

Monopolkommission

Sondergutachten 65

Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende

Sondergutachten der Monopolkommission
gemäß § 62 Abs. 1 EnWG

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	7
Kurzfassung.....	9
1. Ökologische Logik bedarf der Ökonomik, auch in der Energiepolitik!	22
1.1 Keine Notwendigkeit eines Bundesenergieministeriums.....	23
1.2 Befreiung stromintensiver Unternehmen von den Kosten der Energiewende.....	25
1.3 Zur Außenhandelsproblematik um chinesische Solarmodule.....	28
2. Marktanalyse Energieerzeugung und Großhandel	38
2.1 Aktueller Stand des europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas	38
2.1.1 Entwicklung des europäischen Gasbinnenmarktes: Sukzessive Liquiditätssteigerung	39
2.1.1.1 Marktintegration und Liquidität	39
2.1.1.2 Gaspreise: Aktuelle Entwicklungen	42
2.1.2 Entwicklung des europäischen Strombinnenmarktes: Geografische Marktabgrenzung.....	44
2.1.2.1 Kernproblem Netzengpässe.....	45
2.1.2.2 Regionale Annäherung und Market Coupling zwischen europäischen Strommärkten.....	46
2.1.2.3 Empirische Preisdifferenzanalyse der Monopolkommission.....	48
2.1.2.4 Fazit: Derzeit noch keine Abgrenzung europäischer Märkte.....	58
2.2 Untersuchung der Wettbewerbsverhältnisse im Stromgroßhandel.....	60
2.2.1 Die Märkte im Stromgroßhandel.....	60
2.2.1.1 Die Abgrenzung relevanter Märkte im Überblick.....	60
2.2.1.2 Probleme der Abgrenzung von Erzeugungs- und Distributions- ebene.....	62
2.2.1.3 Abgrenzung und Überschneidung des Erstabsatzmarktes und der Märkte für erneuerbare Energien und Regelenergie.....	63
2.2.2 Marktstruktur und Marktmacht auf dem Markt für den Erstabsatz konventionell erzeugten Stroms.....	64
2.2.2.1 Datenbasis und Approximation von Angebots- und Nachfrage- parametern.....	65
2.2.2.2 Strukturelle Indikatoren der Angebotsseite.....	71
2.2.2.3 Empirische Marktmachtanalyse anhand des Residual Supply Index (RSI).....	77
2.2.2.4 Analyse des RSI für den deutschen konventionellen Strom- erzeugungsmarkt 2012.....	80
2.2.2.5 Fazit: Derzeit keine Einzelmarktbeherrschung auf dem Erst- absatzmarkt.....	88
2.2.3 Strukturelle Merkmale des Marktes für die Erzeugung und Vermark- tung von Strom aus erneuerbaren Energien (EEG-Strom).....	89
2.3 Marktüberwachung.....	92
2.3.1 Regulierungslandschaft.....	94

2.3.2	Transparenz, Markteffizienz und Fortentwicklung der Verbotsdurchsetzung.....	99
2.3.3	Europäische Aufsichtskoordination durch ACER.....	101
2.3.4	Mehrwert einer deutschen Markttransparenzstelle (MTS) für Strom und Gas.....	104
2.3.5	Fazit: Effektive Umsetzung komplexer Regeln notwendig.....	108
3.	Marktdesign der Energiewende	110
3.1	Die Energiewende messen: Konsistenz- und Zielprobleme.....	110
3.1.1	Diffuse Vielfalt von Zielen und Instrumenten.....	110
3.1.2	Politik(in)konsistenz und Einordnung deutscher Politikziele.....	115
3.1.2.1	Weltweiter Emissionsrechtehandel und Grundlagenforschung als mögliche First-Best-Lösung.....	116
3.1.2.2	Konsistenzprobleme von Second-Best-Lösungen: EU- versus nationale Klimapolitik.....	117
3.1.2.3	Deutsche Energiepolitik: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien als Primärziel.....	120
3.2	Überblick über die Problemfelder der Energiewende in Deutschland.....	121
3.2.1	Zusammenhänge und Kostenfaktoren der Energiewende.....	123
3.2.1.1	Problemkreis I: Fördermechanismen für erneuerbare Energien....	123
3.2.1.2	Problemkreis II: Nutzungsgleichgewichte – Netzausbau und alternative Mechanismen.....	124
3.2.1.3	Problemkreis III: Problematik der Regel und Kapazitätsmechanismen.....	125
3.2.2	Kostensenkung oder Kostensteigerung durch den Merit-Order-Effekt?....	125
3.3	Fördermechanismen für erneuerbare Energien	129
3.3.1	Funktionsweise und Entwicklung des heutigen EEG-Fördersystems.....	129
3.3.1.1	Systematik der Förderung von Anlagen nach dem EEG.....	129
3.3.1.2	Entwicklung der EEG-Fördersätze und Rentabilitätsspannen.....	133
3.3.2	Probleme und Ineffizienzen des EEG-Fördersystems.....	134
3.3.2.1	Fehlende Zielgenauigkeit und Überförderung.....	135
3.3.2.2	Fehlende Technologieneutralität reduziert Wettbewerbswirkungen.....	137
3.3.2.3	Negative Börsenpreise belasten Energiepreise.....	139
3.3.2.4	Weitere Problemfelder: Netzparität und Systemkomplexität.....	140
3.3.3	Reform des EEG mithilfe einer Mengensteuerung: Das Quotenmodell nach schwedischem Vorbild	142
3.3.3.1	Vorschlag für die Ausgestaltung eines Quotenmodells	142
3.3.3.2	Wichtige Vorteile eines Quotenmodells gegenüber einer Preissteuerung.....	145
3.3.3.3	Investitionsrisiko versus Mengenrisiko: Risikoprämien als Nachteil des Quotenmodells?.....	147
3.3.4	Weiterentwicklung der bestehenden Preissteuerung	151
3.3.4.1	Strompreisbremse des Bundesumweltministers.....	151

3.3.4.2	Grünstromkennzeichnung und Vorschlag einer Aufhebung des Doppelvermarktungsverbot zur Unterstützung des EEG-Fördersystems	152
3.3.4.3	Technologieneutrale Ausgestaltung der bestehenden EEG-Förderung und Ausbau des Marktprämienmodells	156
3.3.5	Erfahrungen mit Fördersystemen in Großbritannien: Wirklich ein Negativ-Beispiel?.....	159
3.4	Netzungleichgewichte – Netzausbau und alternative Mechanismen.....	165
3.4.1	Das Problem der Netzungleichgewichte	165
3.4.2	Aktuelle Situation des Netzausbaus.....	166
3.4.2.1	Übertragungsnetze	166
3.4.2.2	Kritische Würdigung des Übertragungsnetzausbaus	170
3.4.2.3	Verteilnetze	171
3.4.2.4	Gasnetze.....	172
3.4.3	Alternativen zum Netzausbau.....	172
3.4.3.1	Redispatching als derzeitiges Instrument zur Beseitigung von Netzengpässen.....	172
3.4.3.2	Alternativ-Technologien: Power-to-Gas und Speicher	174
3.4.3.3	Repowering, Smart Grid und Demand Side Management	175
3.4.3.4	Market Splitting und Nodal Pricing	178
3.4.3.5	G-Komponente als sinnvoller und gut integrierbarer Steuerungsmechanismus zur Verringerung des Netzausbaubedarfs.....	180
3.4.3.6	Fazit: Netzausbau unter stärkerem Einbezug vorhandener Alternativen.....	182
3.5	Sicherstellung der Versorgung durch Regel- und Kapazitätsmechanismen.....	184
3.5.1	Kapazitätsbedarf und Versorgungssicherheit infolge der Energiewende.....	185
3.5.1.1	Bedarf an Regelenergie stabil.....	186
3.5.1.2	Bedarf an (regionaler) Reservevorhaltung zur kurzfristigen Netzstabilisierung.....	187
3.5.1.3	Bedarf langfristiger Kapazitätsmechanismen: Gibt es ein Missing-Money-Problem?.....	189
3.5.2	Optionen für langfristige Kapazitätsmechanismen und Kapazitätsmärkte.....	194
3.5.2.1	Überblick.....	194
3.5.2.2	Vor- und Nachteile der Schaffung expliziter Kapazitätsmärkte.....	195
3.5.2.3	Vor- und Nachteile des Einsatzes einer strategischen Reserve.....	198
3.5.2.4	Mögliche Spill-over-Effekte bei nationaler Umsetzung von Kapazitätsmechanismen.....	200
3.5.2.5	Fazit: Vertrauen in den Energy-only-Markt nicht vorschnell aufgeben.....	202
3.5.3	Bewertung der Umsetzung der Reservekraftwerksverordnung (Winterreserve).....	204

3.6 Empfehlungen für eine erfolgreiche und effiziente Verwirklichung der Energiewende.....	206
4. Netzebene Strom und Gas: Wirksamkeit von Wettbewerbs- und Regulierungs- recht.....	210
4.1 Komplexität der Regulierung.....	210
4.2 Verschiedene Entwicklungen im Bereich der Netzentgeltregulierung.....	213
4.2.1 Adäquate Finanzierung des Ausbaubedarfs in Verteilnetzen im Rahmen der Anreizregulierung.....	213
4.2.2 Wettbewerbliche Wirkungen der Gasnetzentgeltstruktur.....	216
4.2.3 Umgestaltung der Netzentgelte zur Lösung des Problems einer Netzparität.....	218
4.3 Regulierung und Harmonisierung auf nationalen und europäischen Gas- märkten.....	220
4.3.1 Maßnahmen zur Förderung der Marktintegration auf nationaler und europäischer Ebene	220
4.3.1.1 Entwicklungen in Deutschland.....	220
4.3.1.2 Entwicklungen in Europa.....	223
4.3.2 Harmonisierung des europäischen Rechtsrahmens für Erdgas.....	225
4.3.2.1 Empfehlungen zum Verfahren für das Engpassmanagement (CMP).....	225
4.3.2.2 Netzkodizes	226
4.3.2.3 Fazit: Implementierung einheitlicher europäischer Regulie- rungsvorschriften forcieren.....	228
4.4 Wettbewerbsprobleme bei Konzessionsabgaben und Konzessionsvergabe.....	229
4.4.1 Wettbewerbsrechtliche Aspekte der Höhe der Konzessionsabgabe.....	230
4.4.2 Wettbewerbsparameter der Konzessionsvergabe.....	232
4.4.3 Fazit.....	237
5. Wettbewerb und Regulierung auf Endkundenmärkten	239
5.1 Überblick über Preisentwicklung, Anbieterstruktur und Wechselverhalten	239
5.1.1 Preisentwicklung.....	239
5.1.2 Anbieterstruktur und Wechselverhalten.....	240
5.2 Eigene empirische Erhebungen für den Endkundenmarkt Gas.....	241
5.2.1 Einführung	241
5.2.2 Vorgehensweise	242
5.2.3 Ergebnisse.....	243
5.3 Schlichtungsstellen.....	251
5.3.1 Clearingstelle EEG	251
5.3.2 Schlichtungsstelle für Energie.....	252
5.4 Kartellrechtliche Fallpraxis.....	254
6. Zentrale Handlungsempfehlungen der Monopolkommission.....	256
Glossar.....	259

Verzeichnis der Abbildungen und Tabellen

Abbildung 2.1:	Entwicklung des Gashandelsvolumens an der EEX für die Marktgebiete NCG, GASPOOL und TTF.....	41
Abbildung 2.2:	Entwicklung der Tagesreferenzpreise von GASPOOL, NCG und TTF.....	42
Abbildung 2.3:	Regionale Initiativen zum Zusammenschluss nationaler Märkte.....	47
Abbildung 2.4:	Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und Frankreich 2011 und 2012.....	55
Abbildung 2.5:	Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und den Niederlanden 2011 und 2012.....	56
Abbildung 2.6:	Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und Belgien 2011 und 2012.....	57
Abbildung 2.7:	Verteilung der Kraftwerksausfälle im Jahr 2012.....	68
Abbildung 2.8:	Eigentümerstruktur auf der Erzeugerebene für konventionelle Energien 2012.....	73
Abbildung 2.9:	Eigentümerstruktur auf der Erzeugerebene für konventionelle Energien 2012 (mit Berücksichtigung der installierten Kapazitäten in Österreich).....	74
Abbildung 2.10:	Eigentümerstruktur konventionelle Energieträger.....	75
Abbildung 2.11:	Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger (Variante A).....	76
Abbildung 2.12:	Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger (Variante B).....	77
Abbildung 2.13:	Verlauf des RSI für die vier großen Stromerzeuger (Szenario 1).....	84
Abbildung 2.14:	Häufigkeit RSI < 1,2 pro Monat und pro Stunde.....	86
Abbildung 2.15:	Anteil der Kraftwerksleistungen je Bundesland an der in Deutschland installierten Gesamtkapazität.....	91
Abbildung 2.16:	Verhältnis der nach EEG und der nicht nach EEG vergüteten Kraftwerksleistungen je Bundesland.....	92
Abbildung 3.1:	Zielhierarchisierung der Energiewende.....	115
Abbildung 3.2:	Verlauf der erzielten Preise für die Auktionierung von CO ₂ -Zertifikaten.....	119
Abbildung 3.3:	Verkettung wesentlicher Probleme und Kostenfaktoren der Energiewende.....	122
Abbildung 3.4:	Entwicklung des lastgewichteten Monatsdurchschnittspreises für Strom in Deutschland/Österreich am Spotmarkt (EPEX SPOT).....	127
Abbildung 3.5:	Summe der EEG-Einspeisungen von 2000 bis 2013.....	129
Abbildung 3.6:	Entwicklung der EEG-Umlage von 2000 bis 2013.....	131
Abbildung 3.7:	Kostenentwicklung bei PV-Aufdachanlagen.....	134
Abbildung 3.8:	Beispiel einer Strompreissteigerung bedingt durch eine Kostensenkung bei Solaranlagen.....	136
Abbildung 3.9:	Bilanz des schwedischen Grünstromzertifikatesystems in den Jahren 2003 bis 2010.....	147
Abbildung 3.10:	Beispiel möglicher Risikokosten im Quotenmodell und im EEG.....	150

Abbildung 3.11:	Wirkung des geplanten britischen CfD-Fördersystems.....	161
Abbildung 3.12:	Soll-Quoten und tatsächliche Quotenerfüllung im RO-System.....	163
Abbildung 3.13:	Netzausbau in fünf Schritten.....	167
Abbildung 3.14:	Mögliche Ineffizienzen des Modells der strategischen Reserve.....	199
Abbildung 3.15:	Kapazitätsmechanismen in Europa.....	201
Abbildung 3.16:	Spill-over-Effekt eines Landes mit Kapazitätsmärkten auf ein Land mit strategischer Reserve.....	202
Abbildung 5.1:	Eigentümerstruktur der Grundversorger.....	244
Abbildung 5.2:	Durchschnittspreis der Standardgrundversorgungsverträge.....	245
Abbildung 5.3:	Günstigster Endkumentarif.....	246
Abbildung 5.4:	Preisdifferenz zwischen Grundversorgungsbasistarif und günstigstem Gastarif.....	247
Abbildung 5.5:	Preisdifferenz zwischen Grundversorgungsbasistarif und günstigstem Sondervertragstarif des Grundversorgers.....	248
Abbildung 5.6:	Verteilung Anzahl der Wettbewerber, die einen Tarif anbieten, dessen Jahrespreis entweder der günstigste ist oder maximal 10 % über dem des günstigsten liegt.....	249
Abbildung 5.7:	Preisdifferenz zwischen dem Grundversorgungsbasistarif und der Gruppe der günstigsten Gastarife.....	250

Tabelle 2.1:	Stunden der Preisgleichheit im Zeitraum 2009 bis 2012.....	50
Tabelle 2.2:	Handelszeiten der verschiedenen Börsen (Day-ahead-Auktion).....	50
Tabelle 2.3:	Stunden der Preisgleichheit auf Monatsebene 2011 und 2012.....	51
Tabelle 2.4:	Stunden der Preisgleichheit für 2012 während Höchstlastzeiten.....	52
Tabelle 2.5:	Stunden mit Preisdifferenzen 2011 und 2012.....	53
Tabelle 2.6:	Kennziffern über die Dauer von Preisdifferenzen	58
Tabelle 2.7:	Deskriptive Statistiken.....	71
Tabelle 2.8:	Ergebnisse Residual Supply Index – Szenario 1 (Hauptszenario).....	81
Tabelle 2.9:	Ergebnisse Residual Supply Index – Szenario 2.....	82
Tabelle 2.10:	Ergebnisse Residual Supply Index – Szenario 3.....	83
Tabelle 2.11:	Ergebnisse Residual Supply Index – Szenario 4.....	83
Tabelle 2.12:	Deskriptive Statistiken der RSI- Werte.....	85
Tabelle 2.13:	Residual Supply Index für Höchstlaststunden 2012.....	87
Tabelle 2.14:	Elektrische Netto-Nennleistung nach Energieträgern.....	90
Tabelle 3.1:	Überblick über wichtige energiepolitische Ziele der Bundes- länder.....	114
Tabelle 3.2:	Nach der Last gewichtetes Jahresdurchschnittspreisniveau der EPEX SPOT.....	132
Tabelle 3.3:	Stunden negativer Börsenpreise an der EPEX SPOT.....	140
Tabelle 3.4:	Entwicklung von Kennziffern für die Bedingungen der Kraft- werksrefinanzierung.....	192
Tabelle 3.5:	Simulation der bestehenden Kapazitätsabdeckung in einer Extremsituation.....	193

Vorwort

Das Sondergutachten Energie 2013 ist das vierte 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.

In mehreren nichtöffentlichen Anhörungen hat die Monopolkommission mit Vertretern von Unternehmen und Verbänden Fragen zur Regulierung und zum Wettbewerb auf den Märkten der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft diskutiert. Am 5. Dezember 2012 fanden zwei Anhörungsrunden statt.

Teilnehmer der Diskussionsrunden waren:

- TenneT TSO GmbH,
- Stadtwerke Fellbach GmbH,
- MVV Konzern,
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.,
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG,
- Bund der Energieverbraucher e.V.,
- RWE AG,
- E.ON AG,
- Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne),
- Vattenfall GmbH,
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU),
- European Energy Exchange (EEX).

Die angehörten Unternehmen und Verbände haben ihre mündlichen Diskussionsbeiträge durch schriftliche Stellungnahmen ergänzt. Darüber hinaus haben zahlreiche weitere Unternehmen, Verbände und Sachverständige aus der Wissenschaft ebenfalls schriftlich Stellung zum Gutachtenauftrag der Monopolkommission genommen.

Die Monopolkommission bedankt sich bei den wissenschaftlichen Sachverständigen Herrn Prof. Dr. Ulrich Büdenbender, Herrn Prof. Dr. Felix Höffler, Frau Prof. Dr. Claudia Kemfert, Herrn Prof. Dr. Siegfried Klau, Herrn Prof. Dr. Axel Ockenfels, Frau Dr. Andrea Schweinsberg, Herrn Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski, Herrn Prof. Dr. Heinz Welsch und Herrn Dr. Masayuki Yajima (Tokio) für ihre Beiträge zur Meinungsbildung der Monopolkommission.

Der Vizepräsident der Bundesnetzagentur, Herr Peter Franke, sowie Mitarbeiter der Behörde haben mit der Monopolkommission am 17. Januar 2013 insbesondere Fragen zum Stromnetzausbau und zu Kapazitätsmechanismen erörtert.

Weiterhin haben am 17. Januar 2013 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.

Am 22. und 23. Januar 2013 haben Mitarbeiter der Monopolkommission in Stockholm Gespräche mit dem schwedischen Energieministerium, dem schwedischen Solarenergieverband und den schwedischen Regulierungsbehörden geführt und dabei insbesondere die Auswirkungen und Erfahrungen mit Fördersystemen für Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) erörtert.

Am 9. und 10. Mai 2013 wurden in London mit Mitarbeitern des britischen Energieministeriums DECC (Department of Energy and Climate Change) und der britischen Regulierungsbehörde Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) Fragen zu Fördersystemen für EE-Anlagen erörtert.

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), der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., der Energie-Control Austria, des Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK), der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und TransnetBW GmbH, des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 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 Dr. Ulrike Hösel, die das Gutachten federführend betreut haben, sowie bei Herrn Dr. Oliver Bischoff, Herrn Kai Schmidt, Frau Dr. Juliane Scholl und Frau Dr. Susanne Thorwarth für ihre Mitwirkung.

Kurzfassung

1.* Der Wettbewerb auf den Energiemärkten ist in Zeiten der Energiewende erheblich in Bedrängnis geraten. Problematisch erscheinen für die Wettbewerbsentwicklung vor allem Bereiche, die im Zuge der Energiewende und der massiven Förderung der erneuerbaren Energien geschaffen und ausgebaut wurden. Zukünftig sollte die Energiepolitik stärker auf Wettbewerb, den Preismechanismus und marktliche Anreize setzen.

Bundesenergieministerium

2.* Die Monopolkommission hält die Einrichtung eines Bundesenergieministeriums insgesamt nicht für vorteilhaft. Neben einigen Vorteilen wie der Bündelung von Expertise und Kompetenzen sind vor allem gravierende Nachteile zu befürchten. So dürfte die Übertragung der Zuständigkeit für die Energiewende auf ein neu geschaffenes Ministerium Zielkonflikte verschleiern, da diese dann nicht mehr öffentlich zwischen den Ministerien, sondern vielmehr innerhalb des neu geschaffenen Ministeriums ausgetragen würde. Dies würde die Intransparenz verstärken. Ferner droht das Problem der sog. Regulatory Capture, d.h. die schleichende Vereinnahmung durch die Energiewirtschaft selbst. Schließlich vermag auch die Schaffung eines eigenen Energieministeriums die gravierenden konzeptionellen Mängel der Umsetzung der Energiewende nicht zu lösen.

Rabatte für stromintensive Unternehmen

3.* In der aktuellen Debatte um die Kosten der Energiewende steht auch die (teilweise) Befreiung stromintensiver Unternehmen von verschiedenen Entgelten im Fokus. Im Kern geht es dabei um Ausnahmen, die bestimmte Unternehmen genießen, indem sie von den Netzentgelten, von der EEG-Umlage oder von der Stromsteuer befreit werden bzw. nur einen reduzierten Beitrag entrichten müssen. Vor dem Hintergrund der laufenden Debatte um die Kosten der Energiewende ist zunächst darauf hinzuweisen, dass die Ausnahmeregelungen bei Netzentgelten und bei der EEG-Umlage keine unmittelbare Wirkung auf die effiziente Ausgestaltung der Energiewende und die Höhe der mit ihr verbundenen Kosten entfalten. Die Monopolkommission bedauert, dass die Debatte um die Ausnahmeregelungen derzeit oftmals dazu genutzt wird, den Gedanken einer Senkung der Kosten der Energiewende durch die Frage der Verteilung dieser Kosten zu überlagern. Gleichwohl scheint eine sachliche Überprüfung einzelner Ausnahmeregelungen durchaus erforderlich. Im Hinblick auf die Rabatte bei der EEG-Umlage sollte z.B. die Rabattstaffelung auf ihre wettbewerbsneutrale Ausgestaltung hin geprüft werden. Bei den Ausnahmen im Bereich der Netzentgelte ist vor allem darauf zu achten, dass diese beihilferechtskonform ausgestaltet sind.

Zoll auf chinesische Solaranlagen

4.* Die Monopolkommission spricht sich gegen den Einfuhrzoll und gegen den Mindestpreis einschließlich einer Einfuhrbeschränkung bei Importen von Solaranlagen aus China aus. Die Monopolkommission begrüßt zwar tendenziell einvernehmliche Lösungen, können diese schließlich zukünftige ökonomische wie politische Verwerfungen vermeiden; gleichwohl beinhaltet der gefundene Kompromiss zwischen der Europäischen Union und China weiterhin Maßnahmen, die handelshemmende und damit wohlfahrtsschädigende Wirkungen entfalten können. Nach Auffassung der Monopolkommission können insbesondere wettbewerbs- bzw. marktbasiertere Gründe wie vergleichsweise

technologische Spezialisierungen, höhere Skalenerträge und niedrigere Lohnstückkosten ursächlich für etwaige Kostenvorteile chinesischer Solarunternehmen und damit für die kontemporären Entwicklungen auf den relevanten Märkten der Photovoltaik sein. Die Monopolkommission spricht sich zudem gegen ein Protegieren der Photovoltaik aus, da eine selektive und marktartifizielle Unterstützung einzelner erneuerbarer Energien den Prinzipien eines unverfälschten und wirksamen Wettbewerbs entgegensteht. Eine technologische Förderung erneuerbarer Energien sollte generell durch wettbewerbliche Strukturen und nicht durch Subventionen erfolgen.

Binnenmarktentwicklungen bei Strom und Gas

5.* Zur Verwirklichung eines europäischen Energiebinnenmarktes hat die Europäische Union seit 1996 eine Reihe von Anstrengungen unternommen. Sie hat insbesondere durch drei Legislativpakete auf die Harmonisierung und Liberalisierung der europäischen Märkte für Strom und Gas hingewirkt. Zwar wurde bereits eine Vielzahl von Schritten eingeleitet, um dem Ziel eines Energiebinnenmarktes näher zu kommen. Dennoch bestehen weiterhin Defizite bei der Verwirklichung des Energiebinnenmarktes, die angegangen werden müssen. Der Stand der Integration stellt sich im Gas- und Strombereich unterschiedlich dar. Die Wettbewerbsintensität auf den Gasmärkten ist im Vergleich zu der auf Strommärkten weiterhin geringer. Der Gashandel konzentriert sich bislang auf einzelne Marktgebiete und kooperierende Fernleitungsnetze. Ursächlich hierfür dürfte vornehmlich die für eine länderübergreifende Marktintegration der Gashandelsmärkte notwendige – aber vergleichsweise schleppend vorankommende – Harmonisierung der institutionellen Rahmenbedingungen sein. Der dem binneneuropäischen Markt für Gashandel vorausgehende Markt für Gasbeschaffung könnte aufgrund technologischer Fortschritte neue mannigfaltige Wettbewerbsimpulse induzieren. Während gegenwärtig Gas hauptsächlich noch via Pipelines importiert wird, könnten verbesserte Bedingungen beim Transport von Flüssiggas sowie bei der Förderung von Schiefergas den Wettbewerb sowohl unmittelbar um den effizientesten Gastypus wie auch mittelbar im Gashandel bedeutsam fördern.

6.* Im Strombereich ist die Integration der Märkte bereits weiter fortgeschritten; allerdings bestehen auch hier noch Hindernisse, sodass die Frage zu beantworten ist, ob es sich wettbewerbsökonomisch noch um eigenständige nationale Märkte handelt. Die Eigenständigkeit nationaler Strommärkte und im Besonderen die des deutschen Marktes wird einerseits an den unterschiedlichen Handelsbedingungen auf den europäischen Großhandelsmärkten, andererseits an den zum Ausland bestehenden Netzengpässen festgemacht. Vor allem die Netzengpässe stellen ein nicht kurzfristig überwindbares Hindernis für die Verwirklichung des Energiebinnenmarktes dar. Die Engpässe werden zudem vor dem Hintergrund der Entwicklungen im Bereich der Stromerzeugung derzeit eher größer als kleiner. So verschärft z.B. der Ausbau von nicht steuerbaren Windkraftanlagen im Norden Deutschlands die Engpässe, da die Überschussmengen teilweise über die Netze der Nachbarstaaten abtransportiert werden müssen. Regionale Initiativen aus Gruppen benachbarter europäischer Staaten sollen daher eine Integration ihrer Netze vorantreiben. Dazu werden unter anderem auch Verfahren der Engpassbewirtschaftung wie das sog. Market Coupling eingesetzt und weiter verbessert. Die Monopolkommission begrüßt dieses von ihr stets geforderte Vorgehen und regt an, den Einsatz moderner Verfahren der Engpassbewirtschaftung auf weitere Märkte zu übertragen.

7.* Insbesondere vor dem Hintergrund einer wettbewerbsökonomischen Einschätzung von Marktmacht einzelner Energieversorger stellt sich die Frage, welcher Integrationsgrad zwischen Deutschland und anderen europäischen Staaten bereits erreicht wurde. Einen sehr guten und vergleichsweise leicht zu beobachtenden Indikator für die Integration der Großhandelsmärkte stellt der Börsenpreis für Strom dar. Die Monopolkommission hat daher für das Jahr 2012 eine Analyse der Preisdifferenzen zwischen dem deutschen Großhandelspreis und den Preisen einzelner Nachbarländer erstellt. Hierbei wird vor allem die starke Wirkung des Market Coupling ersichtlich. Bestand vor der Einführung am 9. November 2010 nahezu keine Preisgleichheit an den entsprechenden Börsen, so stieg der Anteil der Stunden, in denen Preisgleichheit zu den Ländern Belgien, Niederlande und Frankreich bestand, im Jahr 2011 auf zum Teil 70 bis 80 % an. Für die Frage der Marktabgrenzung ist jedoch neben dem Grad der erreichten Preisgleichheit auch eine womöglich zugrunde liegende Systematik bei den festgestellten Preisdifferenzzeiträumen zu berücksichtigen. Die Ergebnisse der Preisdifferenzanalyse der Monopolkommission zeigen jedoch, dass die auftretenden Preisabweichungen zu deutschen Nachbarstaaten (außer Österreich) erheblich erscheinen. Die Monopolkommission spricht sich daher dafür aus, auch kartellrechtlich zunächst weiterhin einen auf Deutschland und Österreich bzw. auf die überwiegend in diesen Ländern liegenden Regelzonen beschränkten Markt für den Erstabatz von Strom anzunehmen. Allerdings sollten neben der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) auch weiterhin das Bundeskartellamt und die Markttransparenzstelle (MTS) die Entwicklung der europäischen Großhandelsmärkte laufend analysieren. Dabei sollten zukünftig auch verhaltensbasierte Modelle zum Einsatz kommen, um strategische und dynamische Effekte des Verhaltens der Akteure im Stromgroßhandel besser nachvollziehen zu können. Auf diese Weise könnten Erkenntnisse über die Größe des Marktes und die Marktmacht der Akteure gewonnen werden.

Marktmacht im Stromsektor

8.* Seit der Liberalisierung der Energiemärkte steht die Wettbewerbsentwicklung auf den Großhandelsmärkten für Strom unter besonderer Beobachtung. Während die Marktstruktur von vier großen Energieerzeugern zunächst auf eine gewisse Marktmacht dieser Anbieter hat schließen lassen, hat der Bereich der Stromerzeugung seither verschiedene wichtige Veränderungen durchlaufen, die eine regelmäßige Überprüfung der Situation auf den Großhandelsmärkten notwendig machen.

9.* Um die Marktkräfte korrekt einschätzen zu können, ist eine Abgrenzung der betreffenden Märkte erforderlich. Derzeit grenzt das Bundeskartellamt auf der Erzeugerstufe einen Markt für den Erstabatz physisch produzierter Strommengen (Erstabatzmarkt), einen Markt für die Erzeugung und Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie weitere Märkte für Regelenergie und für die Distribution von bereits erzeugtem Strom ab. Diese Marktabgrenzung erscheint der Monopolkommission im Grundsatz weiterhin geeignet zu sein, auch wenn die Unterscheidung zwischen dem Erstabatzmarkt und den Bereichen Regelenergie und EEG-Strom nicht immer trennscharf ist. Vor allem die dem Erstabatzmarkt nachfolgenden Distributionsstufen erscheinen der Monopolkommission ebenfalls wichtig; über diese liegen aber bisher nur wenige Erkenntnisse vor. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

10.* Die Monopolkommission hat zudem die Marktverhältnisse auf dem Markt für den Erstabatz konventionell erzeugten Stroms näher untersucht. Im Jahr 2012 betrug der

Marktanteil der vier großen Energieversorger an den installierten Kraftwerkskapazitäten auf dem deutsch-österreichischen Markt demnach 58 % (auf dem deutschen Markt 68 %). Gegenüber früheren Untersuchungen ist der Marktanteil damit gesunken. Berücksichtigt man die VERBUND AG unter den großen Energieversorgern, so erhöht sich der Marktanteil der größten fünf Energieversorger auf 66 %.

