. Die geplanten Regelungen zur besse-

³⁶⁵ Vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, September 2013, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/wissenschaftlicher-beirat-langfristige-steuerung-der-versorgungssicherheit-im-stromsektor,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

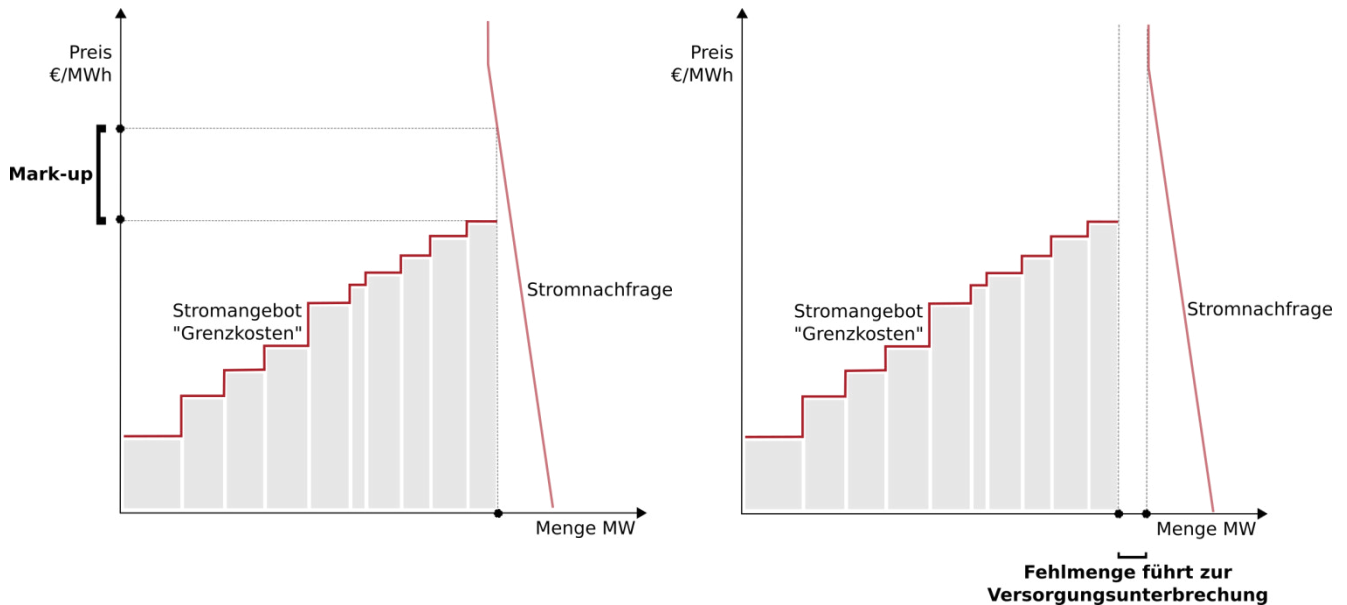
³⁶⁶ Peak-Load-Pricing (Spitzenlasttarifierung genannt) bezeichnet eine Reihe von Modellen, welche die Preissetzung bei wechselnder Nachfrage nach wohlfahrtsökonomischen Kriterien untersuchen. Das ursprüngliche Modell der Spitzenlasttarifierung stammt von Steiner (1957), wobei Zielsetzung und Modellannahmen dieses ursprünglichen Ansatzes sich noch relativ stark von den hier vorgestellten und heute zur Analyse der Energiewirtschaft gebräuchlichen Peak-Load-Pricing-Wettbewerbsmodellen unterscheiden; vgl. Steiner, P. O., Peak Loads and Efficient Pricing. *The Quarterly Journal of Economics* 71 (4), 1957, S. 585-610.

³⁶⁷ Aus Wettbewerbsicht ist anzumerken, dass diese Preise auch "Grenzkostenpreise" darstellen, da bei Kapazitätsauslastung die Kosten einer zusätzlichen Einheit Strom unendlich hoch sind. Der Marktpreis liegt demnach zwischen den Grenzkosten der letzten produzierten Einheit und den Grenzkosten einer zusätzlichen Einheit.

³⁶⁸ Vgl. R2B, Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, a. a. O., S. 24.

ren Bewirtschaftung von Bilanzkreisen, der kurzfristigen Ausschreibung von Regelenergie und der Einbindung von Flexibilitätsprodukten (kontrollierte Lastabschaltung) wirken sich aus, indem sie die Elastizität der Nachfrage erhöhen, die Nachfrage somit in Spitzenlastzeiten auf das Kapazitätsniveau zurückgehen kann und sich entsprechende Mark-ups als Investitionssignal einstellen.

Abbildung 5.24: Peak-Load-Pricing versus Versorgungsausfall im Modell



Quelle: Eigene Darstellung

389. Durch die genannten Maßnahmen, insbesondere durch die erwartete Flexibilisierung der Nachfrage, wird die Wahrscheinlichkeit eines Versorgungsengpasses reduziert. Allerdings kann nicht ausgeschlossen werden, dass es insbesondere bei unvorhergesehenen Lastspitzen zukünftig zu Versorgungslücken kommt, die durch einen Nachfragerückgang bei steigenden Preisen nicht ausgeglichen werden. Für einzelne, insbesondere für seltenere oder unwahrscheinliche Lastauschläge könnte z. B. weiterhin keine Lastabdeckung erfolgen und es käme zu einer Unterdeckung und gegebenenfalls zu einem Black- oder Brownout.³⁶⁹ Wie hoch die Wahrscheinlichkeit eines Versorgungsengpasses in Zukunft sein wird, ist außerordentlich schwierig vorherzusehen. Die vorliegenden Prognosen hängen von einer Vielzahl unsicherer Parameter ab und sind daher nur bedingt belastbar.

390. Eine Funktionsfähigkeit des Marktes auf Basis von Typ-1-Mark-Ups impliziert, dass auf einen Kraftwerkspuffer – Kraftwerke die nur unter eher unwahrscheinlichen Bedingungen laufen – verzichtet werden kann. Dies kann problematisch sein, da mögliche Fehler aufgrund der Vorlaufzeit eines Kraftwerkszubaues nicht kurzfristig ausgeglichen werden können.

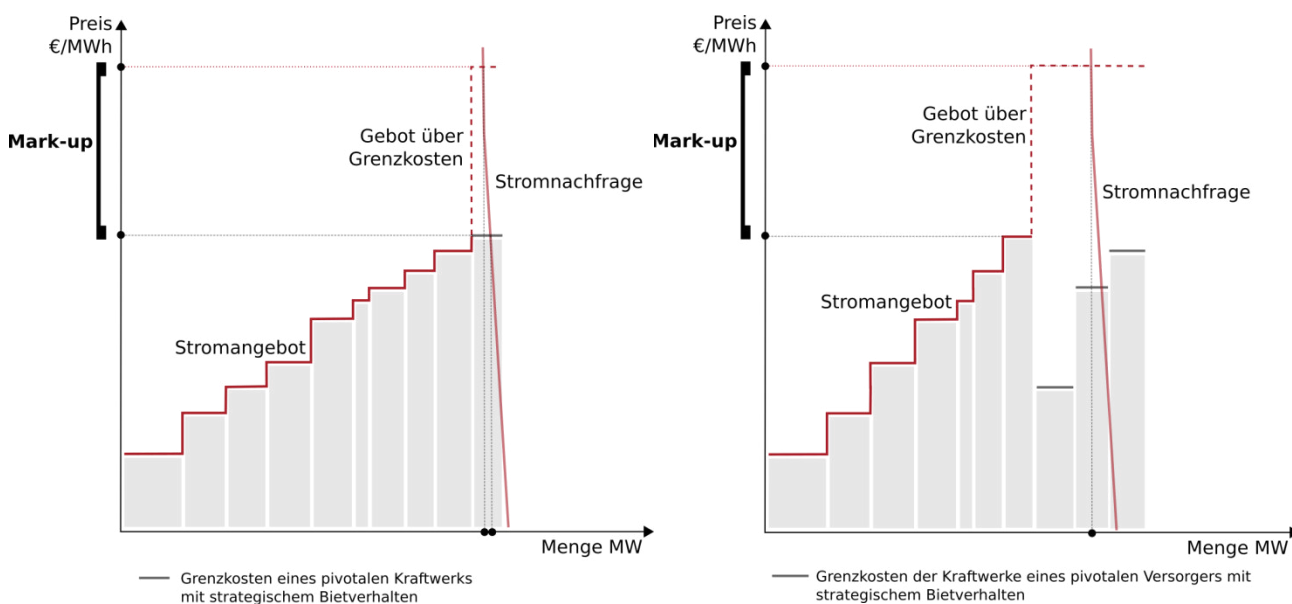
5.3.3 Typ-2-Mark-ups: Ausübung von Marktmacht

391. Neben der zuvor dargestellten Nachfragereaktion gibt es noch verschiedene weitere Erklärungsansätze für Preispitzen und mögliche Mark-ups am Energiemarkt. Besonders relevant sind hierbei solche Erklärungsansätze, bei denen Preisaufschläge vor allem auf das strategische Gebotsverhalten der Anbieter zurückgeführt werden. Auf diese Weise generierte Preisaufschläge werden gewöhnlich auch mit der Ausübung von Marktmacht gleichgesetzt.

³⁶⁹ In den entsprechenden Studien wird Versorgungssicherheit anhand Kriterien über eine zulässige Unterdeckungswahrscheinlichkeit definiert. Die Studie von Frontier/FORMAET (2014) nimmt bspw. an, dass Versorgungssicherheit bei einer Lastüberhangwahrscheinlichkeit von maximal 3 Stunden pro Jahr gegeben ist; vgl. Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, Strommarkt in Deutschland Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, a. a. O., S. 114.

392. Der wichtigste Ansatz zur Illustration der strategischen Ausübung von Marktmacht auf Energiemärkten basiert auf der Existenz eines pivotalen Anbieters. Auf Kraftwerksebene lässt sich dieser Effekt vereinfacht durch die Annahme eines Zustandes zeigen, in dem die tatsächlich verfügbaren Kraftwerke vollständig ausgelastet sind und auf eine unelastische Nachfrage treffen. In einer solchen Situation, in denen auch das letzte (teuerste) Kraftwerk Strom produziert, besteht kein Wettbewerb und keine Überbietungsmöglichkeit durch ein weiteres Kraftwerk. Jedes Kraftwerk der Merit-Order ist somit pivotal; es verfügt im Moment seines Einsatzes über Marktmacht und ist in der Lage, einen Preis über seinen Grenzkosten zu verlangen. Abbildung 5.25 (linke Grafik) zeigt einen Beispielfall, in dem das letzte Kraftwerk der Merit-Order seine Marktmacht nutzt, um einen Preis oberhalb der Grenzkosten durchzusetzen, obwohl eine Deckung der Nachfrage zu Grenzkosten möglich gewesen wäre. Im Maximum steigt der Preis in diesem Moment bis zum sogenannten „Wert der Versorgungssicherheit“ bzw. „Value of Lost Load“ (VoLL).³⁷⁰

Abbildung 5.25: Mark-up durch Marktmachtausübung pivotaler Anbieter



Hinweis: In dieser Situation könnte die Nachfrage zu Grenzkostenpreisen bedient werden. Die Anbieter sind jedoch pivotal und können ihre Marktmacht nutzen und einen höheren Preis bzw. einen Mark-up selbstständig durchsetzen

Quelle: eigene Darstellung

393. De facto handelt es sich bei der beschriebenen Situation, in der alle Kraftwerke gleichzeitig ausgelastet und damit marktmächtig sind, um einen Spezialfall, der sich jedoch auch allgemeiner für einen pivotalen Anbieter beschreiben lässt. Auf der Idee eines pivotalen Anbieters fußt auch die in diesem Gutachten von der Monopolkommission vorge-nommenen Marktmachtanalyse anhand des Residual-Supply-Index (RSI).³⁷¹ Im Vergleich zur zuvor geschilderten Situa-tion auf Kraftwerksebene berücksichtigt der RSI, dass große Versorger nicht nur ein einzelnes Kraftwerk, sondern mehre-re Kraftwerke kontrollieren und strategisch einsetzen können (vgl. Abbildung 5.25, rechte Grafik). Ist der Markt zur Be-dienung der Nachfrage auf einen (großen) Anbieter angewiesen (RSI < 1), dann könnte dieser seine gesamte Kapazität

³⁷⁰ Zur näheren Erläuterung des „Value of Lost Load“ vergleiche Fußnote 356. In der Simulation von Frontier/FORMAET (2014) wird ein VoLL von EUR 15.000 als Preisobergrenze angenommen; in einzelnen Szenarien wird jedoch alternativ auch die gegenwärtige technische Preisobergrenze von EUR 3.000 angelegt; vgl. Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, Strommarkt in Deutschland Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, a. a. O..

³⁷¹ Vgl. Abschnitt 2.1.3.2 und die dortigen Erläuterungen.

weit über den Grenzkosten in den Markt bieten, ohne dass er im gebotenen Preis unterboten werden kann. Bei unelastischer Nachfrage käme es zu einer Markträumung zu dem Preisgebot des pivotalen Anbieters.

394. Studien zeigen, dass es schon bei einer Nachfrage deutlich unterhalb maximaler Auslastung zu signifikanten Mark-ups kommt, diese Mark-ups bei sinkender Last jedoch deutlich abnehmen und auch negativ werden können.³⁷² Anzunehmen ist, dass die Marktmacht bereits vor einer Vollauslastung bei zunehmender Knappheit einsetzt und dann zunimmt. Im Bezug auf den dargestellten Erklärungsansatz über einen pivotalen Anbieter, der mit einem von ihm kontrollierten Kraftwerksportfolio gezielt zu überhöhten Preisen in den Markt bietet, ist allerdings zu berücksichtigen, dass ein Unternehmen seine pivotale Stellung zunächst erkennen müsste, um entsprechend Marktmacht auszuüben.

395. Möglich ist auch, dass die Konzentration der Anbieter bei höherer Last koordiniertes Verhalten vereinfacht und so zu Preisaufschlägen führt. Je höher die Last, desto weniger Anbieter verfügen noch über freie Kraftwerke, sodass die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass Anbieter bei Geboten über den Grenzkosten überboten werden. Der Markt entfernt sich bei zunehmender Last stärker von einer atomistischen Marktstruktur. Marktmacht bzw. Preisaufschläge auf die Grenzkosten könnten durch unilaterale und/oder koordinierte Oligopoleffekte erklärt werden. Z. B. könnte sogar die Zurückhaltung der Kapazität des Kraftwerks eines Anbieters ohne pivotale Stellung dazu führen, dass der Preis so stark steigt, dass die entgangenen Deckungsbeiträge dieses Kraftwerks durch andere Kraftwerke des Anbieters überkompensiert werden.³⁷³

396. Marktmachtbedingte Preisspitzen und dadurch generierte Typ-2-Mark-ups wirken sich auch auf die vorgehaltene Kraftwerkskapazität aus. Durch Marktmacht generierbare Deckungsbeiträge erzeugen Investitionsanreize. Wesentlich ist, dass strategisches Verhalten und Mark-ups zwar bei zunehmender Knappheit ebenfalls zuzunehmen scheinen, für die Typ-2-Markups jedoch nicht zwingend eine Vollauslastung der Kapazitäten vorliegen muss. Typ-2-Markups können deshalb bei einem geringeren Auslastungsgrad entstehen als Typ-1-Mark-ups. Wird der für Versorgungssicherheit notwendige Kraftwerkspark bereits durch Typ-2-Markups ausreichend finanziert, so ist vor diesem Hintergrund anzunehmen, dass ein überoptimales Kapazitätsniveau vorgehalten wird und Typ-1-Mark-ups selten oder gar nicht auftreten. Dabei besteht die Gefahr, dass es zumindest zeitweise zu hohen Renditen für einzelne Akteure kommen kann.

397. Wird davon ausgegangen, dass marktmachtbedingte Preisaufschläge durchsetzbar sind, bedeutet dies für die im Moment bestehende Situation am Energiemarkt, dass solche Mark-ups zwar derzeit durch die vorhandenen Überkapazitäten nicht vorkommen oder zumindest stark reduziert auftreten. Ein Rückbau dieser Überkapazitäten könnte aber bei Lastspitzen bereits wieder zu zunehmenden und höheren Preisspitzen führen. Damit würde zwar die Gefahr eines Investitionsproblems reduziert, gleichzeitig sind damit aber auch verschiedene Nachteile verbunden. So kommt es im Fall einer Kapazitätzurückhaltung zu einem ineffizienten Kraftwerkseinsatz und aufgrund der entsprechend hohen Preise zu einer ineffizienten Verdrängung von Nachfrage. Kurzfristig sind mit den hohen Preisen zudem starke Verteilungseffekte verbunden, wenn Renten der Konsumenten auf die Energieversorger verlagert werden. Langfristig ist zudem ein überoptimales Kapazitätsniveau zu erwarten.

398. Während die Ausübung von Marktmacht auf Märkten gewöhnlich unerwünscht ist und zu Wohlfahrtsverlusten führt, tritt auf dem Energiemarkt somit neben den Nachteilen auch ein positiver Effekt auf, indem eine gewisse Marktmacht auch die Versorgungssicherheit erhöht. Die Studie von Frontier/FORMAET (2014) – eine der grundlegenden Studien im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, die die Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes gegeben sieht – bezeichnet Pivotalität dabei als im Markt „inhärent“.³⁷⁴ Offenbar wird in der „Pivotalität“ von Anbietern in Knappheitssi-

³⁷² Studien zeigen, dass es insbesondere zu Zeiten niedriger RSI-Werte (aber oberhalb der Kapazitätsgrenze) zu Mark-Ups auf die Grenzkosten kommt; vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, Februar 2007, http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent_reports.shtml, Abruf am 15. September 2015; Bataille, M./Steinmetz, A./Thorwarth S., Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets – Lessons from Applications in Germany, ZEW - Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 14-048.

³⁷³ Vgl. hierzu auch die Systematik des RWC-Index, Kapitel 2.1.3.3.

³⁷⁴ Vgl. Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, Strommarkt in Deutschland Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, a. a. O., S. 230.

tuationen auch ein Instrument der Kapazitätsfinanzierung und -sicherung gesehen. Marktmacht sei, den Autoren der Studie folgend, deshalb hinzunehmen, werde letztlich aber durch Marktzutritte begrenzt.³⁷⁵

5.3.4 Mark-ups und Missbrauchsaufsicht

399. Wie gezeigt wurde, setzen alle Erklärungsansätze, die dem Strommarkt ausreichende Investitionsanreize attestieren, voraus, dass zu bestimmten Zeitpunkten Mark-ups auf die Grenzkosten entstehen können. Vor diesem Hintergrund adressieren das Grünbuch und das Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums ein möglicherweise bestehendes Verbot solcher Mark-ups.

400. Kartellrechtlich ist die mögliche Grundlage für ein solches Verbot gemäß § 19 Abs. 2 Nr. 2 GWB, wonach es marktbeherrschenden Unternehmen untersagt ist, Entgelte zu verlangen, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden. Vor allem die Bestimmung des Preisniveaus bei wirksamem Wettbewerb ist ein typisches Problem bei der Anwendung dieser Vorschrift. Das Bundeskartellamt hat dazu in seiner Sektoruntersuchung des Stromgroßhandelsmarkt im Jahr 2011 dargelegt, wie es einen entsprechenden Missbrauch beurteilt. Die Marktbeherrschung eines Anbieters wurde in der Sektoruntersuchung insbesondere unter Zuhilfenahme des RSI als Marktmachtindikator untersucht.³⁷⁶ Ein Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung liege gemäß der Sektoruntersuchung dann vor, wenn Kraftwerke, bei denen der Marktpreis die Grenzkosten mindestens deckt, nicht eingesetzt werden (physische Kapazitätszurückhaltung) oder zu überhöhten Preisen in den Markt geboten werden (finanzielle Kapazitätszurückhaltung).³⁷⁷ Praktisch erfolgte die Überprüfung eines missbräuchlichen Verhaltens in der Sektoruntersuchung durch die Untersuchung, ob Kraftwerke nicht eingesetzt werden, die ihre Grenz- bzw. Inkrementalkosten erwirtschaften.³⁷⁸

401. Infolge dieser Vorgehensweise der Kartellbehörde kann ein faktisches Mark-up Verbot daraus resultieren, dass marktbeherrschende Unternehmen das Risiko eines Verstoßes gegen das Kartellrecht eingehen, wenn sie die Kapazität eigener Kraftwerke mit Preisen über den Grenzkosten am Markt anbieten. Bei solchen Geboten mit Mark-ups liefen sie Gefahr, dass sich ein markträumender Preis unterhalb des Gebotes einstellt und (einzelne oder mehrere) eigene Kraftwerke nicht zum Zug kommen, obwohl der Marktpreis die Grenzkosten der Kraftwerke gedeckt hätte. In diesem Fall würde das Vorgehen des Bundeskartellamtes in der Sektoruntersuchung eine finanzielle Kapazitätszurückhaltung ausweisen. Folglich sind potenziell marktbeherrschende Unternehmen faktisch darin beschränkt, mit Preisaufschlägen am Markt anzubieten.³⁷⁹

402. Neben der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht könnten auch weitere Vorschriften die Möglichkeit tangieren, in Geboten Preisaufschläge zu berücksichtigen. Hier seien insbesondere die Vorschriften des Wertpapierhandelsgesetzes und die Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) genannt. Die Frage der Auslegung dieser Vorschriften ist komplex und übersteigt den Bereich dieser Analyse. Daher wird an dieser Stelle nur kurz auf entsprechende Vorgaben eingegangen. Gegenüber den prinzipiell umfassenden kartellrechtlichen Missbrauchs-

³⁷⁵ Vgl. ebenda, S. 233.

³⁷⁶ Vgl. in diesem Zusammenhang auch die für das Jahr 2014 durchgeführte RSI-Analyse der Monopolkommission in Abschnitt 2.2. Danach besitzt im Moment kein Anbieter mehr eine marktbeherrschende Stellung. Das Bundeskartellamt ist in seiner Studie aus dem Jahr 2011 für den damaligen Untersuchungszeitpunkt noch zu anderen Ergebnissen gelangt. Danach verfügten die großen Energieversorger in Deutschland zum Untersuchungszeitpunkt über eine parallel-einzelmarktbeherrschende Stellung; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 114.

³⁷⁷ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 117 f.

³⁷⁸ Werden diese Kosten gedeckt, spricht man in der Energiewirtschaft davon, dass diese Kraftwerke „im Geld“ sind. Bei der Überprüfung durch das Bundeskartellamt kam ein Algorithmus zum Einsatz, der zudem verschiedene Faktoren wie Standzeiten und Anfahrzeiten berücksichtigt und danach den optimalen Kraftwerkseinsatz approximiert.

³⁷⁹ Auch in der Sektoruntersuchung wurde dieser Effekt von der Beschlussabteilung thematisiert. Darin bringt sie zum Ausdruck, dass im Ergebnis davon auszugehen sei, dass es marktbeherrschenden 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 decken“; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 15 f. und 195.

regeln kommt ihnen auch deshalb eine zusätzliche Bedeutung zu, da ihre Anwendung gewöhnlich keine Marktbeherrschung voraussetzt. Unter den genannten Vorgaben könnte vor allem im Zusammenhang mit dem Verbot der Marktmanipulation gemäß Artikel 2 Nr. 2 der REMIT-Verordnung Überschneidungen mit dem Kartellrecht auftreten. Inwieweit zum Beispiel eine finanzielle Kapazitätszurückhaltung mittels überhöhter Gebote sich mit dieser Vorschrift überschneidet, ist bisher noch nicht entschieden.³⁸⁰ Derzeit arbeiten die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt im Rahmen der Markttransparenzstelle an der Evaluation von Energiemarktdaten und der Umsetzung von REMIT.

403. Eine grundsätzliche Zulässigkeit jeder Form von Mark-ups ist nach Auffassung der Monopolkommission mit den bestehenden deutschen und europarechtlichen Vorschriften nicht vereinbar. Gleichwohl sind bestimmte Preisaufschläge auf die Grenzkosten Teil eines wirksamen Wettbewerbs und notwendig, um die Funktionsfähigkeit der Energiemärkte zu gewährleisten. Derzeit ist der Umgang der Behörden mit Mark-ups auf dem Energiemarkt unklar, sodass infolge dieser Unsicherheit negative Auswirkungen auf Investitionsanreize bestehen.

404. Das Problem der Bewertung bestimmter Mark-ups nach den wettbewerbsrechtlichen Vorschriften wurde vom Bundeswirtschaftsministerium erkannt und im Weißbuch der Behörde adressiert. Als Maßnahme zur Schaffung eines Strommarktes 2.0 wird darin das Ziel definiert, den Energieproduzenten mehr Sicherheit über die kartellrechtliche Zulässigkeit des Preissetzungsverhaltens zu geben. Hierbei verfolgt das Bundeswirtschaftsministerium zwei Ansätze:³⁸¹

- Zum einen wurde ein Leitfaden des Bundeskartellamtes angekündigt, der Transparenz über die kartellrechtliche Bewertung von tatsächlich entstehenden Preisaufschlägen schaffen soll. Dieser dient dem Zweck, dass marktbeherrschende Unternehmen antizipieren können, welche Gebote kartellrechtlich zulässig sind.
- Zum anderen soll im geplanten Strommarktgesetz ein „Bericht über die Marktverhältnisse in der Stromerzeugung“ verankert werden, der alle zwei Jahre vom Bundeskartellamt erstellt werden und zum Ziel haben soll, den Unternehmen am Energiemarkt Klarheit darüber zu verschaffen, wann sie marktbeherrschend seien.³⁸² Dadurch soll nicht-marktbeherrschenden Energieversorgern die Möglichkeit, Mark-ups zu verlangen, nicht durch Unsicherheit hinsichtlich ihrer Marktstellung versperrt werden.³⁸³

Die beiden Maßnahmen sind aus Sicht der Monopolkommission unterschiedlich zu bewerten:

Kartellrechtliche Bewertung von Preisaufschlägen

405. Einer Feststellung, welche Preisaufschläge auf die Grenzkosten dem kartellrechtlich geforderten Ergebnis wirksamen Wettbewerbs entsprechen bzw. mit den genannten Vorschriften vereinbar sind, wäre eine hohe Bedeutung beizumessen. Allerdings zeigen ökonomische Studien, dass die Unterscheidung der Ursachen von Preisaufschlägen ein diffiziles Problem darstellt. Fraglich ist, wie die betroffenen Behörden mit dem Problem umgehen.

406. Dabei liegt eine besondere Schwierigkeit darin, auf Energiemärkten einen geeigneten wettbewerbskonformen Preis als Vergleichspreis zu ermitteln, an dem ein Marktpreis gemessen bzw. ein unzulässiger Preisaufschlag bestimmt werden soll. Entsprechende Versuche der Ex-post-Bestimmung eines analytischen Wettbewerbspreises wurden z. B. von Regulierern in den Vereinigten Staaten unternommen. Die Erfahrungen mit dem Marktmodellen machten jedoch deutlich, dass eine belastbare Abgrenzung marktmachtbedingter Preisaufschläge auf diese Weise kaum möglich ist.³⁸⁴

³⁸⁰ Eine Frage betrifft bspw. die Abgrenzung von einem Verhalten der Marktverengung, das als „Cornering“ bezeichnet wird, und der finanziellen Kapazitätszurückhaltung. Nach Auffassung der Monopolkommission liegen hier allerdings Überschneidungen vor; vgl. Monopolkommission, XX. Hauptgutachten Eine Wettbewerbsordnung für die Finanzmärkte, Baden-Baden 2014, Tz. 2107.

³⁸¹ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende, Weißbuch, 2015, S. 61.

³⁸² Vgl. auch Art. 2 Ref-E Strommarktgesetz (zu § 53 GWB-E).

³⁸³ Hierzu heißt es im Weißbuch: „Nicht marktbeherrschende Unternehmen unterliegen bei ihren Preisforderungen – auch in Knappheitssituationen – unbeschadet der allgemeinen Regelungen des Stromhandels keinen Einschränkungen durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot.“; vgl. ebenda, S. 61.

³⁸⁴ Ein Kernproblem dieser Herangehensweise ist, dass bereits kleine und nicht ganz vermeidbare Fehler oder Ungenauigkeiten im Simulationsmodell, vor allem bei hohen Auslastungsgraden zu sehr unterschiedlichen Vergleichspreisen führen und so die Ab-

407. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche anderen Möglichkeiten zur Überprüfung von Ausbeutungsmisbrauchstatbeständen auf den Energiemärkten möglich sind. Dazu könnte eine Prüfung möglicher Missbrauchstatbestände direkt am Verhalten der jeweiligen Anbieter ansetzen. Die Umsetzung einer solchen Verhaltensprüfung knüpft an die Möglichkeit physischer oder finanzieller Kapazitätszurückhaltung an. Dazu könnten die Gebote am Markt daraufhin geprüft werden, ob Kapazitäten zu Übergrenzkostenpreisen oder überhaupt nicht am Markt angeboten werden. Alternativ kann eine Prüfung bei nicht eingesetzten Kapazitäten ansetzen, indem geprüft wird, ob der Nichteinsatz auf Kapazitätszurückhaltung zurückzuführen ist.