11.* Um die Marktmacht, die von den großen Energieversorgern auf diesem Markt ausgeht, einschätzen zu können, hat die Monopolkommission auch den Residual Supply Index (RSI) ermittelt. Beim RSI handelt es sich um ein statisches Konzentrationsmaß, das die strategische Bedeutung eines Unternehmens in einem Markt messen und Besonderheiten der Strommärkte geeignet berücksichtigen soll. Konkret misst der RSI, zu welchem Anteil die übrigen Wettbewerber im Markt mit ihren Erzeugungskapazitäten die Nachfrage alleine befriedigen könnten. Indem der Anteil der Zeiträume eines Jahres ermittelt wird, 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 2012 nur sehr geringe RSI-Werte. Selbst bei Annahme eines sehr vorsichtig kalkulierten Szenarios, ohne Berücksichtigung der möglichen Nettoimportkapazität, erscheinen die Werte für den RSI – auch verglichen mit früheren Untersuchungen – niedrig. Die Monopolkommission nimmt daher an, dass derzeit keine Marktbeherrschung der großen Energieversorger vorliegt; sie regt aber an, die Entwicklung auf diesem Markt durch die Berechnung von Konzentrationsmaßen weiter zu beobachten.

Marktüberwachung

12.* Die Besonderheiten des Energiegroßhandelsmarktes (vor allem die fehlende Speicherbarkeit von Strom, die geringe Preiselastizität der Nachfrage und hohe Schwankungen bei der Produktion erneuerbarer Energien) unterscheiden diesen Markt von vielen anderen. Dies hat zur Herausbildung besonderer Regeln und Institutionen geführt, welche die Marktintegrität und -transparenz auch durch eine laufende Marktüberwachung fördern sollen. So wurden auf deutscher und europäischer Ebene zwei Energiemarktüberwachungssysteme geschaffen: ACER und eine deutsche Markttransparenzstelle (MTS). ACER soll zum einen die Regulierungslücke auf Gemeinschaftsebene schließen und zum anderen die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden verstärken. Die deutsche MTS soll einerseits die nationale Umsetzung der REMIT-Vorgaben übernehmen, andererseits ist in den Planungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes vorgesehen, dass die in der MTS gesammelten Daten auch für kartell- und regulierungsrelevante Untersuchungen der beiden Institutionen nutzbar gemacht und weiterführende Informationen über den deutschen Energiemarkt erhoben werden sollen. Beide Institutionen betreten hinsichtlich der konkreten Aufgaben sowie der Datenerfassung und -analyse Neuland.

13.* Mit Blick auf die Aufgabenwahrnehmung der MTS befürchtet die Monopolkommission eine mögliche Verengung auf regulierungs- und kartellrechtliche Fragestellungen. Dabei liegt der Mehrwert einer deutschen MTS vor allem darin, Kooperations- und Lerneffekte der Energiemarktaufsichtsbehörden bei der Datenerfassung und -analyse zu generieren. Vor diesem Hintergrund wäre aus Sicht der Monopolkommission auch eine

heterogenere Zusammensetzung des Personals der Dynamik der MTS zuträglicher. Eine überdies explizite Einbeziehung externer Experten dürfte hilfreich sein. Als Grundvoraussetzung für eine Weiterentwicklung der Analysemethoden und der Algorithmen zur Identifizierung illegitimer Handelspraktiken durch die Wissenschaft erachtet die Monopolkommission die Veröffentlichung von im Zeitablauf nicht mehr vertraulichkeitsbedürftigen oder sensitiven Daten für dringend erforderlich.

Energiewende – Ineffizienzen des EEG

14.* Im Rahmen der Energiewende wird eine Vielzahl von Zielen auf unterschiedlichen politischen Ebenen formuliert. Neben der Intransparenz über die mit der Energiewende vorrangig anvisierten Ziele kommt es zwischen den Zielen zu Widersprüchen und Konflikten.

15.* Die Betreiber der Stromversorgungsnetze sind gemäß EEG verpflichtet, den EEG-Strom vorrangig aus dem Elektrizitätsnetz aufzunehmen und den Anlagenbetreibern die im EEG festgeschriebenen (und oftmals um ein Vielfaches über dem Börsenpreis liegenden) Vergütungen zu zahlen. Die Gesamtsumme der EEG-Einspeisevergütungen hat sich von unter 1 Mrd. Euro im Jahr 2000 auf inzwischen über 20 Mrd. Euro im Jahr 2013 erhöht; die EEG-Umlage ist von 0,2 Cent im Jahr 2000 auf 5,27 Cent im Jahr 2013 gestiegen. Dabei zeigen sich keine deutlichen Anzeichen, dass sich die Erhöhung der EEG-Umlage durch den Merit-Order-Effekt bzw. durch eine Absenkung des Börsenpreises erklären ließe. Der Merit-Order-Effekt bezeichnet eine logische Folge der Berücksichtigung erneuerbarer Energien im einfachen Modell der Preisbildung am Energiemarkt. Durch den verringerten Bedarf an konventionellen Kraftwerken könnte der verbleibende Residualbedarf mit günstigeren Kraftwerken gedeckt werden. Allerdings zeigt sich die Monopolkommission skeptisch, ob die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf dem Markt für konventionelle Energie auch langfristig zu einer signifikanten Preissenkung führen könnten, also ob der Merit-Order-Effekt vor allem in der langen Frist zu einer Kostenentlastung beiträgt.

16.* Die wesentlichen Probleme und Ineffizienzen des EEG-Fördersystems liegen insbesondere in der fehlenden Zielgenauigkeit hinsichtlich des gesamten Förderumfangs und EE-Anlagenzubaus, der massiven Überförderung und der allokativen Ineffizienzen aufgrund der fehlenden Technologieneutralität. Hinzu kommen weitere Probleme wie das Entstehen negativer Börsenpreise, die einen zusätzlichen Kostenfaktor für die Verbraucher darstellen, oder der Anreiz für EE-Anlagenbetreiber zum vermehrten Stromeigenverbrauch. Durch Letzteren werden die Kosten auf immer weniger Verbraucher aufgeteilt. Schließlich nimmt auch die Komplexität des Fördersystems immer weiter zu, wodurch hohe Regulierungskosten und Unsicherheiten für die Marktakteure entstehen und die Treffsicherheit der Maßnahmen erschwert wird.

Quotenmodell als Alternative

17.* Die fehlende Ausrichtung des EEG an klaren Zielen und ökonomischen Prinzipien ist kritisch zu hinterfragen. So lässt sich das ambitionierte Ziel von 80 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung dabei am verlässlichsten und effizientesten mithilfe eines Quotenmodells erreichen.

18.* Die Monopolkommission plädiert daher für die Einführung eines Quotenmodells nach schwedischem Vorbild. Schweden besitzt seit mittlerweile zehn Jahren ein erfolg-

reiches Quotenmodell zur Förderung erneuerbarer Energien. Bei der Implementierung eines vergleichbaren Fördersystems in Deutschland ist der hiesigen Situation Rechnung zu tragen. Grundsätzliches Ziel des Quotenmodells ist eine Steigerung der Produktion erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Kosteneffizienz. Auf diese Weise lässt sich auch die Zubaumenge erneuerbarer Energien steuern und antizipieren.

19.* Im Unterschied zur EEG-Einspeisevergütung wird in einem Quotenmodell nicht der Einspeisepreis für die Erneuerbaren ex ante festgelegt, sondern die Menge erneuerbarer Energien (Quote). Um die Herkunft von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen im Handel „sichtbar“ zu machen, müssen durch den Gesetzgeber handelbare Zertifikate implementiert werden. So erhält ein Anlagenbetreiber neben dem Preis für den erzeugten Strom zusätzlich eine Vergütung aus dem Verkauf der Zertifikate.

20.* Auf der Anbieterseite erhalten EE-Anlagen Zertifikate für aus erneuerbaren Energien produzierte Strommengen. Das Zertifikat kann separat verkauft werden. Auf der Nachfrageseite sollte eine Zertifikate-Nachweispflicht bestehen, d.h. eine Verpflichtung zum Kauf einer bestimmten Menge an Zertifikaten (Quotenverpflichtung), vor allem für Stromhändler sowie Letztverbraucher bzw. Unternehmen in dem Ausmaß, in dem sie Strom verbraucht haben, den sie selbst produziert, importiert oder an der deutschen Strombörse gekauft haben. Diese Akteure sollten gesetzlich dazu verpflichtet werden, eine im Jahresdurchschnitt zu erfüllende Quote an Strom aus erneuerbaren Energien vorzuweisen. Auf diese Weise würde künstlich eine Nachfrage nach EE-Strom erzeugt.

21.* Die Monopolkommission spricht sich für eine technologieneutrale Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien aus und schlägt vor, darauf hinzuwirken, nationale Quotensysteme nach und nach zu koppeln und damit einen gemeinsamen Markt für Grünstromzertifikate zu schaffen.

Weiterentwicklung des EEG

22.* Sofern politische Gründe dafür sprechen sollten, zumindest vorerst den Ansatz der bestehenden EEG-Förderung beizubehalten, könnte mithilfe von Reformanstrengungen eine zumindest marktnähere und wettbewerblichere Ausgestaltung erreicht werden. Eine sinnvolle Weiterentwicklung des EEG stellt nach Meinung der Monopolkommission die Aufhebung des Doppelvermarktungsverbotes bei gleichzeitiger Anreizsetzung für EE-Neubauten dar. Hintergrund des geltenden Doppelvermarktungsverbotes ist im Grundsatz, eine Doppelförderung (Einspeisetarif bzw. Marktprämie + Zertifikatepreis) erneuerbarer Energien zu vermeiden. In der jetzigen Ausgestaltung stellen Grünstromzertifikate lediglich ein Bilanzierungsinstrument für vorhandene Erzeugungskapazitäten dar und leisten nur einen geringen Beitrag zur Energiewende. Nach Meinung der Monopolkommission sollten allerdings die vorhandenen Potenziale von Herkunftsnachweisen dazu genutzt werden, die Kosten der EEG-Umlage zu reduzieren und neue Investitionsanreize für EE-Anlagenbetreiber zu schaffen. Zu diesem Zweck erscheint es sinnvoll, dass ein Teil, z.B. die Hälfte der Erlöse aus Herkunftszertifikaten, jährlich an die EE-Anlagenbetreiber zurückfließt. So könnte mit der einen Hälfte der Zertifikateerlöse die EEG-Umlage gesenkt werden und durch den Rückfluss der anderen Hälfte der Zertifikateerlöse an die Anlagenbetreiber könnten zu einem Teil EE-Neubauten angereizt werden.

23.* Eine Weiterentwicklungsmöglichkeit der bestehenden EEG-Preissteuerung besteht auch darin, einen einheitlichen Fördersatz für alle EE-Technologien festzulegen und nicht mehr nach einzelnen Energieträgern zu differenzieren. Zwar hat eine Technologie-differenzierung bei den Fördersätzen den Effekt, dass hohe Renditen bei kostengünstigen Technologien vermieden werden. Andererseits bleiben aber mögliche kostengünstige EE-Potenziale ungenutzt, wenn Investoren vornehmlich in Technologien investieren, die aufgrund hoher Fördersätze hohe Renditen versprechen (z.B. Photovoltaik), und damit ein ineffizienter Technologiemix entsteht. Eine technologieneutrale Förderung würde für Wettbewerb innerhalb der Erneuerbaren sorgen.

24.* Eine weitere Reformoption ist die Weiterentwicklung der Marktprämie. So könnte die Zahlung der Vergütung bei negativen Börsenpreisen ausgesetzt werden und die Nachfrager würden entlastet. Überdies könnte auf diese Weise für die EE-Anlagenbetreiber ein Anreiz für eine besser an die Nachfrage orientierte Produktion gesetzt werden. Ein deutlich weiterführendes Konzept mit Blick auf eine Reform des Marktprämienmodells liegt darin, das Modell verpflichtend für alle Neuanlagen vorzusehen. Damit könnte die Marktintegration der erneuerbaren Energien beschleunigt werden, da dann für EE-Anlagenbetreiber Anreize bestünden, den Markt zu beobachten und hinsichtlich ihrer Einspeise- und Investitionsentscheidungen entsprechend zu berücksichtigen. Für eine Übergangszeit könnte für kleinere Anlagen unter 100 kW die Möglichkeit vorgesehen werden, gegen ein Entgelt die Übertragungsnetzbetreiber mit der Vermarktung – wie bislang üblich – zu beauftragen.

Das Modell enthielte in dieser neuen Ausgestaltung aufgrund einer Technologieneutralität und der verpflichtenden Marktteilnahme mehr wettbewerbliche Elemente als die bestehende Marktprämie. Da bei einer zu hohen Festlegung des Fixpreises die Gefahr eines ungebremsten Zubaubooms besteht, wie er in Deutschland im Bereich der Photovoltaik zu beobachten ist, schlägt die Monopolkommission zu dessen Vermeidung eine jahresbasierte Begrenzung der Registrierung von Neuanlagen vor.

25.* Die vormals von der Politik angedachte und derzeit nicht weiterverfolgte Strompreisbremse stellt aus Sicht der Monopolkommission einen punktuellen Eingriff dar, der die strukturellen Schwächen der EEG-Förderung nicht löst und lediglich eine Kosten- bzw. Lastenumverteilung von den Verbrauchern zu den Anlagenbetreibern und den Industriekunden darstellt.

Netzungleichgewichte – Netzausbau und -alternativen

26.* Im Falle von Netzungleichgewichten befinden sich die vorhandenen Kapazitäten im Ungleichgewicht zu den Verbrauchsstandorten. Als Gründe sind hierfür vor allem die grundlegenden Veränderungen bei der Erzeugerstruktur im Zuge der Energiewende maßgeblich. Auch der anvisierte gemeinsame europäische Strombinnenmarkt (Marktintegration) trägt zu einer Verstärkung der Netzungleichgewichte bei.

27.* Eine Möglichkeit, die Netzungleichgewichte zu reduzieren oder ganz zu beseitigen, ist der Ausbau der Netze. Dieser ist grundsätzlich auf allen Netzebenen notwendig; bislang liegt die Priorität der Netzausbaumaßnahmen allerdings auf der Übertragungsebene. Unter anderem aufgrund von Verzögerungen beim Netzausbau hat die Bundesregierung im Jahr 2011 neue Instrumente zur Netzplanung und Genehmigung beschlossen; Kernelemente waren das novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das

Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), wodurch der Bundesnetzagentur umfangreiche Aufgaben im Rahmen des Ausbaus der deutschen Höchstspannungsnetze übertragen wurden. So genehmigt die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen, prüft und bestätigt den Netzentwicklungsplan (NEP), bewertet die Umweltauswirkungen der Vorhaben, erstellt einen Umweltbericht und wird im Rahmen der Bundesfachplanung raumplanerisch tätig. Die Monopolkommission würdigt die Aufgabenbewältigung der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur. Um mehr Zeit für die Erstellung des NEP zu gewinnen, spricht sich die Monopolkommission dafür aus, die NEP-Erstellung von einem Ein- auf einen Zwei-Jahres-Rhythmus zu verlängern.

28.* Neben dem Netzausbau wird zum Abbau der Netzungleichgewichte das Redispatching eingesetzt. Die Summe der Kosten zur Verringerung von Netzungleichgewichten tragen bislang einseitig die Verbraucher. Vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus der EE-Anlagen ist es nach Ansicht der Monopolkommission wichtig, zeitnah eine effiziente Auswahl an Netzausbaualternativen vorzunehmen. Wenn seitens der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne von der Annahme ausgegangen werden muss, dass die gesamte erzeugte elektrische Energie auch im Netz abgenommen und transportiert werden muss, dann ist zu befürchten, dass der Netzausbau überdimensioniert sein wird und die Kosten den Nutzen des Leitungsneubaus letztlich deutlich übersteigen. Nach Meinung der Monopolkommission sollten daher Möglichkeiten des Abregelns – auch außerhalb von Netzungleichgewichten – gegeben sein.

29.* Ein Instrument, welches Kraftwerksbetreiber an den Netzkosten beteiligt und hierdurch Anreize setzt, Kraftwerksinvestitionen auch am vorhandenen Stromnetz auszurichten, ist die G-Komponente. Die G-Komponente ist ein sinnvolles und leicht integrierbares Instrument, um den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Die Monopolkommission empfiehlt – gerade vor dem Hintergrund bislang begrenzter technischer Alternativen wie z.B. Power-to-Gas – die Einführung einer G-Komponente.

Versorgungssicherheit und Kapazitätsmärkte

30.* Im Hinblick auf die Einbindung erneuerbarer Energien in ein System funktionsfähiger Strommärkte müssen Mechanismen geschaffen werden, die ein wettbewerbliches Marktdesign mit einer Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Einklang bringen. Vor diesem Hintergrund lassen sich verschiedene Gefahren ausmachen, durch die die Versorgungssicherheit gestört sein könnte; dabei handelt es sich insbesondere um kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Stromeinspeisung und Verbrauch, Netzungleichgewichte mit regionaler Unterversorgung sowie um eine langfristig insgesamt nicht ausreichende Versorgungskapazität. Den regelmäßigen, sehr kurzfristig auftretenden Gefährdungslagen kann mittels Regelenergie bereits heute wirksam begegnet werden. Demgegenüber sind bei einer Gefährdung der Versorgung bei Netzungleichgewichten keine ausreichend wirksamen Mechanismen vorhanden, sodass es in der jüngeren Vergangenheit mehrmals zu Engpasssituationen kam. Deshalb hat die Bundesregierung mit der im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung geschaffenen Netzreserve ein neues Instrument vorgesehen, um diesem Effekt entgegenzuwirken.

Davon abzugrenzen sind Probleme bei der Versorgungssicherheit, die sich auf eine hypothetische Unterversorgung Deutschlands mit elektrischer Energie beziehen. Die Möglichkeit einer solchen Unterversorgung wird vor dem Hintergrund der hypothetischen Wirkungen des bestehenden Energiegroßhandelsmarktes diskutiert. Fraglich ist, ob die-

ser ausreichend finanzielle Anreize für den Betrieb notwendiger Kraftwerkskapazitäten setzt. Die Monopolkommission sieht jedoch bisher nur schwache Hinweise für ein solches langfristiges Problem vorliegen.

31.* Unter dem Schlagwort der Kapazitätsmechanismen werden Möglichkeiten diskutiert, eine Absicherung gegen die Gefahr einer langfristigen Unterversorgung einzurichten. Vor allem zwei Grundformen von Kapazitätsmechanismen werden derzeit von verschiedener Seite vorgeschlagen. Zum einen wird erwogen, den Ansatz des bestehenden Energy-only-Marktes weiterzuverfolgen und – sofern dieser langfristig nicht die erforderlichen Kapazitäten garantieren sollte – zu dessen Absicherung eine zusätzliche strategische Reserve einzurichten. Diese strategische Reserve stellt eine neu zu schaffende Reservekraftwerksleistung dar, die für bestimmte Zeitpunkte kritischer Kapazitätsprobleme vorgehalten wird. Sie ist am ehesten mit den bestehenden Systemdienstleistungen der Netzbetreiber vergleichbar (z.B. dem Einsatz von Regelenergie), durch welche die Netzstabilität gewährleistet wird. Konzeptionell führt die strategische Reserve zu einer Absicherung des Energy-only-Marktes, ohne diesen in seiner bestehenden Form grundsätzlich zu verändern. Sie stellt eine vergleichsweise schlanke und marktkonforme Lösung möglicher Kapazitätsprobleme dar, bringt jedoch auch allokativen Nachteile mit sich.

Zu anderen wird eine komplette Abkehr vom bestehenden System des Energy-only-Marktes diskutiert. Vorschläge, die zu diesem Zweck eine Einführung expliziter Kapazitätsmärkte betreffen, sehen vor, die Finanzierung von Kraftwerken zur Stromerzeugung zukünftig auf zwei Säulen zu verlagern: zum einen auf den weiterhin bestehenden Großhandelsmarkt für Strom und zum anderen auf einen bestimmten, neu zu schaffenden Markt für Kraftwerkskapazität – den Kapazitätsmarkt –, der dafür sorgen soll, dass eine bestimmte ausreichende Kapazität dem Markt stets zur Verfügung steht. In der vorherrschenden Diskussion befinden sich derzeit drei grundlegende Ansätze aus der Politikberatung, die bereits konkrete Vorstellungen zu einem entsprechenden Marktmechanismus enthalten: das Konzept der „Kapazitätssicherungsverträge“, der Ansatz der „fokussierten Kapazitätsmärkte“ und das Modell „dezentraler Kapazitätsmärkte“. Alle Modelle versprechen eine langfristige Lösung des Kapazitätsproblems auf Basis marktnaher Mechanismen. Sollten sich die Hinweise auf langfristige Probleme mit dem Energy-Only-Markt verdichten, bieten sie eine Reihe von Vorteilen. Indes liegt ein wesentlicher Nachteil der Kapazitätsmarktmodelle darin, dass sie kaum reversibel sind. Die Erfahrungen in ausländischen Märkten mit Kapazitätsmärkten deuten zudem darauf hin, dass eine ständige Nachsteuerung notwendig ist, was eine Handelsunsicherheit bei den Marktakteuren zur Folge hat. Auch die Einbindung nationaler Kapazitätsmärkte in den europäischen Binnenmarkt kann mit Problemen verbunden sein. Im ungünstigsten Fall könnte eine asymmetrische Umsetzung nationaler Kapazitätsmärkte im Binnenmarkt zu zusätzlichen Kosten und Handelsbeschränkungen führen.

32.* Die Monopolkommission schlägt vor, das Vertrauen in den wettbewerblichen und bereits hoch entwickelten Energy-only-Markt nicht vorschnell aufzugeben. Sie regt vielmehr an, diesen Markt weiterhin laufend zu beobachten, um Anhaltspunkte dafür zu sammeln, wie sich der Kapazitätsbedarf und die Kapazitätsfrage zukünftig weiterentwickeln. Da voraussichtlich ein längerfristiger Zeitrahmen für die Beobachtung der Märkte und zur Bewertung der zu erwartenden Effekte erforderlich ist, sollte der Energy-

only-Markt daher kurzfristig um eine strategische Reserve aus Bestands- und Neubaukraftwerken ergänzt werden, die zunächst nur mit einem vergleichsweise geringen Umfang ausgestattet werden müsste.

Komplexität der Regulierung

33.* Seit Beginn der Liberalisierung ist in Deutschland ein mittlerweile komplexes Regulierungsregime entstanden. Zur Reduktion bereits vorhandener Regulierungen kommen eine Vielzahl von Lösungsmöglichkeiten infrage, z.B. die Einführung einer "One-in-two-out"-Regel, wonach für jede neue Regulierungsvorschrift möglichst zwei obsoletere Vorschriften abgeschafft oder vereinfacht werden sollten. Sinnvoll erscheint der Monopolkommission zukünftig eine Ex-post-Evaluierung der Regulierungsdichte unter Einbeziehung aller Beteiligten. Eine Ex-post-Evaluierung hat den Vorzug, dass neben einem detaillierten Einblick in das Regulierungsregime überdies eine Gesamtschau auf das Regulierungsregime ermöglicht wird und so Reformschritte sinnvoll gelingen können. In Verbindung mit der vorgeschlagenen Ex-post-Evaluation der Ausgewogenheit von Regulierungsaufwand und -nutzen könnte auch eine Überprüfung des Erfolgs bestimmter Regulierungsinstrumente, insbesondere im Bereich der Anreizregulierung, erfolgen.

Entgeltregulierung

34.* Mit der Energiewende hat der Aus- und Umbaubebedarf der Netze erheblich zugenommen, da die dezentrale Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien neue Anforderungen an die Netzkonfiguration mit sich bringt. Wie eine neuere Analyse der Deutschen Energie-Agentur (dena) zeigt, schlägt sich der mit der Energiewende verbundene Aus- und Umbaubebedarf neben den Übertragungsnetzen für Strom und den Gasfernleitungsnetzen auch auf der Verteilnetzebene nieder. Netzinvestitionen müssen von den Betreibern von Energieversorgungsnetzen in Deutschland durch die Netzentgelte finanziert werden. Verteilnetzbetreiber sind in der Regel darauf angewiesen, einen Netzausbau während der Regulierungsperiode durch den Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV vergütet zu bekommen. Dabei handelt es sich um einen Bestandteil der Anreizregulierungsformel, durch den sich die Erlösobergrenze während der Laufzeit in Abhängigkeit zu verschiedenen Parametern verändern kann. Die Parameter (unter anderem die Zahl der Einspeisepunkte) sollen die notwendigen Erweiterungsinvestitionen abbilden und stellen somit eine Art Heuristik dar, durch die der Investitionsbedarf während der Anreizregulierungsperiode in die Erlösobergrenze einfließen soll. Wie die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten zum Energiesektor erläutert hat, ist die Finanzierung von Erweiterungsinvestitionen ein zentrales Problem der Anreizregulierung. Der Vorschlag, die Anreizregulierung dadurch effizienter zu gestalten, dass Neuinvestitionen in längerfristige Anlagegüter aus der Anreizregulierung herausgenommen und lediglich einer Ex-post-Effizienzprüfung unterzogen werden, erscheint vielversprechend, bedarf jedoch einer weitergehenden Überprüfung im Hinblick auf die mögliche Ausgestaltung und denkbare Folgewirkungen. Die Monopolkommission fordert daher die Bundesregierung und die Bundesnetzagentur auf, eine entsprechende Prüfung der Anreizregulierung einzuleiten.

35.* Darüber hinaus sind weitere mögliche Probleme im Bereich der Entgeltregulierung zu prüfen. Ein solches betrifft die Entgeltstruktur im Gassektor, bei der Ein- und Auspeisenetzbetreiber eines Marktgebietes für den Gastransport vergütet werden. Aus

Sicht der Monopolkommission handelt es sich bei dem heutigen Modell eines aus mehreren Netzbetreibern bestehenden Marktgebietes um ein System, in dem von jedem einzelnen Netzbetreiber stets Wirkungen auf die anderen Netzbetreiber ausgehen. Während nur an den Ein- und Ausspeisepunkten des Netzes Entgelte erhoben werden, entstehen externe Effekte, da alle Fernleitungsnetzbetreiber auch auf die Güter „Weiterleitung“ und „Speicherung“ von Gas der jeweils anderen Netzbetreiber eines Marktgebietes zugreifen können, ohne dass die Zugriffe separat vergütet werden. Ob es unter dem bestehenden System jedoch tatsächlich zu Ineffizienzen kommt, lässt sich ohne eine eingehende Prüfung derzeit nicht feststellen. Daher sollte die Bundesnetzagentur die entsprechenden Effekte beobachten.

36.* Ein weiteres Problem wird unter dem Begriff Netzparität („grid parity“) diskutiert. Dieser Begriff beschreibt eine Situation, in der selbst erzeugter (Solar-)Strom nicht mehr kostet als der über das Netz bezogene Fremdstrom. Während im Preis für Netzstrom unter anderem Netznutzungsentgelte, Strom- und Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben, EEG- und KWK-Umlage enthalten sind, fallen diese Kosten beim Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht an. Der Anreiz, Solarstrom für den Eigenverbrauch zu produzieren, wird aktuell dadurch verstärkt, dass die Vergütungssätze für die Einspeisung von Solarstrom sinken und gleichzeitig die Strompreise für Haushaltskunden auf den Endkundenmärkten steigen. Zwar werden durch den erhöhten Eigenverbrauch das Stromnetz und die EEG-Umlage in gewissem Umfang entlastet, allerdings muss grundsätzlich auch für Besitzer von Photovoltaikanlagen die Netzinfrastruktur vorgehalten werden. Problematisch erscheint dabei, dass deren Verbrauch an Netzstrom – und damit vor allem der zu leistende Kostenanteil an der Netzinfrastruktur – kontinuierlich sinkt. Die Monopolkommission schlägt zur Lösung dieses Problems vor, zukünftig die Leistungsbereitstellung der Netzinfrastruktur stärker als bislang – in Form einer fixen Gebühr – in den Netzentgelten zu berücksichtigen.

Regulierung der Gasmärkte

37.* Die Monopolkommission begrüßt ausdrücklich sowohl die Einführung von PRISMA, einer seit dem 1. April 2013 von einem Konsortium von Fernleitungsnetzbetreibern betriebenen Handelsplattform für Kapazitätsrechte für den pan-europäischen Gastransport, als auch von PEGAS, einer seit dem 29. Mai 2013 von den beiden Börsen EEX und Powernext betriebenen Handelsplattform für Gasprodukte. Beide Marktplattformen dürften nach Ansicht der Monopolkommission einer Marktintegration europäischer Gasmärkte förderlich sein. Des Weiteren erachtet die Monopolkommission die Ausarbeitungen zu den Empfehlungen zum Engpassmanagement und zu den Netzkodizes als außerordentlich positiv, da diese zur Verstärkung der Marktintegration europäischer Gasmärkte in institutioneller Hinsicht entscheidend beitragen können. Erstens werden einheitlich geltende Regulierungsvorschriften für die Marktakteure auf den Gasmärkten geschaffen, welche den Aufbau der für eine erfolgreiche und sinnvolle Verstärkung der Marktintegration notwendigen institutionellen Rahmenbedingungen substantiell unterstützen können. Zweitens werden gegenwärtig zentrale Marktprobleme erfasst und Lösungsvorschläge unter Mitwirkung aller entscheidenden Marktakteure erarbeitet. Drittens kann durch die Maßnahmen der Wettbewerb in den Gasmärkten nachhaltig gefördert und es können schlussendlich wohlfahrtsfördernde Impulse induziert werden.

Konzessionen

38.* Die Monopolkommission hat sich im vorliegenden Sondergutachten mit zwei Problembereichen im Zusammenhang mit der Vergabe energierechtlicher Konzessionen und der Höhe der Konzessionsabgabe befasst und Empfehlungen zur Verbesserung des Rechtsrahmens ausgesprochen. Voraussetzung für den Betrieb von Strom- und Gasnetzen zur Versorgung der Allgemeinheit ist eine Konzession (Wegenutzungsrecht) der jeweiligen Gemeinde, ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zu nutzen. Diese Konzession muss die Gemeinde gemäß § 46 EnWG diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen; sie darf auch kommunale Eigenbetriebe und Eigengesellschaften nicht ohne sachlichen Grund bevorzugen. Auf diese Weise soll ein fairer Wettbewerb um die Netze sichergestellt werden. Als Gegenleistung für die Übertragung des Wegenutzungsrechts erhält die Gemeinde gemäß § 48 EnWG eine Konzessionsabgabe, die in der Konzessionsabgabenverordnung näher definiert ist.

39.* Die Monopolkommission bekräftigt ihre Empfehlung an den Gesetzgeber, die Aufnahme energierechtlicher Konzessionen in den Anwendungsbereich des förmlichen Vergabeverfahrens gemäß §§ 97 ff. GWB zu prüfen. Hierbei ist – entsprechend der Regelung in § 46 Abs. 4 EnWG – zu gewährleisten, dass das förmliche Vergabeverfahren um Netzkonzessionen auch auf kommunale Eigenbetriebe und Eigengesellschaften anwendbar ist. Bei der Auswahlentscheidung sollte als wesentliches Auswahlkriterium der angebotene Abschlag vom Netznutzungsentgelt herangezogen werden. Ein solches Kriterium verfügt über mehrere Vorteile: Es ist einerseits leicht feststellbar und vergleichbar, was den Gemeinden die Auswahlentscheidung erleichtert, und es vermag andererseits, die in § 1 EnWG genannten Ziele einer preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Versorgung, der Effizienz und Netzsicherheit, denen die Gemeinde bei der Wahl des Netzbetreibers verpflichtet ist, für die praktische Anwendung zu konkretisieren. Im Gegenzug könnten die jeweiligen Konzessionsabgaben als Festbeträge in der Konzessionsabgabenverordnung geregelt werden.

40.* Bei der Versorgung mit Gas sollte eine Tariffiktion entsprechend dem für Stromkunden geltenden § 2 Abs. 7 KAV eingeführt werden. Hiernach gelten Stromlieferungen an Abnehmer bis zu den dort genannten Leistungs- und Verbrauchsgrenzen stets als Lieferungen an Tarifkunden; die niedrigere Konzessionsabgabe für Sonderkunden kann nicht greifen. Somit werden alle Endverbraucher, die stärker vom Stromverteilnetz profitieren, gleich behandelt und müssen eine höhere Konzessionsabgabe zahlen als jene, die das Verteilnetz in geringerem Maße beanspruchen. Nach Auffassung der Monopolkommission gibt es keine überzeugenden Gründe, von diesem ökonomischen Prinzip im Bereich der leitungsgebundenen Gasversorgung abzuweichen.

Endkundenmärkte

41.* Die Endkundenmärkte für Strom und Gas sind weiterhin dynamisch. Die Möglichkeiten für Elektrizitäts- und Gaskunden, aus einer Reihe von Anbietern wählen zu können, haben sich im Jahr 2011 weiter verbessert. In beiden Sektoren ist der Anteil der Abgabemenge, die zu den Konditionen der Grundversorgung geliefert wurde, weiter rückläufig, wobei Haushaltskunden noch immer in deutlich größerer Anzahl einen Grundversorgungstarif bei dem Grundversorger haben als Industrie- und Gewerbetunden.