408. Sowohl zur Überprüfung der Gebote wie auch der nicht eingesetzter Kapazitäten bedarf es eines Maßstabes, an dem ermittelt werden kann, ob das Gebot bzw. der Nichteinsatz der Kapazität einem wettbewerbskonformen Verhalten entspricht. Werden zu diesem Zweck die Grenz- bzw. Inkrementalkosten von Kraftwerken als Maßstab für eine Prüfung der Kapazitätszurückhaltung herangezogen, hätte dies zur Folge, dass Preise über diesem Maßstab grundsätzlich nur bei Typ-1-Mark-ups als kartellrechtlich zulässig anzuerkennen sind, während Typ-2 Mark-ups grundsätzlich als unzulässig bewertet werden.³⁸⁵ Dieser Auslegung folgend, sind Preisspitzen nur dann unbedenklich, wenn die Nachfrage im Moment des Preisaufschlags aufgrund von Mengenrestriktionen nicht mehr zu Grenzkostenpreisen bedient werden kann. Anbieter dürften danach grundsätzlich nicht über Grenzkosten der Kraftwerke in den Markt bieten. Übergrenzkostenpreise stellen sich in der Folge einer solchen Auslegung ausschließlich dadurch ein, dass anhand der Gebote ein markträumender Preis ermittelt wird.

409. Die Anwendung einer solchen Regel ist allerdings aus verschiedenen Gründen problematisch. Zunächst stellen sich hier operative Probleme, z. B. bei der Erhebung der relevanten Kosten für Speicher- oder wärmegeführte Kraftwerke. Hilfreich könnte sein, wenn die zuständigen Behörden die Abgrenzung wettbewerbskonformer Kosten, deren Einpreisung zulässig ist, in einem Leitfaden definieren. Eine Überprüfung könnte z. B. anhand der Gebote an der Strombörse oder durch Prüfungen bei den Energieversorgern erfolgen.

Die damit verbundene sehr enge Trennung des Verhaltens in „gute“ und „schlechte“ Fälle von erzielbaren Mark-ups impliziert zudem eine tragende Rolle der Missbrauchsaufsicht bzw. der Kontrolle von Marktmanipulationen. Das aufsichtsrechtliche Instrumentarium wäre bei dieser Konstellation enorm gefordert. Denn die zulässigen Typ-1-Mark-ups, über die sich der Markt finanzieren soll, treten erst bei Vollauslastung der Kapazitäten auf. Wenn jedoch zukünftig Situationen von Vollauslastung am Markt erwartet werden, gehen damit zwangsläufig auch viele Fälle von Knappheit, aber nicht ganz vollständiger Auslastung einher, durch die es deutlich vermehrt zur Situation einer pivotalen Marktstellung von Anbietern kommt. Bei einer Auslastung von 95 Prozent der Kapazitäten besäße z. B. jeder Anbieter mit mehr als 5 Prozent Marktanteil an den Kapazitäten bereits eine pivotale Stellung. Die Aufsichtsbehörden müssten sehr zuverlässig agieren, um einen Marktmachtmissbrauch durch Preisaufschläge auf die Gebote von vorneherein einzuschränken.

Auch der Kontrolle der physischen Kapazitätszurückhaltung kommt in dieser Konstellation eine hohe Bedeutung zu. Durch die Zurückhaltung von Kapazität könnten Anbieter den Markt gezielt verengen, wodurch es schneller zu einer Vollauslastung und demzufolge zu Typ-1-Mark-ups käme. In diesem Fall würde die Situation, dass sich Typ-1-Mark-ups einstellen, strategisch und missbräuchlich durch das Verhalten von Anbietern herbeigeführt, um (höhere) Mark-ups zu

grenzung von Marktmacht durch die Simulationsergebnisse nicht ausreichend robust ist; vgl. Harvey, S.M./ Hogan, W.H., Market power and market simulations, Working Paper, July 2002, John F. Kennedy School of Government, Harvard Univ., Cambridge, MA.

³⁸⁵ Anzunehmen ist, dass das Verbot von Typ-2-Mark-ups und die Finanzierung des Kraftwerksparks allein durch Typ-1-Mark-ups auch den Vorstellungen des Bundeswirtschaftsministeriums entspricht. So zielen das Grünbuch und das Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie darauf, den Missbrauch von Marktmacht von der Situation logischer Preisspitzen aufgrund tatsächliche Knappheiten zu trennen. Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot setze nach Auffassung des Bundeswirtschaftsministeriums keine implizite Preisobergrenze für mögliche Mark-ups. Auch das Bundeskartellamt sieht kein faktisches Mark-Up Verbot bestehen. Daher kann davon ausgegangen werden, dass eine Unterscheidung zwischen Typ-1 und Typ-2 Mark-ups angestrebt wird; vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende, Grünbuch, 2014, S. 41; BKartA, Stellungnahme des Bundeskartellamtes zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch) „Ein Strommarkt für die Energiewende“, S.1.

erzielen. Allerdings ist die Überprüfung möglicher physischer Kapazitätszurückhaltung besonders schwierig, wenn der Nichteinsatz von Kraftwerken durch die Energieversorger von diesen mit technischen Restriktionen begründet wird.³⁸⁶

Gelänge es jedoch unter Berücksichtigung der neuen Möglichkeiten im Rahmen der MTS den Markt umfassend zu kontrollieren, so blieben weiterhin die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit zu bedenken. Besonders mit einem strengen Verbot von Typ-2-Mark-ups entfielen ein Baustein, der zur Finanzierung und Sicherung eines funktionsfähigen Energy-only-Marktes beitragen könnte. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass sich in der Praxis auf vielen Märkten zumindest zeitweise Preise über den Grenzkosten einstellen, ohne dass es hier zu einem kartellrechtlichen Eingriff kommt. Die Kontrolle der Energiemärkte sollte daher nicht zu einer vergleichsweise strikteren Aufsicht führen und sich vor allem auf Fälle von erheblicher Marktchtausübung konzentrieren.

410. Wird eine strenge Reduzierung der Zulässigkeit auf Typ-1-Mark-ups vor diesem Hintergrund als zu eng betrachtet, könnte stattdessen die Anwendung der Missbrauchsaufsicht durch bestimmte Regeln situationsbedingt gesteuert werden. Dazu könnte das Bundeskartellamt Indikatoren für bestimmte Preisaufschläge definieren, auf die sich die Kontrolle von Marktchtaussbrauch fokussiert und deren Eintreten eine Prüfung des Amtes auslösen können.³⁸⁷ Solche Indikatoren könnten insbesondere auf bestimmte Marktsituationen abstellen. So könnte z. B. das erreichte Preisniveau in Verbindung mit der Quote der am Markt noch verfügbaren Kapazität berücksichtigt werden. Je höher die tatsächlich noch am Markt verfügbare und nicht eingesetzte Kapazität ist und je eher diese mit hohen Preisen einhergeht, desto kritischer ist das Gebotsverhalten zu sehen. In den Fällen, in denen die Indikatoren anschlagen, könnte das Bundeskartellamt Prüfungen in Form von Stichproben bei Geboten oder nicht eingesetzten Kapazitäten durchführen.

Bei einem solchen Vorgehen läge der Vorteil einer klaren Definition und Veröffentlichung solcher Indikatoren in den Leitlinien darin, dass antizipierbare Standards geschaffen würden, durch die Kraftwerksbetreiber höhere Sicherheit über die Zulässigkeit ihres Gebotsverhaltens erlangen könnten. Allerdings lassen zu eindeutige „sichere“ Korridore erwarten, dass Kraftwerksbetreiber diese Möglichkeit nutzen werden, um Marktchtauss weitgehend unkontrolliert auszuüben. Je weiter und unbestimmter die Voraussetzungen für die kartellrechtliche Kontrolle von Preisaufschlägen abgegrenzt werden, desto stärker schränkt die Unsicherheit Investitionen ein und desto größer ist die verbleibende Gefahr einer unvollständigen Kapazitätsfinanzierung. Demgegenüber kommt es bei zu eng gesteckten Grenzen für die Wirksamkeit der kartellrechtlichen Kontrolle kurzfristig zu Überrenditen, aus denen langfristig Überkapazitäten erwachsen.

411. Als Alternative oder Ergänzung zu den zuvor genannten Verfahren wurde schließlich vorgeschlagen, die Vorwerfbarkeit von erzielten Mark-ups mit einer obligatorischen Vollkostenprüfung zu verbinden.³⁸⁸ Dahinter steht der Gedanke, dass unter wirksamem Wettbewerb am Energiemarkt Mark-ups auftreten müssen, die der Vollkostendeckung effizienter Kapazitäten dienen. Bei Umsetzung dieser Überlegung würden Gebote über den Grenzkosten nur dann als missbräuchlich betrachtet, wenn der entsprechende Anbieter mit den Kraftwerken Umsätze erwirtschaftet, die die Deckung seiner Vollkosten (einschließlich Kapitalkosten) erheblich übersteigen.³⁸⁹ Ein Vorteil einer Überprüfung der Zulässigkeit

³⁸⁶ In der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel des Bundeskartellamtes zeigte sich, dass häufig etwa ein Viertel der Kraftwerke aus technischen Gründen (Revision, ungeplante Kraftwerksausfälle etc.) nicht eingesetzt werden konnte und aus der damals vorgenommenen Überprüfung herausfallen musste. Die sachliche Richtigkeit der von den Unternehmen zu den Ausfällen gemachten Angaben hatte das Amt nicht detailliert überprüft. Die Monopolkommission hatte in ihrer Würdigung der Sektoruntersuchung dieses Problem der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht hervorgehoben; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 484 ff.

³⁸⁷ Eine Fokussierung auf Zeiträume hoher Last besteht z. B. auf dem texanischen Energiemarkt. Die dortige freie Preisbildung wird in diesen Situationen jedoch weder kontrolliert noch dem Markt überlassen, sondern bei Erreichen eines bestimmten Lastniveaus, das die Ausübung von Marktchtauss erlaubt, reguliert. Sinkt die am Markt noch verfügbare Kraftwerkskapazität unter eine bestimmte Grenze, wird der Marktpreis durch einen administrierten Preis von derzeit 9000 USD/MWh ersetzt. Letztlich wird durch den administrierten Preis das Kapazitätsniveau vorgegeben.

³⁸⁸ Dieser Vorschlag wurde z. B. von einem Vertreter des Bundeskartellamtes ins Spiel gebracht; vgl. Engelsing, F., Das E.OM 2.0 Konzept, Die Perspektive des BKartA, Vortrag vom 12. Juni 2015, EWERK Fachseminar, Folie 12; zudem bereits in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, in der die Deckung der „totalen Durchschnittskosten“ als sachlicher Rechtfertigungsgrund angenommen wird; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 15 f. und 195.

³⁸⁹ Eine Berücksichtigung der Deckung der effizienten Kosten eines Anbieters entspricht auch der gegenwärtigen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes im Bezug auf Preishöhenkontrollen nach dem Vergleichsmarktkonzept. Der Bundesgerichtshof hatte in der Vergangenheit gefordert, dass von der Kartellbehörde ermittelte Erlösbergrenze eines betroffenen Unternehmens bei diesem

von Mark-ups an den Kosten der Anbieter läge darin, dass die Preisaufschläge nicht nach ihrer Ursache unterschieden werden müssten. Dennoch würden sie das Kapazitätsproblem theoretisch direkt adressieren, da effiziente Investitionen vergütet würden.

Eine Überprüfung, z. B. durch die Kartellbehörden, ließe sich dabei auf verschiedene Weise umsetzen, wobei eine Schwierigkeit in der Effizienzprüfung läge. Letztere ist notwendig, um auszuschließen, dass im Rahmen der Kostenprüfung auch Überkapazitäten finanzierbar sind. Eine denkbare Umsetzung läge z. B. in Partialbetrachtungen, bei denen die Kostensituation bestimmter einzelner Spitzenlastkraftwerke eines Anbieters überprüft wird, wobei zunächst die Notwendigkeit des Kraftwerks für die Lastabdeckung festzustellen wäre.

Zudem sprechen aber eine Vielzahl gewichtiger Nachteile gegen das Verfahren. Zunächst könnten durch die Kostenprüfungen auch Typ-1-Mark-ups unterbunden werden, wenn durch kurzfristig erhöhte Renditen Investitionssignale gesetzt werden. Eine Kostenprüfung ist außerdem sehr aufwendig und nur bedingt standardisierbar. Kartellbehörden besitzen damit bisher kaum Erfahrung. Für die Umsetzung müssten unter anderem auch die zulässigen Kapitalkosten kalkulatorisch ermittelt werden.³⁹⁰ Es lässt sich annehmen, dass ein solches Verfahren den Markt stark in Richtung vollständiger Regulierung lenkt. Unklar ist zudem, wie sich die Kostenprüfung tatsächlich auf Gebotsverhalten und Investitionen der Kraftwerksbetreiber auswirken würde. Große Energieversorger müssten die Zulässigkeit bestimmter Gebotskalkulationen einschätzen können, um kartellrechtliche zulässige Gebote zu kalkulieren. Dafür müssen sie wissen, ob ihr Unternehmen marktbeherrschend ist und gegebenenfalls die kartellrechtlich zulässigen Kosten antizipieren. Vor diesem Hintergrund kann die Kostenprüfung die speziellen Probleme des Marktes nicht zielsicher zu adressieren.

Einfluss der Marktbeherrschung

412. Grundsätzlich ist jede Möglichkeit des Bundeskartellamtes, gegen ein als missbräuchlich eingeschätztes Preissetzungsverhalten von Energieproduzenten vorzugehen, auf Energieversorger begrenzt, die über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Vor diesem Hintergrund besitzt die Frage, welche Versorger marktbeherrschend sind und wie dies von der Kartellbehörde festgestellt wird, erhebliche Bedeutung. Das Bundeswirtschaftsministerium plant im Hinblick auf das Vorliegen des Merkmals der Marktbeherrschung mehr Rechtssicherheit zu schaffen, indem das Bundeskartellamt den Auftrag erhalten soll, einen dieses Problem adressierenden regelmäßigen Bericht zu erstellen.³⁹¹ Vom Bundeskartellamt als „nicht-marktbeherrschend“ eingeschätzte Versorger könnten ohne ein kartellrechtliches Risiko mit Aufschlägen am Markt anbieten.

413. Zwar erscheint der Gedanke, nicht-marktbeherrschende Unternehmen nicht durch Unsicherheiten über ihre Marktstellung einem Risiko auszusetzen, zunächst richtig. Allerdings setzt das geplante Vorgehen voraus, dass sich eine marktbeherrschende Stellung nicht mit den Wettbewerbsverhältnissen stetig und kurzfristig verändert, sondern die Marktteilnehmer auf die regelmäßige – laut Weißbuch mindestens zweijährig anzufertigende – Einschätzung der Kartellbehörde vertrauen können.

414. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, wie eine marktbeherrschenden Stellung im Stromgroßhandel ermittelt werden könnte. In der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel hat das Bundeskartellamt die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung der Anbieter an die Ergebnisse der ebenfalls in dieser Untersuchung vorgenommenen RSI-Analyse angelehnt. Mit der Berechnung des RSI wird für jede Stunde, in der Strom gehandelt wurde, überprüft, ob ein Anbieter eine pivotale Marktstellung inne hatte, die es ihm erlaubt hätte, unilateral den Preis zu beeinflussen (Form der Typ-2-Mark-ups). Das Testverfahren entspricht im Grundsatz der RSI-Analyse, die auch die Monopolkommission regelmäßig vorlegt³⁹² und die in Kapitel 2.2 dieses Sondergutachtens ausführlich erläutert wird. Ein

nicht zu einer Kostenunterdeckung führen darf, es sei denn, die Kosten sind auf die mangelnde Ausschöpfung von Rationalisierungsreserven zurückzuführen; BGH, Beschluss vom 22. Juli 1999, KVR 12/98-Flugpreisspaltung, WuW/E DE-R 375.

³⁹⁰ Mit deren Ermittlung durch das Bundeskartellamt gab es bereits in der Vergangenheit Schwierigkeiten, vgl. Monopolkommission, XIX. Hauptgutachten, a. a. O., Tz. 633.

³⁹¹ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende, Weißbuch, 2015, S. 61; Artikel 2 Ref-E Strommarktgesetz (zu § 53 GWB-E).

³⁹² Eine eigene RSI-Analyse legt die Monopolkommission seit ihrem Sondergutachten 2013 vor; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 106 ff.

Kernproblem besteht allerdings darin, anhand der stündlichen RSI-Werte und der damit festgestellten wechselnden Möglichkeit einer Preisbeeinflussung auf die Marktbeherrschung eines Anbieters zu schließen.

415. In seinem bisher verfolgten Ansatz bewertet das Bundeskartellamt die von ihm festgestellten RSI-Werte auf Jahresbasis, um darüber auf die Marktbeherrschung zu schließen. Das Amt hat dazu einen Mindestwert für die Anzahl der Stunden definiert, in denen ein Anbieter die pivotale Stellung inne gehabt haben muss. Den Wert hatte das Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung mit mindestens 5 Prozent aller Jahresstunden, d. h. 438 Stunden im Jahr, beziffert.³⁹³ Bei dieser Stundengrenze handelt es sich um einen Wert, für den es bisher keinen empirischen Beleg gibt.³⁹⁴ Der angelegte Zeitgrenzwert basiert offenbar auf dem Gedanken, dass eine bestimmte Regelmäßigkeit der Marktmacht erkennbar sein sollte, um die juristische Schwelle der Marktbeherrschung zu überschreiten. Er sagt aber nicht zwingend etwas über das Bestehen der Gefahr aus, dass es zu einer Ausübung von Marktmacht und Typ-2-Mark-ups kommt.

416. Aufgrund der bisher geringen Fundierung dieser Grenze bleibt unklar, ob die in der Sektoruntersuchung getroffene Methode zur Feststellung der Marktbeherrschung bereits auf einem adäquaten Bild der Wettbewerbsverhältnisse im Stromgroßhandel basiert. Vielmehr könnte neben höheren oder niedrigeren Grenzwerten vor allem auch konzeptionell eine andere zeitliche Abgrenzung der Marktbeherrschung in Betracht kommen. Zu beachten ist insbesondere, dass der Marktmachtindex RSI deshalb stundenbasiert angelegt ist, weil die Marktverhältnisse im Stromhandel mit den Schwankungen der Nachfrage sehr kurzfristig wechseln können. Der RSI misst vor diesem Hintergrund, ob es im Handel Stundenprodukte mit besonderer Knappheit gibt, sodass die Stromversorger bei diesen Produkten keinem wirksamen Wettbewerb mehr ausgesetzt sind und deshalb den Preis erheblich beeinflussen können. Für eine separate Betrachtung der Marktstellung beim Handel der Stundenprodukte spricht auch, dass Strom nur sehr begrenzt und bei hohen Kosten speicherbar ist und im Unterschied zu vielen anderen Gütern deshalb keine Arbitrage erzielt werden kann. Eine durch die pivotale Stellung eintretende Marktmacht könnte deshalb aus theoretischer Sicht bereits in einzelnen Stunden zu einem ganz erheblichen Schaden i. S. d. Kartellrechts führen. Vor diesem Hintergrund sprechen aus Sicht der Monopolkommission gute Gründe dafür, in jeder Stunde einen neuen zeitlich relevanten Markt abzugrenzen. Folge einer stündlichen Markt-Abgrenzung wäre allerdings, dass auch die Feststellung der Marktbeherrschung an die sich stündlich ändernden Marktgegebenheiten geknüpft wäre.

417. Vor diesem Hintergrund ist die Monopolkommission der Auffassung, dass sich mit einem Marktmachtbericht der Kartellbehörde, die angestrebte höhere Sicherheit der Unternehmen über die Abgrenzung der Marktbeherrschung nicht erzielen lässt. Bei der Feststellung der Marktbeherrschung im Energiegroßhandel handelt es sich um eine Einschätzung, über die abhängig von der auch in Zukunft stetig wechselnden Marktsituation immer kurzfristig neu zu entscheiden ist.

Sollte dem Bundeskartellamt im Strommarktgesetz der Auftrag zur Anfertigung eines solchen Berichtes erteilt werden, so wären damit erhebliche Risiken verbunden. Die Schaffung von Sicherheit für nicht als marktbeherrschend eingestufte Unternehmen, Mark-ups erzielen zu dürfen, könnte infolge eines solchen Berichtes nur dann eintreten, wenn die Marktbeherrschung nicht für sehr kurzfristige Zeiträume festgestellt, sondern vom Bundeskartellamt z. B. weiterhin an einem prozentualen Anteil problematischer Stunden im Jahr geknüpft würde. Wie dargelegt wurde, hätte eine solche unpräzise Anwendung jedoch erhebliche Nachteile. Würde das Bundeskartellamt gesetzlich beauftragt, regelmäßig die Marktstellung der Akteure in einem Bericht zu veröffentlichen, um damit Sicherheit zu schaffen, dann könnten die aus der Anwendung des genannten Konzeptes resultierenden Fehler zukünftig³⁹⁵ zu einer systematischen Nutzung von Marktmachtpotenzialen und zu ganz erheblichen und schädlichen Preiseffekten führen.³⁹⁶

³⁹³ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a. a. O., S. 106.

³⁹⁴ Vgl. Tz. 63.

³⁹⁵ Zwar zeigt die für das Jahr 2014 durchgeführte RSI-Analyse der Monopolkommission in Abschnitt 2.2, dass derzeit noch kein Anbieter den Schwellenwert nur ansatzweise erreicht. Zu erwarten ist jedoch, dass es auf den Energiemärkten in den kommenden Jahren zu einem Abbau von Überkapazitäten kommt und zunehmend pivotale Stellungen von Marktteilnehmer zu erwarten sind. Dies ist schon daher naheliegend, da pivotale Stellungen dem erklärten Ziel einer zunehmenden Knappheit, durch die ein wettbewerbskonformes Peak-Load-Pricing (Typ-1-Mark-ups) induziert wird, vorausgehen; vgl. Tz. 396.

³⁹⁶ Diesen Schaden illustriert ein einfaches Rechenbeispiel: Gelänge es einem Anbieter, in der Hälfte der bisher für die Marktbeherrschung als unschädlich eingeschätzten 438 Stunden bei einer angenommenen Gesamtnachfrage von 70 GW durch Kapazitätszu-

Unberührt von der Frage nach der Marktbeherrschung bleibt es allerdings wichtig, regelmäßig Transparenz über die Situation am Energiemarkt und die Marktmacht der Akteure zu schaffen, um auf dieser Basis bestmögliche Handels- und Investitionsbedingungen zu erreichen. Gerade im Bereich der Energiemärkte besteht allerdings bereits ein dichtes und ausreichendes Monitoringnetz. So wird die Wettbewerbssituation und die Marktmacht der Versorger im Stromgroßhandelsmarkt kontinuierlich und ausführlich und unter Berücksichtigung empirischer Methoden in den Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 GWB untersucht.³⁹⁷ Auch im jährlichen Monitoringbericht von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur und im Rahmen der Entscheidungspraxis der Kartellbehörde wird die Wettbewerbssituation dokumentiert. Die Tätigkeit der MTS unterstützt diese Monitoringaktivitäten zudem empirisch.³⁹⁸ In den genannten Berichten werden bereits wesentliche Marktmachtindikatoren, z. B. die Marktanteile oder der RSI, die Voraussetzung für die Marktbeherrschung sind, veröffentlicht. Deshalb erscheint ein Monitoringdefizit derzeit nicht erkennbar.

5.3.5 Beurteilung

418. Die Monopolkommission begrüßt viele der im Weißbuch angekündigten Maßnahmen zur Umsetzung eines Konzeptes „Strommarkt 2.0“, da diese zu einer Erhöhung der Wirksamkeit der Marktkräfte beitragen. Insbesondere die Flexibilisierung der Nachfrage ist nach Auffassung der Monopolkommission unerlässlich, um die Funktionsfähigkeit des Marktes langfristig zu verbessern und die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

419. Ein Energy-only-Markt kann jedoch nur dann effizient funktionieren, wenn Mark-ups bei voller Auslastung aller zur Verfügung stehenden Kapazitäten durch die Gebote der Nachfrager entstehen. Dabei muss die Flexibilität der Nachfrager, ihren Bedarf sehr kurzfristig reduzieren zu können, ausreichend groß sein, sodass die verbleibende unflexible Lastmenge stets durch den zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark gedeckt wird. Ob bzw. wann dies auch infolge der Maßnahmen des Konzeptes Strommarkt 2.0 der Fall ist, kann derzeit nicht sicher beantwortet werden. Die Schwierigkeit dies zu ermitteln, hängt mit der Unklarheit über die Entwicklung zentraler Faktoren wie der zukünftigen Lastvolatilität und der Erschließbarkeit von DRM-Potenzial zusammen.

420. Darüber hinaus wird die Funktionsfähigkeit des Marktes auch von der grundsätzlichen Frage berührt, ob die für die Finanzierung notwendigen Spitzenlastpreise mit Aufschlägen auf die Grenzkosten – sogenannten Mark-ups – erreicht werden. Von der Erzielbarkeit bestimmter Mark-ups hängt die Steuerungsfähigkeit des Strommarktes 2.0 und das sich einstellende Kapazitätsniveau ab. In diesem Zusammenhang bestehen verschiedene Risiken. Ein Risiko betrifft die politische und gesellschaftliche Akzeptanz von Mark-ups in Knappheitszeiten und dem in diesem Zusammenhang gelegentlich hohen Preisniveau. Fürchten die Unternehmen, dass hohe Preise zu politischen Eingriffen in den Markt führen, dann wirkt sich diese Gefahr einschränkend auf das Investitionsverhalten aus und kann die Funktion des Marktes grundsätzlich in Frage stellen.

421. Ein damit zusammenhängendes generelles Problem des Konzeptes Strommarkt 2.0 besteht darin, dass Energiegroßhandelsmärkte nicht nur zu unteroptimalen Kapazitäten tendieren können, sondern auf der anderen Seite auch viel Spielraum für missbräuchliches Verhalten und überhöhte Preise bieten. Die Trennung von wettbewerbskonformen Preisauflagen und Mark-ups stellt für die zuständigen Behörden jedoch ein schwieriges Problem dar; der Umgang mit diesem Problem hat erhebliche Auswirkungen auf Effizienz und Versorgungssicherheit. Die Monopolkommission schätzt es als unsicher ein, ob sich im praktischen Umgang der Behörden mit diesem Problem eine effiziente Balance finden lässt. Im Rahmen der politischen Entscheidung über ein Konzept Strommarkt 2.0 sind die damit verbundenen Risiken deshalb zu bedenken.

422. Grundsätzlich sollten Behörden, die im Bezug auf das Preissetzungsverhalten eine Aufsichtsfunktion ausüben, den Kraftwerksbetreibern genug Preissetzungsspielräume lassen, ohne jedoch eine Aufsicht über die Preise vollständig auf-

rückhaltung eine Preisspitze von 3000 EUR/MWh durchzusetzen, wenn sich ohne die Kapazitätszurückhaltung ein regulärer Preis von 100 EUR/MWh eingestellt hätte, dann entspricht die Preisüberhöhung einem durch die Preiserhöhung induzierten zusätzlichen Umsatz am Energiemarkt von EUR 44,46 Mrd. im Jahr.

³⁹⁷ Vgl. die Analysen in Abschnitt 2.1.3.

³⁹⁸ Die MTS legt dabei gemäß § 47h Abs. 2 GWB zudem einen Tätigkeitsbericht vor.

zugeben. In diesem Zusammenhang sind die im Weißbuch der Bundesregierung angekündigten Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit der Unternehmen unterschiedlich zu beurteilen. Auch wenn hier konzeptionell Schwierigkeiten bestehen, wäre es für die Unternehmen und ihre Investitionsbereitschaft hilfreich, wenn das Bundeskartellamt in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur Maßstäbe und Kriterien in Leitlinien darlegen, nach denen sie das Preissetzungsverhalten von Energieversorgern bewerten. Die Kriterien sollten zudem regelmäßig darauf überprüft werden, ob sie zu einem überhöhten Kapazitätsaufbau oder zu Überrenditen führen und dadurch verhindern, dass der Markt Kapazitäten zunehmend durch die Reaktion von Nachfragern finanziert. Weiterhin ist empfehlenswert, ebenso die Auslegung des Marktmanipulationsverbotes der REMIT-Verordnung durch die Bundesnetzagentur in den Leitlinien zu erfassen. Nicht empfehlenswert ist demgegenüber die im Weißbuch angekündigte regelmäßige Überprüfung der Marktbeherrschung durch das Bundeskartellamt, da sich die Marktbeherrschung im Energiegroßhandel derzeit nicht beständig feststellen lässt und die intendierte Wirkung deshalb verfehlt werden muss. Geeigneter erscheint in diesem Zusammenhang eine regelmäßige Überprüfung der Marktmacht auf den Energiegroßhandelsmärkten, die jedoch durch das bereits bestehende Monitoring im angemessenen Umfang vorgenommen wird.

5.4 Analyse ergänzender Kapazitätsmechanismen

5.4.1 Sollte eine Absicherung durch eine ergänzende Reserve erfolgen?

423. Eine strategische Reserve wird von verschiedenen Akteuren vorgeschlagen, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Auch im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums ist die Ergänzung des Strommarktes 2.0 um eine Kapazitätsreserve vorgesehen.

424. Ein wichtiges Argument für den Aufbau einer solchen strategischen Reserve liegt in der hohen Unsicherheit über die wirksame Kapazitätssteuerung durch den Energy-only-Markt. Wenn zu wenig in Kapazitäten investiert wird, wäre mit der Reserve eine Absicherung für mögliche Versorgungsengpässe geschaffen. Eine Reserve besitzt in diesem Zusammenhang verschiedene Stärken, die für ihre Eignung sprechen. Wenn die Marktteilnehmer davon ausgehen, dass die strategische Reserve nie eingesetzt zu werden bräuchte – da der Markt von sich aus für genügend Kapazität sorgt –, würde die Funktion des Strommarktes durch sie im besten Fall unberührt bleiben. Eine Reserve käme zudem mit relativ wenigen Regeln aus und ließe sich in ihrem Kapazitätsumfang vergleichsweise leicht anpassen oder auch später wieder auflösen.

425. Allerdings gehen mit der Vorhaltung einer strategischen Reserve auch gewichtige Nachteile einher, auf die nachfolgend näher eingegangen wird. Erstens sind mit der Vorhaltung von Reservekapazitäten allokativen Ineffizienzen verbunden, zweitens könnte politische Einflussnahme ihre Funktion gefährden und drittens erhöht sich durch die Reserve die Gefahr eines strategischen Verhaltens der Marktakteure. Einfluss auf die meisten der genannten Nachteile besitzt der festzulegende Auslösungspreis, der die Reserve aktiviert und in der Phase einer Versorgungslücke den (aufgrund der in dieser Situation fehlenden Markträumung) fehlenden Preis am Strommarkt ersetzt. Im Zusammenhang mit der nun im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums angekündigten Kapazitätsreserve ist darauf hinzuweisen, dass Konzepte, die die Auslösung einer Reserve durch die Übertragungsnetzbetreiber vorsehen, die mit dem Auslösungspreis zusammenhängenden Probleme nicht umgehen. Denn im Fall des Einsatzes einer Reserve muss sich auch in diesen Konzepten am Markt ein Clearing einstellen, durch das sich ein Preis ergibt, der in seinen Wirkungen dem Auslösungspreis entspricht.³⁹⁹

426. Wird ein niedriger Auslösungspreis bestimmt, dann bedarf es einer größeren Reserve, die tendenziell häufiger zum Einsatz kommt, da sie die kontrollierte Zurückhaltung von Nachfrage als Steuerungsmöglichkeit verdrängt. Damit wird auch die effiziente Finanzierung des Kraftwerksparks über das wettbewerbskonforme Peak-Load-Pricing eingeschränkt. Vor diesem Hintergrund werden für konkrete Modelle zur Implementierung einer strategischen Reserve meistens hohe Auslösungspreise vorgeschlagen. In einer Engpasssituation kann der Marktpreis damit zunächst über die Grenzkosten des letzten Kraftwerks am Energy-only-Markt ansteigen, bis die Nachfrage zurückgeht (Peak-Load-Pricing) oder der Auslösungspreis der strategischen Reserve erreicht ist. Sollte die Reserve zum Einsatz kommen, dann werden durch

³⁹⁹ Wie dies im Fall der Kapazitätsreserve geplant ist, wird im Weißbuch nicht dargelegt.

einen hohen Preis zudem Anreize gesetzt, in den Kraftwerksbau zu investieren und die Deckungslücke so wieder zu schließen.

427. Allerdings sind gerade bei einem hohen Auslösungspreis der Reserve verschiedene allokativen Ineffizienzen in ihrem Mechanismus strukturell angelegt. Da für die strategische Reserve Kraftwerke aus dem Markt genommen werden, dürfen diese Kraftwerke ihre Kapazität nicht anbieten, auch wenn der Marktpreis oberhalb ihrer Grenzkosten liegt.

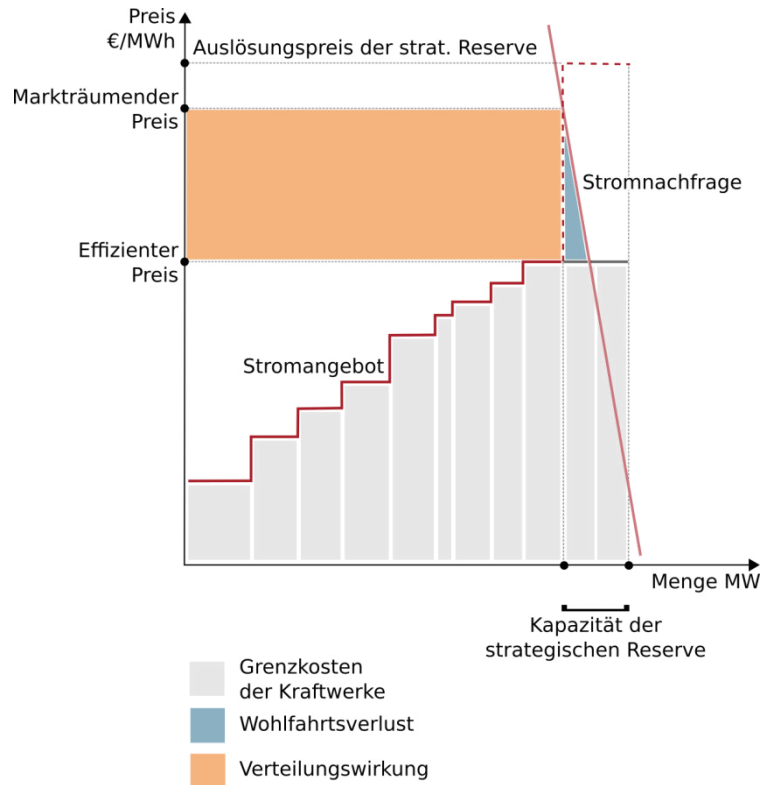
428. Die sich am Markt einstellenden Spitzenlastpreise können deshalb allokativtheoretisch zu hoch sein, weil die Kraftwerke der strategischen Reserve die Nachfrage in bestimmten Situationen eigentlich günstiger bedienen und einen Engpass verhindern könnten. Ein weiterer Nachteil ist, dass eine Reserve die Anreize zur strategischen Ausübung von Marktmacht durch Anbieter am Energy-only-Markt erhöht und so eine ineffiziente Auslösung verursacht. Weil mit der Auslösung ein sehr hoher Clearingpreis verbunden ist, bestehen Anreize die Reserve durch Kapazitätszurückhaltung strategisch auszulösen. In einem Energy-only-Markt ist der pivotale Anbieter jedoch teilweise gehemmt, Kapazität zurückzuhalten, da dies zu Problemen in der Sicherheit des Stromsystems führen könnte und sich bei einem Stromausfall kein Marktpreis mehr einstellen würde. Bei Vorhaltung einer strategischen Reserve ist diese Sorge jedoch unbegründet, da im Notfall die Reserve einspringt.

Abbildung 5.26 zeigt eine Situation in der Kraftwerke der strategischen Reserve still stehen, obwohl ihr Einsatz kostengünstiger wäre als eine kontrollierte Lastzurückhaltung durch die Nachfrager. Die dadurch entstehenden Ineffizienzen sind durch das blaue Dreieck gekennzeichnet. Das rote Rechteck zeigt die damit einhergehende Verteilungswirkung, bei der die Produzenten (Anstieg der Produzentenrente) zulasten der Nachfrager (Verringerung der Konsumentenrente) profitieren.

Außerdem entstehen auch über bestimmte Spitzenlastsituationen hinaus Ineffizienzen, wenn die Reserve Kraftwerke vorhält, deren Grenzkosten unter den Grenzkosten von produzierenden Kraftwerken des Energy-only-Marktes liegen. Da die strategische Reserve qua Definition erst in Situationen einsetzt, in denen andere Kraftwerkskapazitäten ausgeschöpft wurden, kann es so vorkommen, dass die Nachfrage nicht durch die günstigsten Kraftwerke versorgt wird.

429. Im Zusammenhang mit den dargestellten Ineffizienzen könnten auch politische Interessen den geeigneten Einsatz einer Reserve gefährden. So ist mit einer Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes auch die Akzeptanz hoher Preisspitzen verbunden. Solche Preisspitzen könnten zukünftig zu steigenden Großhandels- und auch Endkundenpreisen für Energie führen. In diesem Fall kommen die allokativen Ineffizienzen der Reserve besonders zum Tragen, denn die mit ihr vorgehaltenen Kraftwerke wären prinzipiell in der Lage preissenkend zu wirken. Dies könnte die Politik zu der Forderung veranlassen, den Auslösungspreis der Reserve kurzfristig zu senken oder die Reservekapazität sogar zu Grenzkosten in den Markt zu bieten. Damit würde die Reserve jedoch die konzeptionell angelegte Unabhängigkeit des Energy-only-Marktes zerstören. Dies hätte zur Folge, dass die Investitionssignale des Strommarktes nicht wirken könnten und die dort vorgehaltene Kapazität zurückginge bzw. in die Reserve verschoben würde.

430. Ein weiterer Nachteil ist, dass eine Reserve die Anreize zur strategischen Ausübung von Marktmacht durch Anbieter am Energy-only-Markt erhöht und so eine ineffiziente Auslösung verursacht. Weil mit der Auslösung ein sehr hoher Clearingpreis verbunden ist, bestehen Anreize die Reserve durch Kapazitätszurückhaltung strategisch auszulösen. In einem Energy-only-Markt ist der pivotale Anbieter jedoch teilweise gehemmt, Kapazität zurückzuhalten, da dies zu Problemen in der Sicherheit des Stromsystems führen könnte und sich bei einem Stromausfall kein Marktpreis mehr einstellen würde. Bei Vorhaltung einer strategischen Reserve ist diese Sorge jedoch unbegründet, da im Notfall die Reserve einspringt.

Abbildung 5.26: Wohlfahrtseffekte bei Vorhaltung einer strategischen Reserve

Quelle: Eigene Darstellung

431. Nach Auffassung der Monopolkommission sind die dargelegten Nachteile des Aufbaus einer strategischen Reserve von erheblichem Gewicht und müssten bei einem möglichen Einsatz des Instruments bedacht werden. Die Monopolkommission empfiehlt, eine Reserve nur als mögliches Übergangsinstrument zur Überbrückung der derzeit noch bestehenden Unsicherheit über die Funktionsfähigkeit des Strommarkt 2.0 einzusetzen. Die Reserve sollte nach spätestens 10 Jahren aufgelöst werden.

Wird eine Reserve entsprechend konstituiert und zeigt sich daraufhin, dass der Energy-only-Markt für effiziente Preissignale sorgt, käme die Reserve praktisch nicht zum Einsatz. In diesem Fall könnte die Reserve allerdings relativ leicht aufgelöst werden, und zwar indem die Reservekraftwerke an Marktteilnehmer abgegeben werden. Sollte sich allerdings herausstellen, dass die Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes nicht ausreichend sichergestellt ist, sodass die Reserve tatsächlich in einer gewissen Regelmäßigkeit zum Einsatz kommt, wird mit ihr zunächst einem Versorgungsausfall vorgebeugt. Allerdings sollte die Reserve dann schnellstmöglich aufgelöst und durch einen geeigneteren Kapazitätsmechanismus ersetzt werden.

Die dargestellte Übergangsfunktion sollte bereits bei der Konstitution einer Reserve angelegt werden. In diesem Fall wirken sich die dargestellten Ineffizienzen des Konzeptes nach Einschätzung der Monopolkommission weniger gewichtig aus. Neben der zeitlichen Befristung empfiehlt die Monopolkommission daher, die Reserve klein auszulegen. Die Beibehaltung eines hohen Auslösungspreises wäre in diesem Fall auch glaubwürdiger, da die Reserve von vorneherein als Absicherung konzipiert wird, ihr Einsatz also grundsätzlich nicht geplant ist.

5.4.2 Stellt die Schaffung von Kapazitätsmärkten eine effizientere Alternative dar?

432. Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht liegt eine Voraussetzung für die Schaffung eines Marktdesigns mit Kapazitätsmärkten in der Annahme, dass der Strommarkt alleine nicht in der Lage ist, die Vorhaltung von Kapazität effizient und effektiv zu steuern. Daraus folgt der Grundgedanke, den Steuerungsmechanismus für die vorgehaltene Kapazität zu ersetzen. Zu diesem Zweck wird der Markt geteilt: Auf der einen Seite wird die Steuerung der vorgehaltenen Kapazität in

einen eigenen Markt, den Kapazitätsmarkt ausgelagert, auf der anderen Seite besteht weiterhin der Stromgroßhandel, auf dem über den optimale Einsatz der Kapazität entschieden wird.

433. Im Kapazitätsmarkt bestimmt sich die vorgehaltene Kapazität über das Steuerungsmodell. Im bekanntesten Modell zum Kapazitätsmarkt wird die Kapazitätsmenge zentral z. B. anhand der maximal erreichten Last geplant und ausgeschrieben, während in dezentralen Ansätzen die Kapazitätssteuerung indirekt über die Höhe von Pönalen erfolgt. Gelingt es bei der Kapazitätsplanung die optimale Menge festzustellen, dann ist das Kapazitätsmarktmodell genauso effizient, wie es ein hypothetischer, optimal funktionierender Energy-only-Markt wäre.

Die Effizienz erklärt sich an der Funktionsweise eines Kapazitätsmarktes wie folgt: Zu erwarten ist, dass Kraftwerke ihre Kapazität zu den Opportunitätskosten der eigenen Vorhaltung bei den Kapazitätsauktionen anbieten. Da die Anbieter allerdings auch am gewöhnlichen Strommarkt teilnehmen, werden sie die dort erzielbaren Deckungsbeiträge bereits in ihren Geboten verrechnen. Funktioniert der Strommarkt und kommt es dort bereits zu effizienten Deckungsbeiträgen, dann werden die Anbieter bei der Kapazitätsauktion mit einem Preis von „Null“ bieten. Die Kapazitätsauktion wäre dann neutral. Stellen sich aber am Strommarkt zu niedrige Preise und dadurch zu geringe Deckungsbeiträge ein, was bei einer Schaffung von Kapazitätsmärkten gewöhnlich vermutet wird, dann kompensiert der Preis bei der Kapazitätsauktion modelltheoretisch exakt die entgangenen Deckungsbeiträge durch die zu geringen Preise.

434. Eine Voraussetzung der dargestellten Effizienz von Kapazitätsmärkten ist allerdings, dass von strategischem Verhalten der Akteure und möglicher Marktmachtausübung abstrahiert wird. Die Gefahr einer Marktmachtausübung ist auch im Kapazitätsmarktansatz ein wichtiger Diskussionspunkt. Gegenüber dem Modell des Energy-only-Marktes sehen viele Kapazitätsmarktmodelle vor, das Problem möglicher Marktmacht auf dem Strommarkt zu verkleinern, indem die Gebote am Kapazitätsmarkt mit einer sogenannten Call-Option verbunden werden.⁴⁰⁰ In der Option wird ein sogenannter Ausübungspreis festgelegt. Liegt der Spotmarktpreis für Strom über dem Ausübungspreis der Option, muss die Differenz vom Anbieter der Kapazität zurückerstattet werden. Ist die kontrahierte Kapazität optimal bemessen, entsprechen sich Rückzahlung und Kapazitätszahlung, sodass der Kunde nur den Stromgroßhandelspreis zu entrichten hätte. Eine Marktmachtausübung auf dem Strommarkt, die den Preis über den Ausübungspreis der Option drückt, würde auf diese Weise vermieden. Als Ausübungspreis wird dabei meist ein Preis vorgeschlagen, der über den variablen Kosten des teuersten Kraftwerks liegt.⁴⁰¹ Zu beachten ist allerdings, dass ein zu niedriger Preis die Wirksamkeit von Maßnahmen zur kontrollierten Lastabschaltung behindern kann und den Kapazitätsbedarf verzerrt, während ein zu hoher Preis das Marktmachtpotenzial nicht genügend eingrenzt.

435. Der Ansatz, die Kapazitätsgebote mit einer Call-Option zu verbinden, wird in der wissenschaftlichen Diskussion von Kapazitätsmarktmodellen als sehr wirksam angesehen, um effektiv Marktmachtmissbrauch auf dem Strommarkt zu verhindern. Allerdings gibt es mit genau diesem Verfahren bisher noch wenige internationale Erfahrungen.⁴⁰² Sollte der Mechanismus in der Praxis effektiv funktionieren, wäre das Marktmachtproblem im Wesentlichen auf den Kapazitätsmarkt begrenzt.

436. Erfahrungen aus dem Ausland zeigen allerdings, dass es sich auch bei der Begrenzung wirksamer Marktmacht auf dem Kapazitätsmarkt um ein schwieriges Problem handelt. Aufgrund der langjährigen Erfahrungen mit Kapazitätsauktionen ist der schon vergleichsweise lange existierende und weit entwickelte amerikanische PJM-Markt ein besonders geeignetes Beispiel, um die aus dem Marktmachtproblem folgende Regulierungstiefe und die erheblichen Parameterierungsprobleme eines Kapazitätsmarktes zu veranschaulichen. PJM ist der Name eines Zusammenschlusses von ver-

⁴⁰⁰ Dieser Ansatz geht dabei auf einen Vorschlag von Crampton/Stoft aus dem Jahr 2006 zurück, vgl. Crampton, P./ Stoft, S., The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem: A White Paper for the Electricity Oversight Board, 2006, <http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/45053/2006-007.pdf?sequence=1>, Auf am 15. September 2015.

⁴⁰¹ Vgl. EWI, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln 2012, S. 112.

⁴⁰² Z. B. sind in den Kapazitätsobligationen in England die Lieferverpflichtungen zwar an Lastgrenzen, nicht aber an einen bestimmten Preis geknüpft; vgl. The Capacity Market Rules 2014, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/340046/capacity_market_rules.pdf, S. 92-95, Abruf am 15. September 2015.

schiedenen Netzbetreibern und Marktgebieten zu einem Systembetreiber.⁴⁰³ Systembetreiber wie PJM übernehmen in der amerikanischen Energiemarktordnung eine Reihe von Aufgaben. Sie sind sowohl Netzbetreiber als auch Betreiber von Energiegroßhandelsmärkten nach dem Nodal-Pricing-Modell und beaufsichtigen auch die Markteffizienz.

437. Zu PJM gehört seit 1999 auch ein Kapazitätsmarkt. Dabei handelte es sich zunächst um den sogenannten „Capacity Credit Market“ (CCM), der jedoch seit 2007 von einem neuen Marktmechanismus, dem „Reliability Pricing Model“ (RPM) abgelöst wurde. Mit dem RPM sollten wesentliche Schwächen des CCM behoben werden. Insbesondere wurde die Vorlaufzeit der Kapazitätsauktion auf drei Jahre (bei Neuanlagen) verlängert. Zudem wurden zahlreiche neue Regeln eingeführt, die regelmäßig zahlreichen Änderungen unterliegen.

Am PJM-Markt sind alle Bestandsanlagen verpflichtet, sich an den Kapazitätsauktionen zu beteiligen. Während die nachgefragte Kapazitätsmenge im CCM fix war, wurde dieser Ansatz aufgrund schlechter Erfahrungen mit möglicher Marktmachtausübung in den jährlichen Hauptauktionen des RPM geändert. Die Kapazitätsmenge wird danach auf 115 Prozent der Höchstlast festgesetzt. Dieser Wert ist jedoch nur noch eine Zielgröße. Die Menge wird zunächst mit einem nach vordefinierten Kalkulationsregeln bestimmten Preis für den hypothetischen Marktzutritt einer neuen Anlage verbunden. Weitere Kriterien definieren eine Absenkung der nachgefragten Menge bei höheren Preisen, woraus sich eine administrativ gesetzte Nachfragefunktion ergibt, durch die eine preiselastische Nachfrage simuliert wird.

Die Marktstellung aller am PJM-Kapazitätsmarkt teilnehmenden Versorger wird zudem regelmäßig überprüft. Dazu dient unter anderem der sogenannte Three-Pivotal-Supplier Test, eine erheblich restriktivere Variante des Residual-Supply-Test.⁴⁰⁴ Versorger, die nach den Tests Marktmacht ausweisen – dies ist regelmäßig mehrfach der Fall – werden mit Auflagen bei den Kapazitätsauktionen belegt. Zur Vermeidung von Marktmacht existieren für diese Anbieter Gebotsobergrenzen auf Grundlage der vermeidbaren Kosten (ausgenommen für Neuanlagen) genauso wie Mindestgebote, wobei vor allem die Regeln für Letztere sehr häufigen Anpassungen unterliegen. Während mit den Preisobergrenzen die direkte Ausübung von Marktmacht vermieden werden soll, haben die Mindestpreise die Aufgabe eine Abschottung des Marktzugangs durch Kampfpreise zu verhindern.

Anbieter, die bei Kapazitätsauktionen einen Zuschlag erhalten, sind verpflichtet ihre Kapazität auch am Strommarkt anzubieten, um eine Kapazitätszurückhaltung auf dem Strommarkt auszuschließen. Fallen Kraftwerke in Knappheitsphasen aus, sollen keine Zahlungen erfolgen. Ausgenommen sind bestimmte Typen von Ausfällen, sogenannte Ausfälle außerhalb der Managementkontrolle (Out of Management Control, OMC), bei denen es jedoch Definitionsprobleme gibt.⁴⁰⁵

438. Die bis heute andauernden stetigen Anpassungen von Parametern des PJM-Systems illustrieren die Problematik, ein optimales und nur wenige Änderungen bedürfendes Marktdesign einzustellen. Es zeigt sich, dass das Kapazitätsmarktdesign vor allem aufgrund der Marktmachtproblematik anfällig für Fehldesigns ist, die sich auf die Effizienz des Modells auswirken und häufige Umgestaltungen des Systems erforderlich machen.⁴⁰⁶ Trotz dieser Erfahrungen aus den USA haben sich allerdings u. a. Großbritannien und Frankreich entschieden, einen Kapazitätsmarkt einzurichten.

439. Im Zusammenhang mit der Marktmachtproblematik an einem Kapazitätsmarkt gibt es in den verschiedenen für Deutschland konzipierten Modellen unterschiedliche Vorschläge mit dem Problem umzugehen. Im Modell der Kapazitätsversicherungsverträge wird z. B. vorgegeben, dass Altanlagen zu einem Preis von „Null“ in den Kapazitätsmarkt bieten müssen, allerdings gegebenenfalls einen höheren Clearingpreis als Einheitspreis erhalten. Allerdings bleibt damit für die Betreiber von Bestandsanlagen ein Risiko verbunden, sich frühzeitig zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft verpflichten zu müssen, ohne dafür mit einer entsprechenden Mindestkompensation kalkulieren zu können. Ob sich das

⁴⁰³ Der Name PJM ist ein Akronym der Staaten Pennsylvania, New Jersey, Maryland. Mittlerweile gehören zahlreiche Gebiete bzw. Staaten im Osten der USA zum PJM-Gebiet.

⁴⁰⁴ Zum RSI vgl. Abschnitt 2.1.3.2.

⁴⁰⁵ Auch fehlender Brennstoff ist bspw. als OMC deklarierbar, wobei sich hier nicht erschließt, warum dieses Problem nicht durch das Management behoben werden kann.

⁴⁰⁶ Dieses Problem wird auch als Slippery-Slope-Effekt bezeichnet.

Marktmachtproblem durch dieses Vorgehen bereits wesentlich reduzieren lässt, kann zudem nicht eindeutig geklärt werden.

440. Nach Auffassung der Monopolkommission zeigt sich, dass Kapazitätsmarktkonzepte eine Reihe von Risiken und Nachteilen aufweisen. Auf der anderen Seite sind Kapazitätsmärkte geeignet, das Niveau von Kapazitätsvorhaltung und Versorgungssicherheit zielsicher und verlässlich zu steuern. Sollte sich herausstellen, dass der Energy-only-Markt in Gestalt des Strommarktes 2.0 nicht zu einer effizienten Kapazitätsallokation führt, sollte aus Sicht der Monopolkommission ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden. Hierbei erscheinen der Monopolkommission zentrale Ansätze vorzugswürdig, bei denen die administrative Steuerung des Kapazitätsniveaus transparent über die Festlegung der Menge erfolgt.

5.5 Europäische Dimension

5.5.1 Wohlfahrtsvorteile einer Kapazitätsallokation im Binnenmarkt

441. Auch im Bezug auf das Problem der Kapazitätsvorhaltung und möglichen Lösungen im Form von Kapazitätsmechanismen spielt die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte eine wichtige Rolle. Wie in Abschnitt 2.2 detailliert erläutert, wird im Rahmen des Binnenmarktprojektes gegenwärtig intensiv das Ziel verfolgt, die regionalen Strommärkte z. B. durch Verfahren der Engpassbewirtschaftung von Netzübergangspunkten sukzessive stärker miteinander zu verknüpfen. Zunehmende Übergangskapazitäten zwischen Netzen und Mitgliedstaaten lassen immer größere Handelsflüsse zwischen den oft weiterhin regionalen Märkten zu. Dieser Handel zwischen den Mitgliedstaaten bietet viele Vorteile, z. B. im Hinblick auf eine Optimierung der Kraftwerkssteuerung innerhalb des Gesamtmarktes. Wohlfahrtseffekte bestehen jedoch auch in Bezug auf die Vorhaltung von Kapazität im Binnenmarkt im Vergleich zu einer individuellen Vorhaltung von Kapazität in den Mitgliedstaaten.

442. Wird bei der Betrachtung der Binnenmarktvorteile allein auf langfristige Effekte bei der Vorhaltung von Kapazität fokussiert, dann ermöglicht der Binnenmarkt, dass Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Bedarfs aller Mitgliedstaaten immer unabhängiger von staatlichen Grenzen errichtet werden können. Für die Standortwahl spielt zunehmend eine Rolle, wo für die Vorhaltung von Kapazität, z. B. aufgrund des Zugangs von natürlichen Ressourcen, die effizientesten Bedingungen geboten werden. Ein weiterer Vorteil der Kapazitätsallokation im Binnenmarkt könnte vorliegen, wenn im Vergleich zu einer individuellen und autarken Kapazitätsallokation der Staaten insgesamt eine geringere Gesamtkapazitätsvorhaltung erforderlich ist. Ein Hinweis auf die Wirksamkeit dieses letztgenannten Vorteils läge vor, wenn die Lastspitzen im Strombedarf der Länder – also der Bedarf auf den die Kapazitätsvorhaltung ausgerichtet ist – nicht zur gleichen Zeit auftreten, sodass eine wechselseitige Deckung des Bedarfs erfolgen kann. Eine solche wechselseitige Bedarfsdeckung kann vor allem zwei Gründe haben. Zum einen können Unterschiede in den Verbrauchszeitpunkten zu einer wechselnden Höchstlast führen. Zum anderen kann sich die effektive Einspeiseleistung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträger, wie z. B. Windkraft, aufgrund unterschiedlicher meteorologischen Bedingungen in Europa zum selben Zeitpunkt unterscheiden, wodurch sich auch in der Residualnachfrage Schwankungen ergeben.

443. Im Hinblick auf die Ersparnisse bei der vorzuhaltenden Gesamtkapazität kann das Potenzial eines gemeinsamen Marktes gegenüber einer vollständig unabhängigen Kapazitätsvorhaltung der Mitgliedstaaten anhand empirischer Lastdaten durch eine einfache Vergleichsrechnung geschätzt werden. Dazu sind die jeweiligen, i. d. R. in unterschiedlichen Jahresstunden auftretenden Spitzenlastwerte der Länder zu addieren. Die addierten Spitzenlastwerte stellen ex post betrachtet die minimal notwendige Kapazitätsvorhaltung der betrachteten Länder dar. Sie müssten diese Kapazitätsmenge vorhalten, wenn die Märkte unabhängig wären und Importe und Exporte unberücksichtigt blieben (hypothetischer Fall: „vollständig autarke Mitgliedstaaten“). Im Vergleich müssen in einem Binnenmarkt ohne Netzengpässe lediglich solche Kapazitäten minimal vorgehalten werden, die über den gemeinsamen Bedarf der Länder zu einer maximalen Auslastung führen. Diese lassen sich über die höchste gemeinsame Nachfrage in einer Jahresstunde des Beobachtungszeitraums ermitteln (hypothetischer Fall: „vollkommene Integration“).