42.* Ein länderübergreifender Strompreisvergleich bei Haushaltskunden innerhalb der Europäischen Union für das Jahr 2011 zeigt, dass der Strompreis in Deutschland ca. 39 % über dem europäischen Durchschnitt liegt. Demgegenüber zeigt ein Vergleich der Gaspreise in der Europäischen Union für das Jahr 2011, dass sich Deutschland im Bereich der Haushaltskunden etwa im gesamteuropäischen Durchschnitt bewegt.

43.* Bei der deskriptiven Analyse des Gasendkundenmarktes durch die Monopolkommission zeigt sich, dass die Anbieter auf dem Gasendkundenmarkt größtenteils lediglich lokal aktiv sind. Die Grundversorgung wird von kommunalen Akteuren dominiert. So ist die Mehrzahl der Grundversorgungsunternehmen in kommunaler Hand; in etwa einem Drittel aller untersuchten Postleitzahlengebiete wird der Grundversorger mehrheitlich von einem der großen Energieversorgungsunternehmen kontrolliert. Des Weiteren wird ersichtlich, dass die großen Energieversorgungsunternehmen unter Berücksichtigung ihrer Sperr- bzw. Minderheitsbeteiligungen in knapp der Hälfte aller Gebiete als Grundversorgungsunternehmen aktiv sind.

44.* Die Preisanalyse bestätigt, dass der Grundversorgungstarif vergleichsweise teuer ist und sich für einen günstigeren Gasbezug am ehesten ein Anbieterwechsel oder zumindest – wenn auch nicht mit ähnlich großem Einsparpotenzial – ein Tarifwechsel zu einem Sondervertrag beim Grundversorger lohnen kann. Das Einsparpotenzial von über 20 % bei einem Wechsel des Grundversorgungsbasistarifs in einen Sondervertrag sollte bei der Abgrenzung des Gasendkundenmarktes als ein Indiz für zwei sachlich getrennte Märkte berücksichtigt werden.

45.* Grundversorgungsverträge sind im Durchschnitt bei kommunalen Anbietern am günstigsten. Die nach Haushalten gewichteten Durchschnittspreise für Grundversorgungsverträge privater Anbieter (ohne die drei großen Energieversorgungsunternehmen) liegen indes um etwa 12 % über denen kommunaler Anbieter. Dabei bietet das jeweilige Grundversorgungsunternehmen in lediglich knapp 1 % aller Postleitzahlengebiete einen Tarif an, der in die Gruppe der günstigsten Tarife fällt.

46.* Die zunehmende Komplexität des Energiemarktes hat dazu beigetragen, dass es eine große Anzahl an offenen Fragen und Streitigkeiten zwischen EE-Anlagenbetreibern und Netzbetreibern einerseits und Verbrauchern und Energieversorgern andererseits gibt. Für eine außergerichtliche Lösung von Problemen dieser Art wurden zwei Schlichtungsstellen eingerichtet: die Clearingstelle EEG und die Schlichtungsstelle für Energie.

Die Mehrheit der Anfragen bei der Clearingstelle EEG bezieht sich mit fast 70 % auf die solare Strahlungsenergie. Bei der Schlichtungsstelle fielen 2012 rund 57 % der Schlichtungsanträge auf nur zwei Unternehmen. Die Versorger dieser Schlichtungsverfahren werden aus Datenschutzgründen von der Schlichtungsstelle nicht veröffentlicht. Die Schlichtungsstelle tauscht sich mit der Bundesnetzagentur über anhängige Missbrauchs- und Schlichtungsverfahren aus. Die Gespräche darüber, inwieweit die Bundesnetzagentur künftig auch bestimmte Ergebnisse hieraus veröffentlicht, sind noch nicht abgeschlossen. Eine solche Transparenz ist aus Sicht der Monopolkommission indes zu begrüßen, da sich hieraus Informationsasymmetrien zulasten aller Verbraucher wirksam reduzieren ließen und auch das Vertrauen der Verbraucher in die Funktionsfähigkeit des Endkundenmarktes gestärkt würde.

1. Ökologische Logik bedarf der Ökonomik, auch in der Energiepolitik!

1. Die Durchsetzung wettbewerblicher Strukturen in der leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Gas hat in den letzten Jahren ganz erhebliche Erfolge aufzuweisen. Die sukzessive Nachsteuerung bei der Ausgestaltung der wettbewerblichen Marktöffnung, die Durchsetzung regulierungs- und wettbewerbsrechtlicher Vorgaben und nicht zuletzt auch das entschlossene Festhalten am Wettbewerb als wichtigstem Koordinationsinstrument im Energiesektor hat zu dieser positiven Bilanz beigetragen. Allerdings ist die wettbewerbliche Entwicklung im Energiesektor noch lange nicht abgeschlossen, sondern steht gerade mit der Energiewende vor ihrer vielleicht größten Herausforderung. Aufgrund einer massiven Förderung der erneuerbaren Energien und des beschleunigten Ausstiegs aus der atomaren Energieerzeugung muss ein erhebliches Wettbewerbsdefizit konstatiert werden.

2. Da die Wettbewerbsfähigkeit von Strom aus erneuerbaren Energieträgern gering ist, die fortschreitende Dominanz dieser Form der Energieerzeugung aber gewünscht wird, bedarf es einer staatlicher Intervention, um den Zubau der erneuerbaren Energien zu steuern. Entsprechende Fördersysteme verursachen jedoch bereits heute erhebliche Kosten- und Preissteigerungen, die wie dieses Gutachten zeigt, auch auf Ineffizienzen zurückzuführen sind. Zudem sind mit der Förderung Folgewirkungen verbunden, wie z.B. die veränderten Anforderungen an die Leitungsinfrastruktur, die wiederum weitere Lösungen erfordern. Bei der Zielsetzung eines Vorrangs erneuerbarer Energien darf die Effizienz und das Zusammenspiel möglicher Lösungen daher nicht aus den Augen gelassen werden. Hierbei ist der Gedanke des Wettbewerbs zuletzt jedoch oft vernachlässigt und zum Teil sogar der Eindruck eines scheinbaren Widerspruchs zwischen ökologischen Zielen und ökonomischer Umsetzung erweckt worden. Bei aller Euphorie über die erreichten Erfolge bei der Verfolgung ökologischer Ziele bleibt die effiziente Umsetzung oftmals hinter Partikularinteressen zurück. Tatsächlich bedarf es neben einer ökologischen stets auch einer ökonomischen Logik, um Ziele generell und auf effizientem Wege zu erreichen. Garant dafür ist und bleibt der Wettbewerb!

3. Anschaulich wird die Diskrepanz zwischen einer scheinbar ökologischen Vernunft und einer ökonomischen Logik am Beispiel der Nachtspeicherheizungen. So hatte der Deutsche Bundestag noch im Jahr 2009 eine Novelle des Energieeinspargesetzes beschlossen, die vorsah, Nachtspeicherheizungen (mit einzelnen Ausnahmen) aufgrund der hohen CO₂-Emissionen bis zum 31. Dezember 2019 zu verbieten. Während diese Regelung auf den ersten Blick ökologisch sinnvoll erschien – Nachtspeicherheizungen haben zweifellos einen großen Energiebedarf –, führt eine ökonomische Betrachtung zu gänzlich anderen Ergebnissen. So hatte die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten darauf hingewiesen, dass sich der CO₂-Ausstoß durch ein Verbot der Nachtspeicherheizungen sogar erhöht.¹ Denn während die Wärmeerzeugung durch Strom mit Zertifikaten des europäischen Emissionsrechtehandels gedeckt sein muss und sich Nachtspeicherheizungen die verfügbaren Emissionsrechte mit anderen strombasierten Energieverbrauchern teilen, unterliegt eine Wärmeerzeugung mit anderen Energieträgern (z.B. Öl, Gas oder Pellets) keiner solchen Regelung. Daher werden Emissionen

¹ Vgl. Monopolkommission, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Baden-Baden 2012, Tz. 60.

aus anderen, nicht auf Strom basierenden Heizsystemen stets zusätzlich ausgestoßen, während der durch die Zertifikate begrenzte Emissionsausstoß aus der Energieerzeugung unverändert bleibt. Das Heizen mit Nachtspeicheröfen führt also bei der heutigen Ausgestaltung des Emissionshandels zu einem geringeren CO₂-Ausstoß als das Heizen mit Öl, Gas oder Pellets.

Während die ökonomisch beste Lösung – die Einbeziehung aller Formen der Wärmezeugung in den Emissionsrechtehandel – nur auf dem Wege langwieriger, multilateraler Verhandlungen möglich ist, hat der Bundestag am 17. Mai 2013 das Verbot von Nachtspeicheröfen wieder zurückgenommen; allerdings mit der Begründung, dass Nachtspeicheröfen in Zeiten der Energiewende auch als flexible Stromspeicher genutzt werden könnten.

4. An diesem Beispiel wird deutlich, dass es zum Erreichen der ökologischen Ziele stets auch einer ökonomischen Betrachtung bedarf. Eine auf die tatsächliche Effizienz abstellende Prüfung möglicher Lösungswege und eine Umsetzung mittels wettbewerblicher Mechanismen ist vor allem bei den großen Herausforderungen notwendig, die das Projekt der Energiewende mit sich bringt. Das Beispiel der Nachtspeicheröfen steht als warnendes Beispiel gleichwohl hinter den stetig ansteigenden Energiepreisen zurück, die zumindest teilweise auf Defizite bei der wettbewerblichen Ausgestaltung der tragenden Mechanismen zurückzuführen sind.

5. Die Monopolkommission hat gemäß ihrem gesetzlichen Auftrag in diesem Gutachten eine detaillierte wettbewerbsökonomische Bewertung der traditionellen Strom- und Gasmärkte vorgelegt und einen besonderen Schwerpunkt auf die Energiewende gelegt. Basierend auf dieser Analyse hat sie ökonomisch und ökologisch nachhaltige Vorschläge entwickelt, wie die Struktur im Energiesektor geeignet weiterentwickelt werden könnte.

1.1 Keine Notwendigkeit eines Bundesenergieministeriums

6. In der öffentlichen Diskussion über die Energiewende wird immer wieder die Forderung erhoben, ein Bundesministerium für Energie einzurichten. Auch innerhalb der Bundesregierung werden Presseberichten zufolge Kosten und Nutzen eines eigenständigen Ministeriums für die Energiewende diskutiert.²

7. Der Vorteil eines eigenständigen Ministeriums wird in der Bündelung von Expertise und Kompetenzen gesehen, sodass Reibungsverluste vermieden werden könnten und eine bessere Koordination der Energiewende auf Bundesebene möglich würde. Es bleibt allerdings weitestgehend unklar, wie genau die Kompetenzen eines solchen Energieministeriums verteilt sein sollen.

8. Die Monopolkommission erkennt in der Einrichtung eines eigenständigen Bundesministeriums für Energie jedoch auch gravierende Nachteile. Während bei einer Aufteilung der Verantwortung für energiepolitische Fragen auf Bundesumweltministerium und Bundeswirtschaftsministerium Zielkonflikte zwischen Umwelt- und Klimaschutz einerseits und Versorgungssicherheit und wettbewerbsfähigen Strompreisen andererseits mehr oder minder offen und transparent zwischen den Ministerien (auch öffentlich) er-

2 Vgl. z.B. Koalition streitet über Energieministerium, Handelsblatt, 22. Mai 2013, <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/zukunft-der-energiewende-koalition-streitet-ueber-energieministerium/8234408.html>.

örtert werden, geht diese Transparenz erfahrungsgemäß bei der Einzelzuständigkeit eines Ministeriums stärker verloren. Zielkonflikte werden dann tendenziell eher intern innerhalb des Ministeriums ausgetragen und sind so auch für die Bürger weniger ersichtlich. Damit werden relevante Trade-offs stärker verdeckt und die politische Entscheidungsfindung weniger transparent. Während beispielsweise in der Vergangenheit das Bundesumweltministerium und das Bundeswirtschaftsministerium unterschiedliche Leitszenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland entwickelt³ und so eine offene und transparente Diskussion über verschiedene Szenarien ermöglicht haben, wäre dies bei einem einheitlichen Energieministerium faktisch nicht mehr gegeben.

9. Vor allem aber sind Behörden mit branchen- oder sektorspezifischer Zuständigkeit tendenziell leichter durch starke Lobbygruppen beeinflussbar. Sowohl die ökonomische Theorie als auch die praktische Erfahrung zeigt sehr deutlich, dass es bei einer alleinigen Zuständigkeit für einen Sektor tendenziell zu einer übermäßigen Identifikation mit der zu beaufsichtigenden Branche kommen kann und in der Konsequenz die Interessen von Bürgern und Steuerzahlern zugunsten der Interessen des betroffenen Sektors vernachlässigt werden. Konkret droht im Falle eines Energieministeriums eine zu starke Identifikation mit den Interessen der Energiewirtschaft. In der ökonomischen Literatur wird diesbezüglich von „Regulatory Capture“ gesprochen. Internationale aber auch nationale Erfahrungen aus der Vergangenheit in den Bereichen Landwirtschaft und Verkehr, aber auch Verteidigung und Umwelt, illustrieren dies sehr deutlich. Oftmals werden weniger die Interessen von Bürgern und Steuerzahlern in den Vordergrund gestellt als vielmehr die Interessen des betroffenen Sektors; Letzteres geht in aller Regel zulasten der Allgemeinheit.

10. Zudem löst die Einrichtung eines einheitlichen Energieministeriums aus Sicht der Monopolkommission die gravierenden Fehlanreize in der Umsetzung der Energiewende nicht. Das bloße Einrichten eines Energieministeriums würde somit die konzeptionellen Mängel der Umsetzung der Energiewende nicht beheben. Um die mangelnde Koordination der Ausbaupläne von Erzeugungskapazitäten sowie Verteil- und Übertragungsnetzen zu überwinden, ist aus Sicht der Monopolkommission nicht die Einrichtung einer zentralen Planbehörde notwendig, sondern vielmehr die Rückkehr zu Preissignalen und ökonomischen Anreizmechanismen, welche eine Koordination der zahlreichen dezentralen Pläne ermöglichen. Ohne grundlegende Reformen der ordnungspolitischen Rahmenbedingungen wird die Schaffung eines Energieministeriums als Zentralplanbehörde der Energiewirtschaft hingegen wenig Vorteile bringen, zugleich aber signifikante Kosten hervorrufen. Die Monopolkommission spricht sich daher gegen die Einrichtung eines Bundesenergieministeriums aus und unterbreitet stattdessen in dem vorliegenden Gutachten Vorschläge für eine Reform des ordnungspolitischen Rahmens, die stärker auf marktwirtschaftliche Elemente setzt als bisher.

3 Vgl. DLR/Fraunhofer IWES/IfnE, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2010), Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart/Kassel/Teltow 2010, sowie ewi/gws/prognos, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück, 2010.

1.2 Befreiung stromintensiver Unternehmen von den Kosten der Energiewende

11. In der aktuellen Debatte um die Kosten der Energiewende steht auch die (teilweise) Befreiung stromintensiver Unternehmen von verschiedenen Entgelten im Fokus. Im Kern geht es dabei um Ausnahmen, die bestimmte Unternehmen genießen, indem sie von den Netzentgelten, von der Umlage gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) oder der Stromsteuer befreit werden bzw. nur einen reduzierten Beitrag entrichten müssen. Wie die nachfolgende Analyse zeigen wird, spiegeln sich vor allem in der EEG-Umlage und den Netzentgelten Kostensteigerungen wider, die direkt mit der Energiewende in Zusammenhang gebracht werden können. Dabei trägt der Kleinverbraucher automatisch spürbar höhere Lasten, wenn Unternehmen von der Entrichtung von Netzentgelten gänzlich oder teilweise befreit werden. In der Politik und der Öffentlichkeit werden die entsprechenden Ausnahmen insbesondere während des Wahlkampfes intensiv diskutiert und kritisiert.⁴ Dabei sind die verschiedenen Sonderregelungen unterschiedlich gestaltet und erfordern demgemäß eine differenzierte Betrachtung.

12. Grundsätzlich werden sowohl die EEG-Umlage als auch die verbrauchsabhängigen Entgelte für die Netznutzung proportional zum Stromverbrauch erhoben. Im Falle der EEG-Umlage ist eine Ausnahme von dieser Regel für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und für Schienenbahnen in §§ 40 ff. EEG vorgesehen worden. Die Ausnahme sieht eine Staffelung vor, sodass auch für anspruchsberechtigte Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die erste verbrauchte Gigawattstunde grundsätzlich kein Rabatt auf die EEG-Umlage eingeräumt wird. Für den Jahresverbrauch zwischen 1 und 10 GWh fallen dann jedoch gemäß § 41 Abs. 3 EEG nur noch 10 %, zwischen 10 und 100 GWh nur noch 1 % der sonst gültigen EEG-Umlage an. Über 100 GWh sind es pauschal 0,05 Cent/kWh, was einem Anteil von 0,95 % der geltenden Umlage (5,28 Cent/kWh) in 2013 entspricht.

Eine vergleichbare Ausnahme für die Netzentgelte ist in § 19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt. Netznutzer sind berechtigt, die Ausnahme in Anspruch zu nehmen, wenn sie bestimmte Kriterien erfüllen, die die Netzstabilität erhöhen bzw. die Netzkosten senken. Hierzu sind zwei unterschiedliche Regelungen gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV zu unterscheiden: Zum einen ist ein Rabatt möglich, wenn Unternehmen ein (im Vergleich zur regelmäßigen Höchstlast) atypisches Verbrauchsprofil aufweisen. In diesen Fällen soll ihnen ein individuelles reduziertes Netzentgelt angeboten werden, das jedoch mindestens 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes betragen muss. Nach der Änderung der StromNEV im Jahr 2011 waren zudem stromintensive Unternehmen, die einen Stromverbrauch von 10 GWh und mindestens 7.000 Benutzungsstunden aufweisen, pauschal von den Netzentgelten befreit. Nach einer vom Bun-

4 Im Juni 2013 wurde z.B. eine von Greenpeace in Auftrag gegebene Kurzstudie des Öko-Instituts veröffentlicht, die eine Steigerung der EEG-Umlage aufgrund von Ausnahmeregelungen für Unternehmen prognostiziert. Nach einer von der Grünen-Fraktion im Bundestag in Auftrag gegebenen Kurzstudie des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft ist zudem eine erhebliche Erhöhung der Netzentgelte aufgrund der Befreiung von stromintensiven Unternehmen zu erwarten; vgl. Öko-Institut, EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung bis 2014, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, Juni 2013; Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Ausnahmeregelungen bei den Stromnetzentgelten – Entwicklung und Ausblick, Kurzanalyse im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Juni 2013.

desrat am 5. Juli 2013 beschlossenen Änderung der Stromnetzentgeltverordnung ist die Befreiung nun durch eine nach dem Gesamtverbrauch gestaffelte erhebliche Reduzierung des Netzentgeltes gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 und 3 StromNEV ersetzt worden.

13. Vor dem Hintergrund der laufenden Debatte um die Kosten der Energiewende ist zunächst darauf hinzuweisen, dass beide Ausnahmeregelungen keine unmittelbare Wirkung auf die effiziente Ausgestaltung der Energiewende und die Höhe der mit ihr verbundenen Kosten entfalten. Sie induzieren vielmehr eine reine Verteilungswirkung, da die begünstigten Unternehmen bzw. Verbraucher in geringerem Umfang an der Finanzierung von Netzen und der EEG-Förderung beteiligt sind, als es ihrem Anteil am Stromverbrauch entsprechen würde. Grundsätzlich sind daher politische Forderungen infrage zu stellen, die suggerieren, dass sich eine Begrenzung der Kosten der Energiewende durch eine Anpassung der Ausnahmeregelungen realisieren lassen („Strompreisbremse“⁵).

14. Gleichwohl sind die Ausnahmen im Hinblick auf ihre sachliche Rechtfertigung und die von ihnen ausgehenden Wettbewerbswirkungen zu hinterfragen. Die Rabatte auf die EEG-Umlage werden in § 40 EEG damit begründet, dass sie die internationale bzw. intermodale Wettbewerbsfähigkeit der begünstigten Unternehmen erhalten sollen.⁶ So war stets absehbar, dass die Förderung erneuerbarer Energien mit Kosten verbunden ist, welche (im Falle des Rabatts für das produzierende Gewerbe) die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen gegenüber solchen Unternehmen herabsetzen kann, die keine oder geringe Beträge für den Umbau ihrer Stromerzeugung investieren. Ob die internationale Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens durch die EEG-Umlage bedroht ist, wird dabei grob an verschiedene Kriterien geknüpft, die das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle kontrolliert. Insbesondere sind die folgenden Aspekte relevant:

- Das Unternehmen muss dem produzierenden Gewerbe angehören (§ 41 Abs. 1 Ziff. 1 lit. b EEG). Hierbei wird insbesondere auf die Abschnitte B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen.
- Der Selbstverbrauch an der Abnahmestelle muss mindestens 1 GWh betragen (§ 41 Abs. 1 Ziff. 1 lit. a EEG). Das begünstigte Unternehmen muss also eine gewisse Größe aufweisen.
- Das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung muss mindestens 14 % betragen (§ 41 Abs. 1 Ziff. 1 lit. b EEG). Damit wird eine erhebliche Auswirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens durch die Energiewende unterstellt.

15. Tatsächlich ist grundsätzlich ökonomisch richtig, dass es durch die nationale Förderung erneuerbarer Energien zu einer internationalen Wettbewerbsverzerrung kommen kann, da die belasteten Unternehmen vergleichsweise höhere Kosten einpreisen müssen. Auch andere Länder der Europäischen Union (EU) sehen daher vergleichbare Ausnah-

⁵ Vgl. Abschnitt 3.3.4.1.

⁶ In seiner heutigen Form wurde der Rabatt zwar erst mit einer Änderung des EEG im Jahr 2011 eingeführt, allerdings existierte bereits vorher eine vergleichbare Regelung. Die Änderung ist darauf zurückzuführen, dass bis 2010 die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien nicht durch die EEG-Umlage, sondern durch eine Wälzung der produzierten Energiemengen auf die Verbraucher umgelegt wurden. Dementsprechend setzte der Rabatt früher an den zu wälzenden Mengen an.

men bei den Förderkosten für stromintensive Unternehmen vor.⁷ Da bei grober Segmentierung der Branchen anzunehmen ist, dass (aufgrund der Produktion handelbarer Güter und des hohen Stromkostenanteils) insbesondere das stromintensiv produzierende Gewerbe durch die EEG-Umlage in seiner internationalen Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt wird, sind die Anspruchsvoraussetzungen im Grundsatz nachvollziehbar. Allerdings sollten die Wirkungen der Ausnahmeregelungen empirisch überprüft werden.⁸ Des Weiteren erscheint vor allem die Rabattstaffelung hinsichtlich ihrer wettbewerbsneutralen Ausgestaltung prüfenswert.

16. Die Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten werden hingegen anderweitig begründet. Sowohl die Rabattierung bei atypischer Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (also zu anderen Zeiten als bei typischer Höchstlast) als auch die Reduzierung des Entgeltes für stromintensive Unternehmen gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 und 3 StromNEV zielen zumindest ursprünglich auf die Kosten-Nutzen-Wirkung eines bestimmten Verbrauchsprofils ab. Insbesondere die Ausnahme für stromintensive Unternehmen ist jedoch mehrmals verändert worden. Bis zu einer Neuregelung im Jahr 2011, die eine vollständige Befreiung stromintensiver Unternehmen von den Netzentgelten vorsah, führten beide Ausnahmeregelungen gleichermaßen zu einer Rabattierung des Netzentgeltes, wobei sich die Höhe des Rabatts jeweils an der positiven Netzwirkung orientieren musste. Für die Rabattierung bei hohen Verbrauchswerten regelte dazu § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV a.F. (2006), dass das individuelle Netzentgelt für stromintensive Unternehmen, „den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten dieser und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen widerzuspiegeln“ hat.

Im Jahr 2011 war die Vorschrift zur Rabattierung stromintensiver Unternehmen durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften⁹ entfallen und durch eine pauschale Befreiung von den Netzentgelten ersetzt worden. Diese Änderung war im Regierungsentwurf des Gesetzes noch nicht enthalten und hat erst auf Initiative des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie im letzten Moment Eingang in das Gesetz gefunden. Im Bericht des Ausschusses wird die Änderung kurz mit der netzstabilisierenden Wirkung hoher Bandlast begründet.¹⁰

Fünf regionale und überregionale Netzbetreiber hatten daraufhin die Netzentgeltbefreiung für stromintensive Unternehmen angegriffen. Am 6. März 2013 ist die Befreiung der größten Stromkunden von den Netzentgelten gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV vom Oberlandesgericht Düsseldorf für nichtig erklärt worden.¹¹ Eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten sei nach Auffassung des Gerichtes aus Gleichheitsgrün-

7 Im schwedischen Fördersystem beispielsweise werden stromintensive Unternehmen von einer Quotenpflicht befreit; vgl. Tz. 261.

8 Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle könnte z.B. prüfen, ob tatsächlich vor allem Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, die Vergünstigungen wahrnehmen und ob dadurch Verzerrungen des nationalen Wettbewerbs verursacht werden. Dazu könnte das Amt ein entsprechendes Gutachten in Auftrag geben, in welchem die eingegangenen Anträge empirisch ausgewertet werden.

9 Vgl. Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26. Juni 2011, BGBl. I S. 1554.

10 Vgl. Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie (9. Ausschuss), BT-Drs. 17/6365 vom 29. Juni 2011, S. 34.

11 Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 6. März 2013, VI-3 Kart 14/12, VI-3 Kart 65/12, VI-3 Kart 49/12, VI-3 Kart 43/12, VI-3 Kart 57/12.

den nicht zulässig. Durch eine Verordnung könne lediglich die Berechnungsmethode und damit die Höhe der Gebühr festgelegt werden. Eine vollständige Befreiung sei dagegen nicht möglich. Auch aus europarechtlicher Sicht sei eine nicht diskriminierende und kostenbezogene Regelung der Netzentgelte geboten. Am gleichen Tag war zudem vonseiten der Europäischen Kommission ein Beihilfeverfahren gegen Deutschland wegen der Befreiung großer Stromverbraucher von den Netzentgelten eingeleitet worden. Daraufhin hat die Bundesregierung eine Änderung der Netzentgeltverordnung vorgelegt, durch die eine gestaffelte Rabattierung der Netzentgeltzahlungen eingeführt werden soll. Am 5. Juli 2013 wurde die Änderung vom Bundesrat beschlossen.¹²

17. Im Hinblick auf die pauschale Befreiung stromintensiver Unternehmen von den Netzentgelten schließt sich die Monopolkommission der kritischen Haltung des Oberlandesgerichtes Düsseldorf an. Die Ausnahmeregelung erweckte zudem den Anschein, dass es dem Gesetzgeber hier weniger um die Berücksichtigung einer möglicherweise netzstabilisierenden Wirkung großer Stromverbraucher ging als um eine allgemeine Entlastung stromintensiver Unternehmen. Die Neuregelung des § 19 Abs. 2 StromNEV wäre damit auf eine vergleichbare Intention zurückzuführen wie die Rabattierung der EEG-Umlage. Derartige Ausnahmeregelungen sind jedoch wettbewerbspolitisch und beihilferechtlich genau zu prüfen. Insofern bleibt auch bei der nun erfolgten Neuregelung abzuwarten, ob diese beihilferechtskonform ausgestaltet wurde.

18. Die Monopolkommission bedauert, dass die Debatte um die diskutierten Ausnahmeregelungen im Moment oftmals dazu genutzt wird, den Gedanken einer Senkung der Kosten der Energiewende durch die Frage der Verteilung dieser Kosten zu überlagern. Zwar scheint eine sachliche Überprüfung einzelner Ausnahmeregelungen durchaus erforderlich. Gleichwohl sollten diese Anpassungen jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass die durch die Verwirklichung der Energiewende entstehenden Kosten vornehmlich die deutschen Verbraucher zu tragen haben und dass die derzeit spürbaren Kostensteigerungen auch auf Effizienzdefizite zurückzuführen sind. Die Aufmerksamkeit politischer Bemühungen sollte daher vielmehr auf einer effizienten, wettbewerblichen und somit kostengünstigen Umsetzung der energiepolitischen Ziele liegen. Dazu unterbreitet die Monopolkommission in diesem Sondergutachten umfassend Vorschläge.

1.3 Zur Außenhandelsproblematik um chinesische Solarmodule

19. Die Europäische Kommission und China haben Ende Juli eine Verhandlungslösung bei der Kontroverse um die Einfuhr chinesischer Solarmodule in die EU erzielt.¹³ Die Einigung sieht vor, dass chinesische Exportunternehmen entweder eine Preisverpflichtung eingehen oder weiterhin den seit Anfang Juni dieses Jahres geltenden Antidumping-Zoll tragen. Sofern sich die Unternehmen für die Preisverpflichtung entscheiden, würden sie zugleich einen Mindestpreis akzeptieren, zu dem die aus China importierten Solarmodule auf dem europäischen Binnenmarkt mindestens angeboten werden müssten. Zudem würde für diese Unternehmen gelten, dass die Gesamtleistung der von ihnen importierten Solarmodule eine jährliche Obergrenze nicht überschreiten darf.¹⁴ Mit Ein-

¹² Vgl. Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, 2013, zum Redaktionsschluss noch nicht verkündet.

¹³ Vgl. EU-Kommission, MEMO/13/729, Brüssel, 27. Juli 2013.

¹⁴ Die Höhe des Mindestpreises soll bei 56 Cent pro Wattleistung je Produkt liegen, die maximal jährlich importierte Mengenleistung bei insgesamt 7 GW; vgl. Solarstreit: Europäische Union und China einigen sich, Handelsblatt online, 27. Juli 2013.

gehen der Preisverpflichtung würden deren Einfuhren im Gegenzug von dem parallel geltenden Antidumping-Zoll ausgenommen werden, andernfalls wären sie weiterhin zur Zahlung des Antidumping-Zolls verpflichtet.¹⁵

Die Europäische Kommission hatte bereits am 5. Juni 2013 vorläufige Antidumping-Zölle auf Solarmodule, Zellen und Wafer aus China eingeführt.¹⁶ Vorausgegangen war ein am 6. September 2012 beginnendes Prüfungsverfahren durch die Europäische Kommission, das auf Antrag von der federführend aus Deutschland geführten Interessenvertretung EU ProSun, welche mindestens 25 % aller europäischen Markthersteller von Photovoltaikmodulen aus kristallinem Silizium vereinigt, eingeleitet worden ist.

20. Den chinesischen Exportunternehmen wurde seitens der Europäischen Kommission und der Interessenvertretung EU ProSun vorgeworfen, dass sie ihre Solarmodule samt deren Hauptbestandteilen im Wert von ca. 21 Mrd. Euro im europäischen Binnenmarkt im Jahr 2011 zu sog. Dumpingpreisen angeboten hätten. Mithilfe des chinesischen Staates sollen demnach Preise im europäischen Binnenmarkt in Höhe von durchschnittlich ca. 88 % unterhalb der bei normalem Handelsverkehr in China offerierten Preise verlangt und damit eine bedeutende Schädigung der hiesigen Solarindustrie hervorgerufen worden sein. Damit hätten die chinesischen Unternehmen gegen handelsrechtliche Vorschriften der Europäischen Union und der Welthandelsorganisation (WTO) verstoßen.¹⁷ Als Begründung für die Schädigung wurden die gestiegenen Einfuhrmengen sowie der gestiegene Marktanteil chinesischer Unternehmen zulasten der europäischen Hersteller angeführt. Um eine ausreichende Marktversorgung mit Solarmodulen sowie eine stetige Marktanpassung zu gewährleisten, entschloss sich die Europäische Kommission, den Antidumping-Zoll in zwei Schritten einzuführen. Danach hätte für alle chinesischen Exportunternehmen von Solarprodukten – nunmehr nur noch für diejenigen Unternehmen relevant, welche sich der Preisverpflichtung entziehen – bis zum 6. August 2013 ein Zollniveau in Höhe von 11,8 %, anschließend bis maximal zum 5. Dezember 2013 ein Zollniveau in Höhe von durchschnittlich 47,6 % gegolten. Die EU muss – trotz der erzielten Verhandlungslösung – bis zu diesem Zeitpunkt spätestens entschieden haben, ob der Antidumping-Zoll für fünf Folgejahre erhoben werden soll.