444. Die Monopolkommission hat das Effizienzpotenzial einer wechselseitigen Bedarfsdeckung für die Jahre 2012 bis 2014 berechnet, um die Wirkung unterschiedlicher Verbrauchszeitpunkte zu überprüfen. Aufgrund der geringen Verfügbarkeit von länderspezifischen stundenbasierten Einspeisedaten für erneuerbare Energien konnte ein zusätzlicher Ver-

gleich der Residuallast nicht durchgeführt werden. Aus dem Vergleich der ermittelten Mindestkapazitätsvorhaltung zwischen den beiden Extremfällen „autarke Märkte der Mitgliedstaaten“ und „vollständige Integration“, lässt sich das Effizienzpotenzial des Binnenmarktes im Bezug auf die insgesamt vorzuhaltende Kapazität herleiten. Die Tabelle 5.13 zeigt einen kleinen, aber absolut betrachtet durchaus relevanten Integrationsgewinn. Ersichtlich wird, dass insbesondere bei Einbezug von Mitgliedstaaten mit unterschiedlichen Verbrauchsgewohnheiten und entsprechend abweichenden Höchstlastzeiten ein relevantes Potenzial besteht.

Tabelle 5.13: Effizienzpotenziale durch geringere gemeinsame Lastabdeckung

	Ländergruppe 1	Ländergruppe 2	Ländergruppe 3	Ländergruppe 4
2012	0,37 %	0,47 %	3,28 %	1,90 %
2013	0,41 %	3,60 %	4,90 %	4,27 %
2014	0,16 %	1,41 %	3,16 %	2,39 %

Ländergruppe 1: GER, AUT

Ländergruppe 2: GER, FR, BEL, NDE

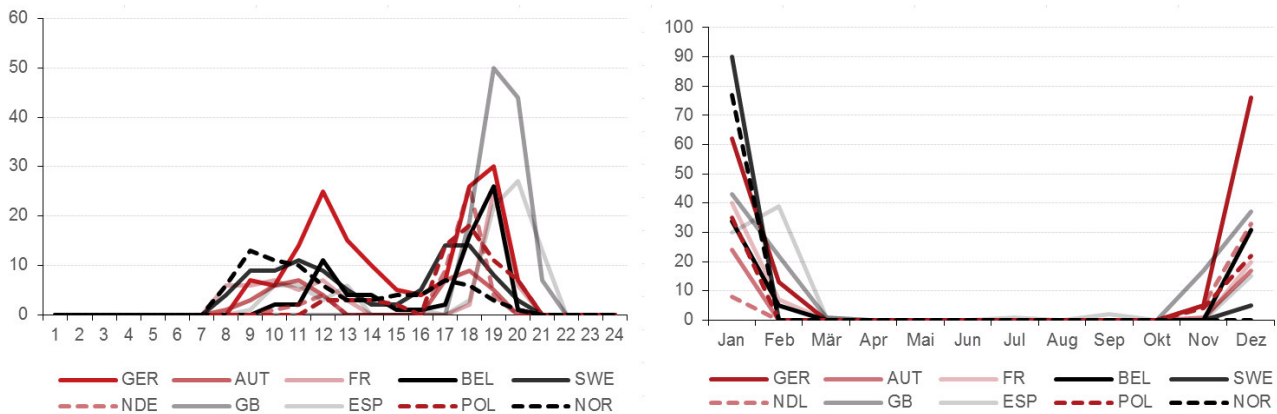
Ländergruppe 3: GER, SWE, ESP, NOR

Ländergruppe 4: GER, AUT, FR, BEL, SWE, NDL, GB, ESP, POL, NOR

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von ENTSO-E

445. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass das Effizienzpotenzial im Binnenmarkt nicht unbedingt immer vollständig ausgeschöpft werden kann. Auch ist im Bezug auf die ausgewiesenen Einsparpotenziale für die vorzuhaltende Gesamtkapazität nicht auszuschließen, dass die festgestellten Einsparpotenziale auf stochastischen und weniger auf systematischen Effekten beruhen. Dies drückt sich in dem Risiko aus, dass die getrennt aufgetretenen Spitzenlastwerte der Mitgliedstaaten zukünftig zusammenfallen könnten. Je höher das Risiko einzuschätzen ist, dass in einer Jahresstunde Höchstlast zum gleichen Zeitpunkt auftritt, desto weniger können die Länder bei der Lastabdeckung auf gegenseitige Unterstützung vertrauen – der Vorteil bei einer Marktintegration auf die gegenseitige Unterstützung vertrauen zu können, fiel geringer aus. Für das Vorhandensein solcher stochastischen Einflüsse spricht zunächst, dass in vielen Ländern die höchsten Lastwerte in den Wintermonaten und dort in den späten Abendstunden auftreten. Dies ist auch der Grund dafür, dass die Effizienzpotenziale durch die Kapazitätsvorhaltung im Binnenmarkt nicht größer ausfallen und vor allem in Ländergruppe 2 stark schwanken. Allerdings zeigt Abbildung 5.27 dass die Lastspitzen gewisse Unterschiede in den Verbrauchszeiten aufweisen, die z. B. auf strukturell oder kulturell bedingte Verbrauchsunterschiede oder auf sich unterscheidende Zeitzonen zurückgeführt werden können.

446. Insgesamt zeigt sich, dass vor allem ein gemeinsamer Markt vieler Mitgliedstaaten, die auch aufgrund ihrer Lage in Europa unterschiedliche Gebrauchsgewohnheiten aufweisen, durchaus Effizienzpotenziale im Hinblick auf die Kapazitätsvorhaltung bietet, auch wenn die messbaren Vorteile im Hinblick im Bezug auf unterschiedliche Verbrauchszeitpunkte nicht übermäßig groß ausfallen. Zu berücksichtigen bleibt auch, dass die Effizienzvorteile nicht auf den Kapazitätsbedarf begrenzt werden können, sondern es zudem Vorteile durch eine möglichst optimale Standortwahl der Kapazitäten geben kann.

Abbildung 5.27: Auftreten von Spitzenlaststunden nach Monaten und Tagesstunden in 2014

Anmerkung: Dargestellt ist die Anzahl auftretender Spitzenlaststunden nach Tagesstunden (links) und Monaten (rechts). Spitzenlaststunden sind hierbei definiert als alle Stunden, in denen die Last nicht mehr als 5 Prozent unter der Höchstlaststunde des Jahres liegt

Quelle: Eigene Darstellung

5.5.2 Kapazitätsmechanismen und Koordinierungsbedarf im Binnenmarkt

447. Da die Vorhaltung und Steuerung der Erzeugungskapazität durch Kapazitätsmechanismen beeinflusst wird, ergeben sich in der Folge unmittelbare Auswirkungen auf die zuvor dargestellten Effizienzpotenziale. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Implikationen durch den Einfluss der Binnenmarktentwicklung auf die nationale Entscheidung über Kapazitätsmechanismen bestehen und welche Rolle die EU als möglicher Koordinator in diesem Zusammenhang einnehmen sollte.

448. In einer hypothetischen Welt vollständig funktionsfähiger Strommärkte in Europa, würden die Märkte eine effiziente Kapazitätsallokation sicherstellen. Dabei würden Investitionen auch regional so gelenkt, dass Kapazitäten dort vorgehalten werden, wo die Standorte für Erzeugungsanlagen die am besten geeigneten Bedingungen bieten. Sobald in einem Land relativ ungünstigere Bedingungen für die Vorhaltung von Kapazität vorlägen, würde die Kapazität im Ausland vorgehalten und bei Bedarf bis zur Vollausslastung der Übergangskapazität importiert. Ist das Importvolumen ausgeschöpft, dann würde der Strompreis in dem betroffenen Land so lange steigen, bis der höhere Preis die ungünstigeren Produktionsbedingungen kompensiert hat und die entsprechend notwendige Kapazität vor Ort vorgehalten wird. Im Ergebnis käme es zu einer Optimierung der Kapazitätsvorhaltung.

449. Wie zuvor dargelegt wurde, sind die Strommärkte aber nicht unbedingt alleine in der Lage, für ausreichend Erzeugungskapazität zu sorgen. Deshalb haben eine Reihe von Ländern Kapazitätsmechanismen vorgesehen oder bereits installiert. Damit wird der Kapazitätsbedarf in diesen Ländern nicht mehr durch den Markt, sondern durch einen externen Planer determiniert. An dieser Stelle könnte ein Koordinierungsbedarf im Bereich der Kapazitätsplanung bestehen, der z. B. durch die Europäische Kommission wahrgenommen werden könnte. Die Mitgliedstaaten müssten ihre Kapazitätsmechanismen aufeinander abstimmen. Die Koordination beträfe sowohl die notwendige Gesamtvorhaltung wie auch deren effiziente Aufteilung auf die Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung der Netzengpässe.

450. Die Möglichkeit einer Koordinierung wird erschwert, da nicht alle Mitgliedstaaten Kapazitätsmechanismen einsetzen und sich die Kapazitätsallokation zwischen den bereits implementierten Mechanismen zudem erheblich unterscheidet. In der Praxis finden sich in Europa sowohl Länder, welche die Kapazitätsvorhaltung anhand der Menge steuern (insbesondere bestimmte Kapazitätsmarktmodelle) wie auch solche, die diese stärker indirekt über die Preise beeinflussen. Abbildung 5.28 zeigt eine Übersicht zu den unterschiedlichen Ansätzen der Mitgliedstaaten.

Abbildung 5.28: Kapazitätsmechanismen in Mitgliedstaaten des Binnenmarktes

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende, Grünbuch, 2014, S. 51

451. Wenn keine Koordinierung des Kapazitätsniveaus erfolgt, könnten zwischen den in den unterschiedlichen Staaten implementierten Kapazitätsmechanismen zudem sogenannte Spillover-Effekte auftreten, bei denen ein Land vom Kapazitätsmechanismus eines anderen Landes profitiert, ohne dass es dieses dafür vergütet. Dieser Effekt wird durch die Investitionsanreize für die Vorhaltung von Kraftwerkskapazität ausgelöst, die von den jeweiligen Mechanismen ausgehen. So kann angenommen werden, dass auch langfristig in Europa unterschiedliche Ausgestaltungen von Kapazitätsmechanismen vorliegen, durch die sich auch die Zubauanreize zwischen den Ländern unterscheiden. Demnach käme es zu einem stärkeren Zubau neuer Kapazitäten in einem Land in dem auch der Kapazitätsmechanismus die attraktivsten Zahlungsströme verspricht.

Der entsprechende Effekt lässt sich bspw. für den Fall darstellen, dass ein Land A einen Kapazitätsmechanismus errichtet, während ein Land B darauf verzichtet. In diesem Fall profitiert Land B von der Zusatzkapazität in Land A. Land B profitiert von den Zusatzkapazitäten in Land A zusätzlich dadurch, dass es den Strom vergleichsweise günstig importieren kann. Ein speziellerer Fall liegt vor, wenn Land A einen Kapazitätsmarkt besitzt, während Land B eine Reserve einsetzt. Die Kapazitäten in Land A werden dann auch in Land B zu Grenzkosten am Markt angeboten, sodass die Preise selbst bei einem Engpass nur geringfügig ansteigen. Bei Inanspruchnahme der Reserve in Land B muss dagegen der hohe Preis gezahlt werden, bei dem diese zum Einsatz kommt.

452. Schließt man von diesen Überlegungen auf die Situation im europäischen Binnenmarkt, so ist davon auszugehen, dass ein Aufbau von Kapazitätsmärkten in Nachbarstaaten zu einem Trittbrettfahrerverhalten solcher Länder führt, die von der Kapazitätssicherung im Nachbarstaat profitieren. Dazu gehört auch Deutschland, das bisher keinen eigenen Kapazitätsmechanismus eingeführt hat. Länder wie Großbritannien, Frankreich oder Italien stellen durch die Einführung von Kapazitätsmärkten eine günstigere Versorgung in Deutschland sicher.

453. Fraglich ist allerdings, inwieweit diese Position im europäischen politischen Prozess langfristig aufrechterhalten werden kann. Einzelne Länder haben bereits Kapazitätsmärkte eingeführt. Die von diesen Ländern ausgehenden externen Effekte werden zu einem zunehmenden Druck bei den betreffenden Mitgliedstaaten führen, bzgl. der Kapazitätssicherung im europäischen Binnenmarkt langfristig zu einer einheitlichen Lösung zu gelangen. Solange dies nicht der Fall ist, haben diese Länder deutlich geringere Anreize, den Binnenmarkt etwa durch einen Ausbau der Netzübergangskapazitäten weiter zu stärken, da damit auch eine Ausweitung der Spillover-Effekte verbunden sein könnte.

454. Eine einheitliche Lösung, die die Binnenmarktpotenziale berücksichtigt und darüber hinausgehende Spillover-Effekte reduziert, könnte insbesondere in einer Koordinierung der Kapazitätsvorhaltung zwischen den Mitgliedstaaten bestehen. Diese Koordinierung ließe sich am ehesten durch einen europäische Kapazitätsmechanismus oder durch die Einführung ähnlicher abgestimmter Mechanismen in den verschiedenen Mitgliedstaaten umsetzen. Mit der schwierigen Reversibilität der bereits in manchen Mitgliedstaaten eingeführten Kapazitätsmärkte und der gleichzeitig meist geeigneten Steuerbarkeit der vorgehaltenen Kapazitäten in diesen Ländern sprechen zwei wichtige Gründe dafür, dass es langfristig zu einer koordinierten Lösung mit Kapazitätsmärkten kommen könnte.

5.5.3 Europarechtlicher Rahmen

455. Wie dargelegt wurde, sprechen verschiedene ökonomische Gründe dafür, in der Frage des Kapazitätsproblems eine europäische Lösung anzustreben. Demzufolge sind die Kompetenzen wichtig, auf deren Grundlage die EU auf konkrete Kapazitätsmechanismen und Marktgestaltungsoptionen Einfluss nehmen kann. Zum einen könnte die EU national geschaffene Kapazitätsmechanismen koordinieren, um europaweit gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsvorteile zu erzielen und Versorgungssicherheit herzustellen. Alternativ könnte die EU noch deutlich weiter gehen und im europäischen Binnenmarkt einen gemeinsamen europäischen Kapazitätsmechanismus schaffen.

Europäische Koordinierung nationaler Kapazitätsmechanismen

456. Eine Koordinierung nationaler Kapazitätsmechanismen könnte auf Grundlage des Beihilferechts erfolgen.⁴⁰⁷ Als Prüfungsmaßstab dienen der Europäischen Kommission derzeit die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen aus dem Jahr 2014.⁴⁰⁸ Sie erlauben den Mitgliedstaaten, Kapazitätsmechanismen einzuführen, sofern diese bestimmten Voraussetzungen entsprechen.⁴⁰⁹ In den Leitlinien wird außerdem festgehalten, dass eine Beihilfe nicht freigegeben werden darf, wenn sie oder mit ihr verbundene Bedingungen zwangsläufig zu einem Verstoß gegen Unionsrecht führen würden. Insbesondere muss im Bereich Energie jede auf die Finanzierung einer staatlichen Beihilfe ausgerichtete Abgabe mit den Artikeln 30 (Warenverkehrsfreiheit) und 110 AEUV (Inländische Abgaben) im Einklang stehen.⁴¹⁰ Auf dieser Grundlage hat die Kommission am 23. Juli 2014 den Kapazitätsmechanismus des Vereinigten Königreichs genehmigt.⁴¹¹

Derzeit führt die Europäische Kommission eine Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen durch.⁴¹² Es handelt sich um die erste Sektoruntersuchung auf Grundlage der EU-Beihilfavorschriften. Die Ergebnisse der Untersuchung sollen Mitte 2016 veröffentlicht werden. Die Europäische Kommission nennt mehrere Gründe dafür, warum sie eine solche Untersuchung durchführt. Sie möchte etwa sicherstellen, dass die Mitgliedstaaten das Beihilferecht einhalten, wenn sie

⁴⁰⁷ Hierbei stellt sich zunächst die Frage, ob der jeweilige Kapazitätsmechanismus überhaupt den Beihilfetatbestand erfüllt. Dazu Ludwigs, Unionsrechtliche Probleme bei der Schaffung von Kapazitätsmechanismen, RdE 8/2015, S. 325, 330.

⁴⁰⁸ EU-Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, 2014/C 200/01, ABl. C 200/1 vom 28. Juni 2014.

⁴⁰⁹ Vgl. ebenda. Die Prüfungskriterien finden sich in Tz. 219 ff.

⁴¹⁰ Vgl. ebenda, Tz. 29 f. mit Verweisen zur Rechtsprechung.

⁴¹¹ EU-Kommission, Beschluss vom 23. Juli 2014, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom, Electricity market reform – Capacity market, C (2014) 5083 final.

⁴¹² EU-Kommission, Pressemitteilung vom 29. April 2015, Staatliche Beihilfen: Kommission startet Sektoruntersuchung in Bezug auf Mechanismen zur Sicherung der Stromversorgung.

Kapazitätsmechanismen einführen. Außerdem möchte sie Ausgestaltungsmerkmale ermitteln, die den Wettbewerb zwischen Kapazitätsanbietern und den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen könnten. Ebenso will die Europäische Kommission Kapazitätsmechanismen befördern, die dem Energiebinnenmarkt dienlich sind, anstatt solche, die ihn teilen. Sie erwägt, einen EU-weiten harmonisierten Rahmen auszuarbeiten, anhand dessen die nationale Energieversorgung und die Fähigkeit zur Nachfragedeckung bewertet werden kann.⁴¹³

457. Die von der Kommission angeführten Ziele spiegeln den beihilferechtlichen Gestaltungsspielraum wider. Das Beihilferecht sorgt, auch in Verbindung mit den Vorgaben zur Warenverkehrsfreiheit, für eine gewisse Annäherung der nationalen Kapazitätsmechanismen, da bestimmte Ausgestaltungen europarechtlich nicht möglich sind. Ökonomisch sinnvoll wäre jedoch, dass auch der Kapazitätsbedarf länderübergreifend abgestimmt wird, um Überkapazitäten zu vermeiden. Eine weitgehende Koordinierung ist aber laut den Zielsetzungen der Sektoruntersuchung momentan nicht vorgesehen. Neben dem Beihilferecht, das die Europäische Kommission momentan bei ihrer Prüfung von Kapazitätsmechanismen in den Mittelpunkt stellt, kämen dazu auch die im folgenden Abschnitt diskutierten Kompetenzgrundlagen in Frage.

Die Möglichkeit eines EU-Kapazitätsmechanismus

458. Statt der Einführung nationaler Kapazitätsmechanismen wäre auch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus auf europäischer Ebene, bspw. ein EU-Kapazitätsmarkt, denkbar. Voraussetzung dafür wäre, dass die EU dafür eine Kompetenzgrundlage besitzt. Als Kompetenzgrundlage kommt Art. 194 Abs. 2 Satz 1 AEUV in Frage, nachdem die EU, die Maßnahmen erlassen kann, die erforderlich sind, um die in Art. 194 Abs. 1 AEUV aufgeführten Ziele der Energiepolitik zu verwirklichen.

459. Ein europäischer Kapazitätsmechanismus kommt als Maßnahme zur Verwirklichung von zwei der in Art. 194 Abs. 1 AEUV genannten Ziele der Energiepolitik in Frage. Erstens könnte ein europäischer Kapazitätsmechanismus das Funktionieren des Energiebinnenmarktes i. S. v. Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV sicherstellen. Voraussetzung für eine wettbewerbsrechtliche Maßnahme ist in diesem Fall das Vorliegen einer Marktstörung. Dieser Begriff ist weit auszulegen, sodass auch mögliche Versorgungsengpässe als derartige Marktstörung zu verstehen sind. Zweitens könnte ein europäischer Kapazitätsmechanismus die Energieversorgungssicherheit in der Union i. S. v. Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV gewährleisten. Die Einführung eines europäischen Kapazitätsmechanismus zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist demnach eine Maßnahme i. S. v. Art. 194 Abs. 2 S. 1 AEUV i. V. m. Art. 194 Abs. 1 lit. a und lit. b AEUV.

460. Das Thema Energie zählt gemäß Art. 4 Abs. 2 lit. i AEUV zu den Bereichen mit geteilter Zuständigkeit. Solange die EU nicht aktiv wird, liegt in diesen Angelegenheiten die Zuständigkeit gemäß Art. 2 Abs. 2 AEUV bei den Mitgliedsstaaten. Sofern die EU-Maßnahmen ergreift, verlieren die Mitgliedsstaaten ihre Kompetenz.⁴¹⁴

461. In den Politikbereichen der geteilten Zuständigkeiten greift das Subsidiaritätsprinzip gemäß Art. 5 Abs. 3 EUV. Demnach darf die Union in diesen Bereichen nur tätig werden, wenn die Ziele der Maßnahmen von den Mitgliedstaaten nicht ausreichend verwirklicht werden können, sondern auf Unionsebene besser zu verwirklichen sind. Für ein Tätigwerden der EU spricht in diesem Zusammenhang, dass - wie zuvor dargestellt wurde - die einzelnen Mitgliedstaaten bei einem EU-Kapazitätsmechanismus für das gleiche Maß an Versorgungssicherheit weniger Kapazitäten vorhalten müssen und bei der Einführung einzelner mitgliedstaatlicher Kapazitätsmechanismen Trittbrettfahrerprobleme auftreten können. Insofern steht das Subsidiaritätsprinzip einem Tätigwerden der EU nicht im Wege.

462. Regelungen der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie⁴¹⁵ haben keinen Einfluss auf das Bestehen einer etwaigen Kompetenzgrundlage der EU gemäß Art. 194 Abs. 2 Satz 1 AEUV. Mitgliedstaaten können sich zwar auf Art. 3 Abs. 2 oder Abs. 10 der Richtlinie berufen, um nationale Maßnahmen zum Zwecke der Versorgungssicherheit zu treffen. Diese se-

⁴¹³ EU-Kommission, Factsheet vom 29. April 2015, Staatliche Beihilfen: Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen – häufig gestellte Fragen.

⁴¹⁴ Siehe Streinz in Streinz (Hrsg.), EUV/AEUV, Art. 2 AEUV, 2. Aufl. 2012, Rn. 8. Ebenso: Nettesheim in Grabitz/Hilf/Nettesheim (Hrsg.), Das Recht der Europäischen Union, Art. 2 AEUV, Loseblattsammlung, 54. Ergänzungslieferung 2014, Rn. 23 bis 29.

⁴¹⁵ Richtlinie (EG) Nr. 72/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. EU L211/55 vom 14. August 2009.

kundärrechtlichen Regelungen stehen jedoch hinter dem Primärrecht zurück und können eine primärrechtliche Kompetenzgrundlage der EU nicht konterkarieren.

463. Die Einrichtung eines Kapazitätsmechanismus könnte jedoch unter dem mitgliedstaatlichen Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 fallen. Demnach berühren die Maßnahmen des Art. 194 Abs. 2 Satz 1 nicht das Recht eines Mitgliedstaates, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen. Sofern ein Kapazitätsmechanismus Auswirkungen auf die allgemeine Struktur der Energieversorgung der Mitgliedstaaten hat, darf er demnach nicht durch die EU eingeführt werden.

464. Die „allgemeine Struktur der Energieversorgung“ ist als Grenzlinie zwischen der europäischen und der mitgliedstaatlichen Kompetenz allerdings wenig konkret.⁴¹⁶ Der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE geht in einem Bericht zu Kapazitätsmechanismen⁴¹⁷ davon aus, dass das Zielniveau der Versorgungssicherheit an Elektrizität zur allgemeinen Struktur der Energieversorgung und damit zum Kompetenzbereich der Mitgliedstaaten zählt.⁴¹⁸ Ein europäischer Kapazitätsmechanismus sei daher rechtlich nicht möglich. Einzuwenden ist, dass selbst wenn die allgemeine Struktur der Energieversorgung die Höhe der zur Versorgungssicherheit vorgehaltenen Elektrizität umfassen würde, dies einem europäischen Kapazitätsmechanismus nicht zwangsläufig im Wege stehen würde. So ist denkbar, dass mitgliedstaatliche Vorgaben hinsichtlich der vorzuhaltenden Elektrizität individuell berücksichtigt werden. Dies könnte durch nationale Kernanteile oder gesonderte nationale Ausschreibungen geschehen.

465. Dieses Beispiel zeigt, dass eine pauschale europarechtliche Bewertung für alle Arten von Kapazitätsmechanismen nicht möglich ist. Ob ein Kapazitätsmechanismus die allgemeine Struktur der Energieversorgung verändert, hängt davon ab, wie der Kapazitätsmechanismus konkret ausgestaltet ist. Zumindest wenn ein Kapazitätsmechanismus die Menge an erzeugtem oder gehandeltem Strom, die Erzeugungsstruktur und möglicherweise auch der Strompreis signifikant beeinflusst, ist von einem Eingriff in die allgemeine Struktur der Energieversorgung auszugehen. Daraus folgt, dass ein solcher Kapazitätsmechanismus nicht auf europäischer Ebene eingeführt werden dürfte.

Im Ergebnis muss im Einzelfall geklärt werden, ob die EU die Kompetenz besitzt, einen bestimmten Kapazitätsmechanismus einzuführen. Als Kompetenzgrundlage käme Art. 194 Abs. 2 Satz 1 AEUV i. V. m. Art. 194 Abs. 1 lit. a und lit. b AEUV in Frage. Das Subsidiaritätsprinzip oder sekundärrechtliche Regelungen zum Elektrizitätsbinnenmarkt würden einem EU-Kapazitätsmechanismus nicht im Wege stehen. Aufgrund der materiellen Kompetenzbeschränkung des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV verbleibt jedoch die Bestimmung der allgemeinen Struktur der Energieversorgung in den Händen der Mitgliedstaaten. Die Einführung eines europäischen Kapazitätsmechanismus wäre damit nach geltendem Recht nicht möglich, wenn der Mechanismus in die allgemeine Energieversorgungsstruktur eingreift.

5.6 Empfehlungen

466. Die Diskussion um die Effizienz von Strommärkten und den Bedarf nach Kapazitätsmechanismen ist kein deutsches Problem, sondern wird zur Zeit in vielen Ländern geführt. Dieses Gutachten weist auf die Vorzüge und Risiken verschiedener Lösungsmöglichkeiten hin. Die Politik entscheidet über den Weg und darüber diesen effektiv wie effizient umzusetzen. Zu den möglichen Wegen, mit diesem Problem umzugehen, hat die Monopolkommission verschiedene Empfehlungen ausgesprochen.

467. Die Analyse hat gezeigt, dass die Antwort auf die Frage des Aufbaus von Kapazitätsmechanismen von einer Vielzahl an Einflussfaktoren bestimmt wird. Problematisch ist hierbei vor allem, dass mit dem Problem der geeigneten Kapazitätsallokation auch die Schwierigkeit einher geht, ein langfristig stabiles Marktdesign zu entwickeln. Vielmehr ist nicht

⁴¹⁶ Nettesheim spricht von einer „weichen Klausel“; vgl. Nettesheim in Grabitz/Hilf/Nettesheim (Hrsg.), Das Recht der Europäischen Union, Art. 194 AEUV, Loseblattsammlung, 44. Ergänzungslieferung 2011, Rn. 33.

⁴¹⁷ RTE, Mécanisme de capacité, rapport d’accompagnement de la proposition d’règles, April 2014, <http://www.rte-france.com/sites/default/files/20140410-mecanisme-capacite.pdf>, Abruf am 15. September 2015.

⁴¹⁸ Vgl. ebenda, S. 224: “A ce titre, les États membres sont responsables du choix d’un niveau cible de sécurité d’approvisionnement en électricité.”

auszuschließen, dass durch neue Entwicklungen zukünftig weitere Veränderungen des Marktdesigns notwendig werden könnten.

468. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass eine Aussage darüber, ob der Energy-only-Markt in Gestalt des Strommarktes 2.0 das effizienteste Marktdesign darstellt und Versorgungssicherheit garantiert, derzeit nicht belastbar getroffen werden kann. Auch sind die in diesem Zusammenhang vom Bundeswirtschaftsministerium erstellten empirischen Simulationen des Marktes nur ein Indiz für die Funktionsfähigkeit, können aber die tatsächlichen Einflüsse nicht zwingend vollständig und richtig erfassen. Wie dargelegt wurde, kann der Energy-only-Markt nicht nur eine Unterdeckung zur Folge haben, sondern es besteht auch die Gefahr der Ausübung von Marktmacht, wodurch es langfristig zu Überkapazitäten käme. Verschiedene Maßnahmen des Weißbuchs des Bundeswirtschaftsministeriums, die auf die Kontrolle von Marktmacht zielen, sind im Einzelnen kritisch zu prüfen. Demgegenüber begrüßt die Monopolkommission die angedachten Maßnahmen, die die Flexibilität von Anbietern und Nachfragern erhöhen sollen. Der Aufbau einer ergänzenden Kapazitätsreserve ist allerdings nur von Vorteil, wenn diese ausschließlich dazu dient, den Folgen einer möglichen Fehleinschätzung über die Funktionsfähigkeit des Strommarktes vorzubeugen. Dies setzt voraus, dass die Reserve durch einen anderen Kapazitätsmechanismus ersetzt werden muss, sollte sie regelmäßig zum Einsatz kommen. Die Monopolkommission verweist hier zudem auf ihre bereits in ihrem letzten Energiesondergutachten geäußerte Empfehlung, eine mögliche Reservekapazität gering zu halten.

469. Kapazitätsmärkte, wie sie z. B. in Großbritannien oder Frankreich geschaffen werden, stellen eine Möglichkeit dar, das Niveau von Kapazitätsvorhaltung und Versorgungssicherheit zielsicher und verlässlich zu steuern, während allerdings gewisse Risiken bei der Ausgestaltung in Kauf zu nehmen sind. Deshalb sieht die Monopolkommission in der Schaffung von Kapazitätsmärkten in Deutschland vor allem dann eine geeignete Alternative zum Energy-only-Markt, wenn sich zeigen sollte, dass eine zielsichere externe Kapazitätssteuerung erforderlich ist. In diesem Fall empfiehlt die Monopolkommission die Schaffung von zentralen und umfassenden Kapazitätsmärkten. Um Effizienzverluste zu vermeiden, ist eine Koordination des Kapazitätsbedarfs mit den anderen Ländern des europäischen Binnenmarktes erforderlich und sinnvoll.

Kapitel 6

Netzkonzessionen und Anreizregulierung

6.1 Neuere Entwicklungen bei der Konzessionsvergabe

470. Voraussetzung für den Betrieb von Strom- und Gasnetzen zur Versorgung der Allgemeinheit ist die Erlaubnis der jeweiligen Gemeinde, ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zu nutzen, § 46 Abs. 2 EnWG. Die Gemeinde erhält als Gegenleistung für die Übertragung des Wegenutzungsrechts (Netzkonzession) gemäß § 48 EnWG eine Konzessionsabgabe vom Berechtigten, deren Höhe gedeckelt ist. Sonstige zulässige Gegenleistungen sind gemäß § 3 Konzessionsabgabenverordnung (KAV) streng limitiert. Mit dem Wegenutzungsrecht ist mittlerweile nicht mehr das ausschließliche Recht des Netzbetreibers zur Versorgung der Endkunden im jeweiligen Gemeindegebiet verbunden. Vielmehr berechtigt die Konzession nur noch zum Netzbetrieb, wobei der Netzbetreiber zur Durchleitung verpflichtet ist und dafür regulierte Netzentgelte erheben kann.

471. Mit der Übertragung von Wegenutzungsrechten ist eine Reihe von Problemen verbunden, die sich auch auf die Entwicklung des Wettbewerbs um den Netzbetrieb auswirken. Dies ist besonders relevant vor dem Hintergrund, dass in den kommenden Jahren – wie bereits in der jüngeren Vergangenheit – viele alte Konzessionsverträge enden und neu vergeben werden müssen.

Die angesprochenen Probleme betreffen z. B. das Verhältnis von § 46 EnWG, § 19 GWB einerseits und dem in Art. 28 Abs. 2 GG verankerten Recht auf kommunale Selbstverwaltung andererseits. Ebenso relevant sind Fragen zur Gestaltung des Auswahlverfahrens sowie zu Zulässigkeit und Gewichtung von Auswahlkriterien. Unklarheiten bestehen zudem im Hinblick auf die Höhe von Konzessionsabgaben und die Zulässigkeit sonstiger Gegenleistungen für das Wegenutzungsrecht. Daneben werfen die Überlassung von Netzen an den Neukonzessionär durch den vorherigen Konzessionär sowie der adäquate Entgeltmaßstab beim Übergang der Netze auf den Neukonzessionär Probleme auf. Die Monopolkommission hat einige dieser Aspekte analysiert und Gesetzesempfehlungen ausgesprochen.⁴¹⁹

472. Im Berichtszeitraum ist eine Reihe der aufgeworfenen Fragen durch die Rechtsprechung entschieden worden. Daneben haben das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur eine zweite, überarbeitete Auflage ihres Gemeinsamen Leitfadens zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen vorgelegt.⁴²⁰ Auch auf Länderebene wurden entsprechende Hinweise veröffentlicht.⁴²¹ Das Bundeskartellamt hat außerdem seine Praxis der Missbrauchsaufsicht bei der Vergabe von Wegenutzungsrechten fortgeführt.⁴²² Darüber hinaus hat es mehrere Initiativen gegeben, kommunale Interessen bei der Übertragung von Wegenutzungsrechten stärker zu berücksichtigen.⁴²³ Schließlich erarbeitet das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie derzeit einen Referentenentwurf zur Reform des EnWG. Dieser soll der Umsetzung der Vereinbarung im Koalitionsvertrag dienen, wonach das Bewertungsverfahren bei Neuvergabe der Verteilernetze eindeutig und rechtssicher geregelt sowie die Rechtssicherheit im Netzübergang verbessert werden soll.⁴²⁴ Diese Entwicklungen geben Anlass, die Problematik der Konzessionsvergabe erneut aufzugreifen und die von der Monopolkommission vorgelegten Vorschläge für eine Änderung von § 46 EnWG zu bekräftigen und zu erweitern.

⁴¹⁹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 458 ff., 462; 463 ff., 470 ff., 473 ff.; Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 29 ff., 39, 46, 47.

⁴²⁰ Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, 2. überarbeitete Auflage, 21. Mai 2015.

⁴²¹ Hinweispapier der Landeskartellbehörde für Energie des Landes Schleswig-Holstein zum Abschluss von Konzessionsverträgen nach § 46 EnWG zur Einräumung von Wegenutzungsrechten für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur Strom- bzw. Gasversorgung, 4. Juni 2015.

⁴²² BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175/11 – Stadt Titisee-Neustadt und Beschluss vom 2. Dezember 2013, B8-180/11-1 – Gemeinde Cölbe.

⁴²³ Empfehlung des Ausschusses für Innere Angelegenheiten, BR-Drs. 486/1/14; Antrag der Fraktion DIE LINKE, BT-Drs. 18/3745.

⁴²⁴ Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 27. November 2013, S. 59.

6.1.1 Rechtsprechung zur Konzessionsvergabe

473. Im Berichtszeitraum hat die Rechtsprechung eine Reihe von grundsätzlichen Fragen im Zusammenhang mit der Konzessionsvergabe entschieden.⁴²⁵ Von besonderer Bedeutung sind die Urteile des Bundesgerichtshofes in den Fällen Stromnetz Heiligenhafen, Stromnetz Berkenthin und Stromnetz Homberg.⁴²⁶ Hiernach sind Gemeinden bei der Vergabe von Wegenutzungsrechten nach § 46 Abs. 2 EnWG als marktbeherrschend anzusehen. Sachlich relevanter Markt sei das Angebot von Wegenutzungsrechten zur Verlegung und zum Betrieb von Leitungen die zum Netz der allgemeinen Versorgung mit Energie gehören. Örtlich sei der relevante Markt auf das Gemeindegebiet der jeweiligen Gemeinde beschränkt.

474. Ferner stellte das Gericht fest, dass die Gemeinden gemäß § 19 Abs. 2 Nr. 1 GWB (§ 20 Abs. 1 GWB a. F.) und § 46 Abs. 1 EnWG verpflichtet sind, den Konzessionär für den Betrieb des Energieversorgungsnetzes in einem diskriminierungsfreien Wettbewerb auszuwählen. Aus dem Diskriminierungsverbot ergäben sich sowohl verfahrensbezogene als auch materielle Anforderungen. Zum einen müsse die Auswahl in einem transparenten Verfahren erfolgen. Zum anderen resultiere aus dem Diskriminierungsverbot das allgemeine Gebot, eine Auswahlentscheidung allein nach sachlichen Kriterien zu treffen.

475. Von besonderer wettbewerbspolitischer Relevanz sind zudem die Ausführungen des Bundesgerichtshofes, wonach Gemeinden auch dann das Diskriminierungsverbot zu beachten haben, wenn sie die Nutzung ihrer öffentlichen Verkehrswege zum Netzbetrieb einem Eigenbetrieb übertragen wollen. Gemeinden könnten sich in diesem Zusammenhang weder auf ein „Konzernprivileg“ noch auf die Grundsätze des im Vergaberecht anerkannten „In-house-Geschäfts“ berufen. § 46 Abs. 2 und 3 EnWG dienen nach Auffassung des Bundesgerichtshofes gerade auch dem Zweck, kommunalen „Ewigkeitsrechten“, also dem dauerhaften und unangefochtenen Recht der Kommunen auf den Netzbetrieb, entgegenzuwirken.⁴²⁷ § 46 Abs. 4 EnWG verfolge damit das Ziel, beim Wettbewerb um die Konzession für den Netzbetrieb Eigenbetriebe den in Abs. 2 und 3 genannten Energieversorgungsunternehmen gleichzustellen. Daraus folge, dass die Gemeinden die Entscheidung zwischen einem Eigenbetrieb und anderen, insbesondere privaten Bewerbern gemäß § 46 Abs. 1 Satz 1 EnWG diskriminierungsfrei zu treffen haben.

476. Darüber hinaus macht das Gericht deutlich, dass die Pflicht der Gemeinden zur diskriminierungsfreien Auswahl des Konzessionärs mit dem Recht auf kommunale Selbstverwaltung (Art. 28 Abs. 2 GG) im Einklang steht. Zwar sei die Versorgung der Einwohner und ortsansässigen Unternehmen mit Energie eine Aufgabe der verfassungsrechtlich geschützten kommunalen Selbstverwaltung. Das Recht zur kommunalen Selbstverwaltung bestehe jedoch nur im Rahmen der allgemeinen Gesetze, zu denen auch das Energiewirtschaftsgesetz zählt. § 46 Abs. 1 EnWG greift nach Auffassung des BGH auch nicht in verfassungswidriger Weise in den Kernbestand des Selbstverwaltungsrechts ein. Soweit in der aus § 46 Abs. 1 EnWG folgenden Pflicht der Gemeinden, auch Eigenbetriebe, Eigengesellschaften und kommunale Beteiligungsgesellschaften bei der Konzessionsvergabe nicht ohne sachlichen Grund zu bevorzugen, überhaupt ein Eingriff in das Recht auf kommunale Selbstverwaltung zu sehen sein sollte, wäre er jedenfalls verhältnismäßig und verfassungsrechtlich unbedenklich. Die Pflicht zur diskriminierungsfreien Entscheidung über den Netzbetreiber sei zur Förderung des Wettbewerbs um das für den Betrieb des allgemeinen Versorgungsnetzes notwendige Wegenutzungsrecht im Interesse der Allgemeinheit an einer Verbesserung der Versorgungsbedingungen geeignet und erforderlich. Die Regelung beschränke die Gemeinden auch nicht übermäßig, denn diese seien nicht gehindert, sich mit einem eigenen Unternehmen oder einem Eigenbetrieb am Wettbewerb um den Netzbetrieb zu beteiligen.

477. Ebenfalls von grundsätzlicher Bedeutung sind die Äußerungen des Bundesgerichtshofes zu Zulässigkeit und Gewichtung von Auswahlkriterien bei der Übertragung von Wegenutzungsrechten. Das aus dem Diskriminierungsverbot

⁴²⁵ Einen Überblick über die neuere Rechtsprechung gibt der Gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur; vgl. Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, a. a. O., Fn. 2, 3, 4.

⁴²⁶ BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 65/12 – Stromnetz Heiligenhafen; ders., Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin; Urteil vom 3. Juni 2014, EnVR 10/13 – Stromnetz Homberg.

⁴²⁷ Vgl. Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 13/7274 vom 23. März 1997, S. 21.

folgende Gebot zu ausschließlich sachlichen Kriterien wird nach Ansicht des Gerichts durch das Energiewirtschaftsrecht in der Weise näher bestimmt, dass die Auswahl des Netzbetreibers vorrangig an Kriterien auszurichten ist, welche die Zielsetzung des § 1 Abs. 1 EnWG konkretisieren.⁴²⁸ Der Bundesgerichtshof führt weiter aus, das Energiewirtschaftsrecht verfolge das Ziel des § 1 Abs. 1 EnWG zunächst, indem die Netzentgelte so reguliert werden, dass sie den Entgelten möglichst nahe kommen, die sich einstellen würden, wenn sich der jeweilige Betreiber einem Wettbewerb beim Netzbetrieb stellen müsste. Auch soweit dies im Wege der Anreizregulierung geschehe, die den Netzbetreibern zur Annäherung an hypothetische Wettbewerbspreise Effizienzvorgaben mache, finde dabei jedoch stets ein relativer Maßstab Anwendung, der durch die vergleichsweise effizientesten Netzbetreiber gebildet werde. Die Regulierung werde durch den in bestimmten zeitlichen Abständen stattfindenden Wettbewerb um den Netzbetrieb ergänzt. Dadurch solle der (neue) Netzbetreiber ermittelt werden, der nach seiner personellen und sachlichen Ausstattung, seiner fachlichen Kompetenz und seinem Betriebskonzept am besten geeignet sei, beim Netzbetrieb eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, zu gewährleisten.

478. Nach Auffassung des Bundesgerichtshofes steht die Bindung der Gemeinden an die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG im Einklang mit dem kommunalen Selbstverwaltungsrecht gemäß Art. 28 Abs. 2 GG. Ihrem Interesse an einem möglichst hohen Preis für die Konzessionsvergabe trage § 46 Abs. 1 Satz 2 EnWG Rechnung, wonach die Gemeinde den Abschluss von Verträgen ablehnen könne, solange das Energieversorgungsunternehmen die Zahlung von Konzessionsabgaben in Höhe der Höchstsätze nach § 48 Abs. 2 EnWG verweigere und eine Einigung über die Höhe der Konzessionsabgabe noch nicht erzielt sei. Das Gesetz regele ferner in § 3 KAV abschließend, welche weiteren Leistungen Gemeinden und Versorgungsunternehmen für Wegerechte neben oder anstelle von Konzessionsabgaben vereinbaren oder gewähren dürften. Damit setzt das Gesetz der Berücksichtigung von finanziellen Interessen der Gemeinde als marktbeherrschender Anbieter ebenso klare wie enge Grenzen, die es erst ermöglichen, aber auch gebieten würden, die Konzessionsvergabe im Übrigen an dem Bedarf auszurichten, den die Gemeinde als Nachfrager im Interesse aller Netznutzer befriedigen müsse. Daraus ergebe sich zugleich, dass die weiteren, nicht auf den zulässigen Inhalt des Konzessionsvertrags bezogenen Auswahlkriterien an den energiewirtschaftsrechtlichen Zielen orientiert sein müssten, die mit dem Wettbewerb um das Netz und der Auswahl des am besten geeigneten Bieters erreicht werden sollen.

479. Schließlich erörterte der Bundesgerichtshof die Frage, inwieweit auch gemeindliche Einflussmöglichkeiten auf betriebliche Entscheidungen des Netzbetreibers und deren Umfang berücksichtigt werden dürfen. Dazu zählten Einflussmöglichkeiten der Gemeinde auf Effizienz, Sicherheit und Preisgünstigkeit des Netzbetriebs oder zur Absicherung ihrer Planungshoheit bei Netz- oder Kapazitätserweiterungen oder Maßnahmen zur Modernisierung des Netzes. Das Gericht entschied diese Frage nicht abschließend, wies aber darauf hin, dass die Gemeinde legitime Einflussmöglichkeiten auf den Netzbetrieb, die sie für unverzichtbar halte, bereits im Rahmen der Leistungsbeschreibung für den Konzessionsvertrag für alle Angebote verbindlich vorgeben müsse. In diesem Fall sei ihre zusätzliche Berücksichtigung bei der Bewertung der ordnungsgemäßen Angebote nicht mehr möglich.

480. Neben Auswahlkriterien mit Bezug zum Ziel des § 1 EnWG sind nach Ansicht des Bundesgerichtshofes Kriterien zulässig, die nach der KAV zulässige Leistungen im Zusammenhang mit der Wegenutzung zum Gegenstand haben, z. B. die Einräumung eines Gemeinderabatts oder die Vereinbarung von Abschlagszahlungen. Der Zweck des Gesetzes, einen Wettbewerb um das Netz zu erreichen, lasse weitere Auswahlkriterien, die weder konzessionsabgabenrechtlich zulässige Nebenleistungen im Zusammenhang mit der Wegenutzung noch die Ausrichtung des Netzbetriebs auf die Ziele des § 1 EnWG betreffen, nicht zu. Diese würden die Gefahr begründen, entweder in Widerspruch zu den Schranken zu treten, die das Gesetz der Berücksichtigung des finanziellen Interesses der Gemeinde als Anbieter zieht, oder Fehlanreize im Wettbewerb um das Netz zu setzen und damit den Zweck dieses Wettbewerbs zu verfehlen. Den Gemeinden verbleibe dennoch ausreichender Spielraum bei der Formulierung und Gewichtung der Auswahlkriterien, da das in § 1 EnWG genannte Ziel mehrere Einzelziele vereine, die unterschiedlicher Konkretisierung, Gewichtung und Abwägung gegeneinander durch die Gemeinde zugänglich seien.

⁴²⁸ Dies gilt nach dem Bundesgerichtshof gleichermaßen für das EnWG in der Fassung vor und nach der EnWG-Reform 2011.

481. Fehlerhaft ist eine Konzessionsvergabe laut BGH allerdings dann, wenn die Ziele des § 1 EnWG bei der Auswahlentscheidung nicht oder jedenfalls nicht vorrangig berücksichtigt worden sind. Eine willkürliche Mindergewichtung und somit eine Überschreitung des Ermessensspielraums der Gemeinden stelle es z. B. dar, wenn der Aspekt des sicheren Netzbetriebs nur geringfügig und der Aspekt der preisgünstigen Versorgung, d. h. der Netzentgelte, überhaupt nicht berücksichtigt worden sei. In diesem Sinne erkennt der Bundesgerichtshof eine fehlerhafte Ausübung des Ermessensspielraums im Zusammenhang mit dem Kriterium Netzsicherheit jedenfalls dann, wenn dessen Gewichtung weit unterhalb von 25 Prozent liegt.

482. Genügt eine Konzessionsvergabe den dargestellten Anforderungen nicht, liegt nach Meinung des Bundesgerichtshofes eine unbillige Behinderung derjenigen Bewerber vor, deren Chancen auf die Konzession dadurch beeinträchtigt worden sind. Konzessionsverträge, mit deren Abschluss die Gemeinde andere Bewerber unbillig behindert, seien gemäß § 134 BGB grundsätzlich nichtig. Eine Ausnahme von diesem Grundsatz gelte, wenn der festgestellte Fehler nicht kausal für die Auswahlentscheidung gewesen sei.⁴²⁹

483. Der Bundesgerichtshof hat darüber hinaus eine Reihe von offenen Rechtsfragen in Bezug auf die Netzüberlassungsansprüche des neuen Konzessionärs entschieden. Unter anderem hat er festgestellt, dass der Überlassungs- oder Übereignungsanspruch aus § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG einen wirksamen Konzessionsvertrag mit dem neuen Konzessionär voraussetzt. Für den Inhalt des Anspruchs des neuen Energieversorgungsunternehmens komme es auf das zur Zeit seiner Entstehung geltende Recht an. Ein Übereignungsanspruch und nicht nur ein Anspruch auf Besitzverschaffung könne im Grundsatz auch aus § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG aF hergeleitet werden. Der Überlassungsanspruch nach § 46 Abs. 2 Satz 2 a. F. umfasse gemischt genutzte Mittelspannungsleitungen jedenfalls dann, wenn an diese (Groß)Kunden als Letztverbraucher angeschlossen sind.

484. Die dargelegten Ausführungen des BGH zu den Anforderungen an eine diskriminierungsfreie, transparente und nach wettbewerblichen Kriterien durchzuführende Übertragung der Wegenutzungsrechte haben in entscheidenden Aspekten Rechtsklarheit für Gemeinden und Energieversorgungsunternehmen hergestellt. Die Feststellungen zum Verhältnis von § 46 EnWG, § 19 GWB einerseits und dem gemeindlichen Selbstverwaltungsrecht gemäß Art. 28 Abs. 2 GG andererseits sind zu begrüßen. Ziel des § 46 EnWG ist die Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs um die Netze. Zudem soll einer Erstarrung der Versorgungsstrukturen vorgebeugt werden. Gerade kommunale „Ewigkeitsrechte“, d. h. das dauerhafte und unangefochtene Recht der Kommunen auf den Netzbetrieb durch kommunale Unternehmen, sollen verhindert werden. Vor diesem Hintergrund ist die vom BGH vorgenommene Klarstellung essenziell, dass Gemeinden auch Eigenbetriebe, Eigengesellschaften und kommunale Beteiligungsgesellschaften bei der Konzessionsvergabe nicht ohne sachlichen Grund bevorzugen dürfen. Ebenfalls positiv bewertet die Monopolkommission die vom Gericht aufgestellten Anforderungen an ein transparentes Auswahlverfahren. Die vom Bundesgerichtshof verlangte vorrangige Ausrichtung der Auswahlkriterien an dem in § 1 EnWG genannten Ziel hat die Monopolkommission in der Vergangenheit wiederholt gefordert. Die Monopolkommission hat in diesem Zusammenhang aber weitergehend vorgeschlagen, als Kriterium den Abschlag von der jährlichen Erlösobergrenze bzw. vom erwarteten Netznutzungsentgelt vorrangig zu berücksichtigen.

6.1.2 Weiterentwicklung eines Abschlags auf die Netzentgelte als wesentliches Kriterium im Konzessionsvergabeverfahren

6.1.2.1 Eignung und Zulässigkeit des von der Monopolkommission empfohlenen Abschlags

485. Die Monopolkommission hat empfohlen, bei der Auswahlentscheidung den angebotenen Abschlag vom erwarteten Netznutzungsentgelt als wesentlichen Wettbewerbsparameter zu berücksichtigen, und diese Empfehlung ausführlich begründet.⁴³⁰ Dem Vorschlag liegt die Überlegung zugrunde, dass die gesetzliche Vorgabe eines fairen und diskriminierungsfreien Auswahlverfahrens mit dem Ziel, das Wegenutzungsrecht an den effizientesten Anbieter zu übertragen,

⁴²⁹ BGH, Urteil vom 7. Oktober 2014, EnZR 86/13 – Stromnetz Olching. Der Bundesgerichtshof hat hier entschieden, dass ein Konzessionsvertrag nicht deshalb insgesamt nichtig ist, weil er mit § 3 Abs. 1, Abs. 2 Nr. 1 KAV unvereinbare Regelungen enthält.

⁴³⁰ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., 470 ff.

überhaupt nur dann sinnvoll erscheint, wenn für die Auswahlentscheidung aussagekräftige und in der Praxis handhabbare Wettbewerbsparameter zur Verfügung stehen.

486. In diesem Zusammenhang hat die Monopolkommission darauf hingewiesen, dass die Konzessionsabgabe schon wegen der in § 46 Abs. 1 Satz 2 EnWG getroffenen Regelung kaum als aussagekräftiges Kriterium angesehen werden kann.⁴³¹ Ebenso sind weitere zulässige Gegenleistungen durch die KAV normiert und eng begrenzt. Gegenleistungen, die der Gemeinde für die Konzessionsvergabe gewährt werden, dürfen laut Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes zu dem jedenfalls nicht vorrangig bei der Auswahlentscheidung herangezogen werden.⁴³²

487. Daneben konstatierte die Monopolkommission in Bezug auf die in § 1 EnWG genannten Kriterien ein hohes Maß an Heterogenität sowie eine gewisse Widersprüchlichkeit, was die Gemeinden im Auswahlverfahren vor große Herausforderungen stellen dürfte.⁴³³ Die Aussagekraft dieser Auswahlkriterien wird ferner dadurch beschränkt, dass oft bereits weitreichende gesetzliche Vorgaben existieren, die ohne Weiteres von jedem Netzbetreiber einzuhalten sind und sich daher nicht zur Unterscheidung im Auswahlverfahren eignen. Auch das Bundeskartellamt hat festgestellt, dass die Unterschiede in den Angeboten der Bieter in Bezug auf die sachlichen Kriterien des § 1 EnWG i. d. R. nicht sehr groß sind.⁴³⁴

So sieht die Monopolkommission – wie der Bundesgerichtshof⁴³⁵ – die Gewährleistung der Netzsicherheit zwar als besonders wichtig an. Für diese essenzielle Aufgabe des Netzbetreibers sind jedoch bereits in §§ 4, 11, 14 EnWG strenge Anforderungen verankert. Daneben greift bei Qualitätsmängeln ein gesetzlicher Sanktionsmechanismus durch die Berücksichtigung der sogenannten q-Komponente bei der Bestimmung der Erlösobergrenze. Die q-Komponente stellt ein Maß für die Qualität des Netzes dar und führt bei entsprechenden Defiziten zur Herabsetzung der Erlösobergrenze. Hält die Gemeinde darüber hinaus gehende Sicherheitsanforderungen für unverzichtbar, können diese durch entsprechende Vorgaben im Auswahlverfahren gewährleistet werden.

488. Des Weiteren stellt das zu erwartende Netznutzungsentgelt kein geeignetes Auswahlkriterium dar. Grundsätzlich erscheint es nahe liegend, das Kriterium der Preisgünstigkeit entsprechend der Höhe des zu erwartenden Netznutzungsentgelts im Auswahlverfahren zu berücksichtigen. Betreiben Anbieter bereits andere Netze, könnte eine Information über das bislang geforderte Netznutzungsentgelt als Anhaltspunkt für das künftige, im ausgeschriebenen Netzgebiet anfallende, Entgelt herangezogen werden, da Netzbetreiber für ihr gesamtes Netzgebiet ein einheitliches Netznutzungsentgelt veranschlagen. Die Gemeinde könnte bei Vorliegen der Information über die Höhe der jeweiligen aktuellen Entgelte von Unternehmen Rückschlüsse auf das zu erwartende Entgelt ziehen, das künftig auch die Nutzer des in ihrem Gebiet liegenden Netzes zu zahlen hätten. Der preisgünstigste Anbieter ließe sich mit der Information über das bisher kalkulierte Entgelt jedenfalls näherungsweise bestimmen. Mit einem solchen Vorgehen würde indes das Ziel des § 46 EnWG, den effizientesten Anbieter mit dem Wegenutzungsrecht zu betrauen, verfehlt. Denn die Höhe des einheitlichen Netznutzungsentgelts resultiert nur bedingt aus der Effizienz des jeweiligen Netzbetreibers. Wesentlichen Einfluss auf die Entgelte haben vielmehr die Kosten der Netze, die aufgrund unterschiedlicher örtlicher Gegebenheiten maßgeblich voneinander abweichen können. Daher kann ein niedrigeres Entgelt eines Netzbetreibers – unabhängig von seiner Effizienz – auch dadurch zustande kommen, dass er bislang Netze betreibt, die aufgrund ihrer spezifischen Gegebenheiten geringere Kosten verursachen. Gegen die Berücksichtigung des zu erwartenden Netznutzungsentgelts per se spricht darüber hinaus, dass Anbieter, die neu in den Markt eintreten wollen, benachteiligt wären, da insoweit ein Vergleichsmaßstab aus dem bisherigen Netzbetrieb fehlt. Wesentliche Wettbewerbsimpulse für den Netzbetrieb könnten so verloren gehen.

⁴³¹ Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 469.; BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin, Rn. 84; BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175/11 – Stadt Titisee-Neustadt, Rn. 85.

⁴³² BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin, Rn. 39, 44.

⁴³³ Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 468.

⁴³⁴ BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175/11 – Stadt Titisee-Neustadt, Rn. 85.

⁴³⁵ BGH, Urteil vom 17. Dezember 2013, KZR 66/12 – Stromnetz Berkenthin, Rn. 94.

489. Hinsichtlich des von der Bundesnetzagentur nach §§ 12 ff. ARegV ermittelten Effizienzwerts hat die Monopolkommission auf spezielle, in der Regulierung angelegte, Probleme hingewiesen. Vor allem ist für viele kleine Unternehmen, die im vereinfachten Verfahren reguliert werden, kein spezifischer Effizienzwert ermittelt worden, der als belastbares Auswahlkriterium dienen könnte. Daneben liegt für Anbieter, die neu in den Wettbewerb um Netzkonzessionen eintreten, naturgemäß noch kein Effizienzwert vor.