21. Um das wettbewerbspolitische Problem hinter der Entscheidung näher zu beleuchten, sind die kontemporären Marktentwicklungen von besonderem Interesse. Den Ausgangspunkt für eine ökonomische Analyse dürfte sowohl der europäische als auch der globale Markt für Photovoltaik darstellen, die beide seit dem Jahr 2000 einem rapiden Wachstum unterliegen. So stieg die Kapazität installierter Systeme für Photovoltaik¹⁸

15 Die Europäische Kommission schätzt, dass sich bis zu ca. 70 % aller exportierenden chinesischen Solarunternehmen für eine Preisverpflichtung entscheiden werden; vgl. EU-Kommission, MEMO/13/730, 29. Juli 2013.

16 Vgl. EU-Kommission, EU führt vorläufige Antidumping-Zölle auf Solarpaneele aus China ein, Pressemitteilung IP/13/501, 4. Juni 2013. Zur Produktion eines Solarmoduls werden aus Solarwafern Zellen hergestellt, die wiederum zu Modulen zusammengefügt werden.

17 Vgl. Art. 1 Abs. 2 i.V.m. Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 1225/2009 des Rates vom 30. November 2009 über den Schutz gegen gedumpte Einfuhren aus nicht zur Europäischen Gemeinschaft gehörenden Ländern, Abl. EU Nr. L 343 vom 22. Dezember 2009, S. 51, sowie Art. VI Abs. 1 des Allgemeinen Zoll- und Handelsabkommens 1994 (GATT). Zum generellen Verfahrensablauf in der EU vgl. http://trade.ec.europa.eu/doclib/docs/2013/april/tradoc_151020.pdf.

18 Ein System für Photovoltaik besteht grundsätzlich aus Modulen, Solarwechselrichtern und zentralen Komponenten; vgl. European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector – On the road to competitiveness, September 2011, S. 10.

insgesamt weltweit zwischen 2000 und 2012 von ca. 1.400 GW auf ca. 102.000 GW, wobei sich die enorme Expansion überwiegend ab 2008 mit installierten Gesamtkapazitäten von ca. 16.000 GW vollzog. Vornehmlich bestimmt wurde diese Entwicklung durch den europäischen Markt, dessen installierte Gesamtkapazitäten zwischen 2000 und 2012 von ca. 130 GW auf nunmehr ca. 70.000 GW anstiegen und der folglich den größten Kontinentalmarkt für Photovoltaik repräsentiert. Davon entfallen wiederum installierte Gesamtkapazitäten in 2012 von ca. 32.000 GW auf den deutschen Markt, womit Deutschland den größten länderbezogenen Regionalmarkt in der Welt darstellt.¹⁹ Die Nachfrage nach Photovoltaiksystemen ist demnach in Europa und innerhalb Europas in Deutschland am größten, gefolgt von China, den USA und Japan. Für den deutschen Markt ist eine zentrale Ursache hierfür das im Jahr 2000 in Deutschland eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz. Neben einer vorrangigen Einspeisung samt Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien sowie einer garantierten Einspeisevergütung gibt es für die Betreiber von Solaraanlagen überdies Unterstützung in Form finanzieller Förderprogramme sowie Steuervergünstigungen. All diese Instrumente haben dazu geführt, die Nachfrage nach Solartechnologie zumindest in Deutschland in erheblichem Maße zu steigern.

22. Anders stellt sich die Situation auf der Herstellerseite dar. Das globale Angebot von Photovoltaiksystemen wird derzeit überwiegend von chinesischen respektive taiwanesischen Herstellern bereitgestellt und größtenteils in andere, vor allem europäische Länder exportiert. Zwar stieg die jährliche Produktion europäischer Hersteller in den letzten zehn Jahren absolut, jedoch verlor sie in Relation zur Gesamtproduktion sukzessiv an Boden und halbierte sich im Zeitraum von 2007 bis 2012 auf einen globalen Marktanteil von ca. 13 % sowie auf einen europäischen Marktanteil von ca. 24 %.²⁰ Die deutschen Hersteller waren offensichtlich trotz der staatlichen Förderung durch das EEG und weiterer Instrumentarien sowie ihres technologischen Know-hows der Lage, ihre Marktanteile beizubehalten oder gar auszubauen. Ihr Marktanteil am heimischen Markt reduzierte sich innerhalb von drei Jahren von ca. 60 % auf ca. 15 %.²¹

23. Eine gänzlich diametrale Entwicklung nahm hingegen China. Seit 2003 ist China Nettoexporteur von Solarsystemen und steigerte ungeachtet des anfänglichen technologischen Rückstandes gegenüber europäischen Herstellern seine Produktion in kürzester Zeit, was in einer derzeitigen marktdominierenden Stellung seiner Unternehmen mit einem Anteil von ca. 70 % am Weltmarkt, einem Anteil am europäischen Markt von über 80 % sowie einem Anteil am deutschen Markt von ca. 60 % mündete.²²

24. Da mit einem stetig steigenden Angebot, *ceteris paribus*, Preissenkungen einhergehen, sind die Preise für Photovoltaiksysteme global wie regional in den letzten Dekaden

¹⁹ Auch bei den neu angeschlossenen Kapazitäten in 2012 nahm Deutschland den Spitzenplatz ein. So betragen die Neukapazitäten für Deutschland ca. 7,6 GW, für China ca. 5 GW, für Italien ca. 3,4 GW, für die USA ca. 3,3 GW und für Japan ca. 2 GW; vgl. EPIA, Global Market Outlook: For Photovoltaics 2013-2017, Mai 2013, S. 13 f.; International Energy Agency (IEA), Solar Energy Perspectives, Paris 2011, S. 47 f.

²⁰ Vgl. EPIA, Global Market Outlook: For Photovoltaics 2013-2017, a.a.O., S. 49.

²¹ Vgl. BMWi, Bericht zur Lage der deutschen Photovoltaikindustrie, April 2012; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Photovoltaics Report, Freiburg, 11. April 2013, S. 12.

²² Für den globalen Wert vgl. EPIA, Global Market Outlook: For Photovoltaics 2013-2017, a.a.O., S. 49; FAZ.net vom 16. Mai 2013, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/solarbranche-handelsstreit-zwischen-china-und-der-eu-spitzt-sich-zu-12184963.html>; für den deutschen Wert vgl. BMWi, Bericht zur Lage der deutschen Photovoltaikindustrie, a.a.O.

merklich gesunken. Orientiert am deutschen Markt, dem weiterhin wichtigsten regionalen Absatzmarkt weltweit, sind die Preise für Photovoltaiksysteme zwischen 1990 und 2012 um insgesamt ca. 89 % gesunken, wobei die Preissenkungen zwischen 2006 und 2013 ca. 67 % betragen.²³ Alle gegenwärtigen Prognosen gehen auch in den nächsten Jahren von weiteren Preissenkungen auf ähnlichem Niveau aus.

25. Im Hinblick auf den Vorwurf, China habe sein Wachstum durch Dumpingpreise wettbewerbschädlich angetrieben, ist zu prüfen, wodurch die vergleichsweise größeren Angebotssteigerungen chinesischer Hersteller maßgeblich ausgelöst worden sein können. Dabei spricht eine Vielzahl von Indizien durchaus dafür, dass insbesondere die durch den globalen Wettbewerb generierten Kostenvorteile via Preissenkungen an die Endabnehmer weitergegeben worden sind.

26. So dürfte ein offensichtlicher Kostenvorteil chinesischer Solarproduktion in den vergleichsweise deutlich geringeren Arbeitskosten liegen. Auch wenn China seit Jahren ein überdurchschnittlich hohes Wertschöpfungswachstum aufweist (relative Größe), liegen die Lohnstückkosten (absolute Größe) weiterhin deutlich unter dem Niveau derjenigen in Europa. Demzufolge konnten die chinesischen Unternehmen im Vergleich zu ihren europäischen Wettbewerbern bisher zu niedrigeren Personalkosten produzieren, woraus sich vor allem bei arbeitsintensiver Produktion ein erheblicher Kostenvorteil ergibt.

27. Gerade vor dem Hintergrund, dass die Produktion von Solarmodulen nicht besonders arbeitsintensiv ist, dafür aber umso mehr technologisches Know-how erfordert, erscheint ein zweiter Kostenvorteil bedeutsam. So ist davon auszugehen, dass eine überdurchschnittlich hohe Produktionseffizienz tendenziell mit einer überdurchschnittlich hohen Produktionsmenge einhergeht. Aus der relativen Entwicklung der Produktionsmenge und den Preisen ist die sog. Lernkurve ermittelbar, die indirekt die durch den gesteigerten Produktionsprozess erlangten Erfahrungswerte bzw. Skaleneffekte und die damit unmittelbar verbundene Produktionseffizienz misst. Die Produktionseffizienz wird durch die niedrigeren Preise reflektiert, welche die gesunkenen Produktionskosten inkludieren und die in der Folge an die Endabnehmer aufgrund wettbewerbsökonomischen Kalküls weitergegeben werden (sollten). So sind bei Photovoltaikmodulen, welche ca. 45 bis 60 % der Gesamtkosten eines Photovoltaiksystems ausmachen und den Hauptkostenfaktor darstellen²⁴, in Langzeitstudien durchschnittliche Preissenkungen und damit Kosteneinsparungen in Höhe von durchschnittlich ca. 20 % je Verdoppelung der Produktionsmenge gemessen worden.²⁵ Demnach dürften in der jüngsten Vergangenheit besonders die Unternehmen Kostensenkungspotenziale und – damit eng verknüpft – Preissenkungspotenziale generiert haben, die überdurchschnittlich viel produzierten: im konkreten Fall die chinesischen Solarunternehmen.

28. Eine Ursache, warum chinesische Hersteller ihre Produktion gegenüber europäischen und speziell gegenüber deutschen Herstellern entsprechend steigern und damit die

23 Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Photovoltaics Report, a.a.O., S. 12; Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Berlin, Februar 2013, S. 4.

24 Vgl. EPIA, Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector – On the road to competitiveness, a.a.O., S. 10.

25 Vgl. Hearps, P./McConnell, D., Renewable Energy Technology Cost Review, Melbourne Energy Institute, Melbourne, März 2011, S. 15 f.; EPIA, Set for 2020 – Solar Photovoltaic Electricity: A main-stream power source in Europe by 2020, Executive summary, S. 5.

genannten Skaleneffekte generieren konnten, könnte in der technologischen Spezialisierung liegen. Während sich chinesische Unternehmen z.B. vornehmlich auf Technologien mit monokristallinem Silizium spezialisiert haben, fokussierten sich europäische Unternehmen überwiegend auf Technologien mit polykristallinem Silizium²⁶, die im Vergleich zu monokristallinem Silizium zwar zunächst mit geringerem Aufwand zu betreiben sind, aber auch eine geringere Effizienz versprechen.²⁷ Eine weitere Ursache könnte die Adaption bereits erzeugter Technologien via Wissensdiffusion und Joint Ventures mit bereits im Markt aktiven Unternehmen sein. Des Weiteren dürfte die Investitionsintensität in Forschung und Entwicklung zur Erzeugung von Produktinnovationen ebenso relevant sein. So ist für die vergangenen Jahre zu konstatieren, dass die durchschnittliche Investitionstätigkeit deutscher Solarunternehmen in Forschung und Entwicklung z.B. in 2008 mit ca. 2 % am generierten Umsatz und einem Volumen von ca. 163 Mio. Euro deutlich geringer ausfiel als in vielen anderen forschungsintensiven Industriezweigen.²⁸

29. Dass öffentliche Fördermaßnahmen zur Teilfinanzierung kostenintensiver Forschungstätigkeiten, insbesondere hinsichtlich der gewöhnlich anfallenden überdurchschnittlich hohen Fixkostenkomponenten, sowohl in Europa als auch in China gleichermaßen bis dato gewährt werden, konterkariert den Vorwurf einseitiger wettbewerbsschädigender Staatseingriffe Chinas. So gewährte z.B. die Europäische Kommission seit 2002 Fördergelder für Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen im Bereich der Photovoltaik in Höhe von ca. 100 Mio. Euro.²⁹ In Deutschland wird die unmittelbare öffentliche Forschungsförderung für Photovoltaik seitens des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Höhe von ca. 39 Mio. Euro in 2011 sowie seitens des Bundesministeriums für Bildung und Forschung in Höhe von ca. 18 Mio. Euro in 2011 gewährt; beide Ministerien unterstützen zudem seit 2010 hiesige Solarunternehmen im Rahmen einer Verbundforschung mit ca. 150 Mio. Euro.³⁰ Des Weiteren steht insbesondere hiesigen Solarunternehmen die Inanspruchnahme weiterer Förderungsinstrumentarien, wie z.B. öffentlich subventionierter, zinsgünstiger Darlehen sowie Bürgschaften, zur Verfügung. Eine ähnliche Vielfalt an Förderungsinstrumentarien ist ebenso in China vorzufinden.³¹

30. Für eine umfassende Evaluation der Einführung eines Antidumping-Zolls respektive eines Mindestpreises in Verbindung mit einer Einfuhrbeschränkung bedarf es zunächst einer grundsätzlichen Beschreibung der von Dumpingpreisen potenziell induzierten Markteffekte.³² In dem konkreten Fall würde Dumping bedeuten, dass die in China pro-

26 Vgl. EPIA, Global Market Outlook: For Photovoltaics 2013-2017, a.a.O., S. 50.

27 Vgl. U.S. Department of Energy, SunShot Vision Study, February 2012, Kapitel 4, S. 71; IEA, Solar Energy Perspectives, a.a.O., S. 114.

28 Vgl. BMWi, Bericht zur Lage der deutschen Photovoltaikindustrie, a.a.O.; Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V., Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, Bad Honnef, Juni 2010, S. 103 f.; Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), August 2010, S. 3, http://www.q-cells.com/uploads/tx_abdownloads/files/17_RESEARCH_AND_DEVELOPMENT_Paper_02.pdf.

29 Vgl. http://ec.europa.eu/research/energy/eu/index_en.cfm?pg=research-photovoltaics-support.

30 Vgl. Wissing, L., International Energy Agency Co-operative Programme on Photovoltaic Power Systems, National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2011 (im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), Jülich, Juli 2012, S. 15 f.; Innovationsallianz Photovoltaik, Bundesregierung fördert innovative Photovoltaik-Forschung, Pressemitteilung vom 23. Mai 2013.

31 Vgl. Grau, T./Huo, M./Neuhoff, K., Survey of photovoltaic industry and policy in Germany and China, Energy Policy 51, 2012, S. 20-37.

32 Dumping im Sinne des internationalen Handelsrechts setzt grundsätzlich voraus, dass die Exportpreise

duzierten und in den europäischen Binnenmarkt exportierten Solarsysteme zu Verkaufspreisen angeboten wurden, die unter dem Preisniveau lagen, das bei Verkäufen gleichartiger Solarmodule an unabhängige Nachfrager bei normalem Handelsverkehr in China zu erwarten gewesen wäre. Dumpingpreise entspringen in aller Regel nicht rationalen betriebswirtschaftlichen Kalkülen, vor allem langfristig nicht und sofern eine finanzielle Unterstützung durch einen Dritten nicht gegeben ist. Entsprechen die in China bei normalem Handelsverkehr und funktionierendem Wettbewerb angesetzten Verkaufspreise (nach Abzug einer marktüblichen Marge) den Herstellungsstückkosten respektive Einstandspreisen, würden – Dumping vorausgesetzt – die im europäischen Binnenmarkt angesetzten Verkaufspreise niedriger sein als im chinesischen Heimatmarkt (und gegebenenfalls tendenziell niedriger als die Herstellungskosten respektive Einstandspreise). Kurzfristig würden somit Verluste generiert werden, was langfristig zur Insolvenz der Unternehmen führen könnte. Aus wettbewerbsökonomischem Kalkül hingegen könnte jedoch eine temporäre Preissenkung unterhalb des marktüblichen Preisniveaus für Unternehmen je nach Finanzkraft, Marktstellung und -kenntnis durchaus rational begründbar sein.³³ Sofern die Produkte aus Sicht der Konsumenten bis zu einem gewissen Grad substituierbar sind und sich die Produktionsprozesse bzw. Kostenstrukturen aller Unternehmen auf dem Markt ähneln, könnten finanzkräftige Unternehmen kurzfristig gewillt sein, Verluste in Kauf zu nehmen, um die Konsumenten der vergleichsweise weniger finanzkräftigen Wettbewerber durch Preisunterbietungen sukzessive an sich zu ziehen und die eigene Marktmacht langfristig auszubauen.

31. Diese Überlegungen führen direkt zu einer außenhandelstheoretischen Betrachtung des Problems, welche die ökonomischen Effekte eines Antidumping-Zolls respektive eines Mindestpreises³⁴ in Verbindung mit einer Einfuhrbeschränkung verdeutlichen sollen.³⁵ So müssen die chinesischen Unternehmen ihre Solartechnologie nunmehr zu ei-

niedriger sind als die Handelspreise im Produktionsland; vgl. Art. 1 Abs. 2 i.V.m. 2 Art. Abs. 1 VO 1225/2009, der insoweit weitgehend dem Art. 2.1 f. des Übereinkommens zur Durchführung des Artikels VI des Allgemeinen Zoll- und Handelsabkommens 1994 (GATT) entspricht. Soweit jedoch ein direkter Vergleich, auch mit Exportpreisen in ein Drittland, nicht möglich ist, liegt Dumping vor, wenn die Exportpreise nicht sämtliche Kosten einschließlich des üblichen Gewinns decken; vgl. Art. 2 Abs. 3 Unterabs. 1 VO 1225/2009. Im letzteren Fall ist also der außenhandelsrechtliche Dumpingbegriff weiter gefasst als der – untechnische – Begriff des kartellrechtlichen Dumpings (Kampfpreisunterbietung bzw. Behinderungsmissbrauch durch missbräuchlich niedrige Preise oder „predatory pricing“), der bei kostendeckenden Preisen (ohne Gewinn) eine planmäßige Verdrängungsabsicht voraussetzt; vgl. § 19 Abs. 1 GWB und Art. 102 AEUV. Dazu EuGH, Urteil vom 3. Juli 1991, C-62/86 „AKZO“, Tz. 71 ff., sowie Urteil vom 27. März 2012, C-209/10 P „Post Danmark“, Tz. 25 ff. Verwandt mit dem außenhandelsrechtlichen Dumpingbegriff ist insoweit auch das Verbot von Untereinstandskostenpreisen nach § 20 Abs. 3 S. 1, 2 Nr. 2 GWB.

33 Vgl. Haucap, J./Kruse, J., Verdrängungspreise auf Telekommunikationsmärkten? Perspektiven der Wirtschaftspolitik 5(3), 2004, S. 337-361.

34 Da bei Dumping die Unternehmen versuchen, durch Preisunterbietungen zusätzliche Marktanteile zu gewinnen, dürfte ein Mindestpreis, der gewöhnlich über dem Preisniveau bei Dumping angesetzt wird, für diese Unternehmen eher eine Preisober- denn eine Preisuntergrenze darstellen.

35 Aus handelstheoretischer Sicht sind durch einen Mindestpreis in Verbindung mit einer Einfuhrbeschränkung (sog. Einfuhrkontingente) ähnliche unmittelbar ablaufende Markteffekte zu erwarten wie durch einen Antidumping-Zoll. Dies würde insbesondere zutreffen, wenn die Höhe des Importpreises einschließlich Zoll mit der des Mindestpreises sowie die Höhe der Einfuhrbeschränkung mit der importierten Menge unter dem Zollregime übereinstimmen. Andernfalls werden Unterschiede zwischen den zwei Regimen von der konkreten Ausgestaltung der Verhandlungslösung und den Marktgegebenheiten bedingt; vgl. z.B. Krugman, P./Obstfeld, M./Melitz, M., International Economics: Theory and Policy, 9. Aufl., Boston 2011, Kapitel 9.

nem höheren Preis und einer niedrigeren Einfuhrmenge in der EU anbieten. Hiesige Endabnehmer werden sich daraufhin verstärkt der Solartechnologie der durch die Preissteigerung chinesischer Solaranlagen vergleichsweise günstiger gewordenen europäischen Hersteller zuwenden. Kurzfristig profitieren werden vorwiegend die europäischen Solarhersteller, welche sich einer größeren Nachfrage gegenübersehen und darauf mit einer sich an dem verzerrten Preisanstieg orientierenden Produktionsexpansion samt Personalneueinstellungen reagieren dürften. Europäische Endabnehmer würden aufgrund des geringeren Angebotes an Solarmodulen samt Zubehör sowie aufgrund der Preissteigerung in erheblichem Maße geschädigt werden ebenso wie die chinesischen Exporteure³⁶, deren Anzahl sowie Erträge zurückgehen würden. Die Einschränkung des Angebotes an Solaranlagen dürfte den durchschnittlichen Marktpreis im europäischen Binnenmarkt insgesamt ansteigen lassen; die Preissteigerung bei den chinesischen Exporteuren, die sich nicht an die Mindestpreisverpflichtung halten, wird jedoch sehr wahrscheinlich niedriger ausfallen als die Höhe des Zollniveaus. Wie hingegen der Beschäftigungseffekt per saldo für Europa ausfallen wird, ist bis dato noch unklar;³⁷ ebenfalls bleibt ungewiss, wie die bisher und die womöglich zukünftig erzielten Zolleinnahmen der Europäischen Kommission verwendet werden. Auf die importierten Solarmodule, die der Preisverpflichtung unterliegen, entfallen – nach der gegenwärtigen ausgearbeiteten Verhandlungslösung – zukünftig etwaige Zollabgaben. In der Folge wird die EU Einnahmen ausschließlich durch die zu verzollenden Importe generieren können; die entfallenden Zollabgaben stellen dabei implizit eine Transferleistung von der EU nach China dar, da sie vonseiten der chinesischen Exportunternehmen bei Eingehen und Einhaltung der Preisverpflichtung nicht mehr abzuführen sind.

Dass der Wettbewerb um Produktinnovationen, besonders in einer so jungen Branche wie der Photovoltaik, durch einen temporären Zoll respektive Mindestpreis eher gefördert denn gehemmt wird, ist äußerst zweifelhaft, schließlich hatte die hiesige Branche binnen weniger Jahre ihren technologischen Vorteil nahezu verloren.³⁸ In der Summe muss zumindest kurzfristig mit einem geringeren Handelsvolumen für Solaranlagen wie eventuell auch für andere durch den Handelsstreit tangierten Wirtschaftsgüter zwischen der EU und China gerechnet werden. Gleichwohl soll an dieser Stelle nicht unerwähnt bleiben, dass die EU die eigene Außenhandelsposition zulasten Chinas ausschließlich mittels eines einheitlich geltenden Antidumping-Zolls durchaus hätte verbessern und damit sogar die vorher dargelegten volkswirtschaftlichen binneneuropäischen Verwerfungen hätte kompensieren können. Aufgrund der Marktstellung Europas im Welthandel für Photovoltaikanlagen wäre ein Rückgang der weltweiten Gesamtnachfrage inhärent zu dem der Importnachfrage, wodurch der durchschnittliche Weltmarktpreis de facto sinken

36 Vgl. Lu, Y./Tao, Z./Zhang, Y., How Exporters Respond to Antidumping Investigations, März 2013, <http://www.fas.nus.edu.sg/ecs/events/seminar/seminar-papers/20Mar13.pdf>.

37 Zu negativen Effekten vgl. Prognos AG, Management Summary: The Impact of Anti-Dumping and /or Countervailing Measures on Imports of Solar Modules, Cells and Wafers from China on EU Employment and Value Added (im Auftrag der Allianz für Bezahlbare Sonnenenergie e.V. (AFASE)), Basel/Berlin, 11. Februar 2013. Zu positiven Effekten vgl. EU-Kommission, MEMO/13/498, 4. Juni 2013, S. 5; PWC, Review of Prognos' Study published in the course of the EU antidumping and anti-subsidy investigations on imports of photovoltaic products from China (im Auftrag von EU ProSun), 2013.

38 Vgl. Konings, J./Vandenbussche, H., Heterogeneous Responses of Firms to Trade Protection, *Journal of International Economics* 76(2), 2008, S. 371-383. Der Gedanke, dass Protektionismus unter Umständen einen Aufholprozess in Gang setzen kann, geht auf den klassischen List'schen Erziehungszoll zurück; vgl. Maennig, W., *Aussenwirtschaft: Theorie und Politik*, 2. Aufl., München 2013, S. 167 ff.

würde. Ein geringerer Weltmarktpreis wiederum würde den Anreiz für chinesische Exporteure mindern, Photovoltaikanlagen außerhalb Chinas anbieten zu wollen, wodurch die innerhalb Chinas gehandelte bzw. nachgefragte Menge ansteigen dürfte. Damit ergäben sich Preissenkungen auf dem chinesischen Markt, welche ungefähr der Höhe des Zollniveaus entsprechen müssten, damit chinesische Unternehmen bei Exporten in die EU wirtschaftlich nicht schlechter gestellt werden als vor der Einführung eines Antidumping-Zolls. Die Folge wäre ein aus Sicht der EU besseres internationales Tauschverhältnis von importierten zu exportierten Gütern gewesen, den sog. Terms of Trade. Die durch die EU erzielten Zolleinnahmen hätten in diesem Fall unter gegebenen Umständen die negativen inländischen Zolleffekte kompensieren können. Die EU hätte sich folglich durch Beeinflussung des durchschnittlichen Weltmarktpreises eine günstigere Handelsposition für Photovoltaikanlagen zulasten Chinas verschaffen können. Letzteres ist aber theoretischer Natur und wäre, wenn überhaupt, nur von äußerst kurzer Verweildauer gewesen, da China bereits unmittelbar Gegenmaßnahmen angekündigt hatte, welche die potenziellen Kompensationsgewinne zunichtegemacht und in toto zu einem negativen Handelsergebnis für beide Seiten geführt hätte. Bei einem Mindestpreis und einer Einfuhrbeschränkung – wie gegenwärtig vereinbart – lassen sich hingegen keine Einnahmen generieren, weshalb die durch diese handelshemmenden Maßnahmen ausgelösten wohlfahrtsschädigenden Markteffekte finanziell nicht ausgeglichen werden können. Aus (wettbewerbs-)ökonomischen und volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten sind ein Antidumping-Zoll sowie ein Mindestpreis in Verbindung mit einer Einfuhrbeschränkung insoweit kritisch zu sehen.³⁹

32. Auch wenn die Europäische Kommission in ihren fortlaufenden Ermittlungen ein missbräuchliches Verhalten Chinas bei der Förderung der heimischen Exportunternehmen schlussendlich feststellen sollte, könnten Befürchtungen hinsichtlich einer zukünftig verstärkten Handelsabhängigkeit von China das eigentliche Motiv für die Erhebung des Antidumping-Zolls gewesen sein.⁴⁰ Dies ist umso bedeutender, da China bereits nach den USA Europas zweitwichtigster Handelspartner sowie bedeutendster Importeur in 2012 war.⁴¹ Gleichwohl war das Reaktionsverhalten Chinas gegenüber Europa antizipierbar, hatte China schließlich seinerseits mit der Eröffnung von Prüfungsverfahren unmittelbar folgend auf die Einleitung von Antidumping-Prüfungsverfahren auf Einfuhren von chinesischen Solaranlagen in die USA in 2011 reagiert.⁴² Seit Mai 2012 erhebt die USA Zölle zwischen 31 % und 250 % auf chinesische Importe von Solarmodulen, was wiederum mit neuen Prüfungsverfahren seitens Chinas beantwortet wurde.⁴³ Beachtet

39 Vgl. Breuss, F., WTO Dispute Settlement: An Economic Analysis of four EU-US Mini Trade Wars, *Journal of Industry, Competition and Trade* 4(4), 2004, S. 275-315.

40 Vgl. EU-Kommission, MEMO/13/498, 4. Juni 2013, S. 4: „Schließlich besteht, wenn keine Maßnahmen verhängt werden, die ernste Gefahr, dass die EU von Einfuhren aus China völlig abhängig wird ...“, sowie S. 5: „Folglich würde fehlender Wettbewerb auf dem EU-Markt rasch zu einer Abhängigkeit von den chinesischen Lieferungen und ihrer Warenqualität führen.“

41 Vgl. EU-Kommission, China: EU bilateral trade and trade with the world, 23. Mai 2013, http://trade.ec.europa.eu/doclib/docs/2006/september/tradoc_113366.pdf.

42 Vgl. Das Handelsministerium der Volksrepublik China, Das Handelsministerium überprüft die amerikanische Unterstützungspolitik und die Subventionsmaßnahmen für erneuerbare Energien, Pressemitteilung vom 29. November 2011. Vorausgegangen war die Einreichung eines Prüfungsantrags seitens der SolarWorld Industries America Inc. beim Handelsministerium der Vereinigten Staaten am 19. Oktober 2011.

43 Vgl. U.S. Department of Commerce, International Trade Administration, Fact sheet, Commerce finds dumping and subsidization of crystalline silicon photovoltaic cells, whether or not assembled into mo-

werden sollte in diesem Kontext außerdem das Potenzial einer Ausweitung des Konfliktes auf Beziehungen zu anderen Handelspartnern Europas samt entsprechenden Rückwirkungen.⁴⁴

33. Mit den Ausführungen zur gegenwärtigen Außenhandelsproblematik bei Importen von Solaranlagen zwischen der EU und China soll verdeutlicht werden, dass Markteinriffe, sei es durch die Einführung eines Zolls, eines Mindestpreises oder anderer Handelshemmnisse, einem unverfälschten und wirksamen Wettbewerb entgegenstehen, auch wenn sie nach geltendem Recht zulässig sind. Die Erfahrungen im In- und Ausland haben gezeigt, dass die verfolgten Ziele der Einführung von handelshemmenden Maßnahmen die ökonomischen und politischen Folgekosten in keiner Weise rechtfertigen. Anhand der hier vorgenommenen ökonomischen Analyse konnte die Monopolkommission Indizien für wettbewerbs- bzw. marktbasiertere Ursachen finden, welche die bisherigen Entwicklungen auf den relevanten Märkten der Photovoltaik erklären können.

Die Monopolkommission spricht sich daher gegen den Einfuhrzoll und gegen den Mindestpreis einschließlich einer Einfuhrbeschränkung auf Solaranlagen aus China aus. Die Monopolkommission begrüßt zwar tendenziell einvernehmliche Lösungen, können diese schließlich zukünftige ökonomische wie politische Verwerfungen vermeiden, gleichwohl beinhaltet der gefundene Kompromiss weiterhin Maßnahmen, die handelshemmende und damit wohlfahrtsschädigende Wirkungen entfalten können. Nach Auffassung der Monopolkommission werden durch den zum bereits geltenden Einfuhrzoll parallel geltenden Mindestpreis samt Einfuhrbeschränkung ebenfalls Wettbewerbsverzerrungen im Außenhandel ausgelöst. Die Monopolkommission begrüßt an dieser Stelle hingegen ausdrücklich die frühzeitige Positionierung der Bundesregierung gegen einen solchen Zoll sowie für institutionelle Rahmenbedingungen im Sinne eines unverfälschten und wirksamen Wettbewerbs.⁴⁵ Sie appelliert an die Bundesregierung, sich auch weiterhin für ein Mehr an Wettbewerb im internationalen Handelsverkehr einzusetzen, um ökonomischen Schaden von allen Beteiligten abzuwenden.

34. In Anbetracht der Diskussionen um die teilweise engen personellen Verflechtungen zwischen Politik und Wirtschaft wird am Beispiel der Zölle einmal mehr deutlich, welche Konsequenzen eine unmittelbare Einflussnahme von Unternehmensvertretern, wie z.B. im konkreten Fall von EU ProSun, auf die (wirtschafts-)politische Willensbildung und schlussendlich auf die Marktentwicklung haben kann. Die Monopolkommission macht vor diesem Hintergrund deutlich, dass das Protegieren der Photovoltaik gegenüber anderen Formen erneuerbarer Energien sämtlichen Wettbewerbszielen entgegensteht. Eine einseitige Förderung ist nicht nur äußerst kostenintensiv, sondern steht vor allem wohlfahrtsökonomischen Effizienzerwägungen entgegen. Die Förderung von Grundlagenforschung ist keinesfalls zu reduzieren, ganz im Gegenteil. Sie ist notwen-

duls from the People's Republic of China, http://ia.ita.doc.gov/download/factsheets/factsheet_pre-solar-cells-ad-cvd-finals-20121010.pdf; Das Handelsministerium der Volksrepublik China, Entscheidung über die Untersuchung gegen die Unterstützungsmaßnahmen und Subventionen der USA für die erneuerbare Energie, Pressemitteilung vom 28. Mai 2012.

44 Vgl. Brown, C.P./Crowley, M.A., Policy externalities: How US antidumping affects Japanese exports to the EU, *European Journal of Political Economy* 22(3), 2006, S. 696-714.

45 Vgl. BMWi, Rösler trifft chinesischen Ministerpräsidenten Li Keqiang, 27. Mai 2013, <http://www.bmw.de/DE/Themen/aussenwirtschaft,did=577910.html>, sowie Reuters Deutschland, Rösler warnt EU scharf vor Solar-Strafzöllen, 04. Juni 2013, <http://de.reuters.com/article/domesticNews/idDE-BEE95302H20130604>.

dig, da sie vor allem in forschungsintensiven Branchen zur Generierung von Produktinnovationen und damit einhergehend von wohlfahrtsfördernden Effizienzen beiträgt, die durch den Privatsektor zumindest in der kurzen Frist tendenziell nicht möglich wären. Sie ist jedoch weniger selektiv auf die Photovoltaik als vielmehr auf effizientere Formen der Energiegewinnung auszurichten. Die Bundesregierung sollte insbesondere die jüngste außenpolitische Entwicklung zum Anlass nehmen, den technologischen Wettbewerb unter erneuerbaren Energien prinzipiell zu fördern, indem Subventionsmechanismen durch wettbewerbliche Strukturen ersetzt werden. Die Monopolkommission hat hierzu in Abschnitt 3.3.3 verschiedene Möglichkeiten detailliert beleuchtet.

2. Marktanalyse Energieerzeugung und Großhandel

2.1 Aktueller Stand des europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas

35. Die Integration nationaler Märkte zu einem europäischen Binnenmarkt bietet im Energiesektor erheblichen volkswirtschaftlichen Nutzen. Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht begründet sich dies vor allem auf alloktionstheoretischen Vorteilen größerer Märkte und auf dynamischen Vorzügen der Schaffung und Ausweitung des Wettbewerbs bei Gas und Strom.

36. Zur Verwirklichung eines europäischen Energiebinnenmarktes hat die Europäische Union seit 1996 eine Reihe von Anstrengungen unternommen und insbesondere durch drei Legislativpakete auf die Harmonisierung und Liberalisierung der europäischen Märkte für Strom und Gas hingewirkt. Das letzte, 2009 verabschiedete dritte Richtlinienpaket sollte ursprünglich bis zum 3. März 2011 von den Mitgliedstaaten vollständig umgesetzt sein. Faktisch ist dies jedoch bis heute in vielen Mitgliedstaaten noch nicht erfolgt.⁴⁶ Am 4. Februar 2011 verständigte sich der Europäische Rat zudem auf das ehrgeizige Ziel, den Energiebinnenmarkt bis 2014 zu vollenden und sicherzustellen, dass es keine „Energieinseln“ in der EU gibt. Zuletzt hat die Europäische Kommission am 15. November 2012 in einer Mitteilung an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen die Fortschritte bei der Verwirklichung des EU-Binnenmarktes dokumentiert. Die Europäische Kommission ist dabei zu einem geteilten Ergebnis gekommen.⁴⁷ Zwar wurde hervorgehoben, dass Verbraucher nun vielfach über Wahlmöglichkeiten verfügen und Großhandelsmärkte vergleichsweise liquide und transparent geworden sind; auf der anderen Seite bestünden jedoch weiterhin Defizite bei der Harmonisierung, die angegangen werden müssten.

37. Tatsächlich ist das Ziel der Verwirklichung eines Energiebinnenmarktes nicht in jedem Punkt klar umrissen. Zwar wird stets deutlich, dass z.B. möglichst liquide und wettbewerbsfähige Großhandelsmärkte geschaffen werden sollen. Weniger eindeutig ist jedoch, wie sich der Gemeinsame Markt letztendlich darstellen soll. Grundsätzliche Aspekte betreffen dabei etwa die Fragen, ob es auch langfristig bei einer Beibehaltung der Engpässe zwischen verschiedenen Ländern oder Regionen bleiben soll, d.h. ob lediglich eine (optimale) Kopplung dieser Gebiete vorgenommen wird, und welcher Grad der Harmonisierung von Marktzugangsvorschriften angestrebt wird. Gerade im Hinblick auf den letzten Punkt hat die Europäische Union durch das dritte Richtlinienpaket wichtige Vorgaben gemacht, indem nun mithilfe einer neuen Behörde, der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), und dem europäischen Zusammenschluss der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators, ENTSO-G (Gas) bzw. ENTSO-E (Elektrizität)) diverse Anwendungsvorschriften – sog. Netzkodizes – erarbeitet wurden bzw. werden sollen.⁴⁸ Durch

46 Im September 2011 leitete die Europäische Kommission daher wegen verspäteter Umsetzung der Richtlinien aus dem dritten Energiepaket 17 Vertragsverletzungsverfahren im Zusammenhang mit Elektrizität sowie 18 Vertragsverletzungsverfahren im Zusammenhang mit Gas ein.

47 Vgl. EU-Kommission, Ein funktionierender Energiebinnenmarkt, Brüssel, 15. November 2012, COM(2012) 663 final.

48 Vgl. Abschnitt 4.3.2.2.

diese Maßnahmen will die Europäische Union darauf hinwirken, die Binnenmarktziele zu erreichen.

38. Für die Beurteilung der Wettbewerbssituation im Energiegroßhandelssektor ist die bisherige Entwicklung der Marktharmonisierung, die durch die verschiedenen Initiativen erzielt wurde, von großer Bedeutung. Es stellt sich nunmehr die Frage, ob die Integration europäischer Märkte schon so weit fortgeschritten ist, dass etwa auch bei der Beurteilung kartellrechtlich relevanter Fragestellungen bereits von europäischen Märkten oder länderübergreifenden Marktgebieten ausgegangen werden kann, und ob in diesen Märkten Konzentration bzw. Marktmacht festzustellen ist. Der aktuellen Entwicklung geht die Monopolkommission im Folgenden nach.

2.1.1 Entwicklung des europäischen Gasbinnenmarktes: Sukzessive Liquiditätssteigerung

39. Der Wettbewerb in den europäischen Gasmärkten nimmt zwar weiter Formen an, gleichwohl ist die Wettbewerbsintensität auf den Gasmärkten im Vergleich zu der auf den Strommärkten bis dato niedriger und der Handel konzentriert sich besonders auf einzelne Zonen und kooperierende Fernleitungsnetze. Eine wichtige Ursache liegt in der für eine länderübergreifende Marktintegration notwendigen Harmonisierung der institutionellen Rahmenbedingungen, welche vergleichsweise schleppend vorankam.⁴⁹ Einheitliche Bedingungen des Markteintritts sollen dabei die Barrieren des Marktzutritts herabsetzen und einen wichtigen Beitrag zur Verwirklichung der Binnenmarktziele leisten. Folglich spielt die zeitnahe Implementierung tragfähiger, aber stets an die Marktbedürfnisse adjustierbarer Regulierungsvorschriften (vgl. Abschnitt 4.3) eine wesentliche Rolle, um einen europäischen Binnenmarkt für Gas zu forcieren. Der binneneuropäischen Marktentwicklung vorausgehend spielt der Wettbewerb bei der Beschaffung von Gas eine essenzielle Rolle. Gegenwärtig wird Gas hauptsächlich via Pipelines importiert. Neue technologische Fortschritte insbesondere beim Transport von Flüssiggas (Liquefied Natural Gas, LNG) sowie bei der Förderung von Schiefergas können dabei maßgebliche Impulse sowohl unmittelbar für den Wettbewerb um den effizientesten Gastypus wie auch mittelbar für den Wettbewerb im Gashandel setzen. Verschiedene Aspekte hat die Monopolkommission nachfolgend evaluiert.

2.1.1.1 Marktintegration und Liquidität

40. Für die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs auf den Märkten für Erdgas sind liquide Großhandelsmärkte unerlässlich. Ein ausreichend hohes Maß an Liquidität, d.h. Transaktionsintensität, erhöht die Flexibilität der Marktakteure, sich auch sehr kurzfristig mit benötigten Gaskapazitäten an den Spotmärkten eindecken zu können. Zugleich signalisiert eine hohe Marktliquidität das Vorliegen wettbewerblicher Strukturen und steigert den Anreiz für potenzielle Marktakteure, am Handel partizipieren zu wollen respektive zu können. Eine Harmonisierung der Erdgasmarktgebiete erscheint – wie von der Mo-

⁴⁹ Während beispielsweise auf einigen europäischen Strommärkten seit Jahren eine implizite, länderübergreifende Bewirtschaftung von Kapazitätsengpässen an Marktgebietsgrenzen mittels sog. Market Coupling anhand von Auktionsverfahren geregelt wird (vgl. Abschnitt 2.1.1.2), wurde im Gassektor erst in diesem Jahr eine Plattform für den expliziten, länderübergreifenden Handel von Transportkapazitäten implementiert (vgl. Abschnitt 4.3.1.2).

nopolkommission vorgeschlagen⁵⁰ – die effektivste Möglichkeit zur Förderung der Liquidität, der Versorgungssicherheit, der Produktvielfalt und damit schlussendlich des Wettbewerbs.

41. In Deutschland setzt sich die Harmonisierung der Gasmärkte weiter fort. So existieren seit dem 1. Oktober 2011 durch die Zusammenlegung der Erdgasgroßhandelsmärkte GASPOOL und Aequamus nur noch zwei Marktgebiete.⁵¹ In diesen Marktgebieten vollzieht sich der gemeinsame Handel mit Erdgas unterschiedlicher Qualität⁵², L-Gas und H-Gas, an sog. virtuellen Handelspunkten (VHP). Den Händlern und Netznutzern wird durch die VHP ermöglicht, Erdgas innerhalb des Marktgebietes zu handeln, ohne die für den physischen Transport notwendigen Kapazitäten in Anspruch nehmen zu müssen. Die Handelsgeschäfte werden hingegen entweder an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig oder außerbörslich durch den OTC-Handel realisiert. Während das an der EEX gehandelte Gasvolumen gerade einmal 3 % des gesamten Handelsvolumens entspricht, entfallen die restlichen 97 % auf den außerbörslichen Handel.⁵³ Gleichwohl drückte sich die absolut wie relativ gestiegene Marktgröße beider verbliebener dominanter Marktgebiete, GASPOOL und NCG, zeitnah in einem größeren Handelsvolumen aus. Während sich das Volumen auf den Spotmärkten, die Geschäfte für denselben Tag (intraday), den Folgetag (Day-ahead) sowie den übernächsten Tag (next-but-one) anbieten, in 2010 auf ca. 15 TWh belief, betrug es in 2012 bereits 36 TWh; auf den Terminmärkten, die Geschäfte mit Derivaten anbieten, stieg das Handelsvolumen von 32 TWh auf 39 TWh (vgl. Abbildung 2.1).

42. Als Indikator für die Liquidität von Handelsmärkten wird die sog. „Churn Rate“ verwendet. Sie misst das Verhältnis der auf den VHP gehandelten Mengen an Erdgas zu den physisch transportierten Mengen an Erdgas. Eine höhere Churn Rate würde folglich bedeuten, dass der (fiktive) Handel mit der physisch (fixen) Menge an Erdgas zugenommen hat, was zum einen auf eine gestiegene Anzahl an Händlern und Netznutzern und/oder zum anderen auf eine höhere Handelsintensivität derselben Marktakteure zurückzuführen ist. Unabhängig von der Ursache ist eine höhere Churn Rate mit einer relativ höheren Marktflexibilität verbunden. Diese scheint sich in Deutschland durch die Fusionierung der Marktgebiete erhöht zu haben. Ein intertemporaler Vergleich der jeweiligen Churn Rates bei den Marktgebieten NCG und GASPOOL zeigt, dass sie ab Oktober 2011 merklich angestiegen sind.⁵⁴ Die Churn Rates variieren aber auch zwischen den Marktgebieten NCG und GASPOOL sowie zwischen den Erdgasqualitäten, L-Gas und H-Gas. Im Marktgebiet NCG lagen die Churn Rates für H-Gas in den letzten zwei Jahren fast ausnahmslos deutlich über einem Wert von 3, wohingegen im Marktgebiet GASPOOL die Churn Rates stets niedriger waren. Bei L-Gas ist dagegen ein signifikanter Gebietsunterschied nicht festzustellen. Sichtbar wird jedoch, dass die Churn Rates in beiden Marktgebieten für H-Gas überwiegend doppelt so groß waren wie für

50 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 555 f.

51 Nach § 21 Abs. 1 GasNZV wären Maßnahmen zur Reduzierung auf zwei Marktgebiete in Deutschland bis zum 1. August 2013 notwendig gewesen.

52 Es bestehen aufgrund der physikalischen Disparität beider Gastypen technische Restriktionen, deren Netzkosten sachgerecht zu allokiert sind. So gilt seit der ersten qualitätsübergreifenden Marktimplementierung am 1. April 2011 das von der Bundesnetzagentur eingeführte zweistufige Konvertierungssystem; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 269 f.

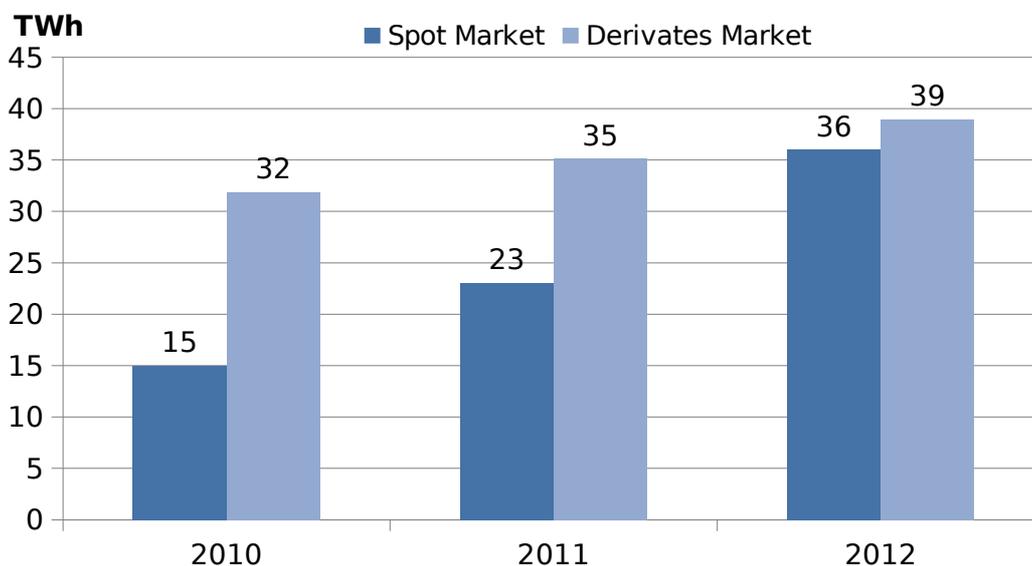
53 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, 5. Februar 2013, S. 159.

54 Vgl. GASPOOL, http://www.gaspool.de/hub_churn_rate.html?&L=1; NCG, http://datenservice.net-connect-germany.de/ChurnRate.aspx?MandantId=Mandant_Ncg&rdeLocaleAttr=de.

L-Gas. Grund hierfür dürfte die sinkende inländische Produktion von L-Gas sowie die Ankündigung eines niederländischen Großimporteurs sein, die Exportleistung von L-Gas nach Deutschland bis 2021 erheblich reduzieren und bis 2030 vollends einstellen zu wollen. Der Anreiz zum Handel mit L-Gas dürfte demnach erheblich gemindert worden sein. Verglichen mit dem belgischen Handelsplatz Zeebrügge, der eine Churn Rate in 2011 von durchschnittlich 4,8 aufwies⁵⁵, sowie mit dem niederländischen Handelsplatz TTF, der Churn Rates in den letzten zwei Jahren von nahezu stets über 4 besaß,⁵⁶ liegen die deutschen Handelsplätze in der Liquidität trotz steigender Tendenz aber noch zurück. Auch beim Handelsvolumen müssen NCG und GASPOOL anderen europäischen Handelsplätzen wie dem britischen Hub National Balancing Point (NBP) und dem TTF den Vorrang lassen.⁵⁷

Abbildung 2.1:

Entwicklung des Gashandelsvolumens an der EEX für die Marktgebiete NCG, GASPOOL und TTF



Quelle: EEX, https://cdn.eex.com/document/125130/Broschuere_Produnkte_Dienstleistungen_EEX_web_DE.pdf; Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 556

43. Die Monopolkommission begrüßt die in Deutschland stattgefundenene Zusammenlegung der Marktgebiete, da sie die Liquidität in den beiden verbleibenden Marktgebieten erhöht und einen wesentlichen Beitrag zur Funktionsfähigkeit der Märkte sowie zur Förderung des Wettbewerbs geleistet hat. Bei der geringen Liquidität von L-Gas sieht die Monopolkommission Handlungsbedarf, insbesondere im Hinblick auf die weitere Entwicklung; eine rechtzeitige technische wie versorgungsgerechte Umstellung auf H-Gas scheint geboten. Ebenso sollte weiter versucht werden, Effizienzpotenziale auszuschöpfen, um die Liquidität insgesamt – insbesondere im Vergleich zu anderen europäischen Handelsplätzen – zu steigern. Eine Fusionierung der verbliebenen Marktgebiete, GASPOOL und NCG, ist aufgrund der jüngst gemachten positiven Erfahrungen bei der letz-

55 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 207.

56 Vgl. GASPOOL, GASPOOL-Hub (Präsentation), BKV-Forum, Berlin, 4. Juni 2013.

57 Vgl. Gasunie Transport Services b.v., Transport Insights 2012, S. 27.

ten Marktgebietszusammenlegung in 2011 zu diskutieren – auch im Hinblick auf eine europaweite Marktintegration.

2.1.1.2 Gaspreise: Aktuelle Entwicklungen

44. Neben dem Handelsvolumen spielen die Preise für Erdgas eine gleichermaßen wichtige Rolle für die Liquidität eines Marktes. Die Handelsprodukte für Gas unterscheiden sich dabei vornehmlich in Bezug auf die Laufzeiten und damit eng verknüpft auf die Erfüllungszeitpunkte. Hieraus resultieren – je nach Markt und zugrunde liegenden Konditionen – Volatilitäten bei den Gaspreisen. Während die Preise auf Spotmärkten tendenziell die gegenwärtigen Marktbedingungen der Nachfrage- und Angebotsseite reflektieren, inkludieren die Preise auf Terminmärkten die in den Kontrakten maßgeblich einfließenden individuellen Erwartungen bzw. Prognosen über zukünftige Marktentwicklungen und entsprechen daher stärker den faktischen Bezugspreisen. Eine Vergleichbarkeit der gehandelten Gaspreise auf Spotmärkten erscheint jedoch aufgrund des relativ höheren Homogenitätsgrades der gehandelten Gasprodukte im Vergleich zu denen auf Terminmärkten geeigneter.

45. So oszilliert der am Spotmarkt ermittelte Tagesreferenzpreis, welcher für die Abrechnung von Ausgleichsenergieentgelten herangezogen wird, für die Marktgebiete GASPOOL, NCG und TTF in den letzten zwei Jahren um den Wert von 25 Euro/MWh (vgl. Abbildung 2.2), mit leicht ansteigender Tendenz. Dabei sind nur marginale Unterschiede in den Preispfaden der Marktgebiete zu erkennen, ein Gleichlauf ist offensichtlich. Dennoch sind vereinzelt extreme Ausreißer bei Werten von nahezu 15 Euro/MWh sowie von nahezu 40 Euro/MWh festzustellen.

Abbildung 2.2:

Entwicklung der Tagesreferenzpreise von GASPOOL, NCG und TTF



Quelle: EEX, <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Erdgas/tagesreferenzpreis-und-index/Natural%20Gas%20Chart%20%20Referenzpreise/gas-average-chart/2013-06-17/a/NCG/GPL/TTF>

46. Entscheidend für eine solche Preisanalyse und damit für die Funktionsfähigkeit der Großhandelsmärkte für Erdgas ist, die marktrelevanten und maßgeblichen Determinanten zu eruieren. Hierbei können sowohl nachfragebedingte als auch angebotsbedingte Faktoren infrage kommen. Während die Nachfrage nach Erdgas in Deutschland in den

letzten Jahren bis einschließlich 2012 zurückgegangen ist, stieg sie in anderen Ländern Europas.⁵⁸ So dürfte zu erwarten sein, dass die Preise tendenziell – zumindest in Deutschland – sinken. Dieser Markteffekt wäre nur in zwei Fällen zu beobachten: erstens, wenn das Angebot nicht um mindestens dasselbe Ausmaß fallen, und zweitens, wenn die Nachfrageseite nur eingeschränkt auf Preisveränderungen, z.B. bei einer geringen Bereitschaft zu einem Wechsel des Gasanbieters, reagieren würde. Letzteres ist die Ursache von Marktmacht. Zutreffend hierbei ist, dass Deutschland und die EU aufgrund geologischer und topografischer Restriktionen auf Importe, vornehmlich aus Russland und Norwegen, auch in 2012 angewiesen waren. Dies führt – insbesondere durch langfristige Lieferverträge und eine geringe Transportflexibilität bei Pipelinegas – unmittelbar zu Handelsabhängigkeiten, was mit einer gesteigerten Marktmacht der gasexportierenden Länder einhergeht.⁵⁹

47. Zur (gewünschten) Diversifizierung bei den Gasimporten können technologische Fortschritte beim Transport von LNG) sowie bei der Förderung von Schiefergas zukünftig beitragen. So ist der Transport von LNG mittels Tanker im Vergleich zu konventionellem Erdgas nicht hauptsächlich durch die bestehende Pipelinestruktur begrenzt, sondern kann über Wasserwege anderweitig bezogen werden. Da die Anzahl an LNG-Terminalhäfen gestiegen ist, welche notwendig sind, um den Aggregationszustand des Erdgases für den Tankertransport von gasförmig zu flüssig (und umgekehrt) zu ändern, sind die Transportkosten weiter gesunken. Der Anreiz, LNG nach Europa zu importieren, ist demzufolge gestiegen, was sich in den letzten Jahren auch in dem gestiegenen Import-Mix von Erdgas zugunsten von LNG niedergeschlagen hat.⁶⁰ Gleichwohl bestehen auch beim Außenhandel mit LNG Abhängigkeiten von einzelnen Exportnationen, in dem Fall zu Katar, Nigeria und Algerien. Zudem dürfte die in jüngster Vergangenheit massive Produktionsexpansion von Schiefergas in den USA⁶¹ samt höherem Verbrauch die Nachfrage nach LNG auf dem Weltmarkt erheblich gemindert haben. Die nun nicht mehr benötigten Mengen an LNG dürften zunächst, ceteris paribus, niedrigere Preise von LNG und infolgedessen auch niedrigere Preise von konventionellem Erdgas bedingt haben, was in der seit 2009 vorherrschenden sog. „Gasschwemme“, dem überdurchschnittlich starken Preisverfall von konventionellem Erdgas auf Spotmärkten, mündete. Es erscheint zudem sehr wahrscheinlich, dass Schiefergas aufgrund der verbesserten Fördertechniken zukünftig verstärkt aus den USA und China nach Europa importiert werden kann und die Gaspreise generell beeinflusst.

Wie sich die Produktion und auch die Preise von konventionellem Erdgas, LNG und Schiefergas zukünftig entwickeln werden, bleibt abzuwarten⁶², da neben technologischen Innovationen in der Förderung und dem Transport vor allem auch geopolitische Faktoren maßgeblich sind. Ebenso sind etwaige Rückkopplungseffekte auf die Erdölpreise nur eingeschränkt prognostizierbar. Gleichwohl begrüßt die Monopolkommis-

58 Vgl. BP, BP Statistical Review of World Energy, June 2013, S. 20 f.

59 Vgl. zu einer ausführlicheren Analyse Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Abschnitt 5.2.2.

60 Vgl. eurogas, Statistical Report 2012, S. 7.

61 Vgl. European Commission's Joint Research Centre, Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union, 2012, S. 24.

62 Vgl. International Energy Agency, Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas, 2012, S. 128 f.

sion⁶³ erneut die stetig steigende Angebotsvielfalt beim Erdgas durch LNG und Schiefergas vorbehaltlich der zu klärenden ökologischen Sachfragen. Von dem aus Sicht des Verbrauchers durch den relativ hohen Substituierungsgrad der Erdgastypen induzierten Wettbewerbsdruck sollte zumindest auch in naher Zukunft eine Verbesserung wettbewerblicher Bedingungen bei der Gasbeschaffung ausgehen. Davon unberührt bleiben aber notwendige, vornehmlich institutionell bedingte Schritte zur Schaffung adäquater Wettbewerbsstrukturen beim Bezug von Erdgas via Pipelines, der weiterhin die vorherrschende Beschaffungsform bei Erdgas darstellt.

2.1.2 Entwicklung des europäischen Strombinnenmarktes: Geografische Marktabgrenzung

48. Ein wesentlicher Vorteil eines europäischen Binnenmarktes für Strom ist insbesondere in der Zunahme des Wettbewerbs zwischen den – in den vormals kleinteiligen nationalen Märkten agierenden – Unternehmen zu sehen.⁶⁴ Nach Beginn des Liberalisierungsprozesses im Stromsektor in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre verfügten große, oftmals (ehemals) staatliche Energieversorger über hohe Marktmacht auf den grundsätzlich liberalisierten Märkten. Die Ursache lag in erheblichen Marktzutrittsbarrieren, welche die potenziellen Wettbewerber oft daran hinderten, in den Markt einzutreten oder ihre Marktanteile auszubauen.

Besonders betroffen war der Bereich der Stromerzeugung.⁶⁵ Die starke Stellung einzelner Unternehmen auf diesem Markt war in den vergangenen Jahren mehrfach im Fokus der Diskussion über einen möglichen Missbrauch von Marktmacht, der von der Monopolkommission in ihren Sondergutachten zum Energiesektor stets ausführlich analysiert wurde.⁶⁶ In der Vergangenheit wurde dabei von einem weitgehend unabhängigen deutschen Markt ausgegangen, der nur in Bezug auf Österreich mit Anbietern aus dem Ausland hinreichend integriert war, um den Verhaltensspielraum von Anbietern in Deutschland nennenswert zu beeinflussen.

Die Entwicklung des europäischen Binnenmarktes spielt vor diesem Hintergrund eine erhebliche Rolle, da supranationale Märkte für elektrische Energie und die Konkurrenz zwischen europäischen Anbietern zu einer Veränderung der Machtverhältnisse und mög-

63 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 576.

64 Die volkswirtschaftlichen Effekte eines gemeinsamen Marktes werden klassischerweise im Rahmen der orthodoxen Zollunionstheorie bzw. entsprechender Partialmodelle untersucht, die typischerweise allokationstheoretische Vorzüge einer Marktintegration in den Mittelpunkt stellen. Später wurden auch Modelle entwickelt, die z.B. Wirkungen von Marktmacht und Skaleneffekte berücksichtigen und dabei insbesondere Vorzüge eines gemeinsamen Marktes bei einer Zunahme des Wettbewerbs darstellen.

65 Der entsprechende sachlich relevante Markt wird dabei etwa vom Bundeskartellamt seit dem Jahr 2006 als sog. Erstabsatzmarkt definiert. Ausgangspunkt war die Untersagung des Zusammenschlussverfahrens E.ON/Stadtwerke Eschwege und das sich anschließende Beschwerdeverfahren. Bei der Stromerzeugung hat sich das Bundeskartellamt auf die sachliche Abgrenzung eines Marktes für den Erstabsatz von Elektrizität festgelegt, dem eine anbieterbezogene Betrachtung der Marktverhältnisse zugrunde liegt. Dieser Markt umfasst den erstmaligen Absatz aller Elektrizitätsversorger aus eigener Erzeugung sowie die Nettoimporte von Elektrizität; vgl. BKartA, Beschluss vom 12. September 2003, B8-21/03, WuW/E DE-V 823 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“; BGH, Beschluss vom 11. November 2008, KVR 60/07, WuW/E DE-R 2451 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“.

66 Vgl. Monopolkommission, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten 49, Baden-Baden 2008, Tz. 158 ff.; Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten 54, Baden-Baden 2009, insbesondere Tz. 169 ff.; Sondergutachten 59, a.a.O., insbesondere Tz. 452 ff.

licherweise auch zu einer Belebung des Wettbewerbs führen können. Insofern stellt sich vor allem die Frage, ob die Entwicklung des europäischen Binnenmarktes im Hinblick auf den Stromgroßhandel bereits soweit fortgeschritten ist, dass wettbewerbsökonomisch von einem integrierten europäischen Markt ausgegangen werden kann.

49. Verschiedene Studien haben in der Vergangenheit die Integration der europäischen Strommärkte vor dem Hintergrund der Frage beurteilt, ob der räumlich relevante Markt über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland hinausgeht. Kartellrechtlich bedeutend ist hierbei die Sektoruntersuchung „Stromerzeugung/Stromgroßhandel“ des Bundeskartellamtes, in der die Behörde im Jahr 2011 dargelegt hat, dass der räumlich relevante Markt zu diesem Zeitpunkt auf das Gebiet Deutschlands und Österreichs zu begrenzen ist.⁶⁷ Vor dem Hintergrund der fortschreitenden Entwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes stellt sich jedoch die Frage, ob diese Marktabgrenzung die Marktverhältnisse weiterhin zutreffend beschreibt. So wurden insbesondere bei den mittlerweile zwischen einzelnen nationalen Märkten eingeführten modernen Verfahren der Engpassbewirtschaftung wichtige Fortschritte erzielt, welche die Integration dieser Märkte erheblich befördert haben.

2.1.2.1 Kernproblem Netzengpässe

Typischerweise wird die Eigenständigkeit nationaler Strommärkte und im Besonderen die des deutschen Marktes an zwei Aspekten festgemacht:

- zum einen an den unterschiedlichen Handelsbedingungen auf den europäischen Großhandelsmärkten, z.B. den unterschiedlichen Börsenplätzen, Handelszeiten, Bedingungen für den Netzzugang und Auktionsregeln, die alle Marktschranken für den Handel zwischen den Mitgliedstaaten darstellen können,
- zum anderen an den für die Durchleitung von Strom durch das europäische Stromnetz an den nationalen Außengrenzen in den meisten Fällen bestehenden Engpässen, die den Handel stets volumenmäßig begrenzen.

50. Während sich z.B. die unterschiedlichen Handelsbedingungen mit der Umsetzung der europäischen Richtlinienpakete und der Gestaltung einheitlicher Netzkodizes sukzessive nivellieren, kann ein Abbau des zweiten Hindernisses, der Netzengpässe, ohne physischen Ausbau der Netze nicht ohne Weiteres erreicht werden. Daher werden die Engpässe an den Verknüpfungspunkten der jeweiligen Stromnetze – den Interkonnektoren – als ein Kernproblem der Integration der Großhandelsmärkte gesehen. Sie verhindern, dass Händler zwischen beiden Stromnetzen ohne Einschränkung Energie austauschen, um Arbitragemöglichkeiten zwischen den Großhandelspreisen für Strom in beiden Gebieten zu nutzen. Sind die Interkonnektoren z.B. wegen Überlastung für Händler nicht nutzbar, dann führt dies dazu, dass die Anbieter von Strom in einem Land in diesem Moment unabhängig von potenziellen Erzeugungskapazitäten in dem anderen Land agieren können. Der Verhaltensspielraum der Anbieter eines Landes wird damit nicht mehr durch das ausländische Angebot kontrolliert. In Deutschland liegen solche Engpässe an allen Außengrenzen mit Ausnahme der Grenze zu Österreich vor.

67 Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Januar 2011, B10-9/09. Zuvor ist das Bundeskartellamt auch zwischen Deutschland und Österreich von zwei getrennten Märkten ausgegangen.

51. Die bestehenden Engpässe stellen ein wesentliches Hindernis für die Verwirklichung des Energiebinnenmarktes dar, das vor dem Hintergrund der Entwicklungen im Bereich der Stromerzeugung derzeit größer als kleiner wird. Während die Übertragungsnetze durch den stetig wachsenden physikalischen Austausch zusehends beansprucht werden, geht der Ausbau der Netzinfrastruktur nur zögernd voran. Vonseiten deutscher Übertragungsnetzbetreiber wird in diesem Zusammenhang vorgetragen, dass die Engpässe zwischen Deutschland und den Nachbarländern in vielen Fällen nicht durch einen einseitigen Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen von deutscher Seite zu beheben seien, da auch die dahinterliegende Netzkonfiguration in den Nachbarländern die Höhe der verauktionierbaren Kapazität begrenze.