490. Sowohl Gesichtspunkte der Effizienz, der Preisgünstigkeit und der Verbraucherfreundlichkeit vereinbart dagegen der von der Monopolkommission vorgelegte Vorschlag, einen angebotenen Abschlag vom zu erwartenden Netznutzungsentgelt vorrangig zu berücksichtigen. Zum einen werden eher effiziente Anbieter überhaupt in der Lage sein, einen solchen Abschlag im Auswahlverfahren anzubieten. Gleichzeitig führt der Abschlag dazu, dass Unvollkommenheiten der Anreizregulierung ausgeglichen und mögliche Überrenditen beim Netzbetreiber abgeschmolzen werden. Zum anderen kommen die Vorteile eines Abschlags unmittelbar den Netznutzern zugute: Diese müssen erstens aufgrund des Abschlags ein geringeres Entgelt entrichten. Zweitens besteht eine gewisse Wahrscheinlichkeit dafür, dass ein effizienter Anbieter auch im Durchschnitt seines gesamten Netzgebiets vergleichsweise geringe Netznutzungsentgelte verlangt, was sich wiederum positiv für die Netznutzer auswirkt. Darüber hinaus können prinzipiell nicht nur etablierte Anbieter, sondern auch „Newcomer“ das vorgeschlagene Kriterium in ihren Angeboten berücksichtigen. Ein angebotener Abschlag vom Netznutzungsentgelt ist ferner für die Kommunen einfach festzustellen und leicht mit anderen Angeboten vergleichbar.⁴³⁶ Schließlich könnten die Grundsätze der Bestimmung der Erlösobergrenze sowie der Kalkulation und Prüfung der Netznutzungsentgelte unverändert beibehalten werden. Der angebotene Abschlag würde erst im Anschluss an die Kalkulation des Entgelts gemäß ARegV – wie z. B. die Konzessionsabgabe – als selbstständige Komponente berücksichtigt werden.⁴³⁷

491. Die Bundesnetzagentur trägt gegen den Vorschlag der Monopolkommission mehrere Einwände vor.⁴³⁸ Insbesondere verweist sie darauf, dass eine räumliche Differenzierung der Netzentgelte, d. h. unterschiedliche Netzentgelte in zwei Netzgebieten desselben Netzbetreibers, nicht zulässig sei. Dafür beruft sie sich auf Art. 20 Abs. 1 i. V. m. Art. 23 Abs. 4 der Elektrizitätsrichtlinie bzw. Art. 18 Abs. 1 i. V. m. Art. 25 Abs. 4 Gasrichtlinie. Hiernach müssen die Netzentgelte zwischen den Netznutzern diskriminierungsfrei sein, was von den Regulierungsbehörden sicherzustellen ist.

Dies wird im deutschen Regulierungsverfahren wie folgt umgesetzt: Die Bundesnetzagentur legt die Erlösobergrenze fest, also die Obergrenze der Umsätze, die die Unternehmen pro Jahr mit den Netzentgelten erzielen dürfen, und teilt sie den Netzbetreibern mit. Diese sind gemäß § 17 Abs. 1 ARegV verpflichtet, die Erlösobergrenze in Netzentgelte umzusetzen, indem sie die Netzentgelte kalkulieren, die der Erlösobergrenze entsprechen. Hierbei muss ein Energieversorgungsunternehmen, das mehrere Netze betreibt, ein einheitliches Entgelt für sein gesamtes Netzgebiet ermitteln. Denn nach dem Verständnis der Bundesnetzagentur birgt jede räumliche Differenzierung von Netzentgelten die Gefahr einer Diskriminierung.

492. Eine solche Diskriminierungsgefahr wäre mit dem empfohlenen Abschlag auf das Netznutzungsentgelt jedoch gerade nicht verbunden. Dies ergibt sich daraus, dass die Netznutzer in einem Netzgebiet nicht dadurch schlechter gestellt werden, dass die Netznutzer in einem anderen Netzgebiet von einem Abschlag auf das Netznutzungsentgelt profitieren. Der gewährte Abschlag resultiert allein aus dem Umstand, dass das zweite Netz so viel Gewinn abwirft, dass der Netzbetreiber zur Erlangung der Konzession bereit war, auf einen Teil des Gewinns zu verzichten. In diesem Zusammenhang ist daran zu erinnern, dass es auch dann zu zwei unterschiedlichen Entgelten kommen kann, wenn zwei Netze nicht von demselben, sondern von verschiedenen Unternehmen betrieben werden. Daher dürfte ein räumlich bedingter Unterschied alleine – ohne unmittelbar damit verbundene Schlechterstellung der Netznutzer in einem anderen Gebiet – nicht als diskriminierend zu werten sein.

⁴³⁶ Zum Problem der abweichenden Laufzeiten von Konzessionsvertrag und Regulierungsperiode; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 471, zur kartellrechtlichen Zulässigkeit, Tz. 472.

⁴³⁷ Unklar ist, ob der Abschlag auch direkt bei der Berechnung der Netzentgelte berücksichtigt werden könnte.

⁴³⁸ Die Bundesnetzagentur äußert sich auch im Gemeinsamen Leitfaden ablehnend zu dem Vorschlag der Monopolkommission, Gemeinsamer Leitfaden zur Konzessionsvergabe, vgl. Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, a. a. O., Rn. 29.

493. Ein weiterer Einwand stützt sich auf die Regelungen des § 17 Abs. 8 Stromnetzentgeltverordnung bzw. § 15 Abs. 8 Gasnetzentgeltverordnung, wonach andere als die in der Verordnung genannten Netzentgelte unzulässig sind. Festzustellen ist allerdings, dass im Anschluss an die Ermittlung der Erlösobergrenze und der daraus folgenden Kalkulation der Entgelte auch derzeit schon weitere Komponenten bei der Ermittlung des endgültigen Entgelts berücksichtigt werden. Zu nennen sind neben der Konzessionsabgabe z. B. die Umlage nach KWK-Gesetz sowie die § 19 StromNEV-Umlage und die Offshore-Umlage nach § 17f EnWG. Hierbei kann zumindest die getrennt veranschlagte Konzessionsabgabe von Netzgebiet zu Netzgebiet unterschiedlich ausfallen, denn die Konzessionsabgabenverordnung schreibt lediglich Höchstbeträge fest, die von den Gemeinden unterschritten werden dürfen. Dieser Umstand belegt wiederum, dass räumlich differierende Netzentgelte vom Gesetz gedeckt sind, sofern sie nicht diskriminierend wirken. Da es sich bei dem empfohlenen Abschlag ebenfalls um eine nicht diskriminierende Differenzierung handelt, könnte sie – ebenso wie die genannten Aufschläge – als zusätzliche Komponente in die Ermittlung des endgültigen Entgelts einfließen.

494. Das dargestellte Vorgehen hätte zur Folge, dass der Netzbetreiber seine Entgelte wie bisher aus der festgelegten Erlösobergrenze ermittelt. Ein Netzbetreiber, der die Netze in A und B betreibt, würde also ein einheitliches Entgelt von X Cent kalkulieren. Wenn sich der Netzbetreiber für das Netz B im Konzessionsvertrag zu einem Abschlag von einem bestimmten Prozentsatz auf die Netzentgelte verpflichtet hat, würde dieser Abschlag – vergleichbar mit der Konzessionsabgabe – bei der Kalkulation des endgültigen Entgelts für B eine eigene Komponente darstellen. Eine gleichzeitige Belastung der Nutzer von Netz A, die sich in einer Erhöhung des Netzentgelts über die ermittelte Entgelthöhe von X Cent niederschlagen würde, wäre nicht zulässig. Eine Zuwiderhandlung könnte von der Bundesnetzagentur leicht aufgedeckt und sanktioniert werden.

495. Schließlich hält die Bundesnetzagentur einen Abschlag vom Netznutzungsentgelt für problematisch, weil der Netzbetreiber Mindererlöse gemäß § 5 Abs. 1 ARegV ins Folgejahr übertragen könne. Würden die Netzentgelte abgesenkt, würden beim Netzbetreiber Mindererlöse auflaufen, die dieser dann im nächsten Jahr aufschlagen könne. Hiergegen ist einzuwenden, dass Mindererlöse im Sinne der genannten Vorschrift an die „Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung“ geknüpft sind. Erfasst sind somit nur Mindererlöse, die dadurch zustande kommen, dass der Netzbetreiber sich bei der Menge der gelieferten Energie verschätzt hat. Mindererlöse aufgrund eines mit der konzessionsvergebenden Gemeinde vereinbarten Abschlags vom Netznutzungsentgelt sind nach § 5 Abs. 1 ARegV hingegen nicht berücksichtigungsfähig.

496. Angesichts der im Leitfaden geäußerten Bedenken seitens der Bundesnetzagentur⁴³⁹ erscheint jedoch eine klarstellende Formulierung im Gesetz wichtig, wonach in Konzessionsverträgen vereinbarte Abschläge auf das ermittelte Netznutzungsentgelt zulässig sind. Ohne eine solche Klarstellung steht zu befürchten, dass Gemeinden in Auswahlverfahren keinen Gebrauch von dem empfohlenen Auswahlkriterium machen werden, um mögliche Rechtsstreitigkeiten im Hinblick auf den Abschluss oder die Durchführung des Konzessionsvertrags zu vermeiden. Ferner besteht die Gefahr, dass Energieversorgungsunternehmen im Auswahlverfahren keinen entsprechenden Abschlag anbieten werden, weil sie mit Einwänden der Regulierungsbehörde gegen die Art und Weise der von ihnen vorgenommenen Entgeltkalkulation rechnen müssten.

6.1.2.2 Einführung eines Sicherheitsbereichs

497. Im Mai 2015 haben das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur die neue Fassung ihres Gemeinsamen Leitfadens zur Konzessionsvergabe aus dem Jahr 2010 veröffentlicht.⁴⁴⁰ Sie soll wie ihr Vorgänger den Gemeinden und den Energieversorgungsunternehmen, die sich um eine Konzession bewerben, Orientierung bei der rechtssicheren Durchführung des Wettbewerbs um die Netze geben. Die Neufassung berücksichtigt die Reform des EnWG im Jahr 2011 sowie die Entwicklung der Rechtsprechung. Der Leitfaden behandelt neben Aspekten des Vergabe- und Kartellrechts Fragen

⁴³⁹ Das Bundeskartellamt, das für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht bei Konzessionsvergabeverfahren nach § 19 GWB zuständig ist, hat sich im Leitfaden dieser Kritik nicht angeschlossen.

⁴⁴⁰ Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, a. a. O.

zur Zuständigkeit, zu Informationsansprüchen und Datenherausgabe sowie zur Netzüberlassung. Abschließend werden anderweitige regulatorische Fragen angesprochen.

498. Im Rahmen der kartellrechtlichen Ausführungen geht der Leitfaden auf aktuelle Probleme zur Zulässigkeit und Gewichtung der Auswahlkriterien ein. In diesem Zusammenhang ist ein Punkt von besonderem Interesse: Das Bundeskartellamt schlägt die Einführung eines Sicherheitsbereichs („safe harbour“) vor, wenn eine Gemeinde den § 1 EnWG entlehnten Kriterien ein Gewicht von 70 Prozent beimisst.⁴⁴¹ Einer vorrangigen Gewichtung der Auswahlkriterien soll nach Auffassung des Bundeskartellamtes jedenfalls dann Genüge getan sein, wenn die in § 1 EnWG genannten Kriterien ein Gewicht von 70 Prozent der maximal möglichen Gesamtpunktzahl ausmachen. Diese Festlegung des Bundeskartellamtes soll den Gemeinden einen Sicherheitsbereich („safe harbour“) einräumen. Die Bundesnetzagentur folgt dem nicht, weil sich aus der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes über die geforderte vorrangige Gewichtung der aus § 1 EnWG resultierenden Auswahlkriterien von über 50 Prozent hinaus keine konkrete Prozentzahl ableiten lasse, ab welcher der geforderten vorrangigen Berücksichtigung auf jeden Fall Genüge getan sein dürfte. Das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur stimmen allerdings in dem Grundsatz überein, dass die geforderte vorrangige Gewichtung der Auswahlkriterien mit Bezug zu den Zielen des § 1 EnWG umso eher gegeben sein dürfte, je höher die Gewichtung dieser Auswahlkriterien ausfällt.⁴⁴²

499. Zunächst ist anzumerken, dass weder das Gesetz noch der Bundesgerichtshof konkrete Angaben zur Gewichtung einzelner Kriterien oder zum erforderlichen Gesamtgewicht bestimmter Kriterien macht. Der Bundesgerichtshof stellt lediglich fest, dass die in § 1 EnWG genannten Aspekte vorrangig zu berücksichtigen sind und kein Aspekt willkürlich mindergewichtet werden darf. Dies gilt auch für das Kriterium der Netzsicherheit. Das Gericht zieht insoweit zwar den Musterkriterienkatalog der Energiekartellbehörde Baden-Württemberg heran, der eine Gewichtung von mindestens 25 Prozent der Gesamtpunktzahl vorsieht. Der Bundesgerichtshof betont aber ausdrücklich, dass es sich hierbei um eine Orientierungshilfe, nicht um eine verbindliche Vorgabe handelt. Klar ist lediglich, dass eine Gewichtung wie im entschiedenen Fall, die um mehr als den Faktor vier niedriger lag, als Überschreitung des Ermessensspielraums der Gemeinde beurteilt wird.

500. Die Monopolkommission stimmt dem Bundeskartellamt zu, dass im Auswahlverfahren nach § 46 EnWG dem Ziel des § 1 EnWG ein deutlicher Vorrang vor anderen Aspekten eingeräumt werden sollte. Ein einfacher Vorrang dieses Ziels mit der Folge, dass schon eine Gesamtgewichtung von knapp über 50 Prozent den Anforderungen genügt, würde den Gesetzeszweck des § 46 EnWG, in einem fairen Wettbewerb um die Netze den effizientesten Anbieter auszuwählen, in Frage stellen. Zudem ließe sich das Ziel, eine Erstarrung der Versorgungsstrukturen zu verhindern, nur noch schwer erreichen. Dies folgt – wie oben dargelegt – daraus, dass die bislang genutzten, § 1 EnWG entlehnten Kriterien nur geringe Unterscheidungsmöglichkeiten für die Unternehmen eröffnen. Sind aber die diesbezüglichen Unterschiede in den Angeboten nur marginal, resultiert daraus, dass anderen, außerhalb von § 1 EnWG stehenden Kriterien ein besonders starkes Gewicht bei der Auswahlentscheidung beigemessen wird.

501. Die Festlegung eines Sicherheitsbereichs für die Gemeinden ist weder im Gesetz noch von der Rechtsprechung vorgegeben. Eine solche Festlegung könnte den betroffenen Gemeinden und Marktteilnehmern jedoch eine erste Orientierung bei der Gewichtung der von ihnen herangezogenen Auswahlkriterien bieten. Sie könnte sich zudem positiv auf die Entwicklung des Wettbewerbs um die Wegenutzungsrechte auswirken, da mit 70 Prozent grundsätzlich ein erhebliches Gewicht auf das nach § 1 EnWG maßgebliche Ziel zu legen wäre. Die Festlegung eines Sicherheitsbereichs könnte dazu führen, dass Gemeinden sich künftig regelmäßig an die entsprechenden Vorgaben hielten, um zumindest ein gewisses Maß an Rechtssicherheit zu erlangen. Sie könnte ferner dazu beitragen, Rechtsstreitigkeiten zwischen den Verfahrensbeteiligten zu vermeiden und somit eine zügige und reibungsarme Übertragung von Wegenutzungsrechten zu fördern. Gegen die Festlegung eines entsprechenden Sicherheitsbereichs spricht allerdings die Gefahr, dass Gemeinden in Zukunft wenig Anreiz hätten, die in § 1 EnWG genannten Kriterien höher als 70 Prozent zu gewichten. Angesichts der geringen Spielräume der Anbieter bei den in § 1 EnWG genannten Kriterien erscheint es auch bei einer Gesamtgewichtung von 70 Prozent nicht ausgeschlossen, dass andere Kriterien den Ausschlag für die Auswahlentscheidung geben.

⁴⁴¹ Vgl. ebenda, Rn. 32.

⁴⁴² Vgl. ebenda, Fn. 52.

Darüber hinaus wird durch den vorgegebenen Grenzwert nur ein beschränktes Maß an Rechtssicherheit erreicht, da der Leitfaden sich nicht dazu äußert, welche aussagekräftigen Auswahlkriterien überhaupt zur Verfügung stehen und in welchem Umfang die einzelnen, in § 1 EnWG genannten Kriterien zu berücksichtigen sind. Nach Auffassung der Monopolkommission sollte daher auch im Leitfaden deutlich werden, dass das von ihr empfohlene Abschlagskriterium mit deutlichem Vorrang zu berücksichtigen und nur in diesem Falle ein safe harbour überhaupt eröffnet ist. Zudem sollte klargestellt werden, dass ein safe harbour bei Beachtung von Kriterien, die weder § 1 EnWG entlehnt noch nach der KAV zulässig sind und in Bezug zum Wegenutzungsrecht stehen, keinesfalls zur Anwendung kommen kann.

6.1.3 Empfehlungen der Monopolkommission

502. Die Monopolkommission erneuert ihre Empfehlung an den Gesetzgeber zu prüfen, ob die Übertragung der Wegenutzungsrechte künftig dem förmlichen Vergaberecht nach §§ 97 ff. GWB unterstellt werden sollte.⁴⁴³ Hierbei wäre darauf zu achten, dass auch eine Übertragung der Konzession an kommunale Eigenbetriebe dem Vergabeverfahren unterliegt. Für eine Anwendung der förmlichen Vergaberegeln spricht, dass es zentrale Aufgabe des Vergaberechts ist, ein wettbewerbliches Auswahlverfahren durch die öffentliche Hand sicherzustellen. Aus rechtspolitischer Sicht ist die Anwendung vergaberechtlicher Regeln daher dem nur punktuell und nachträglich stattfindenden Eingriff mittels kartellrechtlicher Missbrauchsaufsicht vorzuziehen. Daneben könnten Marktteilnehmer bei angenommener Rechtswidrigkeit des Verfahrens neben den kartellrechtlichen die vergaberechtlichen Rechtsmittel nutzen. Hinzu kommt, dass in jüngerer Zeit sowohl die Rechtsprechung als auch das Bundeskartellamt bei Verfahren nach § 46 EnWG auf Rechtsgedanken des förmlichen Vergabeverfahrens zurückgegriffen haben.⁴⁴⁴ Dies ist ein weiterer Anhaltspunkt dafür, dass das förmliche Vergabeverfahren die adäquaten Verfahrensregeln für die Auswahl des neuen Konzessionärs bereithält.

503. Bestrebungen, zugunsten einer erleichterten Konzessionsvergabe an kommunale Eigenbetriebe oder Unternehmen Abstriche von dem Grundsatz eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs zu machen, erteilt die Monopolkommission eine Absage. Sie begrüßt daher ausdrücklich, dass weder Bundesrat noch Bundestag in der jüngeren Vergangenheit entsprechenden Forderungen nachgekommen sind.⁴⁴⁵ Die Monopolkommission hat ihre ablehnende Haltung in der Vergangenheit ausführlich begründet, daher sollen an dieser Stelle nur einige Argumente aufgegriffen werden.⁴⁴⁶ Zum einen hat eine Untersuchung der Monopolkommission ergeben, dass kommunale Netzbetreiber nicht zwangsläufig günstigere Tarife anbieten als private Unternehmen. Gerade auch im Sinne der Energieverbraucher ist daher ein fairer und diskriminierungsfreier Wettbewerb zwischen allen Anbietern sicherzustellen. Nur ein solches Auswahlverfahren bietet die Gewähr, dass der effizienteste Anbieter das Wegenutzungsrecht erhält. Häufig werden als Argument für einen kommunalen Netzbetrieb umwelt- und ressourcenpolitische Argumente vorgebracht. Diese lassen sich aber vielfach nicht effektiv verfolgen, da Möglichkeiten des Netzbetreibers zur Reduktion von Emissionen grundsätzlich sehr gering sind. Preissetzungsspielräume des Netzbetreibers sind wegen der Regulierung der Netzentgelte beschränkt. Dagegen ist die Übertragung des Netzes häufig mit hohen finanziellen Belastungen verbunden, aus denen sich erhebliche Risiken für die kommunalen Haushalte ergeben können.

⁴⁴³ Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 465; Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 46 ff.; vgl. auch den Umsetzungsvorschlag der Monopolkommission, Tz. 478. Die Richtlinie 2014/23/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 über die Konzessionsvergabe, ABl. Nr. L 94, S. 1, sieht Regelungen für die Vergabe von Dienstleistungskonzessionen vor und muss innerhalb von zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden. Allerdings fallen nach Erwägungsgrund Nr. 16 der Konzessionsvergaberichtlinie Vereinbarungen über Wegenutzungsrechte nicht in den Anwendungsbereich der Richtlinie, sofern sie weder eine Lieferverpflichtung auferlegen, noch den Erwerb von Dienstleistungen durch den (öffentlichen) Auftraggeber für sich selbst oder für Endnutzer vorsehen.

⁴⁴⁴ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 9. Januar 2013, VII-Verg 26/12-ÖPP, WuW/E DE-R 3804, 3809 f.; LG Köln, Urteil vom 7. November 2012, 90 O 59/12, ZNER 2013, 64, 65; BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175/11 – Stadt Titisee-Neustadt, Rn. 130. Vgl. auch Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers, a. a. O., Rn. 25.

⁴⁴⁵ Empfehlung des Ausschusses für Innere Angelegenheiten, BR-Drs. 486/1/14 und Empfehlung des Bundesrates, BR-Drs. 486/14(B); Antrag der Fraktion DIE LINKE, BT-Drs. 18/3745, abgelehnt durch den Bundestag, BT-PIPr 18/94, S. 8905D-8928A.

⁴⁴⁶ Monopolkommission, XX. Hauptgutachten, a. a. O., Tz. 1266 ff., Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 48 ff.

504. Die Monopolkommission bekräftigt ihre Empfehlung, bei der Auswahlentscheidung als hauptsächlichen Wettbewerbsparameter den angebotenen Abschlag vom Netznutzungsentgelt heranzuziehen.⁴⁴⁷ Eine entsprechende Bestimmung sollte in § 46 EnWG aufgenommen werden. Hiernach sollte grundsätzlich der Anbieter mit dem höchsten Abschlag den Zuschlag erhalten. Will die Kommune von diesem Prinzip abweichen, muss sie dies ausdrücklich begründen. Wenn der Gesetzgeber entscheidet, die Übertragung des Wegenutzungsrechts künftig dem förmlichen Vergabeverfahren nach §§ 97 ff. GWB zu unterstellen, sollte auch eine entsprechende Ergänzung von § 97 Abs. 5 GWB, wonach der Zuschlag auf das wirtschaftlichste Angebot erteilt wird, vorgenommen werden.

505. Die Monopolkommission macht folgenden Gesetzgebungsvorschlag zur Neufassung des § 46 EnWG:

§ 46 Abs. 2 Satz 1 und 2 werden wie folgt geändert:

„Verträge von Energieversorgungsunternehmen mit Gemeinden über die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die zu einem Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet gehören, unterliegen den Bestimmungen der §§ 97 ff. GWB. Sie dürfen höchstens für eine Laufzeit von 20 Jahren abgeschlossen werden.“

Nach § 46 Abs. 3 Satz 5 werden folgende Sätze eingefügt:

„Bei der Auswahlentscheidung soll die Gemeinde vorrangig den angebotenen Abschlag vom Netznutzungsentgelt berücksichtigen. Den Zuschlag soll der Bewerber erhalten, der den höchsten Abschlag anbietet. Weicht die Gemeinde hiervon ab, hat sie dies zu begründen. Die Vorschriften zur Kalkulation des Netznutzungsentgelts bleiben hiervon unberührt.“

6.2 Netzentgeltregulierung

506. Strom- und Gasnetze stellen i. d. R. natürliche Monopole dar. Aus dieser Eigenschaft ergibt sich eine Notwendigkeit zur Regulierung der Netzentgelte der Strom- und Gasnetzbetreiber. In Deutschland unterliegen die Energienetze gemäß §§ 21 ff. EnWG einer Ex-ante-Entgeltregulierung. Nachdem diese bis Ende 2008 in Form einer Kostenregulierung ausgeübt wurde, ist sie seit dem Jahr 2009 als Anreizregulierung in Form einer Erlösobergrenzenregulierung ausgestaltet.

507. Die Bestimmung der Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus Netzentgelten erfolgt gemäß § 7 ARegV nach der in Anlage 1 der ARegV aufgeführten Regulierungsformel. Eine Regulierungsperiode dauert gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Im vorletzten Jahr vor Beginn der Regulierungsperiode erfolgt eine Kostenprüfung (§ 6 Abs. 2 ARegV) auf Basis der Daten des zuvor abgeschlossenen Geschäftsjahres (Basis- oder Fotojahr), welche die Grundlage für den Erlöspfad darstellt. Zudem findet gemäß §§ 12, 22 ARegV ein bundesweiter Effizienzvergleich bzw. für Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber ggf. auch ein internationaler Effizienzvergleich statt. Durch diesen sollen Ineffizienzen der Netzbetreiber ermittelt werden, die im Laufe der Regulierungsperiode abzubauen sind. Die erste Regulierungsperiode umfasste für alle Stromnetzbetreiber den Zeitraum von 2009 bis 2013, für die Gasverteilternetzbetreiber den Zeitraum 2009 bis 2012 und für die Gasfernleitungsnetzbetreiber aufgrund einer einjährigen Verzögerung den Zeitraum 2010 bis 2012. Seit dem 1. Januar 2013 befinden sich alle Gasnetzbetreiber (bis 2017) und seit dem 1. Januar 2014 alle Stromnetzbetreiber (bis 2018) in der zweiten Regulierungsperiode.

508. Zur Beurteilung der Auswirkungen der Anreizregulierung sah die ursprüngliche Fassung der ARegV eine Evaluierung der Verordnung bis zum 1. Januar 2016 vor. Dieser Termin wurde mit einer Änderung der ARegV aus dem August 2013 auf den 31. Dezember 2014 vorverlegt.⁴⁴⁸ Der Evaluierungsbericht soll gemäß § 33 Abs. 1 ARegV Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung machen und insbesondere Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens

⁴⁴⁷ Die Monopolkommission hat in diesem Zusammenhang empfohlen, die Konzessionsabgabe als Festbetrag auszugestalten. Daneben hat sie vorgeschlagen, die in § 2 Abs. 7 Satz 1 KAV enthaltende Tarifkundenfiktion bei Stromlieferungen auf entsprechende Gaslieferungen zu erweitern; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 462, 469 und Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 47.

⁴⁴⁸ Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14. August 2013, BGBl. 2013 I Nr. 50, S. 3254.

der Netzbetreiber sowie zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen machen. Die Bundesnetzagentur hat ihren Evaluierungsbericht am 21. Januar 2015 dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie übergeben.⁴⁴⁹ Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat nach Prüfung des Evaluierungsberichts am 16. März 2015 Eckpunkte für eine Novellierung der ARegV vorgelegt, die weitgehend die Empfehlungen der Bundesnetzagentur widerspiegeln und im Wesentlichen auf eine kontinuierliche Weiterentwicklung der bestehenden Anreizregulierung hinauslaufen.⁴⁵⁰ Die Bundesländer verfolgen unterdessen eine umfassendere Reform der Anreizregulierung und empfehlen eine Einführung des Modells der Investitionskostendifferenz (IKD).⁴⁵¹ Ein Referentenentwurf zur Novellierung der ARegV liegt derzeit noch nicht vor.

6.2.1 Ergebnisse des Evaluierungsberichts

509. Die Bundesnetzagentur untersucht in ihrem Evaluierungsbericht unterschiedliche Aspekte der Anreizregulierung.⁴⁵² Wesentliche Themenbereiche sind die Kosten- und Erlösentwicklung der Netzbetreiber sowie die Auswirkungen der Einführung der ARegV auf die Investitionsfähigkeit und das Investitionsverhalten. Darüber hinaus werden die Auswirkungen der Anreizregulierung auf Innovationen sowie die Entwicklung der Effizienz der Netzbetreiber analysiert. Weitere Themenbereiche betreffen die Versorgungsqualität, die Stabilität des Regulierungsrahmens sowie Verfahrensfragen. Ausgehend von ihren Evaluierungsergebnissen formuliert die Bundesnetzagentur unterschiedliche Vorschläge und Regulierungsmodelle zur Novellierung der ARegV.

510. Hinsichtlich der Kosten- und Erlösentwicklung konstatiert die Bundesnetzagentur Kostensteigerungen bei Stromübertragungs- und Stromverteilernetzbetreibern, welche insbesondere auf den Umbau der Energieinfrastruktur zurückzuführen sind. Ferner stellt sie unterschiedliche Kostenstrukturen bei den einzelnen Arten von Netzbetreibern fest, etwa hinsichtlich des Verhältnisses der Kapital- und Betriebskosten sowie des Anteils dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten. Der Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten ist demnach bei Gasverteilernetzbetreibern wesentlich höher als bei Stromverteilernetzbetreibern, der Anteil dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten an der Erlösobergrenze bei Übertragungsnetzbetreibern deutlich höher als bei Stromverteilernetzbetreibern. Zudem zeigt sich, dass der generelle sektorale Produktivitätsfaktor einen starken Einfluss auf die Höhe der Erlösobergrenze hat.⁴⁵³

511. Die Investitionsfähigkeit ist den Untersuchungen der Bundesnetzagentur zufolge insgesamt gegeben, allerdings besteht einzelner Anpassungsbedarf. Dies betrifft insbesondere den regulatorischen Rahmen für (Strom-) Verteilernetzbetreiber, um der höheren Belastung der Netze infolge der Energiewende zu begegnen und den notwendigen Netzausbau und damit die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.

512. Hinsichtlich der Regulierung und Steuerung von Erweiterungsinvestitionen nennt der Evaluierungsbericht Anpassungsbedarf beim Instrument des Erweiterungsfaktors, der zwar in Summe über alle Verteilernetzbetreiber ausreichende Mittel bereitstellt, allerdings die Kosten nicht genau genug abbildet, sodass es sowohl zu Über- als auch teilweise zu

⁴⁴⁹ BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abruf am 14. August 2015.

⁴⁵⁰ BMWi, Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze, 16. März 2015, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/moderner-regulierungsrahmen-fuer-moderne-verteilernetze,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf am 14. August 2015.

⁴⁵¹ Wirtschaftsministerkonferenz, Beschluss-Sammlung der Wirtschaftsministerkonferenz am 17./18. Juni 2015 in Hamburg, Punkt 4.5 der Tagesordnung: Novellierung der Anreizregulierungsverordnung, http://www.wirtschaftsministerkonferenz.de/WMK/DE/termine/Sitzungen/15-06-17-18-WMK/14-06-04-05-beschluesse.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf am 14. August 2015.

⁴⁵² Siehe zu den folgenden Ausführungen Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015.

⁴⁵³ Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor ist Bestandteil der Regulierungsformel. Er wird gemäß § 9 Abs. 1 ARegV aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt. Nach § 9 Abs. 2 ARegV beträgt der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode jährlich 1,25 Prozent und in der zweiten Regulierungsperiode jährlich 1,5 Prozent. Für die dritte Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur den Produktivitätsfaktor gemäß § 9 Abs. 3 ARegV selbst zu ermitteln.

Unterdeckungen und damit Renditeeinbußen kommt. Darüber hinaus wird die Problematik des Zeitverzugs bei der Anerkennung von Investitionen, also das zeitliche Auseinanderfallen des Investitionszeitpunktes sowie des Zeitpunktes der Erlöswirkung, thematisiert. Die Bundesnetzagentur unterbreitet Vorschläge, um die Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors zu verbessern und den Zeitverzug aufzulösen. Darüber hinaus sollen besonders von der Energiewende betroffene Verteilernetzbetreiber künftig das Instrument der Investitionsmaßnahme nutzen können. Bei dem Instrument der Investitionsmaßnahme selbst sieht die Bundesnetzagentur keinen Anpassungsbedarf, da dieses durch den Ansatz von Plankosten bereits Erweiterungsinvestitionen ohne Zeitverzug abbildet.

513. Kein direkter Handlungsbedarf besteht nach Ansicht der Bundesnetzagentur bei Ersatzinvestitionen. Insbesondere den Stromverteilernetzbetreibern stehen für solche Investitionen umfangreiche Mittel in Form positiver Sockelbeträge aus Anlagen bis einschließlich 2006 zur Verfügung. Ein systematisches Unterschreiten der regulatorisch vorgegebenen Zielrendite wird nicht festgestellt, allerdings können die positiven Sockelbeträge die Zeitverzüge in Einzelfällen nicht vollständig kompensieren. Während die positiven Sockelbeträge der Verteilernetzbetreiber in Höhe von ca. EUR 2,3 Mrd. pro Regulierungsperiode in den kommenden Regulierungsperioden in ähnlicher Größenordnung zur Verfügung stehen, nehmen die Sockelbeträge der Übertragungsnetzbetreiber mittelfristig deutlich ab.

514. Inwieweit das Investitionsverhalten der Netzbetreiber angemessen ist, beantwortet der Evaluierungsbericht nicht abschließend, da es an einer objektiven Größe zur Bestimmung der Angemessenheit des Investitionsverhaltens fehlt. Zwar wird festgestellt, dass die Einführung der ARegV das Investitionsverhalten nicht negativ beeinflusst hat und bei Stromverteilernetzbetreibern sogar ein leicht positiver Effekt besteht. Da die Analyse vergangenheitsbezogen ist, lässt sich hieraus allerdings nicht auf die Entwicklung des zukünftigen Investitionsverhaltens schließen, zumal infolge der Energiewende ein erheblicher Investitionsbedarf besteht. Um die Angemessenheit des Investitionsverhaltens zukünftig besser einschätzen zu können, empfiehlt die Bundesnetzagentur die Einführung eines Indikatorsystems mit unterschiedlichen input- und outputseitigen Kennzahlen, das zumindest deskriptive Untersuchungen ermöglichen und einen gegebenenfalls vertiefenden Untersuchungsbedarf bei einzelnen Netzbetreibern aufzeigen soll.

515. Mit Blick auf Innovationen stellt die Bundesnetzagentur fest, dass das derzeitige System der Anreizregulierung vor allem Anreize für Innovationen setzt, die kurzfristige Effizienzsteigerungen und mit diesen einhergehende Kostensenkungen ermöglichen. Für Innovationen, die erst mittel- bis langfristig wirken, bestehen hingegen nur geringe Anreize. Um Anreize für längerfristig wirkende, mehrere Regulierungsperioden übergreifende Effizienzsteigerungen zu setzen, wird die Einführung eines zusätzlichen Regulierungsinstruments empfohlen. Hierzu werden zwei alternative Ansätze genannt. Durch einen sogenannten Efficiency-Carry-Over könnte Netzbetreibern die Mitnahme eines Teils ihres Effizienzgewinns in Form eines höheren Budgets in die nächste Regulierungsperiode ermöglicht werden. Hierdurch wird auf eine vollständige Abschöpfung des Effizienzgewinns zu Beginn der neuen Regulierungsperiode verzichtet. Alternativ hierzu sieht das sogenannte Bonussystem für besonders effiziente Netzbetreiber mit einem im Rahmen des Effizienzvergleichs ermittelten Effizienzwert von 100 Prozent einen Aufschlag auf die individuelle Erlösobergrenze vor.⁴⁵⁴

516. Weitere Untersuchungen und Empfehlungen betreffen die Effizienzentwicklung sowie die Durchführung des Effizienzvergleichs. Die Effizienz der Netzbetreiber hat sich den Ergebnissen der beiden durchgeführten Effizienzvergleiche zufolge insgesamt verbessert und angeglichen. Beim Verfahren des Effizienzvergleichs bei Verteilernetzbetreibern sieht die Bundesnetzagentur allerdings Anpassungsbedarf. Im Einklang mit § 13 Abs. 4 ARegV empfiehlt sie, ab der dritten Regulierungsperiode auf die Vorgabe von Pflichtparametern zu verzichten. Zudem soll die Verwendung unterschiedlicher Parameterspezifikationen für die beiden Vergleichsmethoden DEA und SFA möglich sein, um die Heterogenität der Netzbetreiber besser abzubilden. Der Produktivitätsfaktor soll in seiner derzeitigen Ausgestaltung beibehalten werden.

517. Hinsichtlich der Versorgungsqualität wird festgestellt, dass sich diese in Deutschland auf einem hohen bis sehr hohen Niveau befindet. Es wird empfohlen, zukünftig Daten zu Versorgungsunterbrechungen kleiner drei Minuten zu

⁴⁵⁴ Die in der Kostenprüfung ermittelten beeinflussbaren Kostenbestandteile der Netzbetreiber werden zur Überführung der Erlösobergrenze einem Effizienzvergleich unterworfen. In diesem Effizienzvergleich wird die relative Kosteneffizienz eines Netzbetreibers im Vergleich zu anderen Netzbetreibern ermittelt. Für jeden Netzbetreiber ergibt sich ein individueller Effizienzwert, der auf die beeinflussbaren Kostenbestandteile angewendet wird. Die ermittelten ineffizienten beeinflussbaren Kosten sind über einen definierten Zeitraum abzubauen.

erheben und auszuwerten, um eine Informationslücke bei der Bundesnetzagentur zu schließen. Mit Blick auf einzelne Verfahrensfragen plädiert die Bundesnetzagentur unter anderem für eine Beibehaltung des vereinfachten Verfahrens. Allerdings sollen durch die Evaluierung identifizierte materielle Besserstellungen der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren abgebaut werden. Dies betrifft insbesondere die Pauschale für dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Empfohlen wird zudem eine Steigerung der Transparenz des Regulierungsprozesses durch gesetzliche Anpassungen. Nicht zuletzt wird die hohe Bedeutung der Stabilität des Regulierungsrahmens für Banken und Investoren und damit für die Senkung von Kapitalkosten der Unternehmen betont.

6.2.2 Modellempfehlungen der Bundesnetzagentur

518. Ausgehend von den Evaluierungsergebnissen formuliert die Bundesnetzagentur mehrere Zielsetzungen, die ein reformiertes Regulierungssystem erfüllen soll.⁴⁵⁵ Ein solches soll idealerweise die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber gewährleisten, die Kosten der Energiewende durch Effizienzreize auf ein notwendiges Maß beschränken und Anreize für langfristig wirkende Innovationspotenziale unter dem Primat der Technologieneutralität setzen. Zudem soll die Transparenz der gesamten Regulierung erhöht werden. Ausgehend von diesen Zielsetzungen formuliert die Bundesnetzagentur modellunabhängige Anpassungen, die zu Verbesserungen gegenüber dem bestehenden System der ARegV führen sollen und unabhängig von eventuellen weitergehenden Änderungen des Regulierungssystems sind. Darüber hinaus stellt sie vier Regulierungsmodelle mit unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen zur Diskussion.

519. Die modellunabhängigen Empfehlungen zur Anpassung des Regulierungssystems adressieren im Rahmen der Evaluierung festgestellte Schwächen der derzeitigen Anreizregulierung. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um die bereits vorstehend genannten Empfehlungen zum vereinfachten Verfahren, zur Methodik des Effizienzvergleichs, zur Steigerung der Innovationstätigkeit (Efficiency-Carry-Over oder Bonussystem) und Transparenz, zur Einführung eines Investitionsmonitoring sowie zur Betrachtung von Versorgungsunterbrechungen unter drei Minuten. Darüber hinaus werden etwa Empfehlungen zur Behandlung von Personalzusatzkosten und zur Vereinfachung des Regulierungskontos gemacht. Von einer stärkeren Pauschalisierung der Kapitalkosten und der Abschaffung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors wird abgeraten.

520. Abgesehen von diesen eher moderaten Änderungen an der bestehenden Anreizregulierung entwickelt die Bundesnetzagentur vier Regulierungsmodelle, die zu tiefer gehenden Eingriffen in das bestehende Regulierungssystem führen. Hierbei handelt es sich um die sogenannte ARegV 2.0, die differenzierte Regulierung, den Gesamtkostenabgleich mit Bonus sowie den Kapitalkostenabgleich. Die Bundesnetzagentur selbst spricht sich für die Umsetzung der ARegV 2.0 in Kombination mit der differenzierten Regulierung aus.

521. Das Modell ARegV 2.0 stellt eine direkte Weiterentwicklung der bestehenden ARegV dar. Wesentliches Ziel ist eine Verbesserung der Investitions- und Innovationsbedingungen. An dem Budgetprinzip und der Entkopplung von Kosten und Erlösen wird festgehalten. Der Erweiterungsfaktor soll überarbeitet werden, um dessen Treffgenauigkeit zu erhöhen und den Zeitverzug bei Erweiterungsinvestitionen abzuschießen. Die Angemessenheit des Erweiterungsfaktors soll entweder durch eine bessere Ermittlung von Kostentreibern oder durch eine bessere Berücksichtigung heterogener Netzgebiete erreicht werden. Zur Beseitigung des Zeitverzugs nennt die Bundesnetzagentur ebenfalls zwei Gestaltungsoptionen: zum einen die Ermittlung des Erweiterungsfaktors auf Basis von Istwerten mit nachträglichem Erlösabgleich über das Regulierungskonto und zum anderen den Ansatz von Planwerten mit nachträglichem Plan-Ist-Abgleich. Unge-rechtfertigte Unter- und Überrenditen sollen durch eine bessere Ermittlung von Kostentreibern verhindert und längerfristig wirkende Innovationen durch oben genanntes Bonussystem bzw. einen Efficiency-Carry-Over gefördert werden.

522. Die differenzierte Regulierung basiert im Wesentlichen auf dem Modell der ARegV 2.0. Innerhalb dieser soll eine Differenzierungsoption für besonders von der Energiewende betroffene Verteilernetzbetreiber eingeführt werden. Diesen soll für den Zeitraum einer Regulierungsperiode der Zugang zum Instrument der Investitionsmaßnahme gewährt werden. Der Erweiterungsfaktor entfällt für diese Netzbetreiber. Die Auswahl der Netzbetreiber soll im Rahmen eines

⁴⁵⁵ Siehe zu den folgenden Ausführungen BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, S. 420-462.

eigenen Prüfungsverfahren mit restriktiven Aufgreifkriterien erfolgen. Es ist somit keine Optionalität für die Netzbetreiber im Sinne einer freien Wahl des Regulierungssystems vorgesehen.

523. Das Modell des Gesamtkostenabgleichs mit Bonus führt zu umfangreicheren Änderungen gegenüber dem bestehenden System der ARegV und wird von der Bundesnetzagentur eher als mögliches Regulierungssystem für die Zukunft gesehen, das vor allem auf Verteilernetzbetreiber angewendet werden könnte. Wesentliche Merkmale dieses Modells sind eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre sowie der Ansatz von Planwerten für Neuinvestitionen mit einem jährlichen Plan-Ist-Abgleich. Hierdurch werden der Basisjahreffekt, d. h. der Anreiz zur Verlagerung von Investitionen ins Basisjahr zwecks zeitnaher Berücksichtigung der Kosten in der Erlösobergrenze, sowie der Zeitverzug bei der Berücksichtigung von Investitionen beseitigt. Es bestehen damit hohe Investitionsanreize. Die Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme entfallen, Sockelbeträge aus dem Anlagenbestand für Ersatzinvestitionen sind nicht erforderlich. Anreize für Kosteneffizienz und (längerfristige) Innovationen bleiben durch zeitnahe Effizienzvergleiche auf Gesamtkostenbasis bestehen und werden durch einen Bonus für besonders effiziente Netzbetreiber verstärkt. Ein Nachteil dieses Modells ist der für alle Beteiligten hohe Verwaltungsaufwand, der eine deutliche Vereinfachung des Verfahrensablaufs, etwa bei der Kostenprüfung, erforderlich macht.

524. Beim Modell des Kapitalkostenabgleichs handelt es sich um einen kostenorientierten Regulierungsansatz, der eine weitgehende Abkehr vom bisherigen Budgetansatz für Kapitalkosten darstellt. Der Vorschlag basiert auf dem Modell der Kapitalkostendifferenz der hessischen Landesregulierungsbehörde. Die Regulierungsperiode soll weiterhin fünf Jahre betragen, der Budgetansatz allerdings nur noch für die operativen Kosten gelten. Kapitalkosten aus Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen (auf Plankostenbasis) und nicht mehr vorhandene Kapitalkosten werden unmittelbar in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Der jährliche Abgleich der Kapitalkosten beseitigt den Zeitverzug und setzt hohe Investitionsanreize. Die Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahme entfallen ebenso wie etwaige Sockelbeträge aus der Anlagensubstanz zur Finanzierung von Ersatzinvestitionen. Der Effizienzvergleich soll weiterhin alle fünf Jahre auf Gesamtkostenbasis erfolgen. Zur Verhinderung eines doppelter Abzugs ineffizienter Kapitalkosten soll hierzu eine zusätzliche Justiergröße eingeführt werden. Das Modell des Kapitalkostenabgleichs setzt insgesamt zwar hohe Investitionsanreize, allerdings werden kapitalintensive Investitionen begünstigt und Anreize für Kosteneffizienz reduziert.

525. Ablehnend äußert sich die Bundesnetzagentur gegenüber dem von den Bundesländern und vielen Verteilernetzbetreibern und Verbänden präferierten Modell der Investitionskostendifferenz (IKD). Ziel dieses Modells ist insbesondere eine Verbesserung der Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber durch die Abschaffung des Zeitverzugs bei der Anerkennung von Kapitalkosten. Inhaltlich ähnelt der Vorschlag der IKD dem Modell der Kapitalkostendifferenz der Landesregulierungsbehörde Hessen sowie dem zuvor genannten Modell des Kapitalkostenabgleichs. Wesentliche Änderung gegenüber der bestehenden ARegV ist die Aufnahme eines Terms für die Investitionskostendifferenz in die Regulierungsformel. Diese soll auf Basis von Plankosten gebildet werden und in die Erlösobergrenze mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich eingehen. Dabei sollen steigende Kapitalkosten während der Regulierungsperiode vollständig berücksichtigt werden, während fallende Kapitalkosten aus dem Ausgangsniveau erst dann entfernt werden, wenn keine Abschreibung mehr anfällt. Hierdurch verbleibt den Netzbetreibern ein nach Berechnungen der Bundesnetzagentur erheblicher Sockelbetrag, der zu nicht gerechtfertigten Zusatzrenditen führt. Aufgrund der direkten Berücksichtigung von Investitionen entfallen der Erweiterungsfaktor sowie die Investitionsmaßnahme. Der Effizienzvergleich auf Gesamtkostenbasis, die Dauer der Regulierungsperiode sowie die Qualitätsregulierung bleiben bestehen.

6.2.3 Sicherung ausreichender Investitionen durch eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung

526. Ein Thema zu dem sich die Monopolkommission bereits in früheren Sondergutachten geäußert hat, ist die Wirkung der Anreizregulierung auf Investitionen.⁴⁵⁶ Diese Thematik hat vor dem Hintergrund der Energiewende, für deren Gelingen ausreichende Investitionen der Netzbetreiber eine notwendige Herausforderung sind, weiter an Bedeutung gewonnen. Eine zentrale Herausforderung des regulatorischen Rahmens besteht somit darin, Anreize für Kosteneffizienz zu setzen und gleichzeitig die notwendigen Investitionen sicherzustellen. Kritisiert wird, dass die derzeitige Anreizregulierung

⁴⁵⁶ Monopolkommission, Sondergutachten 65, a. a. O., Tz. 424-429; Sondergutachten 59, a. a. O., Tz. 339-349.

zung mit der Entkopplung von Kosten und Erlösen vornehmlich auf eine Senkung von Kosten ausgerichtet ist, jedoch keine Impulse für Investitionen setzt und damit den Anforderungen der Energiewende nicht gerecht werde.

527. Die Anreizregulierung in Deutschland ist derzeit in Form einer Erlösobergrenzenregulierung ausgestaltet. Das wesentliche Ziel dieser Form der Anreizregulierung besteht in der Realisierung kostensenkender Effizienzsteigerungen. Die Netzbetreiber erhalten nach einer Kostenprüfung und einem Effizienzvergleich für jede Regulierungsperiode ein bestimmtes Budget für ihre Geschäftstätigkeit zur Verfügung gestellt, aus dem alle wesentlichen Kosten zu decken sind. Anreize für Kosteneffizienz werden dadurch gesetzt, dass die Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode konstant gehalten wird und der Netzbetreiber Gewinne aus Kostensenkungen einbehalten darf. Die Erlösobergrenze passt sich während der Regulierungsperiode also dem Kostenverlauf nicht an, es kommt zu einer Entkopplung von Kosten und Erlösen. Anreize für kostensteigernde Investitionen bestehen in einem solchen System kaum, weil die mit der Investition einhergehenden Kostensteigerungen erst mit einem Zeitverzug von mehreren Jahren in der Erlösobergrenze für die nächste Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Dies verringert die Rentabilität der Investition und verhindert gegebenenfalls eine vollständige Amortisation. Dementsprechend besteht ein Anreiz, notwendige Investitionen hinauszuzögern. Um zu verhindern, dass die Netzbetreiber ihre Kosten zulasten der Qualität des Netzes senken, ist i. d. R. eine zusätzliche Qualitätsregulierung notwendig. Gleichwohl ist nicht auszuschließen, dass bei einer reinen Erlösobergrenzenregulierung Investitionen bei einem erheblichen Investitionsbedarf unterlassen oder nicht volkswirtschaftlich optimal getätigt werden.

528. Die deutsche Anreizregulierung unterscheidet mit Blick auf Investitionen zwischen Ersatz- und Erweiterungs- bzw. Umstrukturierungsinvestitionen. Ersatzinvestitionen sind in diesem System grundsätzlich aus dem den Netzbetreibern zugestandenem Budget der Erlösobergrenze zu finanzieren. Hierzu enthält dieses Budget sogenannte positive Sockelbeträge, die sich aus dem Umstand ergeben, dass die mit den Anlagen verbundenen Verzinsungsbeträge, die Gewerbesteuer und die Abschreibungen auf dem Niveau des Basisjahres für die Dauer einer Regulierungsperiode konstant gehalten und nicht dem im Zeitablauf geringeren gebundenen Kapital entsprechend abgeschmolzen werden. Diese positiven Sockelbeträge werden seitens der Bundesnetzagentur als Vorschuss für die Netzbetreiber für Ersatzmaßnahmen betrachtet, können von diesen allerdings grundsätzlich frei verwendet werden. Umfangreichere Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestitionen innerhalb einer Regulierungsperiode sollen hingegen durch die Instrumente des Erweiterungsfaktors (§ 10 ARegV) und der Investitionsmaßnahme (§ 23 ARegV) sichergestellt werden, durch die eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt. Beide Instrumente sind nicht kumulativ anwendbar.

529. Der Erweiterungsfaktor ist Bestandteil der Anreizregulierungsformel. Er kann während der Regulierungsperiode von Verteilernetzbetreibern bei besonderem Investitionsbedarf beantragt werden und führt in Abhängigkeit bestimmter Parameter zu einer Veränderung der Erlösobergrenze. Voraussetzung für die Genehmigung ist eine nachhaltige Veränderung der Versorgungsaufgabe innerhalb einer Regulierungsperiode. Diese liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter, welche die notwendigen Erweiterungsinvestitionen abbilden sollen, erheblich verändern. Hierbei handelt es sich insbesondere um die Fläche des versorgten Gebiets, die Anzahl der Anschluss- bzw. Ausspeisepunkte sowie die Jahreshöchstlast. Der Erweiterungsfaktor stellt somit eine Art Heuristik dar und zielt ausdrücklich nicht auf eine jährliche und maßnahmenscharfe Abbildung von Kosten aus Erweiterungsinvestitionen, sondern soll durch eine Entkopplung von Kosten und Erlösen Effizianzanreize setzen. Folglich können die zusätzlich gewährten Erlöse die tatsächlichen Kosten der Investition über- oder unterschreiten.

530. Beim Instrument der Investitionsmaßnahme handelt es sich im Wesentlichen um ein kostenbasiertes Regulierungselement innerhalb der Anreizregulierung, das für bestimmte Investitionsprojekte beantragt und von der Bundesnetzagentur genehmigt werden muss. Die Investitionsmaßnahme soll dazu beitragen, die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber auch während der Regulierungsperiode aufrechtzuerhalten. Sie kann bspw. für Projekte, die zur Stabilität des Gesamtsystems notwendig sind, genehmigt werden. Investitionsmaßnahmen konnten ursprünglich primär von den Übertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreibern beantragt werden. Verteilernetzbetreibern stand dieses Instrument lediglich für die Integration von EE- oder KWK-Anlagen zur Verfügung. Nach einer Änderung der ARegV im Jahr 2013 können Verteilernetzbetreiber Investitionsmaßnahmen nunmehr auch für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvesti-

tionen auf der Hochspannungsebene (110kV) beantragen.⁴⁵⁷ Die Investitionsmaßnahme zielt, anders als der Erweiterungsfaktor, auf eine möglichst genaue Abbildung der tatsächlichen Investitionskosten in der Erlösobergrenze. Es findet keine Entkopplung von Kosten und Erlösen statt, sodass keine gesonderten Anreize für Innovationen oder eine erhöhte Kosteneffizienz gesetzt werden.

531. Die Kritik an der deutschen Anreizregulierung betrifft im Wesentlichen die Problematik des Zeitverzugs. Dieser bezeichnet das zeitliche Auseinanderfallen des Investitionszeitpunktes und des Zeitpunktes der Anpassung der Erlösobergrenze. Zeitverzüge können sowohl zulasten als auch zugunsten der Netzbetreiber wirken und treten sowohl bei Erweiterungs- als auch Ersatzinvestitionen auf. Netzbetreiber und Verbände beklagen diesbezüglich, dass der Zeitverzug zu einer nicht ausreichenden Vergütung von Investitionen und einem geringeren wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber führe. Da für den Zeitraum bis zur Erlösanpassung keine Rückflüsse anfallen, könne die regulatorisch vorgegebene Zielrendite nicht erreicht werden. Zur Verbesserung der Investitionsbedingungen wird daher die Aufhebung des Zeitverzugs bei Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen gefordert. Bei Erweiterungsinvestitionen wird darüber hinaus die fehlende Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors und die damit einhergehende nicht adäquate Abdeckung der Kosten durch Erlöse kritisiert.⁴⁵⁸

532. Der Zeitverzug bei Erweiterungsinvestitionen wurde durch das Inkrafttreten einer Änderung der ARegV im Jahr 2013 für das Instrument der Investitionsmaßnahme beseitigt und besteht seitdem nur noch beim Erweiterungsfaktor.⁴⁵⁹ Er betrifft somit ausschließlich Verteilernetzbetreiber und kann zwischen 0,5 und 1,5 Jahren betragen. Ursächlich hierfür ist, dass Änderungen der Strukturparameter erst dann in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, wenn sie erfolgt sind. Der Evaluierungsbericht zeigt, dass durch den Einsatz des Erweiterungsfaktors in der Vergangenheit insgesamt mehr Mittel als notwendig für Erweiterungsinvestitionen bereitgestellt wurden. Dabei ist es allerdings sowohl zu sehr großen Über- als auch eher kleinen Unterdeckungen der Kosten gekommen.

533. Bei Ersatzinvestitionen ergibt sich die Problematik des Zeitverzugs daraus, dass die Erlösobergrenze nur alle fünf Jahre neu festgesetzt wird. Dies führt dazu, dass zusätzliche Ersatzinvestitionen mit einem Zeitverzug von bis zu sieben Jahren in die Erlösobergrenze eingehen, sofern sie in dem auf das Basisjahr folgenden Jahr getätigt werden. Für die Netzbetreiber bestehen daher Anreize, Investitionen – im Rahmen ihrer Möglichkeiten – ins Basisjahr zu verlagern (Basisjahreffekt) und den Zeitverzug auf zwei Jahre zu minimieren. Branchenvertreter kritisieren, dass die zeitverzögerte Erlösanpassung sowie die Tatsache, dass die Anlage aufgrund bereits getätigter Abschreibungen nicht mehr mit den vollständigen Kosten in die Erlösobergrenze eingeht, eine vollständige Amortisation der Investition und das Erreichen der regulatorisch festgelegten Zielrendite über die Projektlaufzeit verhindern. Der Evaluierungsbericht zeigt, dass das Erreichen der Zielrendite maßgeblich davon abhängt, ob die positiven Sockelbeträge aus dem Anlagenbestand bis einschließlich 2006 in die Betrachtung miteinbezogen werden.⁴⁶⁰ Eine Renditelücke kann sich demnach für den Fall einer investitionstheoretischen bzw. projektspezifischen Betrachtung ergeben, welche die positiven Sockelbeträge aus dem historischen Anlagenbestand nicht berücksichtigt. Wird hingegen eine Rendite für das Gesamtnetz unter Einbeziehung dieser positiven Sockelbeträge berechnet, kann die regulatorische Zielrendite dem Evaluierungsbericht zufolge von den Netzbetreibern systematisch erreicht bzw. übertroffen werden. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur ist die projektspezifische Betrachtung nicht auf den Netzbereich übertragbar. Die wirtschaftliche Zumutbarkeit bemesse sich vielmehr an der wirtschaftlichen Lage der Netzbetreiber, die durch den gesamten Mittelrückfluss bestimmt sei. Dementsprechend seien die positiven Sockelbeträge aus dem Anlagevermögen, die als Vorschuss für Ersatzinvestitionen gewährt werden,

⁴⁵⁷ Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14. August 2013, BGBl. 2013 I Nr. 50, S. 3257.