52. Ein weiterer Einflussfaktor sind auch die im Zusammenhang mit der Energiewende entstehenden und in Abschnitt ausführlich thematisierten Netzungleichgewichte innerhalb einzelner Staaten. Beispielsweise werden Netzengpässe durch den forcierten Ausbau von nicht steuerbaren Windkraftanlagen im Norden Deutschlands verschärft. Die Überschussmengen werden teilweise über die Netze der Nachbarstaaten abtransportiert. In der Folge treten sog. ungeplante Ringflüsse („loop flows“) auf, die den kommerziellen Austausch zwischen den Ländern zum Teil erheblich beeinträchtigen.⁶⁸ Daneben wurde gegenüber der Monopolkommission vorgetragen, dass es infolge des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu einer Senkung der Großhandelspreise und damit zu mehr Exporten komme. Dies lässt sich anhand der zur Zeit vorliegenden Preisdaten und Informationen über den zugrunde liegenden Merit-Order-Effekt allerdings nur eingeschränkt nachvollziehen.⁶⁹

2.1.2.2 Regionale Annäherung und Market Coupling zwischen europäischen Strommärkten

53. Da die bestehenden Engpässe zwischen den nationalen Übertragungsnetzen innerhalb der EU nicht kurzfristig abzubauen sind, kann der europäische Energiebinnenmarkt im Hinblick auf dieses Hindernis auch keine schnellen Fortschritte erzielen. Allerdings soll das Zusammenwachsen der Märkte dadurch verbessert werden, dass eine möglichst optimale Nutzung der bestehenden Engpasskapazitäten erfolgt. Ein Verfahren, das seit einigen Jahren zunehmend Anwendung findet, ist das sog. Market Coupling. Hierbei werden die Engpässe zwischen einzelnen Märkten durch implizite Auktionen bewirtschaftet, was zu einer nahezu optimalen Auslastung der Engpasskapazität führt.⁷⁰ Die genaue Umsetzung der Verfahren zur Optimierung der Grenzübergangskapazitäten und zur Durchführung der impliziten Auktionen sind vielfältig und werden sukzessive verbessert bzw. ausgeweitet.

54. Zur schrittweisen Annäherung an das Ziel des europäischen Energiebinnenmarktes sind die europäischen Märkte in verschiedene Marktregionen aufgeteilt, in denen zu-

68 Eine Folge war z.B., dass an der deutsch-polnischen Grenze keine kommerziellen Transportkapazitäten mehr zur Verfügung gestellt wurden. Bis zur Fertigstellung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen werden die negativen Auswirkungen der „loop flows“ nun mittels (durch bilaterale Übereinkommen koordinierter) Redispatching-Maßnahmen reduziert, sodass eine stets zur Verfügung stehende Mindestkapazität garantiert wird. Ein Abkommen zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern auf deutscher und polnischer Seite ist im Dezember 2012 unterzeichnet worden.

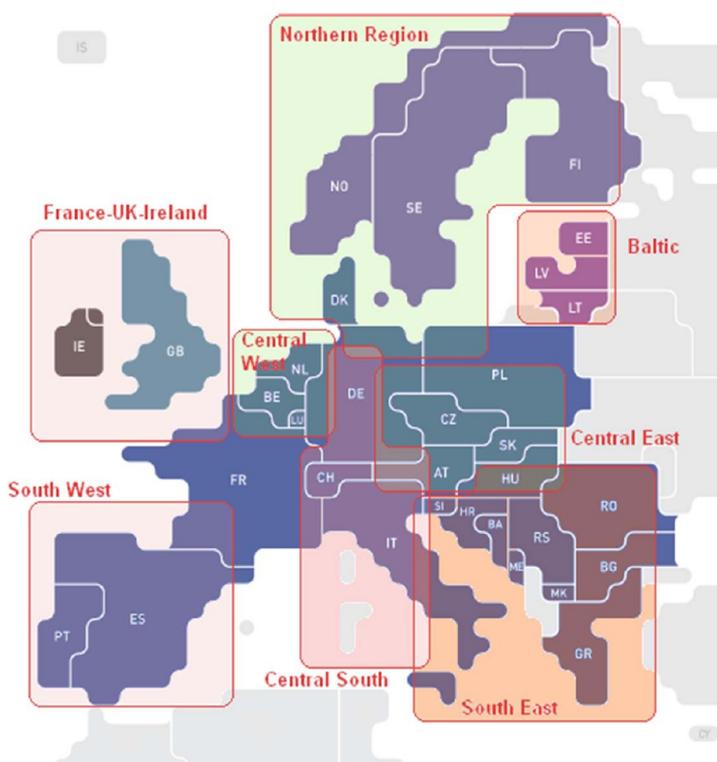
69 Vgl. zu diesem Aspekt die ausführliche Analyse in den Abschnitten 3.3.2 und 3.3.3.1.

70 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.

nächst eine Homogenisierung der Handelsbedingungen und eine Annäherung an das Binnenmarktziel erfolgt (vgl. Abbildung 2.3). Eine solche regionale Initiative, bei der dieser Prozess der Homogenisierung besonders weit fortgeschritten ist, umfasst neben Deutschland auch Frankreich, Belgien, die Niederlande und Luxemburg, die in der Region Central-Western-Europe (CWE) zusammengeschlossen sind. In dieser Region werden die Grenzübergangskapazitäten seit dem 9. November 2010 für den Folgetag durch das gemeinsame Auktionsbüro „CASC“ mit Sitz in Luxemburg bewirtschaftet. Damit wird das Market Coupling seit diesem Zeitpunkt in dieser Region umgesetzt.⁷¹ Für langfristig buchbare Kapazitäten werden weiterhin explizite Auktionen durchgeführt. Derzeit wird das verwendete Verfahren zur Berechnung der zur Verfügung stehenden Kapazität weiter verbessert und zukünftig sollen neben den reinen Übergangskapazitäten (available transmission capacities, ATC) auch die Lastflüsse und die Netzauslastung berücksichtigt werden, wodurch es noch im Jahr 2013 zur Einführung des sog. „Flow-Based Market Coupling“ (FB) kommen soll. Es wird erwartet, dass sich unter dem FB-Verfahren noch seltener eine Situation überlasteter Übergangspunkte einstellen wird.

Abbildung 2.3:

Regionale Initiativen zum Zusammenschluss nationaler Märkte



Quelle: ETSO

71 Erste Market-Coupling-Initiativen wurden bereits vor 2010 umgesetzt. Bereits seit dem Jahr 2006 gab es ein erstes Market Coupling zwischen den Niederlanden, Belgien und Frankreich (sog. Trilateral Market Coupling). Im November 2009 wurde die Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt erfolgreich gestartet, die von der European Market Coupling Company (EMCC) mit Sitz in Hamburg betrieben wird.

55. Neben der Einführung des Market Coupling in der Region CWE sind in Europa weitere Market-Coupling-Initiativen zwischen den folgenden Ländern und Regionen auf den Weg gebracht worden:

- Tschechien und Slowakei (Erweiterung um Ungarn geplant),
- Italien und Slowenien,
- Skandinavien einschließlich Polen (SwePol-Kabel),
- CWE und Großbritannien (BritNed-Kabel)
- CWE und Skandinavien durch Volumenkopplung (kleine Preisdifferenzen verbleiben).

Vor dem Hintergrund der bestehenden Aktivitäten im Market Coupling zeigt sich, dass sich die Ausweitungsstrategie im Kern auf die CWE-Region, erweitert um Großbritannien und Skandinavien, bezieht. Nach und nach soll dieses Gebiet um weitere nationale Märkte ausgedehnt werden, bis der europäische Binnenmarkt im Hinblick auf die Marktkopplung verwirklicht worden ist. Unklar ist jedoch, ob das ambitionierte Ziel, alle nationalen Märkte innerhalb der EU bis 2014 zu verknüpfen, tatsächlich erreichbar ist.

2.1.2.3 Empirische Preisdifferenzanalyse der Monopolkommission

56. Insbesondere vor dem Hintergrund einer wettbewerbsökonomischen Einschätzung von Marktmacht einzelner Energieversorger stellt sich die Frage, welcher Integrationsgrad durch die Binnenmarktbestrebungen und speziell durch das Market Coupling zwischen Deutschland und anderen europäischen Staaten bereits erreicht wurde. Ein sehr guter und vergleichsweise leicht zu beobachtender Indikator für die Integration der Großhandelsmärkte stellt der Börsenpreis für Strom dar. In den zu vergleichenden Börsenpreisen und ihren Verläufen spiegeln sich sowohl die Beschränkungen durch Kapazitätsengpässe als auch weitere Handelsschranken wider. Stellt sich Preisgleichheit ein, dann kann in der Regel auch wettbewerbsökonomisch von einem integrierten Markt gesprochen werden, da davon auszugehen ist, dass das Angebot in einem Markt zum Zeitpunkt der Preisgleichheit vollständig vom Angebot eines anderen Marktes beeinflusst wird.⁷² Demzufolge wurde zuletzt in diversen Untersuchungen die Preisgleichheit in den Märkten untersucht, um den Stand des Integrationsgrades des Binnenmarktes abzubilden.⁷³ Im Hinblick auf die besondere Bedeutung der Frage der Marktintegration für die wettbewerbsökonomische Bewertung der Großhandelsmärkte hat die Monopolkommission zudem eine eigene empirische Preisanalyse durchgeführt und sowohl die Zeiten der Preisgleichheit als auch vor allem Umfang und Typus von Preisdifferenzstunden detailliert unter Einbeziehung von Lastdaten eruiert.

57. Im ersten Schritt ihrer Analyse hat die Monopolkommission die Stunden der Preisgleichheit zwischen dem deutschen Markt und den wichtigsten Märkten in Nachbarlän-

72 Theoretisch bleibt die Möglichkeit bestehen, dass die Grenzübergangskapazitäten zum Zeitpunkt der Preisgleichheit genau vollständig genutzt werden, sodass sich zwar Preisgleichheit einstellen, aber ein isolierter Missbrauch von Marktmacht in dem importierenden Land nicht durch die Möglichkeit zusätzlicher Stromimporte aus dem anderen Land ausgeschlossen werden kann. Auch könnte eine Überlastung der Interkonnektoren möglicherweise künstlich herbeigeführt werden. De facto erscheinen beide Fälle jedoch hinreichend unwahrscheinlich, zumal den Anbietern wahrscheinlich der genaue Auslastungsgrad der Interkonnektoren zum Handelszeitpunkt nicht bekannt ist.

73 Vgl. z.B. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011, 29. November 2012, S. 5 ff.; Böckers, V./Heimeshoff, U., The Extent of European Power Markets, DICE Discussion Paper 50, Düsseldorf, April 2012; BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 75.

dern anhand der jeweiligen Day-ahead-Börsenpreise ausgewertet. Basierend auf den gehandelten Strompreisdaten auf Stundenbasis (Euro pro Megawattstunde) wurden zunächst die Stunden der Preisgleichheit zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten Österreich, Schweiz, Belgien, Frankreich, Niederlande und Dänemark untersucht. Aufgrund der nicht unerheblichen Lastflüsse zwischen Deutschland und Schweden wurden auch Preisbetrachtungen dieser beiden Länder in die nachfolgende Analyse integriert.⁷⁴ Preisdaten für Deutschland, Frankreich und die Schweiz stammen hierbei von der europäischen Strombörse „European Power Exchange“ (EPEX SPOT), Preisinformationen für Belgien, die Niederlande und Österreich wurden dem Brancheninformationsportal energate sowie für Dänemark und Schweden der Strombörse der nordischen Länder „Nord Pool Spot“ entnommen.

58. Die nachfolgende Tabelle 2.1 illustriert den Anteil der Stunden mit Preisgleichheit zwischen Deutschland und den jeweiligen Untersuchungsländern im Zeitraum von 2009 bis 2012. Es ist deutlich zu erkennen, dass seit Einführung des Market Coupling die Anzahl der Stunden mit Preisgleichheit in den CWE-Märkten erheblich zugenommen hat. Bestand vor der Einführung am 9. November 2010 nahezu nie Preisgleichheit an den entsprechenden Börsen, stieg der Anteil der Stunden, in denen Preisgleichheit vorliegt, im Jahr 2011 in den Ländern Belgien, Niederlande und Frankreich auf zum Teil 70 bis 80 % an. Auffällig ist zudem, dass kein besonderer Unterschied zwischen den als Peak- bzw. Off-Peak deklarierten Zeiten zu bestehen scheint. Im Vergleich der Jahre 2011 und 2012 lässt sich jedoch beobachten, dass die Stunden der Preisgleichheit zuletzt wieder etwas gesunken sind und sich auf einem ähnlichen Niveau wie Ende 2010 nach Einführung des gemeinsamen CWE-Couplings befinden. Dennoch unterstreichen die Werte die enorme Wirkung des Market Coupling.

59. Die Möglichkeit, die Integration der Energiemärkte anhand von Stunden gleicher Preise zu überprüfen, wird allerdings in solchen Märkten aufgehoben, in denen Unterschiede in den Handelsbedingungen vorliegen. Derartige Unterschiede ergeben sich beispielsweise dann, wenn die Handelszeiten an den zu vergleichenden Börsen unterschiedlich sind. Besonders eingängig lässt sich der Unterschied in den Handelszeiten am Beispiel Österreichs aufzeigen, das an der EPEX SPOT zusammen mit dem deutschen Markt eine gemeinsame Preiszone bildet, sodass demzufolge stets 100 % Preisgleichheit vorliegt. Der Handel in einer Preiszone mit Deutschland ist deshalb möglich, weil zwischen Deutschland und Österreich derzeit keine Leitungsengpässe vorliegen. Trotz der nahezu vollständigen Integration beider Märkte unterscheiden sich die Preise an der EPEX SPOT von denen, die an der Energy Exchange Austria (EXAA), einem weiteren ausschließlich auf Österreich beschränkten Handelsplatz, aufgerufen werden. Vollständige Preisgleichheit ist hier aufgrund der unterschiedlichen Handelszeiten jedoch auch nicht zu erwarten. Für Day-ahead-Auktionen an der für Deutschland zuständigen Börse EPEX SPOT ist der Zeitpunkt, bis zu dem eine Übermittlung der Order möglich ist, auf 12:00 Uhr terminiert. Für die österreichische EXAA endet die Handelszeit hingegen bereits um 10:12 Uhr (vgl. Tabelle 2.2). Auch bei weiteren Börsen in Nachbarländern sind

⁷⁴ Es gilt zu beachten, dass Dänemark in zwei Gebotszonen (Dänemark West und Dänemark Ost) und Schweden in vier Gebotszonen (Zone 1 – Luleå, Zone 2 – Sundsvall, Zone 3 – Stockholm, Zone 4 – Malmö) aufgeteilt sind. Da Lastflüsse zwischen Deutschland und Schweden lediglich in Zone 4 zu beobachten sind (vgl. European Market Coupling Company (EMCC), <http://www.marketcoupling.com>), wird nur Letztere in die Analyse miteinbezogen.

Abweichungen in den Handelszeiten zu beobachten, sodass eine Analyse der Zeiträume (nahezu) vollständiger Preisgleichheit nicht sinnvoll ist.

Tabelle 2.1:

Stunden der Preisgleichheit (in %) im Zeitraum 2009 bis 2012¹

<i>Zeitraum</i>	<i>Deutschland – Belgien</i>			<i>Deutschland – Frankreich</i>			<i>Deutschland – Niederlande</i>		
	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>
2009	0,18%	0,18%	0,19%	0,18%	0,17%	0,19%	0,21%	0,20%	0,21%
2010 ^V	0,40%	0,44%	0,37%	0,40%	0,47%	0,35%	0,44%	0,50%	0,39%
2010 ^N	55,27%	49,91%	59,80%	54,09%	48,89%	58,49%	80,50%	85,08%	76,63%
2011	67,22%	60,29%	73,09%	67,42%	60,34%	73,40%	88,03%	87,71%	88,30%
2012	59,02%	58,99%	59,04%	64,27%	64,75%	63,87%	55,46%	59,85%	51,74%
<i>Zeitraum²</i>	<i>Deutschland – Dänemark West</i>			<i>Deutschland – Dänemark Ost</i>			<i>Deutschland – Schweden (Zone 4 – Malmö)</i>		
	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>	<i>gesamt</i>	<i>off-peak</i>	<i>peak</i>
2011 ³	19,75%	22,32%	17,58%	20,68%	22,40%	19,22%	11,89%	16,39%	8,07%
2012	29,43%	30,11%	28,86%	29,00%	27,65%	30,14%	16,67%	17,37%	16,08%

1 Peakstunden sind gemäß EPEX SPOT definiert als Zeitraum von 8 bis 21 Uhr. Preisgleichheit gilt, wenn $|\text{Preisdifferenz}| < 0,01$ Euro/MWh, da einige Börsenpreise mehr als zwei Nachkommastellen aufweisen können.

2010^V: Zeitraum vor „Market Coupling“ bzw. vor dem 9. November 2010; 2010^N: Zeitraum nach „Market Coupling“, d.h. ab dem 9. November 2010.

2 Daten für Dänemark und Schweden erst ab 2011 verfügbar.

3 Da Schweden erst seit 1. November 2011 in 4 Gebotszonen unterteilt ist, beziehen sich die errechneten Werte lediglich auf November und Dezember des Jahres 2011.

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

Tabelle 2.2:

Handelszeiten der verschiedenen Börsen (Day-ahead-Auktion)

<i>Land</i>	<i>Börse</i>	<i>Handelszeit</i>
Deutschland	EPEX SPOT	12:00 Uhr
Österreich	Energy Exchange Austria (EXAA)	10:12 Uhr
Belgien	Belpex	12:00 Uhr
Niederlande	APX Power NL	12:00 Uhr
Frankreich	EPEX SPOT	12:00 Uhr
Schweiz	EPEX SPOT	11:00 Uhr
Dänemark	Nord Pool Spot	12:00 Uhr
Schweden	Nord Pool Spot	12:00 Uhr

Quelle: Eigene Darstellung

60. Nachfolgend sollen vor allem die Preise in den CWE-Ländern Belgien, Frankreich und Niederlande näher untersucht werden, welche die meisten Preisgleichheitsstunden aufweisen und daher die wichtigsten Kandidaten für die mögliche Abgrenzung eines gemeinsamen Marktes mit Deutschland und Österreich darstellen. Für diese Länder zeigt Tabelle 2.3 den Anteil der Stunden mit Preisgleichheit auf Monatebene. Dabei wird deutlich, dass 2012 (anders als im Jahr 2011) die Preisgleichheitsstunden für alle drei Länder vor allem in den Monaten Oktober bis Dezember, bezogen auf Belgien und Frankreich auch im Februar, besonders niedrig sind.

Tabelle 2.3:

Stunden der Preisgleichheit (in %) auf Monatebene 2011 und 2012

<i>Monat</i>	<i>Deutschland – Belgien</i>		<i>Deutschland – Niederlande</i>		<i>Deutschland – Frankreich</i>	
	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>
<i>Januar</i>	77,42%	63,71%	83,47%	65,68%	77,28%	63,44%
<i>Februar</i>	76,04%	32,61%	82,44%	65,80%	76,04%	20,69%
<i>März</i>	72,20%	49,19%	86,66%	53,10%	72,68%	51,82%
<i>April</i>	72,99%	72,27%	85,42%	71,53%	73,19%	72,92%
<i>Mai</i>	64,65%	72,58%	94,35%	49,19%	64,65%	72,58%
<i>Juni</i>	44,17%	73,47%	91,94%	49,86%	44,31%	74,44%
<i>Juli</i>	47,85%	85,22%	93,15%	60,22%	48,39%	85,22%
<i>August</i>	55,28%	81,99%	90,86%	76,08%	53,36%	82,39%
<i>September</i>	71,73%	72,41%	93,61%	63,33%	72,50%	75,14%
<i>Oktober</i>	79,57%	36,83%	90,46%	40,95%	82,26%	51,75%
<i>November</i>	81,94%	37,22%	91,67%	40,56%	81,94%	68,75%
<i>Dezember</i>	63,82%	30,42%	72,18%	29,03%	63,31%	50,40%

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX SPOT und energate

61. Typischerweise wird angenommen, dass Leitungseingänge vor allem in Hochlastphasen auftreten und dass es in diesen Momenten zu einer Überlastung der Interkonnektoren und damit zu Engpässen sowie daraus resultierenden Preisunterschieden kommt. Bei einer differenzierten Betrachtung sind daher vor allem die Stunden von besonderem Interesse, die in die Hochlastphasen der betreffenden Länder fallen. Hierbei soll zwischen den Höchstlaststunden, die sowohl in Deutschland als auch im jeweiligen Vergleichsland zeitgleich auftreten, und zwischen den Stunden, die nur in einem der beiden Länder als Höchstlast identifiziert wurden, unterschieden werden. Tabelle 2.4 zeigt, dass Deutschland und die Niederlande die größte Anzahl gemeinsamer Höchstlaststunden aufweisen. Hinsichtlich der Preisgleichheit ist festzustellen, dass der Anteil der Preisgleichheitsstunden für Belgien, die Niederlande und Frankreich für getrennte Höchstlaststunden deutlich niedriger liegt als für gemeinsame Höchstlaststunden. Dies war insoweit zu erwarten, als ein hoher Kapazitätsaustausch vor allem bei getrennten Höchstlaststunden zwischen beiden Märkten vorliegt und in diesen Fällen daher eher Engpass-situationen eintreten. Von Interesse ist jedoch, dass selbst im Falle einseitiger Belastungssituationen eine Preisgleichheit in knapp 50 % der Fälle vorliegt.

Tabelle 2.4:

Stunden der Preisgleichheit (in %) für 2012 während Höchstlastzeiten¹

	<i>Deutschland – Belgien</i>	<i>Deutschland – Niederlande</i>	<i>Deutschland – Frankreich</i>
Anzahl gemeinsamer Höchstlaststunden	537	628	439
Anzahl getrennter Höchstlaststunden	671	490	878
Preisgleichheit während gemeinsamer Höchstlaststunden	67,04%	80,40%	61,50%
Preisgleichheit während getrennter Höchstlaststunden	49,93%	49,80%	45,22%

¹ Höchstlast ist definiert als 10 % der höchsten Laststunden des Jahres 2012; Preisgleichheit gilt, wenn $|\text{Preisdifferenz}| < 0,01$ Euro/MWh, da einige Börsenpreise mehr als zwei Nachkommastellen aufweisen können

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX SPOT, energate und ENTSO-E

62. Wettbewerbsökonomisch ist von besonderem Interesse, welche Marktmacht Stromerzeuger auf den nationalen Märkten dadurch erhalten, dass sich die Preise in beiden Ländern in einem bestimmten Moment unterscheiden. Kommt es zu größeren Preisdifferenzen, kann angenommen werden, dass die Ineffizienzen aufgrund der unvollkommenen Marktintegration stärker ins Gewicht fallen, als wenn solche Preisdifferenzen nur gering sind. Die Monopolkommission hat vor diesem Hintergrund in einem zweiten Schritt vor allem die auftretenden Preisdifferenzen genauer analysiert. Wesentliche Kennziffern zum Charakter der Differenzzeiten sind in Tabelle 2.5 dargestellt. Im Ergebnis ist auffällig, dass die Preisdifferenzen grundsätzlich relativ hoch und damit erheblich erscheinen. Um die Höhe der Preisdifferenzen zu bewerten, hat die Monopolkommission insbesondere überprüft, zu welchem Anteil diese Differenzen über 10 % des über alle Stunden berechneten Jahresdurchschnittspreises für Strom in beiden Ländern hinausgehen, insofern also eine erhebliche Auswirkung der Marktunabhängigkeit in diesen Stunden vorliegt.⁷⁵ Dabei wird deutlich, dass gerade gegenüber den CWE-Län-

⁷⁵ Prinzipiell ist es schwierig, ein objektives Maß für die Erheblichkeit von Preisdifferenzen zu finden. Das Problem ist vergleichbar mit der Festlegung einer Grenze für das Signifikanzkriterium bei einer Marktabgrenzung durch den SSNIP-Test. Wie beim SSNIP-Test erachtet es die Monopolkommission auch im Falle der Preisdifferenzen als nützlich, eine Erheblichkeitsgrenze zu definieren, um so Anhaltspunkte für die sachliche Bewertung der Differenzen sammeln zu können. Für die Umsetzung erscheint ein relatives, mit dem Preisniveau verknüpftes Maß für die Erheblichkeit einer Preisdifferenz am aussagekräftigsten. Die naheliegende Messung der Fälle, in denen der Unterschied der beiden Basispreise (Stundenpreise) ein bestimmtes relatives Erheblichkeitsmaß – z.B. 10 % – überschreitet, lässt sich jedoch nicht sinnvoll als Kriterium verwenden. Grund hierfür ist, dass Strompreise in einzelnen Stunden auf Werte nahe null sinken oder sogar negativ werden können. Im Falle eines Basispreises nahe null wäre die entsprechende Höhe einer 10 %-igen Abweichung derart gering, dass nahezu jede messbare Abweichung als erheblich zu klassifizieren wäre. Daher stellt dieses Maß kein geeignetes Kriterium dar. Als objektives Kriterium für die Erheblichkeit einer Preisdifferenz kommen indes vor allem solche Werte für die Preisdifferenz infrage, die auch aus Sicht der Stromproduzenten eine entsprechende Relevanz aufweisen. Dabei ist anzunehmen, dass die Relevanz einer Preisdifferenz aus Anbietersicht nur mittelfristigen Schwankungen unterliegt. Die Monopolkommission orientiert sich als Kriterium für die Erheblichkeit einer Preisdifferenz daher am Jahresdurchschnittspreis für Strom über beide Länder und damit an einem Durchschnitt über den Zeitraum hinweg, in dem auch jeweils die Differenzzeiten analysiert werden. Differenzen werden dann als erheblich definiert, wenn der Preisunterschied 10 % dieses Jahresdurchschnittspreises für Strom in beiden Ländern überschreitet.

dem Belgien, Frankreich und Niederlande, mit denen die meisten Stunden der Preisgleichheit bestehen, erhebliche Preisdifferenzen auftreten, die in den Jahren 2011 und 2012 zwischen 54,48 % und 74,91 % der Stunden über 10 % des Jahresdurchschnittspreises betragen.

Tabelle 2.5:

Stunden mit Preisdifferenzen 2011 und 2012¹

Jahr	Land	Stunden mit Preisdifferenz		Ø Preis (In- und Ausland)	Ø Preisdifferenz	Anteil Stunden, in denen	
		Anzahl	Anteil			Preis _{DE} > Preis _{AUSLAND}	Preisdifferenz > 10% des Ø Preis
2011	Belgien	2837	32,78%	50,16	4,01	68,49%	66,62%
2012		3579	40,98%	44,85	4,97	11,57%	72,73%
2011	Dänemark Ost	7029	80,25%	49,54	4,84	66,94%	41,43%
2012		6198	70,57%	39,47	7,47	88,88%	66,49%
2011	Dänemark West	6948	79,32%	50,27	4,14	64,59%	35,13%
2012		6236	71,00%	40,08	7,11	84,91%	63,02%
2011	Frankreich	2854	32,58%	50,01	3,96	69,76%	66,99%
2012		3138	35,73%	44,77	5,13	17,18%	70,87%
2011	Niederlande	1048	11,97%	51,58	1,12	17,46%	54,48%
2012		3890	44,54%	45,3	5,55	1,23%	74,91%
2011	Schweden Zone 4 ²	1290	88,11%	45,53	7,46	92,25%	62,56%
2012		7319	83,33%	38,4	11,68	86,86%	76,47%

1 Preisdifferenz gilt, wenn $|\text{Preisdifferenz}| \geq 0,01$ Euro/MWh, da einige Börsenpreise mehr als zwei Nachkommastellen aufweisen können.

2 Da Schweden erst seit 1. November 2011 in 4 Gebotszonen unterteilt ist, beziehen sich die errechneten Werte lediglich auf November und Dezember des Jahres 2011

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

63. Auffällig ist zudem eine deutliche Asymmetrie innerhalb der Preisdifferenzen. Während im Verhältnis zwischen Deutschland und Dänemark innerhalb von Preisdifferenzzeiträumen der Preis für Strom in Deutschland häufiger höher ist, verhält es sich im Verhältnis zwischen Deutschland und den Niederlanden genau umgekehrt. Im Jahr 2012 kam es sogar nur in 1,23 % der Differenzfälle zu der Situation, dass der Strom in Deutschland teurer war als in den Niederlanden. Vom Jahr 2011 auf 2012 ist weiterhin auch das Verhältnis von Deutschland zu den anderen beiden untersuchten CWE-Staaten, Belgien und Frankreich, gekippt, sodass in Deutschland während der Differenzzeiten zuletzt oftmals auch ein geringerer Preis aufgerufen wurde. Inwieweit diese Entwicklung mit der ansteigenden Grünstromproduktion in Verbindung zu bringen ist, lässt sich jedoch nicht eindeutig beantworten.⁷⁶

76 So zeigt eine für Deutschland durchgeführte Analyse der lastgewichteten Jahresdurchschnittsstrompreise für die 10 % der Stunden mit der höchsten Last von 2011 auf 2012 lediglich eine marginale Preissteigerung, nicht jedoch eine Preissenkung. Vgl. ausführlich zu den Auswirkungen der Grünstromproduktion auf die Preise für konventionelle Energie und zu entsprechenden Preisauswertungen die Analysen in den Abschnitten 3.2.2 und 3.3.1.1.

Anzunehmen ist, dass die Märkte im Moment einer Preisdifferenz grundsätzlich unabhängig sind und die Richtung des Preisdifferenzials dabei zu vernachlässigen ist. Wenn etwa der Spotmarktpreis in Deutschland geringer ist als in einem Nachbarland und somit eine Überlastung des Interkonnektors zu einem anderen Markt aufgrund deutscher Stromexporte vorliegt, so würde eine – z.B. durch Marktmachtausübung ausgelöste – Preiserhöhung im deutschen Markt nur dann durch die Kapazitäten des anderen Marktes begrenzt werden, wenn dadurch der Preis über den ausländischen Preis ansteigt. Nur in diesem Fall bestünden wieder Anreize, Exportkapazitäten auf dem heimischen Markt zu verwenden oder sogar Kapazitäten aus dem Nachbarmarkt zu importieren.

64. Eine erhebliche Höhe der Preisdifferenzen spricht tendenziell dafür, dass innerhalb von Preisdifferenzphasen eine Unabhängigkeit der Energieerzeuger auf den nationalen Märkten vorliegt, die ein Potenzial zur Ausübung von Marktmacht mitbringt. Unklar ist hingegen, ob die messbaren Differenzen in diesen Stunden allein auf Unterschiede in den Fundamentalfaktoren von Angebot und Nachfrage zurückzuführen sind oder ob die Anbieter im Rahmen von Preisdifferenzstundenphasen Möglichkeiten besitzen, um eine potenziell marktmächtige Stellung missbräuchlich auszunutzen.⁷⁷ Um zur Beantwortung dieser Frage zusätzliche Anhaltspunkte zu liefern, hat die Monopolkommission auch die Dauer und Häufigkeit bestimmter Preisdifferenzstundenphasen mit den wichtigsten Kandidaten für einen integrierten Markt – Belgien, Frankreich und die Niederlande – eingehender analysiert. Die Auswertung basiert auf der Annahme, dass ein Missbrauch von Marktmacht beim Erstabsatz von Strom anzunehmen ist, wenn Preisdifferenzstunden nicht zusammenhanglos auftreten, sondern mehrere Preisdifferenzstunden aufeinanderfolgen. Gründe für diese Annahme könnten z.B. Friktionen bei der Kraftwerkssteuerung und mögliche Transaktionskosten bei der Anpassung des Gebotsmechanismus sein.

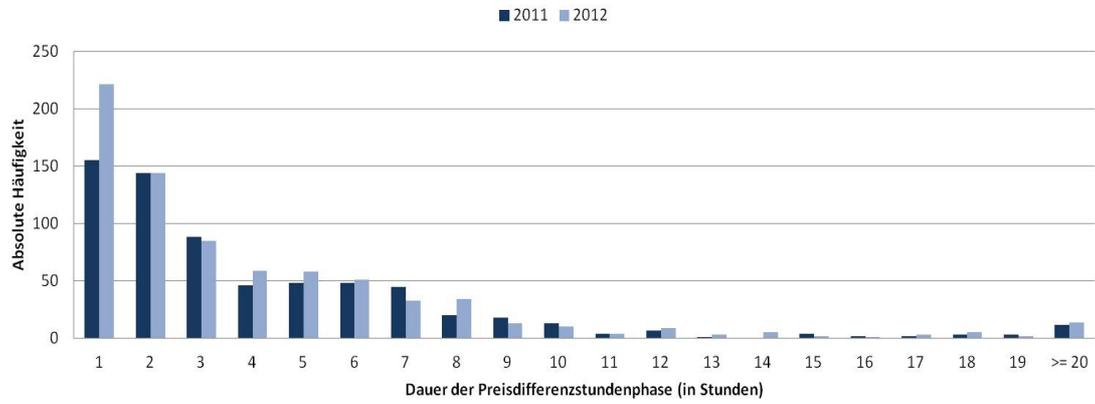
65. Zur Analyse der Preisdifferenzstundenphasen hat die Monopolkommission folgende Auswertungen vorgenommen: Die Abbildungen 2.4, 2.5 und 2.6 zeigen für die untersuchten Länder jeweils zunächst die Häufigkeit, in der Preisdifferenzstundenphasen einer bestimmten Länge auftreten. Wie zu erwarten war, nimmt die absolute Häufigkeit von Preisdifferenzstundenphasen mit zunehmender Länge der Phasen ab. Bei der Bewertung der Häufigkeitsverteilung muss jedoch berücksichtigt werden, dass der Zeitraum einer Preisdifferenzstundenphase über z.B. 18 Stunden der Dauer von 18 Preisdifferenzstundenphasen zu je einer Stunde entspricht. Vor diesem Hintergrund ist die jeweils zweite Auswertung über die relative Zuordnung der auftretenden Preisdifferenzstunden zu Preisdifferenzstundenphasen von besonderem Interesse. Sie gibt die Wahrscheinlichkeit dafür an, dass eine beliebig auftretende Differenzstunde in eine der abgebildeten Phasen fällt. Dies ist auch deshalb wichtig, weil sich die Auswirkungen möglichen Missbrauchs nicht auf die Häufigkeit bestimmter Differenzphasen, sondern auf die Häufigkeit betroffener Stunden beziehen.

⁷⁷ Für Möglichkeiten des Missbrauchs von Marktmacht vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 457 ff.

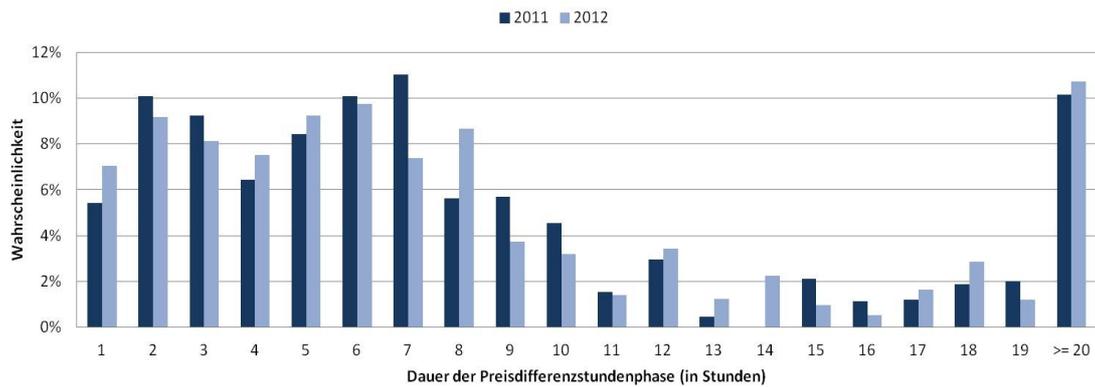
Abbildung 2.4:

Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und Frankreich 2011 und 2012

Häufigkeit der verschiedenen Preisdifferenzstundenphasen



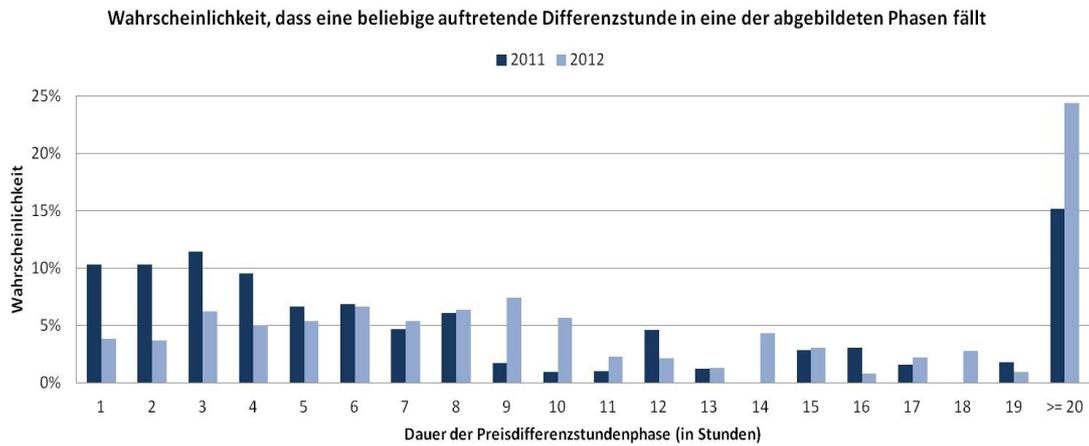
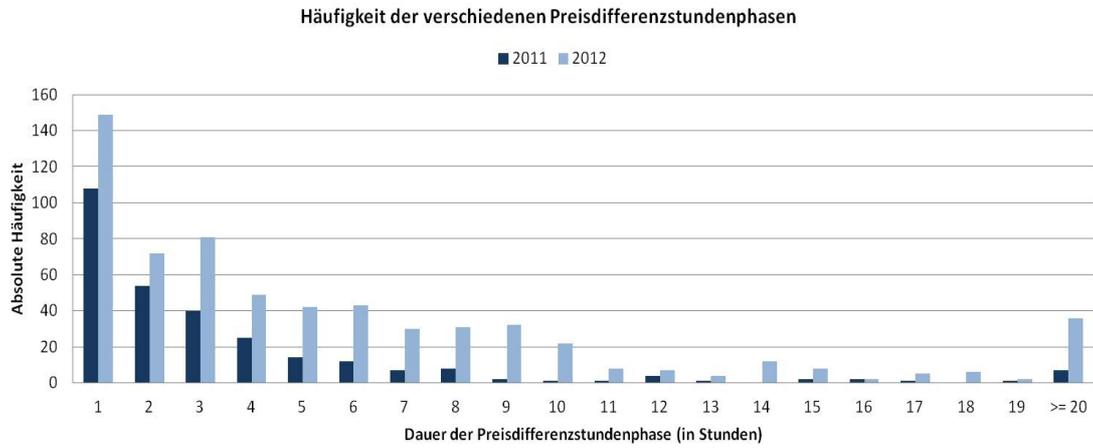
Wahrscheinlichkeit, dass eine beliebige auftretende Differenzstunde in eine der abgebildeten Phasen fällt



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX SPOT

Abbildung 2.5:

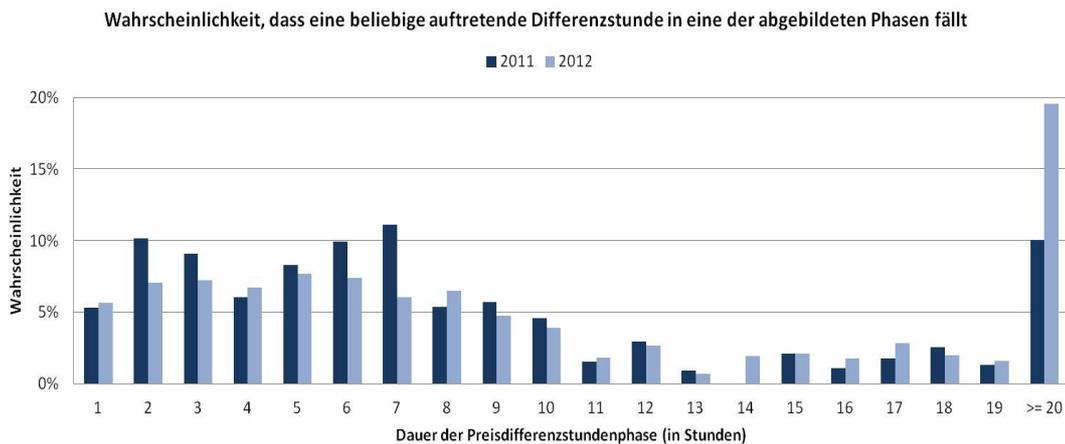
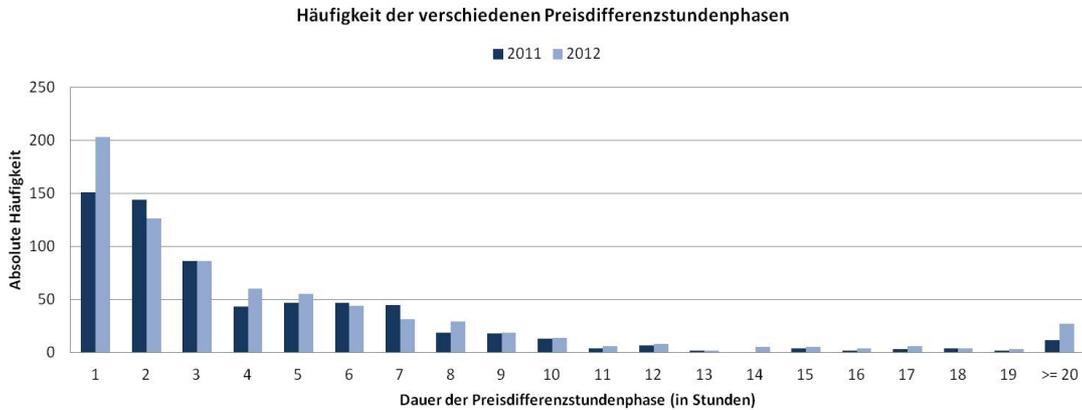
Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und den Niederlanden 2011 und 2012



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX SPOT und energate

Abbildung 2.6:

Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und Belgien 2011 und 2012



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX SPOT und energate

66. Sowohl die Auswertung der Häufigkeitsverteilung als auch der relativen Zuordnung der auftretenden Preisdifferenzstunden zu Preisdifferenzstundenphasen wird unter Zuhilfenahme von Mittelwerten besonders aussagekräftig. Tabelle 2.6 zeigt vor diesem Hintergrund den Median sowie das arithmetische Mittel bzw. den Erwartungswert für die Dauer von Preisdifferenzstundenphasen an. Diese Kennziffern geben einen Anhaltspunkt dafür, welchen anhaltenden Zeiträumen auftretende Preisdifferenzstunden im Mittel zugeordnet werden können. Eine Interpretation der Werte ist dennoch schwierig, da derzeit wenig Informationen darüber vorliegen, ob die Länge der Phasen tatsächlich erheblichen Einfluss auf Anreize und Möglichkeiten zum Missbrauch von Marktmacht ausübt. Sofern dieser Einfluss vorausgesetzt wird, ist zudem fraglich, ab welcher Phasenlänge ein positiver Zusammenhang zu Missbrauchspotenzialen angenommen werden kann. Nach Einschätzung der Monopolkommission handelt es sich um verhältnismäßig lange Phasen, die Missbrauch begünstigen und damit tendenziell gegen eine vollständige Integration der Märkte sprechen.

Tabelle 2.6:

Kennziffern über die Dauer von Preisdifferenzen

	<i>Deutschland – Belgien</i>		<i>Deutschland – Niederlande</i>		<i>Deutschland – Frankreich</i>	
	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>
	<i>Mittelwerte für die Dauer der verschiedenen Preisdifferenzstundenphasen nach deren Häufigkeit</i>					
<i>Mediandauer (Stunden)</i>	3	3	2	4	3	3
<i>Arithmetisches Mittel (Stunden)</i>	4,35	4,86	3,61	6,07	4,31	4,15
	<i>Median und Erwartungswert für die Zuordnung einer Preisdifferenzstunde zu einer Phasendauer¹</i>					
<i>Mediandauer (Stunden)</i>	7	8	6	9	7	6
<i>Erwartungswert (Stunden)</i>	8,53	11,07	8,67	12,9	8,48	8,61

¹ Der Median gibt hier an, bei welcher Dauer einer bestimmten Preisdifferenzstundenphase die Wahrscheinlichkeit, dass eine beliebige Differenzstunde zu dieser Phase oder einer Phase mit niedrigerer Dauer zuzurechnen ist, ungefähr 50 % annimmt. Der Erwartungswert beschreibt hingegen, welche Dauer die Preisdifferenzphase einer beliebig herausgegriffenen Preisdifferenzstunde im Durchschnitt annimmt.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX SPOT und energate

2.1.2.4 Fazit: Derzeit noch keine Abgrenzung europäischer Märkte

67. Die Monopolkommission begrüßt das Ziel, einen europäischen Binnenmarkt für Strom und Gas zu schaffen und würdigt den dabei bereits erzielten Fortschritt. Die bestehenden Netzengpässe und deren Zunahme – insbesondere durch die speziell in Deutschland nachdrücklich forcierte Energiewende – erfordern jedoch eine Nachsteuerung im Bereich des Netzausbaus und diverser weiterer Mechanismen, die in Kapitel 3 ausführlich untersucht werden. Vor dem Hintergrund, dass die Netzengpässe kurzfristig nicht vermeidbar sind, stellt die zunehmende Bindung der europäischen Strommärkte durch Market Coupling – wie von der Monopolkommission bereits in sämtlichen Sondergutachten seit 2007 nachdrücklich gefordert⁷⁸ – einen geeigneten Mechanismus bereit, um Effizienzreserven zu heben. Die Ergebnisse der Marktkopplung schlagen sich bereits deutlich positiv in der in diesem Kapitel präsentierten empirischen Preisdifferenzanalyse nieder. Die Monopolkommission begrüßt daher ausdrücklich die weitere Kopplung europäischer Märkte durch Market-Coupling-Mechanismen. Soweit erkennbar, verhindern derzeit eher technische Probleme als strategische Interessen eine schnellere Umsetzung. Ein intensives Monitoring der durch ACER und die Europäische Kommission auf den Weg gebrachten Initiativen wird von der Monopolkommission jedoch als sinnvoll erachtet.

⁷⁸ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 305; Sondergutachten 54, a.a.O., Tz. 359 ff.; Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 209.

68. Trotz der Erfolge, die durch die zunehmende Marktkopplung erzielt wurden, bleibt weiterhin fraglich, ob insbesondere die durch Market Coupling im CWE verbundenen Märkte einen gemeinsamen Markt im wettbewerbsökonomischen und im kartellrechtlichen Sinne darstellen. Zwar zeigen sich unter den von der Monopolkommission untersuchten nationalen Großhandelsmärkten vor allem bei Belgien, Frankreich und den Niederlanden ganz erhebliche Zeiträume, in denen Preisgleichheit vorherrscht und in denen vor diesem Hintergrund ein gemeinsamer Markt angenommen werden kann. Es stellt sich jedoch die schwierige Frage, ab welchem Grad der bestehenden Preisgleichheit auch insgesamt davon auszugehen ist, dass der Verhaltensspielraum der nationalen Erzeuger von elektrischer Energie durch benachbarte Märkte ausreichend beschränkt wird.⁷⁹ Nach Auffassung der Monopolkommission ist dafür – neben dem Grad der erreichten Preisgleichheit – insbesondere der Charakter der feststellbaren Preisdifferenzzeiträume zu berücksichtigen. Die Ergebnisse der Preisdifferenzanalyse der Monopolkommission zeigen hier einerseits, dass die auftretenden Preisabweichungen gegenüber den Märkten in Belgien, Frankreich und den Niederlanden zu einem signifikanten Anteil größer sind als 10 % des Jahresdurchschnittspreises beider Märkte. Zudem liegt der Erwartungswert stets über acht Stunden und damit über der Länge einer auftretenden Differenzstundenphase, in die eine beliebige Preisdifferenzstunde fällt; bei Auftreten einer Preisdifferenzstunde konnte außerdem von einer Mindestdauer von im Durchschnitt mehr als vier Stunden⁸⁰ ausgegangen werden, sodass 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 dafür aus, auch kartellrechtlich zunächst weiterhin einen auf Deutschland und Österreich bzw. auf die überwiegend in diesen Ländern liegenden Regelzonen beschränkten Markt für den Erstabsatz von Strom anzunehmen.⁸¹ Allerdings sollten neben ACER auch das Bundeskartellamt und die Markttransparenzstelle die Entwicklung der europäischen Großhandelsmärkte weiterhin laufend untersuchen.

69. Um zusätzliche Informationen über die Größe des Marktes und die Bedeutung der Preisdifferenzstunden zu erhalten, wäre es aus Sicht der Monopolkommission ebenfalls wünschenswert, weiterführende verhaltensbasierte Modelle, d.h. Ex-ante- und Ex-post-Simulationen, anzuwenden, um die Möglichkeiten deutscher Stromerzeuger für missbräuchliches Verhalten näher zu untersuchen. Verhaltensbasierte Modelle erlauben insofern ein besseres Verständnis für den Strommarkt und schärfen den Blick hinsichtlich wichtiger strategischer und dynamischer Effekte. In solchen Modellen könnte insbesondere die Wirkung der auftretenden Preisdifferenzstunden berücksichtigt werden, um die Frage zu beantworten, ob im Rahmen dieser Differenzen erhebliche Anreize zum Missbrauch von Marktmacht verbleiben. Die Anwendung dieser Verfahren ist jedoch auf-

79 Dabei ist die Zurechnung von Deutschland und Österreich zu einem gemeinsamen Markt, insbesondere aufgrund der gemeinsamen Preiszone an der EPEX SPOT, derzeit unstrittig.

80 Ausnahme sind die Niederlande im Jahr 2011, in dem das arithmetische Mittel für die Dauer einer Preisdifferenzstunde bei 3,61 lag.

81 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 (vgl. Abschnitt 2.2.2.1).

wendig und erfordert neben den entsprechenden Ressourcen zur Datenanalyse auch den Zugang zu entsprechendem Datenmaterial.⁸² Die Monopolkommission geht davon aus, dass die neu entstehende Markttransparenzstelle solche Analysen durchführen wird und empfiehlt deren Anwendung der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt.

2.2 Untersuchung der Wettbewerbsverhältnisse im Stromgroßhandel

70. Seit der Liberalisierung der Energiemärkte steht die Wettbewerbsentwicklung auf den Großhandelsmärkten für Strom unter besonderer Beobachtung. Während die Marktstruktur der vier großen Energieerzeuger zunächst auf eine gewisse Marktmacht dieser Anbieter hatte schließen lassen, hat der Bereich der Stromerzeugung seither verschiedene wichtige Veränderungen durchlaufen. Solche Entwicklungen betrafen z.B. die zunehmende Erzeugung und Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien⁸³, den Atomausstieg oder eine Repositionierung der Anbieterseite durch Verkäufe und Neubauten von Erzeugungsanlagen.

71. Diese kontinuierlichen Veränderungen machen eine regelmäßige Überprüfung der Situation auf den Großhandelsmärkten notwendig. Zuletzt hatte das Bundeskartellamt im Jahr 2011 in seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel die Wettbewerbssituation in den entsprechenden Märkten bewertet und dabei unter anderem Marktbeherrschung der vier großen Stromversorgungsunternehmen auf dem Erstabsatzmarkt für Strom festgestellt. Um die aktuelle Situation bewerten zu können, hat die Monopolkommission, basierend auf ihren zuvor diskutierten Schlussfolgerungen zur geografischen Marktabgrenzung, eine eigene Untersuchung durchgeführt. Sie hat hierzu eine Marktabgrenzung vorgenommen und vor diesem Hintergrund Marktmachtindikatoren geprüft.

2.2.1 Die Märkte im Stromgroßhandel

72. Einer Analyse der Marktmacht im Stromgroßhandel geht typischerweise eine Einschätzung voraus, welche sachlich, räumlich und zeitlich relevanten Märkte konkret vorliegen.

2.2.1.1 Die Abgrenzung relevanter Märkte im Überblick

73. Die räumliche Abgrenzung der Großhandelsmärkte für Strom wird ganz erheblich von den Binnenmarktentwicklungen tangiert, die von der Monopolkommission in Abschnitt 2.1.2 ausführlich untersucht wurden. Im Ergebnis sieht die Monopolkommission jedoch starke Gründe dafür gegeben, zunächst weiterhin von einem deutsch-österreichischen Markt auszugehen, auch wenn durch die benachbarten Märkte in manchen Zeiträumen wesentliche Effekte ausgehen können.

⁸² Bereits in ihrer Analyse der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel des Bundeskartellamtes hat die Monopolkommission auf den Mehrwert solcher Verfahren hingewiesen; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 483 ff.

⁸³ So ist zu Beginn des Jahres 2013 die Leistung der vergütungsfähigen EE-Anlagen um 36 % gestiegen, während im gleichen Zeitraum die Nettoengpassleistung für konventionelle Erzeugungsanlagen um etwa 8 % von 107 GW auf etwa 99 GW gefallen ist; vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2011, S. 15.

74. Von erheblicher Bedeutung ist jedoch auch die sachliche Marktabgrenzung im Stromgroßhandel. Ausgehend von der vom Bundeskartellamt vorgenommenen Marktabgrenzung hatte die Monopolkommission verschiedene Aspekte bereits in ihrem letzten Sondergutachten ausführlich untersucht.⁸⁴ Sie hat damals die kartellrechtliche Abgrenzung im Grundsatz als geeignet bewertet. Das Bundeskartellamt unterscheidet im Stromgroßhandel die folgenden sachlich relevanten Märkte:

- den Markt für den Erstabsatz physisch produzierter Strommengen (Erstabsatzmarkt),⁸⁵
- den Markt für die Erzeugung und Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien (EEG-Strom),
- die Märkte für die Vermarktung von Erzeugungskapazitäten als Regelenergie (getrennt nach Regelenergiequalitäten),
- einen oder mehrere Märkte auf der nachfolgenden Distributionsstufe. Der Distributionsstufe sind sämtliche Unternehmen zuzurechnen, die mit Strom handeln, ihn verkaufen oder auch nicht zum eigenen Verbrauch kaufen.

75. Zwar erscheint der Monopolkommission diese Marktabgrenzung im Grundsatz weiterhin geeignet zu sein. Gleichwohl handelt es sich aus ihrer Sicht auch nicht um eine trennscharfe Unterscheidung von Märkten. Vielmehr existieren nach Auffassung der Monopolkommission Grauzonen, in denen zwischen den einzelnen Märkten zwar sachliche Unterschiede in den Handelsbedingungen auf Anbieter- und Nachfragerseite bestehen, jedoch ebenso auch keine vollständige Unabhängigkeit zwischen den einzelnen Märkten vorliegt.

76. Vor diesem Hintergrund beleuchtet die Monopolkommission in ihrer empirischen Marktmachtanalyse die Situation für zwei wie folgt definierte sachlich relevante Märkte: Sie untersucht zum einen ausführlich den Markt für den Erstabsatz konventionell erzeugten Stroms (vgl. Abschnitt 2.2.2). Dabei verwendet sie eine geringfügig weiterreichende Abgrenzung des kartellrechtlichen Erstabsatzmarktes, indem die für die Erzeugung von Regelenergie vorgehaltenen Kapazitäten mit eingeschlossen werden. Die Differenzierung nach Regelenergiekapazitäten ist aufgrund der Datenlage komplex, zudem – wie nachfolgend diskutiert – nicht ausreichend trennscharf, und führt darüber hinaus bei der Beurteilung des Erstabsatzmarktes nur zu einem geringfügig anderen Ergebnis. Zum anderen untersucht die Monopolkommission strukturelle Merkmale der Märkte für erneuerbare Energien (vgl. Abschnitt 2.2.3).

77. Einige aus Sicht der Monopolkommission besonders hervorzuhebende Problematiken in der Abgrenzung dieser und weiterer relevanter Märkte im Stromgroßhandel sowie deren Aufsicht werden nachfolgend genauer untersucht.

84 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Abschnitt 3.3.1.

85 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.

2.2.1.2 Probleme der Abgrenzung von Erzeugungs- und Distributionsebene

78. Durch die Abgrenzung des Erstabsatzmarktes für physisch produzierte Strommengen werden die nachfolgenden Handelsstufen und damit das sich an den Erstabsatz anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität aus der Betrachtung ausgeschlossen. Der Erstabsatzmarkt ist damit ein virtueller Markt, der nicht durch das Geschäft mit Strom an einem bestimmten Handelsplatz abgebildet wird. Erstabsatz von Strom kann somit praktisch an einem beliebigen Handelsplatz (z.B. an einer Strombörse oder im OTC-Handel) und mit einer beliebigen Fristigkeit (z.B. an Spot-, aber auch an Terminmärkten) erfolgen. Zwar ist diese Marktabgrenzung aus Sicht der Monopolkommission durchaus sachgerecht, da der Erstabsatz physisch produzierter Strommengen bestimmte eigene Verhaltensspielräume zulässt. Allerdings bleibt die komplexe Verbindung zwischen Missbrauchspotenzialen und den zuvor genannten Handelsbedingungen bisher weitgehend unbeleuchtet. Weitere Erkenntnisse wären hierzu auch deshalb von Interesse, weil der Monopolkommission berichtet wurde, dass große Energieerzeuger ihre Erstabsatzaktivitäten heute insbesondere auf die Terminmärkte konzentrieren und damit nicht unbedingt nennenswert im oftmals modellhaft betrachteten Day-ahead-Geschäft tätig sind.⁸⁶

79. An der Frage, ob ein Missbrauch von Marktmacht (z.B. durch Kapazitätszurückhaltung) für Erzeuger von elektrischer Energie rentabel sein kann, lassen sich zudem Zusammenhänge zwischen Erstabsatzmarkt und nachgelagerten Distributionsmärkten aufzeigen. So kann es für die Profitabilität eines Missbrauchs – und damit für die Anreize zu missbräuchlichem Verhalten – unmittelbar relevant sein, ob das betreffende Unternehmen neben den eigenen Erzeugungskapazitäten (auf dem Erstabsatzmarkt) auch noch über weitere sekundär gehandelte Mengen verfügt, die von einer möglichen missbräuchlichen Preismanipulation ebenfalls betroffen sind. Allein vor diesem Hintergrund lassen sich kompetitive Effekte zwischen dem Erstabsatzmarkt und nachgeordneten Handelsstufen nicht ausschließen.

80. Weiterhin kann wettbewerbsbeschränkendes Verhalten prinzipiell auch auf den dem Erstabsatzmarkt nachfolgenden Märkten isoliert auftreten. So stellt sich die Frage, ob auch ein reiner Sekundärhändler – z.B. im Bereich des heute noch weitgehend intransparenten OTC-Handels – durch kurz- oder langfristig kontrahierte Strommengen Positionen aufbaut und mit diesen Mengen Einfluss auf die Preise an bestimmten Handelspunkten nehmen kann.⁸⁷ Die Monopolkommission hat in ihrem letzten Sondergutachten insbesondere auf das Problem möglicher Lücken in der Aufsicht über diese und weitere Distributionsmärkte durch verschiedene Behörden – in Deutschland insbesondere durch das Bundeskartellamt, die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht und die Börsenaufsicht – hingewiesen.⁸⁸ Derzeit erfolgt eine sukzessive Umsetzung europäischer Vorschriften zur Energie- und Finanzmarktregulierung, durch die die Transparenz ver-

⁸⁶ So hat z.B. das Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel sein algorithmisches Optimierungsmodell zur Überprüfung von Marktmachtmissbrauch auf dem Erstabsatzmarkt auf den Day-ahead-Handel konzentriert und dabei auf dessen besondere Bedeutung verwiesen; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 49.

⁸⁷ Vgl. z.B. Holmberg, P./Willems, B., Relaxing competition through speculation: Committing to a negative supply slope, IFN Working Paper No. 937, November 2012.

⁸⁸ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 617 ff.

schiedener Energiehandelssegmente verbessert werden soll.⁸⁹ Die entsprechenden Verordnungen befinden sich in der Umsetzungsphase, sodass eine Überprüfung des Status quo der Energiehandelsmärkte durch die zuständigen europäischen Institutionen angemessen erscheint. Entscheidend für ein verbessertes regulatorisches Verständnis der betroffenen Märkte ist dabei die Datenerfassung und Datenanalyse für das Kontinuum der Wertschöpfungsstufen.⁹⁰ Auch das Bundeskartellamt sollte zukünftig eine Überprüfung der Handelsmärkte erwägen, um seine Marktabgrenzung im Energiegroßhandel adäquat zu fundieren.

2.2.1.3 Abgrenzung und Überschneidung des Erstabsatzmarktes und der Märkte für erneuerbare Energien und Regelenergie

81. Das Bundeskartellamt hat bisher sowohl die Regelenergie als auch den EEG-Strom nicht in die Abgrenzung des Erstabsatzmarktes eingeschlossen. Auch wenn die Monopolkommission die entsprechenden Gründe grundsätzlich anerkennt, ist jedoch festzustellen, dass verschiedene Aspekte für erhebliche Verbundeffekte zwischen den entsprechenden Märkten sprechen.

82. Im Falle der Regelenergie, technisch zutreffender auch als Regelleistung bezeichnet, handelt es sich um eine Reserveleistung, die dazu dient, Angebot und Nachfrage nach Elektrizität stets im Einklang zu halten. Regelenergie wird vom Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt und als vorzuhaltende Kapazität in gesonderten Auktionen ausgeschrieben. Man unterscheidet zwischen Primär-, Sekundär- und Minutenreserve, die jeweils unterschiedlichen Zwecken im Rahmen der Aufrechterhaltung der Systemstabilität dienen. Prinzipiell handelt es sich bei den die Regelenergie bereitstellenden Kraftwerken um diejenigen, die ihren produzierten Strom auch auf dem Erstabsatzmarkt und damit im gewöhnlichen Großhandel anbieten. Das Bundeskartellamt stützt seine Abgrenzung eines isolierten Regelenergiemarktes insbesondere darauf, dass für Kraftwerke, die am Regelenergiemarkt angeboten werden, eine Präqualifizierung erforderlich ist, also nur solche Kraftwerke ihre Kapazität anbieten dürfen, die spezielle technische Voraussetzungen erfüllen. Daher sei die Austauschbarkeit auf Nachfragerseite nicht gegeben.⁹¹ Zudem sprächen auch die gesonderten Ausschreibungen und ihre speziellen Bedingungen („Pay-as-Bid-Auktionierung“) für eine eingeschränkte Austauschbarkeit der Regelenergieprodukte mit denen des Stromgroßhandels.

83. Zwar stimmt die Monopolkommission mit dieser Sichtweise im Grundsatz überein, allerdings geht sie auch davon aus, dass Wirkungszusammenhänge zwischen den auf den Auktionsplattformen erzielten Preisen für den Einsatz von Regelenergie und den Preisen auf dem sonstigen Stromgroßhandel bestehen. Primär- und Sekundärregelenergie werden wöchentlich im Voraus ausgeschrieben, während für die Minutenreserve täglich Ausschreibungen für den Folgetag erfolgen. Die Ausschreibung von positiver

⁸⁹ Von Bedeutung sind insbesondere die Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiemarktes („REMIT“), welche die Energiemärkte europaweit einer erweiterten Transparenzverpflichtung unterstellt, und die Verordnung über OTC-Derivate zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister („EMIR“); vgl. Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, ABl. EU Nr. L 326 vom 8. Dezember 2011, S. 1; Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister, ABl. EU Nr. L 201 vom 27. Juli 2012, S. 1.

⁹⁰ Vgl. hierzu eingehender Abschnitt 2.3.

⁹¹ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 71 ff.

Regelenergiekapazität ist dabei nach Ansicht der Monopolkommission mit Termin- (Primär- und Sekundärregelleistung) bzw. Spotmarktkontrakten (Minutenreserve) zu vergleichen, die in den Erstabsatzmarkt einbezogen werden. Insbesondere bei der Minutenreserve sind die technologischen Anforderungen eher gering, sodass z.B. positive Regelleistung vor allem durch Gaskraftwerke vieler unterschiedlicher Anbieter erbracht wird und ein Wirkungszusammenhang zu den Preisen im gewöhnlichen Day-ahead-Geschäft angenommen werden kann.

84. Ähnlich der Situation auf den Regelenergiemärkten lässt sich auch der Markt für die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom nicht eindeutig von den Erstabsatzmärkten für Strom trennen. Zwar argumentierte das Bundeskartellamt im Jahr 2011, dass durch den Einspeisevorrang und die Einspeisevergütung für EEG-geförderte Stromerzeugung die erneuerbaren Energien faktisch von einem Wettbewerb mit konventionellen Erzeugern ausgenommen seien und für diesen Strom daher ein eigener Markt bestehe.⁹² Seitdem hat sich die institutionelle Struktur der EEG-Förderung jedoch vor allem im Hinblick auf die Einführung der Förderung im Marktprämienmodell geändert.⁹³ Danach können Betreiber von vergütungsfähigen EE-Anlagen in den meisten Fällen den von ihnen erzeugten Strom nach ihrer Wahl auch selbstständig vermarkten und erhalten die Förderung in Form generalisierter Aufschläge auf den Vermarktungserlös. Im Rahmen der Selbstvermarktung stehen diese Anlagenbetreiber mit dem Angebot aus konventionellen Anlagen im Wettbewerb. Der Wettbewerb zwischen EE-Anlagen im Marktprämienmodell und konventionellen Anlagen wird allerdings dadurch eingeschränkt, dass vor allem dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien (z.B. Windkraft und Photovoltaik) von exogenen meteorologischen Faktoren abhängig sind und bei Grenzkosten nahe null daher unabhängig von der Marktlage einspeisen. Bei anderen Technologien (etwa Wasserkraft) existiert dieses Problem jedoch nur in erheblich beschränkterem Umfang, sodass das Marktprämienmodell in diesem Fall eine Konkurrenzsituation dieser Anlagen zu den konventionellen Erzeugungstechniken herstellt.

85. Die Monopolkommission hält die Abgrenzung eigener Märkte für sämtliche Regelenergieformen und für EEG-geförderte erneuerbare Energien nicht mehr für eindeutig belegt. Sie spricht sich dafür aus, die selbstständige Abgrenzung dieser Märkte im Rahmen der Kartellrechtsanwendung allerdings zunächst weiterhin anzunehmen, aber beispielsweise im Rahmen relevanter zukünftiger Verfahren einer erneuten Prüfung zu unterziehen. Hierbei sollte nach jetzigem Stand insbesondere die Einbeziehung des Marktes für die Minutenreserve und der nicht dargebotsabhängigen EEG-geförderten Energieerzeugungsformen in den Erstabsatzmarkt untersucht werden.

2.2.2 *Marktstruktur und Marktmacht auf dem Markt für den Erstabsatz konventionell erzeugten Stroms*

86. Ein typisches Problem der Analyse von Märkten stellt die Messung von Marktmacht der agierenden Unternehmen dar. Aus ökonomischer Perspektive lässt sich Marktmacht vor allem an den sich auf einem Markt einstellenden Preisen im Verhältnis zu den Kosten messen. Marktmacht äußert sich dabei insbesondere dadurch, dass es den auf einem Markt agierenden Unternehmen gelingt, ihren Preis über den Preis zu heben, der sich unter Wettbewerb einstellen würde. Aus diesem Grund wird in der wissenschaftlichen Literatur Marktmacht häufig über entsprechende Indizes quantifiziert, insbesondere

92 Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 73 f.

93 Vgl. Tz. 229 ff.

durch den sog. Lerner-Index, der die Marge zwischen Preis und Grenzkosten misst. Allerdings eignet sich ein preisbezogener Indikator wie der Lerner-Index in der Regel nicht als Screening-Instrument für eine empirische Beobachtung der Energiemärkte; zum einen, da die laufenden Kosten der Stromproduktion den auf dem Markt agierenden Unternehmen in der Regel nicht bekannt sind, zum anderen, da die Stromproduktion mit nicht unerheblichen Fixkosten verbunden ist. Um eine grundlegende Einschätzung der Marktmacht auf Energiemärkten zu erhalten, wird daher oft auf strukturelle Indikatoren zurückgegriffen.⁹⁴ Hierbei werden gewöhnlich zunächst die Marktanteile der auf diesem Markt tätigen Unternehmen herangezogen und Konzentrationsmaße berechnet; zur Bewertung der Marktmacht im Stromgroßhandel hat der sog. Residual Supply Index (RSI) eine besondere Relevanz erlangt, da er auch die Nachfrage als eigenen Parameter explizit berücksichtigt.

87. Um einen Überblick über die weitere und aktuelle Entwicklung der Struktur des Stromerzeugermarktes zu erhalten und Rückschlüsse auf die Marktmacht der Anbieter zu ziehen, hat die Monopolkommission verschiedene eigene empirische Auswertungen hinsichtlich der Wettbewerbssituation auf dem Stromerstabsatzmarkt vorgenommen. Dazu hat sie neben verschiedenen strukturellen Analysen zur Anbieterseite auch eine Kalkulation des Residual Supply Index vorgenommen. Nachfolgend wird zunächst die allen Berechnungen zugrunde liegende Datenbasis erläutert. Im Anschluss an eine Analyse der strukturellen Indikatoren erfolgt eine Bewertung der Ergebnisse des RSI, aus der sich unter anderem Rückschlüsse auf die kartellrechtliche Marktbeherrschung ableiten lassen.

2.2.2.1 Datenbasis und Approximation von Angebots- und Nachfrageparametern

88. Die von der Monopolkommission durchgeführten empirischen Analysen basieren angebotsseitig auf der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerksliste.⁹⁵ Die Kraftwerksliste enthält alle Bestandskraftwerke in Deutschland mit einer elektrischen Netto-Nennleistung⁹⁶ von mindestens 10 MW. Erzeugungsanlagen mit einer geringeren Netto-Nennleistung als 10 MW, die nicht nach dem EEG vergütungsfähig sind, werden in der Kraftwerksliste nicht aufgeführt. Laut Auskunft der Bundesnetzagentur liegt die Abdeckungsquote der veröffentlichten Kraftwerksliste für die konventionellen Anlagen bei über 95 % der Gesamtleistung.

Des Weiteren sind in der Kraftwerksliste auch solche Kraftwerke aus Luxemburg, Frankreich, der Schweiz und Österreich enthalten, die mit ihrer Leistung in das deutsche Netz bzw. in eine deutsche Regelzone einspeisen.⁹⁷ Die Kraftwerke aus diesen Ländern

94 Dabei handelt es sich um statische Indikatoren. Dynamische und strategische Effekte werden insoweit ausgeklammert. Derartige verhaltensbasierte Aspekte, wie beispielsweise ein koordiniertes Verhalten zweier oder mehrerer Anbieter, fallen bei einer statischen Ex-post-Analyse nicht auf. Dennoch eignen sich statische Indikatoren in vielen Fällen als grundlegendes systematisches Testverfahren.

95 Stand 1. Februar 2013, aktuelle Version abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html.

96 Die Netto-Nennleistung ist die maximale Leistung, die abzüglich des Betriebs- und Eigenverbrauchs einer Anlage bzw. Erzeugungseinheit an das Versorgungsnetz abgegeben wird.

97 Darüber hinaus erfasst die Bundesnetzagentur auch Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung kleiner 10 MW, wenn diese nach dem EEG vergütungsfähig sind. Allerdings sind diese Anlagen nicht einzeln, sondern nur aggregiert nach Bundesland und Energieträgern enthalten. Diese Werte basieren auf dem EEG-Anlagenregister, das die einzelnen Anlagen zwar mit einem individuellen Schlüssel versieht, jedoch weder Kraftwerksnamen noch die dazugehörigen Kraftwerksbetreiberfirmen führt. Die

sind deshalb für eine Analyse des deutschen Marktes zu berücksichtigen, da sie keinem Engpass an Interkonnektoren unterliegen und daher technisch auch keine Importe darstellen. Das Gebiet Österreichs wird zudem unabhängig von technischen Lastflüssen in seiner Gesamtheit vom geografisch relevanten Markt erfasst; aufgrund der Unvollständigkeit der Einzeldaten über die österreichischen Kraftwerke kann die dortige Erzeugung allerdings nur für einzelne Auswertungen in aggregierter Form bzw. im Rahmen der RSI-Kalkulation nur indirekt über die Stromimporte berücksichtigt werden.

89. So ergibt sich daher ohne die nach EEG vergüteten Anlagen und die in das deutsche Netz einspeisenden Kraftwerke aus Österreich, der Schweiz, Frankreich und Luxemburg eine Netto-Nennleistung von insgesamt 103.609 MW bzw. 732 Kraftwerk(sblöck)en von 217 Betreiberunternehmen. Die kleinste Anlage hat hierbei eine Kapazität von lediglich 0,4 MW, wohingegen die zwei größten Kraftwerke eine Netto-Nennleistung von 1.410 MW aufweisen.

90. Zur Analyse der nach Eigentümergruppen segmentierten Kraftwerkskapazitäten wurden Daten über die jeweiligen Betreiberfirmen der unterschiedlichen Kraftwerk(sblöck)e mit Daten zu den kontrollierenden Eigentümern aus der ORBIS-Datenbank von Bureau van Dijk⁹⁸ verknüpft. Der Anteil der vier größten Erzeuger sowie die Anteile kommunaler und anderer privater Anbieter wurde mittels der Dominanzmethode bestimmt. Gemäß der Dominanzmethode wurden im Falle von Kapitalgesellschaften demjenigen Anteilseigner, der direkt oder indirekt über dritte Unternehmen mindestens die Hälfte des Eigenkapitals hält, die Kontrolle der betreffenden Betreiberfirma zugerechnet. Informationen zu kontrollierenden Eigentümern von Stadtwerken oder sonstigen Anbietern, die nicht im Handelsregister eingetragen sind oder aus anderen Gründen nicht in der ORBIS-Datenbank geführt werden, wurden manuell mithilfe vertrauenswürdiger Informationen im Internet nachrecherchiert. Mit diesem Vorgehen konnten für alle in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur aufgeführten relevanten Kraftwerksbetreiber die kontrollierenden Eigentümer identifiziert werden. In einigen wenigen Fällen existiert kein einzelner Anteilseigner, der mehr als 50 % des Anteilsbesitzes hält. Diese Unternehmen wurden je nach Dominanz der verschiedenen Kategorien entweder den kommunalen oder anderen privaten Unternehmen zugerechnet. Da jedoch bei einigen dieser Unternehmen die vier großen Anbieter eine Minderheits- (Beteiligungsquote 25 %) bzw. gar eine Sperrminderheitsbeteiligung (Beteiligungsquote von über 25 % und bis zu 50 %) besaßen, wurden diese Fälle in der folgenden Analyse nochmals gesondert betrachtet.

91. Zur Berechnung des Residual Supply Index nach der in Abschnitt 2.2.2.3 bezeichneten Form ist es notwendig, seine einzelnen Bestandteile adäquat abzubilden: die Markt- bzw. Gesamtkapazität, die Kapazität des jeweils untersuchten Unternehmens (nachfolgend Unternehmen *i*) sowie die Marktnachfrage entsprechend. Die Berechnung des RSI basiert demnach auf folgender Grundformel:

nach EEG installierten Kapazitäten werden – wenn auch zum größten Teil nur in aggregierter Form – vollständig erfasst. Allerdings ist es lediglich möglich, nur etwa 14 % der nach EEG vergüteten Anlagen eindeutig einem Kraftwerksbetreiberunternehmen zuzuordnen. Abruf des Anlagenregisters: <http://www.energymap.info/download.html>.

98 Berichtsstand Februar 2013.

$$RSI_i = \frac{\text{Marktkapazität} - \text{Kapazität}_i}{\text{Marktnachfrage}}$$

Marktkapazität und Kapazität des jeweiligen Unternehmens *i*

92. Die Gesamtkapazität im Markt errechnet sich aus der Summe der Netto-Nennleistung aller mittels konventioneller Energieträger betriebener Kraftwerke, welche in der von der Bundesnetzagentur erstellten Kraftwerksliste aufgeführt sind.

Die Kapazität des jeweiligen Unternehmens *i* (RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall) errechnet sich aus der Summe der Netto-Nennleistung aller in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur erfassten konventionellen Kraftwerke, welche mehrheitlich von dem jeweiligen Unternehmen kontrolliert werden.

93. Ein wichtiger Punkt, den es bei der Ermittlung sowohl der Gesamtkapazität als auch der jeweiligen individuellen Kapazitäten der untersuchten Unternehmen zu berücksichtigen gilt, betrifft die Nicht- bzw. die verminderte Verfügbarkeit von Kraftwerken. Diese können durch geplante technische Wartungen (z.B. regelmäßige Revisionen) und durch technische Störungen bedingte, ungeplante Kraftwerksausfälle verursacht werden. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich dazu verpflichtet, geplante und ungeplante Nichtbeanspruchbarkeiten von Erzeugungseinheiten mit einer Netto-Nennleistung größer als 100 MW zu melden. Im Unterschied zur nicht verfügbaren Leistung werden bei der nicht beanspruchbaren Leistung zusätzlich auch außerhalb der Erzeugungseinheit liegende Gründe (z.B. Kühlwassereinschränkung, Kurzschluss im Versorgungsnetz) für die Begrenzung der möglichen eingespeisten Leistung berücksichtigt.⁹⁹ Diese werden auf der EEX-Transparenzplattform unter Angabe der minutengenauen Leistungseinschränkung veröffentlicht. Da knapp 84 % der gesamten in Deutschland durch konventionelle Energieträger verfügbaren Kraftwerkskapazitäten von Kraftwerken mit einer Netto-Nennleistung größer als 100 MW bereitgestellt werden, stellen diese veröffentlichten Werte eine adäquate Kennzahl dar, um die Leistungseinschränkung durch technische Restriktionen stundengenau abzubilden. Im Jahr 2012 standen im Durchschnitt knapp 15 % der installierten Netto-Nennleistung nicht bzw. nur eingeschränkt zur Verfügung (vgl. Abbildung 2.7).¹⁰⁰ Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird diese Leistungseinschränkung stundengenau von der Gesamtkapazität abgezogen. Allerdings lassen sich die hinsichtlich der Leistungseinschränkungen verfügbaren Daten nicht unternehmensgenau zuordnen, da die veröffentlichten Daten lediglich nach Primärenergieträgern, nicht jedoch nach den einzelnen Kraftwerk(sblöck)en differenzieren. Daher wird näherungsweise die mit dem Marktanteil des jeweiligen Unternehmens gewichtete stundengenaue Leistungseinschränkung von der individuellen Kapazität des jeweiligen Unternehmens¹⁰¹ subtrahiert.

Die Monopolkommission regt an dieser Stelle an, die entsprechende Transparenz über Kraftwerksausfälle dadurch zu erhöhen, dass zukünftig neben den bisherigen Angaben auch das von einem Ausfall betroffene Kraftwerk bzw. der betroffene Kraftwerksblock

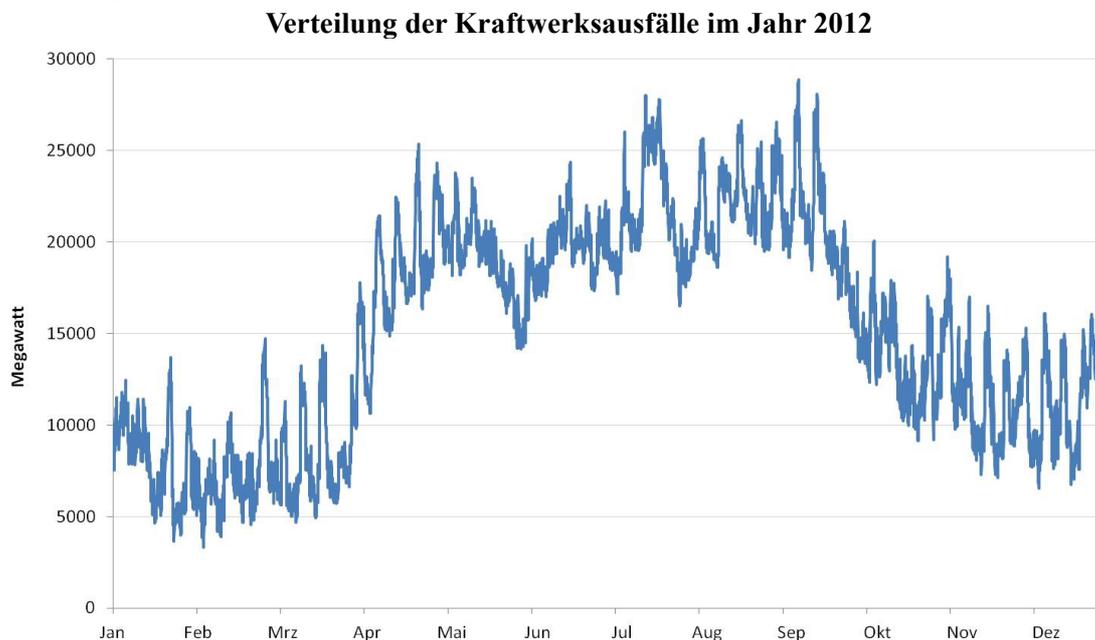
⁹⁹ Vgl. EEX-Transparenzplattform, Glossar.

¹⁰⁰ Hierbei ist der überwiegende Anteil von 12,7 % den geplanten technischen Restriktionen zuzuschreiben.

¹⁰¹ Vgl. Abbildung 2.8 und Tz. 100.

individuell in der Liste aufgeführt wird. Dies würde eine bessere Überprüfung der Ausfälle vor dem Hintergrund des Schutzes vor möglichen Wettbewerbsbeschränkungen zulassen. Sofern hier keine freiwillige Regelung zu erzielen ist, schlägt die Monopolkommission eine Ausweitung der entsprechenden gesetzlichen Regelungen vor.

Abbildung 2.7:



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der EEX

94. Neben der Berücksichtigung technischer Einschränkungen ist zu beachten, dass sich die in Deutschland verfügbare Gesamtkapazität durch die Möglichkeit von Stromimporten vergrößert. Es stellt sich die Frage, wie man diesem Umstand geeignet Rechnung tragen kann. Das Bundeskartellamt hat sich mit dieser Problematik bereits ausführlich in seiner Sektoruntersuchung auseinandergesetzt und die Stromimportmenge mittels der höchsten im Beobachtungszeitraum gemessenen Nettoimporte approximiert.¹⁰² Die Monopolkommission hält dieses Verfahren für eine plausible Variante, um den maximal möglichen Einfluss von Importkapazitäten zu schätzen. Sie hat daher für diese Untersuchung den maximalen Wert der kumulierten stündlichen Nettoimporte des Jahres 2012 ermittelt und als Maß für die Importkapazitäten verwendet.¹⁰³ Die Daten für die grenzüberschreitenden Lastflüsse sind auf der Transparenzplattform des Verbandes Europäi-

¹⁰² Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 100 ff.

¹⁰³ Ein von London Economics und von Frontier Economics vorgebrachter Alternativvorschlag wäre, die Summe der sog. „net transfer capacity“, d.h. die maximale Übertragungskapazität an den Grenzkupelstellen, als Näherungswert für die Importkapazitäten zu berücksichtigen. Das Bundeskartellamt verweist allerdings darauf, dass aus technischen Gründen die maximal verfügbare Importkapazität deutlich unter der Summe aller Nettotransferkapazitäten liegt. Die durchschnittliche Nettotransferkapazität für 2012 lag bei 12.117 MW. Somit wäre der errechnete Anteil an Stunden, in denen der RSI eine kritische Schwelle unterschreitet, geringer als bei Nutzung der maximal gemessenen Nettoimporte; vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, Februar 2007, und Frontier Economics, Marktkonzentration im deutschen Stromerzeugungsmarkt. Eine Studie für E.ON, 21. Oktober 2010.

scher Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf stündlicher Basis verfügbar.¹⁰⁴ In 2012 beträgt die maximale durch Nettoimporte erzeugte Leistungskapazität 7.682 MW.¹⁰⁵ Allerdings erlauben die verfügbaren Daten keine Zuordnung der einzelnen grenzüberschreitenden Lastflüsse zu Unternehmenskapazitäten, weshalb diese Lastflüsse lediglich in die Gesamtkapazität eingehen.

Gesamtnachfrage

95. Eine in der Vergangenheit beliebte Kennzahl zur Messung der Stromnachfrage bzw. von relevanten Lastströmen beschreibt die vertikale Netzlast. Diese Kennzahl definiert sich als die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilnetzen und Endverbrauchern.¹⁰⁶ Auf dem ersten Blick erscheint die Kennzahl aussagekräftig, da eingespeiste Mengen in Netze mit geringerer Spannung, die nach oben in Netze mit höherer Spannung geleitet werden, nicht enthalten sind. Letzteres gilt vor allem für Strom aus erneuerbaren Energien, der somit in der vertikalen Netzlast nicht inkludiert ist. Allerdings gilt dies auch für Lastgänge kleinerer, mittels konventioneller Energieträger betriebener Kraftwerke, die größtenteils in die unteren Spannungsebenen einspeisen und somit ebenfalls nicht bei der vertikalen Netzlast berücksichtigt werden. Folglich kann mittels der vertikalen Netzlast die Stromnachfrage nicht vollständig abgebildet werden.

Ein geeigneteres Maß scheint daher die Regelzonenlast darzustellen. Diese errechnet sich als Summe der vertikalen Netzlast, der EEG-Einspeisung sowie der Leistungsmittelwerte der unterlagerten konventionellen Einspeisungen und sonstiger Einspeisungen in den Netzen ≤ 110 kV.¹⁰⁷ ENTSO-E veröffentlicht für Deutschland stundengenau die aggregierten Regelzonenlasten der vier deutschen Regelzonen (sog. „hourly load values“). Die für Deutschland berichteten Werte bilden laut Angaben von ENTSO-E etwa 91 % des gesamten elektrischen Verbrauchs in Deutschland ab. Nicht enthalten sind industrielle Eigenerzeugung sowie Teile des Bahnstroms.¹⁰⁸ Da die Gesamtkapazität auf der Angebotsseite auch Industrie- sowie Bahnstromkraftwerke enthält, werden die Daten von ENTSO-E zur besseren Vergleichbarkeit auf 100 % des elektrischen Verbrauchs hochgerechnet. In einer alternativen Berechnungsvariante hat die Monopolkommission jedoch auch die Gesamtnachfrage auf Basis der von ENTSO-E ausgewiesenen 91 % berechnet. In dieser Spezifikation wurde daher die Gesamtkapazität durch die von Industriekraftwerken erzeugte Netto-Nennleistung bereinigt.

104 Vgl. Transparenzplattform des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (The transparency platform on Electricity in Europe), www.entsoe.net. Ausgewiesene Werte enthalten auch grenzüberschreitende Lastflüsse zwischen Deutschland und Österreich.

105 Dieser Wert ergab sich am 6. Mai 2012 zwischen 19 und 20 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt betragen die Exporte lediglich 980 MW und die Importe 8.662 MW; die Importe überstiegen somit die Exporte um 7.682 MW. Es gilt überdies zu beachten, dass im Jahr 2012 in etwa 75 % aller Stunden kumuliert betrachtet mehr Strom von Deutschland exportiert als importiert wurde.

106 Vgl. unter anderem 50Hertz Transmission GmbH, Kennzahlen, <http://www.50hertz.com/de/149.htm>.

107 Vgl. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2012,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Dieser Bericht macht zudem deutlich, dass es für die Berechnung der Lastmaße offenbar keine einheitlichen Berechnungsstandards gibt, die angewendeten Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber daher teilweise Unterschiede aufweisen können.

108 Zuzüglich Netzverluste und abzüglich des Pumpstromverbrauchs von Speicherkraftwerken sowie des Eigenstromverbrauchs von Kraftwerken; vgl. ENTSO-E, Load and Consumption Data.

96. In einem nächsten Schritt werden die Anteile der nach EEG vergüteten Energieträger von der Lastmenge subtrahiert, um die Residuallast für die Abbildung der Nachfrage nach konventioneller Energie herzuleiten. Dazu hat die Monopolkommission die fluktuierenden Einspeisungen von nicht steuerbaren Kraftwerken der Produktion von Wind- und Solarstrom stundengenau berücksichtigt. Die entsprechenden Daten wurden von der EEX zur Verfügung gestellt.¹⁰⁹ Allerdings sind für die dargebotsunabhängigen Energieträger wie Wasser, Biomasse, Gas und Geothermie Werte auf Stundenbasis nicht für alle Regelzonen vollständig verfügbar. Eine Alternative bietet hierzu ENTSO-E, die Werte auf Monatsbasis veröffentlicht. Diese lassen somit Rückschlüsse auf den Anteil dieser Energieträger am gesamten elektrischen Verbrauch zu. Da die Stromeinspeisung für die dargebotsabhängigen Energieträger im Tagesverlauf jedoch nur schwach volatil ist¹¹⁰, ist die Annahme einer monatlich konstanten relativen Einspeisemenge ein geeignetes Mittel zur Abbildung der Stromeinspeisung aus diesen Energieformen. Für das Jahr 2012 bemisst sich der durchschnittliche Anteil der gesamten Einspeisemenge aus EEG-vergüteten Energieträgern demnach auf etwa 20,3 %.

97. Ein entscheidender Aspekt, welcher bei der Modellierung der Stromnachfrage berücksichtigt werden muss, betrifft die Berücksichtigung von Regelenergie. Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom muss nahezu stets ein Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme vorliegen. Eine eventuelle Differenz zwischen geplanter Einspeisung und tatsächlicher Entnahme wird durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen. Wird beispielsweise zu wenig Strom erzeugt, muss Kraftwerkskapazität zugeschaltet oder Last abgeschaltet werden (positive Regelenergie); hingegen muss bei der Erzeugung von zu viel Strom entweder mehr Last zugeschaltet oder Kraftwerkskapazität abgeschaltet werden (negative Regelenergie). Für die Regelenergie werden daher eigene Kapazitäten vorgehalten, die für die Untersuchung des Marktes für die konventionelle Stromerzeugung von der Monopolkommission mit einbezogen worden sind.¹¹¹ Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt in Deutschland durch die vier Übertragungsnetzbetreiber. Das geschieht mittels eines Ausschreibungsverfahrens über die benötigte Kapazität auf der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.¹¹² Dabei wird nach Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden.¹¹³ Die genutzten Lastwerte enthalten zwar die tatsächlich verbrauchte Regelenergie, nicht jedoch die zusätzlich für nicht genutzte positive Regelenergie vorgehaltene Kapazität. Daher werden die Gesamtvorhaltungsmengen (Regelenergiebedarf) zunächst mittels der Ausschreibungsergebnisse der Internetplattform ermittelt und zur vorhandenen Regelzonenlast addiert.¹¹⁴ Hiermit ergibt sich allerdings das Problem, dass die effektiv verbrauchte Regelenergie nun zweimal in der Regelzonenlast enthalten ist. Um diesem Umstand

¹⁰⁹ Die Daten zur tatsächlichen Produktion von Wind- und Solarstrom werden durch die Übertragungsnetzbetreiber für ihre jeweilige Regelzone mittels einer Hochrechnung bestimmt und stündlich mit einem Zeitversatz von maximal zwei Stunden auf der EEX-Transparenzplattform veröffentlicht; vgl. <http://www.transparency.eex.com/>.

¹¹⁰ Vgl. Werte aus der 50-Hertz-Regelzone für den zeitlichen Verlauf der EEG-Stromeinspeisung, <http://www.50hertz.com/de/167.htm>.

¹¹¹ Vgl. Abschnitt 2.2.1.3.

¹¹² www.regelleistung.net.

¹¹³ Für eine detaillierte Erläuterung vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 93 ff.

¹¹⁴ Da die Ausschreibungen nach Primärregelleistung und nicht nach negativem sowie positivem Bedarf differenziert dargestellt werden, finden lediglich Sekundärregelleistung und Minutenreserve Berücksichtigung. Allerdings ist die erforderliche Bereitstellungsmenge für Primärregelleistung vergleichsweise gering, sodass durch die Nichtberücksichtigung nur eine geringe Unsicherheit vorliegt.

Rechnung zu tragen, wird dementsprechend die positive Regelenergie, welche mittels des betrieblichen Regelzonensaldos des Netzregelverbundes¹¹⁵ ermittelt werden kann, von der Regelzonenlast subtrahiert.

98. In der folgenden Tabelle 2.7 sind für eine Übersicht die deskriptiven Statistiken aller verwendeten Variablen samt Quelle aufgeführt. Für die Berechnung des RSI liegen Beobachtungen von insgesamt 8.782 Stunden für das Jahr 2012 vor.¹¹⁶

Tabelle 2.7:

Deskriptive Statistiken

<i>Variable</i>	<i>Datenquelle</i>	<i>Mittelwert (MW)</i>	<i>Minimum (MW)</i>	<i>Maximum (MW)</i>
Netto-Nennleistung Kraftwerk(sblöcke)	Kraftwerksliste BNetzA	141,5	0,4	1.410
Regelzonenlast	ENTSO-E	58.749	32.089	81.840
Tatsächliche Produktion Solar	Transparenzplattform EEX	3.182	0	22.152
Tatsächliche Produktion Wind	Transparenzplattform EEX	5.223	135	24.021
Tatsächliche Produktion andere Erneuerbare	ENTSO-E	3.362	1.680	4.876
Nichtbeanspruchbarkeiten von Erzeugungseinheiten	Transparenzplattform EEX	15.103	3.320	28.860
Nettoimporte	Transparenzplattform ENTSO-E	-2.204	-11.742	7.682
Bedarf Minutenreserveleistung ¹	Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung	1.909	1.552	2.426
Bedarf Sekundärregelleistung ¹	Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung	2.092	2.073	2.109
Effektiver Bedarf an positiver Regelenergie	Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung	369	0	3.712
Gesamtnachfrage		50.613	17.138	79.280
Gesamtkapazität		96.188	82.432	107.971

¹ Ausschreibung mittlerer Bedarf an positiver Regelenergie.

Quelle: Eigene Berechnungen

2.2.2.2 Strukturelle Indikatoren der Angebotsseite

99. Im Rahmen einer wettbewerbsökonomischen Analyse von Märkten stellen die Marktanteile der jeweiligen Anbieter ein strukturelles Indiz für ihre Marktstellung dar. Sie sind auch im Rahmen der kartellrechtlichen Analyse von Marktbeherrschung gemäß § 19 Abs. 2 und 3 GWB von grundsätzlicher Bedeutung. Gerade auf dem Markt für

¹¹⁵ Der Netzregelverbund umfasst vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber; vgl. Daten zur Regelenergie, betrieblicher Regelzonensaldo (RZ_Saldo) des Netzregelverbundes für 2012, <https://www.regelleistung.net/ip/action/abrufwert>.

¹¹⁶ Insgesamt hatte das Jahr 2012 8.784 Stunden. Für die fehlenden zwei Stunden lagen zu einzelnen Parametern keine verfügbaren Informationen vor.

konventionell erzeugten Strom wurde der Entwicklung der Marktanteile der großen Stromerzeugungsunternehmen eine hohe Aufmerksamkeit beigemessen. Die Monopolkommission hat in ihren Energie-Sondergutachten aus den verfügbaren Daten stets die Marktanteile der großen Energieversorgungsunternehmen ausgewiesen. Es zeigte sich, dass der kumulierte Marktanteil dieser vier Unternehmen bezogen auf die erfassten Erzeugungskapazitäten (ohne EE-Anlagen) für das Jahr 2009 (2007) bei etwa 82 % (85 %) lag. Hiervon entfielen auf RWE 31 %, E.ON 19 %, Vattenfall 16 % und EnBW 14 %.¹¹⁷ In ihrem gemeinsamen Monitoringbericht 2012 hatten das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur angeführt, dass sich dieser Anteil bereits in 2011 auf etwa 73 % reduziert hat.¹¹⁸ Um einen Überblick über die weitere und aktuelle Entwicklung des Stromerzeugermarktes zu erhalten, hat die Monopolkommission im Folgenden weiterführende Auswertungen zur Wettbewerbssituation auf dem Stromerstabsatzmarkt vorgenommen.

100. Hinsichtlich der Marktanteile auf dem konventionellen Kraftwerksmarkt im Jahr 2012 zeigen die in Abbildung 2.8 dargestellten Ergebnisse der Berechnung der Monopolkommission, dass 68 % aller konventionellen Energieerzeugungskapazitäten von den vier großen Energieversorgern mehrheitlich kontrolliert werden. Hierbei sind die Anteile von RWE und E.ON mit jeweils 21 % deutlich höher als diejenigen von Vattenfall (14 %) und EnBW (11 %). 16 % der Kraftwerkskapazitäten sind mehrheitlich in kommunaler Hand¹¹⁹, davon entfallen etwa 5% auf das Stadtwerke-Konsortium Rhein-Ruhr, das den größten kommunalen Mehrheitseigner darstellt. Der hohe Anteil erklärt sich daher, dass das Stadtwerke-Konsortium Rhein-Ruhr seit 2011 über die Kommunale Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG (KSBG) Mehrheitsgesellschafterin der Steag GmbH ist. Die Steag wiederum betreibt in Deutschland mehrere Steinkohle- und Raffineriekraftwerke und gilt als fünftgrößter Stromerzeuger Deutschlands. Steag hält außerdem Sperrminderheits- bzw. Minderheitsbeteiligungen an zwei großen Steinkohlekraftwerken, welche allerdings mehrheitlich von RWE bzw. EnBW kontrolliert werden.

101. Rund 17 % der elektrischen Netto-Nennleistung entfallen auf andere private Unternehmen. Hierbei ist zu beachten, dass die vier großen Energieerzeugungsunternehmen an gut 18 % der