⁴⁵⁸ Zur fehlenden Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors siehe insbesondere Deutsche-Energie-Agentur, dena-Verteilnetzstudie, Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Endbericht, Berlin, 11. Dezember 2012.

⁴⁵⁹ Bei dem Instrument der Investitionsmaßnahme bestand bis zum Inkrafttreten einer Änderung der ARegV im Jahr 2013 ein Zeitverzug von bis zu zwei Jahren. Dieser wurde durch den Ansatz von Kapital- und Betriebskosten auf Plankostenbasis mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich beseitigt. Die betroffenen Netzbetreiber beurteilen diese Änderung der ARegV positiv. Auch die Bundesnetzagentur sieht keinen weiteren Anpassungsbedarf des Instrumentes.

⁴⁶⁰ Für eine ausführlichere Diskussion der einzelnen Sockeleffekte siehe z. B. BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, S. 156 ff.

in die Betrachtung einzubeziehen. Die Erreichung der Zielrendite ist in diesem Fall maßgeblich davon abhängig, ob die Sockelbeträge die Kosten für Ersatzinvestitionen kompensieren. Zu Renditeeinbußen kann es demnach insbesondere bei Netzbetreibern mit einem geringen Sockelbetrag und hohem Investitionsbedarf kommen. Da diese Einbußen dem vergangenen Investitions-, Bilanzierungs- und Ausschüttungsverhalten zuzuschreiben seien, sieht die Bundesnetzagentur keinen spezifischen Handlungsbedarf zur Abschaffung des Zeitverzugs bei Ersatzinvestitionen.

534. Ausgehend von vorgenannten Evaluierungsergebnissen unterbreitet die Bundesnetzagentur Vorschläge zur Überarbeitung der bestehenden Anreizregulierung. Im sogenannten Modell ARegV 2.0 soll die Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors verbessert sowie der bestehende Zeitverzug beseitigt werden. Letzteres soll entweder durch den Ansatz von Planwerten mit anschließendem Abgleich oder durch einen Ausgleich der negativen Ertragswirkung über das Regulierungskonto erfolgen. Damit auch besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber ausreichende Erweiterungsinvestitionen tätigen können, sollen diese im Rahmen einer differenzierten Regulierung innerhalb der ARegV 2.0 das Instrument der Investitionsmaßnahme nutzen können. Diese Empfehlungen, die sich auch im Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wiederfinden, werden vielfach als nicht ausreichend zur Gewährleistung ausreichender Investitionen in die Verteilernetze angesehen. Neben vielen Netzbetreibern und Verbänden kritisieren auch die Bundesländer die Empfehlungen als unzureichend.⁴⁶¹ Bemängelt wird insbesondere, dass der Zeitverzug bei Ersatzinvestitionen und damit ein zentrales Investitionshemmnis der Anreizregulierung bestehen bleibt. Der Vorschlag der Öffnung der Investitionsmaßnahme für besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber führe zu zusätzlicher Bürokratie und erhöhe die Komplexität der Regulierung. Viele Branchenvertreter sowie die Bundesländer empfehlen stattdessen die Einführung des von der Bundesnetzagentur ausdrücklich abgelehnten Modells der Investitionskostendifferenz.

535. Die Monopolkommission begrüßt die Untersuchungen und Empfehlungen der Bundesnetzagentur. Es ist aus ihrer Sicht von herausgehobener Bedeutung, die bestehende Anreizregulierung unter Berücksichtigung des Zielkonflikts der Kosteneffizienz und Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber weiterzuentwickeln. Die Empfehlungen der Bundesnetzagentur zur Beseitigung des Zeitverzugs bei Erweiterungsinvestitionen zielen in die richtige Richtung, da hierdurch ein Investitionshemmnis für den notwendigen Netzausbau und Netzbau beseitigt wird. Die Erhöhung der Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors durch eine bessere Ermittlung von Kostentreibern oder eine bessere Berücksichtigung heterogener Netzgebiete sollte zudem dazu beitragen, dass die tatsächlichen Investitionskosten genauer abgebildet werden. Die grundsätzliche Beibehaltung des Erweiterungsfaktors hat dabei den Vorteil, dass an der Entkopplung von Kosten und Erlösen festgehalten wird und damit weiterhin Anreize für Kosteneffizienz bei Erweiterungsinvestitionen bestehen.

536. Durch die Öffnung des kostenbasierten Regulierungsinstruments der Investitionsmaßnahme im Modell einer differenzierten Regulierung will die Bundesnetzagentur dem gesteigerten Investitionsbedarf einzelner, besonders netzausbaupflichteter Netzbetreiber Rechnung tragen. Dieser Weg erscheint aus Sicht der Monopolkommission grundsätzlich gangbar. Einschränkend ist allerdings anzumerken, dass dieses Vorgehen nur praktikabel ist, wenn sich der erhöhte Investitionsbedarf auf eine eher geringe Anzahl von Verteilernetzbetreibern konzentriert. Als Massenverfahren ist das Instrument der Investitionsmaßnahme aufgrund des erhöhten Prüfungsaufwands hingegen kaum geeignet. Insofern ist der Bundesnetzagentur zwar zuzustimmen, dass ein striktes Aufgriffkriterium notwendig ist. Gleichwohl muss sichergestellt sein, dass hierdurch nicht eine relevante Anzahl an Verteilernetzbetreibern mit einem ebenfalls erhöhten Aus- oder Umbaubedarf ausgeschlossen wird und es insoweit zu einer Ungleichbehandlung von Netzbetreibern kommt.

537. Die Vorschläge der Bundesnetzagentur beinhalten, wie dargestellt, keine Handlungsempfehlungen zum Zeitverzug bei Ersatzinvestitionen. Dieser würde damit auch zukünftig zwischen zwei und sieben Jahren betragen und sich dementsprechend negativ auf die zu erzielende Projektrendite der Netzbetreiber auswirken. Eine erhöhte Investitionstätigkeit wird somit nicht angereizt. Die Frage, inwieweit positive Sockelbeträge aus dem Anlagevermögen bis einschließlich des Anschaffungsjahres 2006 in die Analyse mit einzubeziehen sind, wurde in der Vergangenheit zwischen Netzbetreibern,

⁴⁶¹ Wirtschaftsministerkonferenz, Beschluss-Sammlung der Wirtschaftsministerkonferenz am 17./18. Juni 2015 in Hamburg, Punkt 4.5 der Tagesordnung: Novellierung der Anreizregulierungsverordnung, http://www.wirtschaftsministerkonferenz.de/WMK/DE/termine/Sitzungen/15-06-17-18-WMK/14-06-04-05-beschluesse.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf am 14. August 2015.

Verbänden und Bundesnetzagentur bereits umfassend diskutiert. Grundsätzlich ist aus Sicht der Monopolkommission festzustellen, dass von den positiven Sockelbeträgen zwar für sich genommen keine Investitionsanreize ausgehen und diese bei einer rein investitionstheoretischen Betrachtung nicht zu berücksichtigen sind. Gleichwohl stehen diese umfangreichen Sockelbeträge den Netzbetreibern von Jahr zu Jahr erneut zur Verfügung und stärken damit deren wirtschaftliche Situation.

538. Bei Ersatzinvestitionen liegt damit ein Anreizproblem aufgrund einer möglicherweise zu geringen Wirtschaftlichkeit der einzelnen Investition vor, während das Gesamtnetz unter Umständen umfangreiche Renditen aufweisen kann. Die notwendigen Investitionen der Netzbetreiber werden im deutschen System derweil nicht zuletzt durch die rechtliche Vorgabe zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gewährleistet. Diese Konstruktion einer Subventionierung von Ersatzinvestitionen durch die Sockelbeträge der Altanlagen ist zwar für sich genommen nicht ideal, jedoch systematisch in der bestehenden Anreizregulierung angelegt. Sollte eine Änderung dieses Systems dahin gehend gewünscht sein, dass die regulatorische Zielrendite projektspezifisch erreicht wird, sollte sichergestellt werden, dass der positive Sockelbetrag aus dem historischen Anlagenbestand abgeschöpft wird. Andernfalls würden in Bezug auf das Gesamtnetz Überrenditen zulasten der Netznutzer erzielt.

539. Insgesamt bleibt festzuhalten, dass mit der von der Bundesnetzagentur präferierten Weiterentwicklung und Ausdifferenzierung der bestehenden Anreizregulierung versucht wird, die Investitionsbedingungen unter Beibehaltung von Anreizen für Kosteneffizienz zu verbessern. Da im Evaluierungsbericht keine umfassenden Investitionshemmnisse festgestellt wurden, erscheint dieser Vorschlag insgesamt vielversprechend, zumal in diesem System die Technologieneutralität weitgehend gewahrt bleibt und damit Innovationen gefördert werden. Die Setzung zusätzlicher Innovationsanreize durch ein Bonussystem oder einen Efficiency-Carry-Over erscheint sinnvoll. Nicht zuletzt kommt auch der weitgehenden Kontinuität des Regulierungsrahmens eine nicht zu unterschätzende Bedeutung zu.

540. Das alternativ in der Diskussion befindliche Modell des Kapitalkostenabgleichs sowie das von vielen Verteilernetzbetreibern, Verbänden sowie den Bundesländern präferierte Modell der Investitionskostendifferenz (IKD) haben gemein, dass sie den Zeitverzug sowohl bei Erweiterungs- als auch bei Ersatzinvestitionen durch den Ansatz von Plankosten und einem anschließenden Plan-Ist-Abgleich beseitigen. Beide Modelle setzen damit zwar hohe Investitionsanreize, allerdings zulasten einer geringeren Kosteneffizienz und einer Bevorzugung kapitalintensiver Investitionen. Hierdurch wird das Primat der Technologieneutralität in Frage gestellt. Von beiden Modellen zu bevorzugen wäre indes der von der Bundesnetzagentur vorgestellte Kapitalkostenabgleich, da die IKD zu nicht gerechtfertigten Zusatzrenditen der Netzbetreiber führt, die Anreize für Überinvestitionen setzen und letztlich von den Netznutzern zu tragen wären.⁴⁶² Diese Zusatzrenditen ergeben sich insbesondere aus dem Umstand, dass die im derzeitigen System der Anreizregulierung für Ersatzinvestitionen zur Verfügung stehenden positiven Sockelbeträge weitgehend erhalten bleiben sollen. Diese Sockelbeträge sind im Modell der IKD ökonomisch nicht zu rechtfertigen, weil Ersatzinvestitionen bereits ohne Zeitverzug als Zugang in der Erlösobergrenze abgebildet werden.⁴⁶³ Die Monopolkommission unterstützt insofern die ablehnende Haltung der Bundesnetzagentur gegenüber dem Modell der IKD und rät von einer Einführung ab.

541. Die Monopolkommission sieht die Empfehlung der Bundesnetzagentur für eine moderate Weiterentwicklung der Anreizregulierung, durch welche die wesentlichen im Evaluierungsbericht festgestellten Schwächen beseitigt werden, insgesamt positiv. Sollte der Gesetzgeber einen umfangreicheren Systemwechsel vollziehen wollen, so sollte nach Auffassung der Monopolkommission ein Regulierungssystem gewählt werden, das den Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern weiter stärkt. Der Umstieg auf ein solches wettbewerbsorientierteres Regulierungssystem, wie dies im Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung aus dem Jahr 2006 zum Beginn der dritten Regulierungsperiode vorgeschlagen wurde,⁴⁶⁴ sollte zumindest für die vierte Regulierungsperiode erwogen werden. Interessant er-

⁴⁶² Zur Ausgestaltung und zum Vergleich beider Modelle siehe Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, S. 370-391.

⁴⁶³ Darüber hinaus ergeben sich Zusatzrenditen aus einem Aufschlag für operative Kosten.

⁴⁶⁴ BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 30. Juni 2006, Tz. 341 ff., http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/BerichtEinfuehrgrAnreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abruf am 14. August 2015.

scheint in diesem Zusammenhang auch das von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Modell des Gesamtkostenabgleichs mit Bonus. Dieses führt zu einer schnellen Anerkennung von Kapitalkosten, setzt jedoch aufgrund der Verkürzung der Regulierungsperiode sowie der zeitnahen Effizienzvergleiche keine übermäßigen Anreize für besonders kapitalintensive Investitionen, sodass die Technologieneutralität weitgehend gewahrt bleibt. Die Vor- und Nachteile eines solchen Regulierungssystems müssen aus Sicht der Monopolkommission allerdings noch näher geprüft werden.

6.2.4 Abbau der Intransparenz der Anreizregulierung

542. Eine immer wieder vorgebrachte Kritik am bestehenden System der Anreizregulierung ist die fehlende Transparenz.⁴⁶⁵ Diese Kritik wird von unterschiedlichen Seiten geäußert und betrifft sowohl die von den Regulierungsbehörden sowie von den Netzbetreibern bereitgestellten Daten und Informationen als auch das Regulierungsverfahren selbst. So beklagen etwa einige Netzbetreiber, dass das Zustandekommen ihres eigenen Effizienzwerts nicht hinreichend nachvollziehbar sei und daher Potenziale für Effizienzsteigerungen nicht erkannt würden. Zudem wird von Dritten kritisiert, dass die bestehenden Veröffentlichungspflichten nicht ausreichen oder dass die Regulierungsbehörden den bestehenden Veröffentlichungspflichten nicht hinreichend nachkommen. Auch die Bundesnetzagentur selbst bemängelt im Evaluierungsbericht die geringe Transparenz der deutschen Anreizregulierung.⁴⁶⁶ Ein im Rahmen des Evaluierungsprozesses erstelltes externes Gutachten zu internationalen Regulierungssystemen hat ergeben, dass von den betrachteten Regulierungssystemen das Transparenzniveau lediglich in Italien geringer ist als in Deutschland.⁴⁶⁷

543. Zunächst ist anzumerken, dass bereits heute zahlreiche Veröffentlichungspflichten für die Regulierungsbehörden sowie die Netzbetreiber bestehen. Insbesondere sind gemäß § 74 EnWG behördliche Entscheidungen zur Regulierung des Netzbetriebs auf den Internetseiten sowie im Amtsblatt der Regulierungsbehörden zu veröffentlichen. Die ARegV selbst sieht gemäß § 31 ARegV eine Veröffentlichung der ermittelten Effizienzwerte der einzelnen Netzbetreiber in nicht anonymisierter Form bzw. des Effizienzwerts des vereinfachten Verfahrens, des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors sowie von Kennzahlvorgaben zur Qualitätsregulierung sowie diesbezügliche Abweichungen der Netzbetreiber vor. Weitere Veröffentlichungspflichten für Regulierungsbehörden und Netzbetreiber beinhalten etwa das EnWG, die StromNEV, die StromNZV sowie das EEG.

544. Vor dem Hintergrund der bestehenden gesetzlichen Veröffentlichungspflichten wird Kritik dahin gehend geäußert, dass die Regulierungsbehörden diesen nicht umfassend nachkommen.⁴⁶⁸ So wird etwa bemängelt, dass die Regulierungsbehörden Entscheidungen zur Festlegung der Erlösobergrenzen nicht oder nur – wie die Bundesnetzagentur – in geschwärtzter Form veröffentlichen. Angaben zur genauen Höhe der Erlösobergrenzen veröffentlicht derzeit – soweit ersichtlich – lediglich die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg.⁴⁶⁹ Den in der ARegV explizit genannten Veröffentlichungspflichten ist die Bundesnetzagentur hingegen zumindest für die erste Regulierungsperiode nachgekommen. Für die am 1. Januar 2014 gestartete zweite Regulierungsperiode der Stromnetzbetreiber sind hingegen insbesondere die netzbetreiberindividuellen Effizienzwerte bisher nicht veröffentlicht worden.

545. Ein Grund für die zurückhaltende Veröffentlichung der Erlösobergrenzen und anderer unternehmensbezogener Daten, deren Veröffentlichung in der ARegV nicht explizit genannt wird, ist, dass sich die Behörden unklar darüber sind,

⁴⁶⁵ BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, S. 332 f.

⁴⁶⁶ Vgl. ebenda, S. 416 f.

⁴⁶⁷ E-Bridge, Internationale Regulierungssysteme, Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Endbericht vom 18. August 2014, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Vergleich_int_ARegSys.pdf;jsessionid=744F2851420241CB03DEE744DABF636C?__blob=publicationFile&v=1, Abruf am 14. August 2015.

⁴⁶⁸ infraCOMP, Transparenzdefizite der Netzregulierung, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Juni 2015, http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/transparenze-energiewirtschaft/Agora_Transparenzdefizite_der_Netzregulierung_WEB.pdf, Abruf am 14. August 2015.

⁴⁶⁹ Die Festlegungen der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg sind auf ihrer Internetpräsenz abrufbar; <http://www.versorger-bw.de/versorger-in-baden-wuerttemberg/strom/weitere-bekanntmachungen/erloesobergrenzen-effizienzwerte-und-anpassungen>, Abruf am 14. August 2015.

ob es sich bei diesen Daten um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse im Sinne von § 71 EnWG handelt.⁴⁷⁰ Die Bundesnetzagentur teilt diese Einschätzung zwar nach eigenen Angaben nicht, hält jedoch eine gesetzliche Klarstellung zur Vermeidung von Grundsatzrechtsstreitigkeiten für sinnvoll. Gegen die Einstufung unternehmensbezogener Daten als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wird von Kritikern insbesondere vorgebracht, dass ein berechtigtes Interesse der Netzbetreiber an einer Nichtverbreitung ihrer Daten im Sinne der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts nicht bestehe.⁴⁷¹ Dieses liege vor, wenn durch die Veröffentlichung der Daten die Wettbewerbsposition der Netzbetreiber beschädigt werde.⁴⁷² Da es sich beim Netzbetrieb allerdings um Monopole handele, sei ein solches berechtigtes Interesse nicht erkennbar. Demgegenüber hat der Bundesgerichtshof geurteilt, dass die im Rahmen des Effizienzvergleichs erhobenen Daten Geschäftsgeheimnisse seien.⁴⁷³ Die Monopolkommission weist an dieser Stelle darauf hin, dass sich Netzbetreiber trotz ihres Monopols in einem Wettbewerb um den Markt befinden. Eine Veröffentlichung unternehmensbezogener Daten kann daher durchaus die Wettbewerbsposition der Netzbetreiber beeinträchtigen. Es ist daher genau zu prüfen, welche Daten als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse anzusehen sind und welche Daten zusätzlich veröffentlicht werden können, ohne die berechtigten Interessen der Unternehmen zu beeinträchtigen. Die von der Bundesnetzagentur angemahte gesetzliche Klarstellung erscheint insofern in jedem Fall sinnvoll.

546. Die Bundesnetzagentur spricht sich im Evaluierungsbericht insgesamt für eine Erhöhung der Transparenz aus und empfiehlt, neben den bereits bestehenden Veröffentlichungspflichten klare Rechtsgrundlagen für die Veröffentlichung weiterer Informationen in nicht anonymisierter Form zu schaffen.⁴⁷⁴ Explizit nennt sie diesbezüglich die im Effizienzvergleich verwendeten Strukturparameter, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (als Gesamtbetrag), die kalenderjährliche Erlösobergrenze (als Gesamtbetrag), den genehmigten Erweiterungsfaktor (als Gesamtbetrag) sowie Informationen zu Versorgungsunterbrechungen. Zudem könnten gegebenenfalls die Investitionsmaßnahmen öffentlich gemacht werden. Sie empfiehlt darüber hinaus zu prüfen, ob die Bearbeitungsdauer von Netzanschlussbegehren einzelner Netzbetreiber, Auslegungsgrundsätze sowie beispielhafte Berechnungen, insbesondere zur Ermittlung der Kapitalkosten und der Ausgangsbasis für die Erlösobergrenzen, veröffentlicht werden können. Neben der Bundesnetzagentur hat sich auch das Bundeswirtschaftsministerium für Energie und Wirtschaft in seinem Eckpunktepapier für eine höhere Transparenz des Verfahrens sowie der Ergebnisse der Anreizregulierung ausgesprochen, um insbesondere die Investitionsbedingungen zu verbessern.⁴⁷⁵

547. Die Monopolkommission begrüßt die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Steigerung der Transparenz des Regulierungsprozesses und empfiehlt deren Umsetzung im Rahmen der anstehenden Novellierung der ARegV. Sie fordert die Regulierungsbehörden zudem auf, ihren bereits bestehenden Veröffentlichungspflichten – soweit dies bislang nicht der Fall ist – unter Wahrung möglicher Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse nachzukommen. Die von der Bundesnetzagentur empfohlenen zusätzlichen Veröffentlichungspflichten können einen wesentlichen Beitrag leisten, die Regulierung insgesamt nachvollziehbarer zu gestalten. Wichtig ist dabei, dass diese zusätzliche Transparenz sowohl für die Netzbetreiber selbst als auch für Dritte geschaffen wird. Eine erhöhte Datentransparenz sowie eine Veröffentlichung von Auslegungsgrundsätzen ermöglicht es den Netzbetreibern, ihr eigenes Regulierungsergebnis besser nachzuvollziehen und hierauf aufbauend gezielte Maßnahmen zum Abbau von Ineffizienzen zu treffen. Zudem profitieren sie gegebenenfalls von besseren Investitionsbedingungen, da das wahrgenommene Risiko von Investoren und Fremdkapitalgebern sinkt. Auf Seite der Netznutzer kann eine erhöhte Nachvollziehbarkeit des Regulierungsverfahrens sowie der Regulierungsergebnisse die Akzeptanz des Regulierungssystems insgesamt erhöhen, was in Anbetracht der mit der Energiewende einhergehenden Kosten sinnvoll erscheint. Zudem wirkt eine stärkere öffentliche Kontrolle einer Vereinnahmung der Regulierungsbehörden durch die Unternehmen entgegen (regulatory capture). Nicht zuletzt kann die wissenschaftliche Nut-

⁴⁷⁰ BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, a. a. O., S. 333 f.

⁴⁷¹ infraCOMP, Transparenzdefizite der Netzregulierung, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, a. a. O., S. 23 f.

⁴⁷² BVerfG, Beschluss vom 14. März 2006, 1 BvR 2087/03 – Geschäfts- und Betriebsgeheimnis, BVerfGE 115, 2005 Rz. 85, 87.

⁴⁷³ BGH, Beschluss vom 21. Januar 2014 – EnVR 12/12 (Stadtwerke Konstanz GmbH), Rz. 77; BGH, Beschluss vom 07. Oktober 2014 – EnVR 25/12, Rz. 38.

⁴⁷⁴ BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, S. 336, 426 f.

⁴⁷⁵ BMWi, Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze, 16. März 2015.

zung der bereitgestellten Daten dazu beitragen, mögliche Fehlentwicklungen im Regulierungssystem besser aufzudecken.

Kapitel 7

Zentrale Handlungsempfehlungen der Monopolkommission

Die konsequente Arbeit an der Verwirklichung wettbewerblicher Strukturen in der leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Gas hat zahlreiche Erfolge vorzuweisen. Insbesondere die Entwicklung eines europäischen Binnenmarktes nimmt Formen an. Mit der Energiewende und der Diskussion um die langfristige Effizienz und Versorgungssicherheit stehen nun jedoch ganz wesentliche Weichenstellungen an. Das Bundeswirtschaftsministerium hat in seinem Grünbuch bereits zahlreiche Vorschläge zur Diskussion gestellt und im anschließend veröffentlichten Weißbuch geplante Maßnahmen formuliert. Ziel aller politischen Bemühungen sollte es sein, ein wettbewerbliches Marktdesign zu schaffen, das durch Effizienz und durch Nachhaltigkeit geprägt ist. Gemäß ihrem gesetzlichen Auftrag hat die Monopolkommission die zahlreichen Problemkomplexe auf dem Energiemarkt mit wissenschaftlichen Methoden untersucht und empfiehlt folgende zentrale Änderungen:

Großhandel

Um den Wettbewerb im Stromgroßhandel zu stärken, sollte(n)

- der Strommarkt mit dem Ziel einer größeren Flexibilität der Nachfrager und der eingesetzten Anlagen weiterentwickelt werden. Die in diesem Zusammenhang stehenden Vorschläge des Maßnahmenpaketes „Strommarkt 2.0“ sollten kurzfristig verwirklicht werden.
- das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur die Missbrauchsaufsicht bzw. das Marktmanipulationsverbot geeignet umsetzen, indem
 - sie Maßstäbe und Kriterien für ihr Vorgehen regelmäßig darauf prüfen, ob den Kraftwerksbetreibern Preissetzungsspielräume bleiben und ob es gleichzeitig nicht zu einem überhöhten Kapazitätsaufbau oder zu erheblichen Überrenditen kommt;
 - auf die im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums angekündigte regelmäßige Überprüfung der Marktbeherrschung durch das Bundeskartellamt verzichtet wird, da sich die Marktbeherrschung im Energiegroßhandel derzeit nicht beständig feststellen lässt;
- Datensätze der Markttransparenzstelle und der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER wettbewerbsneutral und mit Zeitverzögerung der Wissenschaft zu Forschungszwecken zur Verfügung gestellt werden;
- die Engpassmanagementsysteme im Strom- und Gassektor weiter ausgebaut und ein europäischer Energiebinnenmarkt geschaffen werden.

Um den Wettbewerb im Gasgroßhandel zu stärken, sollte

- die europäische Integration durch Marktgebietserweiterungen und eine Harmonisierung des Handels vorangetrieben werden;
- eine geographische und technologische Diversifizierung der Bezugsquellen angestrebt werden.

Umweltziele der Energiewende

Um die Ziele der Energiewende auf ökonomisch effiziente Weise zu erreichen, sollte

- das Emissionshandelssystem EU-ETS als europäisches Instrument zur Treibhausgasreduktion gestärkt werden. Eine Erweiterung der Unionsziele durch regionale Ausbauquoten für erneuerbare Energien ist abzulehnen.
- das Fördersystem für erneuerbare Energien im Zuge der laufenden Anpassungsarbeiten zunächst so ausgestaltet werden, dass
 - bei der Umstellung der Förderung auf ein Ausschreibungsmodell Technologieneutralität gewahrt und durch das Auktionsdesign echter Wettbewerb ermöglicht wird;

- EE-Strom stärker in den Markt integriert und insbesondere die Förderung für EE-Anlagen eingeschränkt oder ausgesetzt wird, wenn der Börsenpreis negativ ist;
- langfristig ein komplettes Auslaufen des Fördersystems und eine Fokussierung auf das EU-ETS angestrebt werden.

Versorgungssicherheit in der Energiewende

Die Versorgungssicherheit kann sichergestellt werden, indem

- Netzungleichgewichte neben dem Netzausbau auch durch mögliche alternative Mechanismen verringert werden. Insbesondere kann der Netzausbaubedarf reduziert werden, indem
 - die Einführung einer kostenneutralen, von den Erzeugern zu tragenden Regionalkomponente als Teil der Netzentgelte weitergehend geprüft und vorbereitet wird, durch die Anreize für die Annäherung von Erzeugungs- und Verbrauchsstandorten gesetzt werden;
 - ein Teil der EE-Anlagen bei negativen Preisen abgeregelt wird;
 - die Möglichkeit eines Redispatch bei der Netzausbauplanung berücksichtigt wird.
- eine Absicherung des Strommarktes gegenüber Funktionsproblemen durch eine kleine strategische Kapazitätsreserve erfolgt, die auf 10 Jahre befristet angelegt ist;
- bei einer tatsächlich zu beobachtenden Fehlfunktion des Strommarktes, die sich in einer Inanspruchnahme der Reserve zeigen würde, ein umfassender Kapazitätsmarkt geschaffen wird.

Netzkonzessionen und Anreizregulierung

Die Regulierung von Strom- und Gasnetzen ist zu verbessern durch

- die Aufnahme von Konzessionen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen in den Anwendungsbereich des förmlichen Vergabeverfahrens gemäß §§ 97 ff. GWB. Bei der Entscheidung über die Konzessionsvergabe sollte der angebotene Abschlag vom Netznutzungsentgelt ausschlaggebend sein. Eine entsprechende Bestimmung ist in § 46 EnWG aufzunehmen.
- eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung in Form des von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Modells der ARegV 2.0 in Kombination mit einer differenzierten Regulierung, um die Investitionsfähigkeit auch von der Energiewende besonders betroffener Verteilnetzbetreiber unter Beibehaltung bestehender Anreize für Kosteneffizienz sowie des Primats der Technologieneutralität zu gewährleisten;
- eine Prüfung der Möglichkeit, zu Beginn der vierten Regulierungsperiode auf ein wettbewerbsorientierteres Regulierungssystem umzusteigen;
- die Steigerung der Transparenz des Regulierungsprozesses durch die Schaffung klarer Rechtsgrundlagen für die Veröffentlichung von Informationen sowie die Ausweitung von Veröffentlichungspflichten unter Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen.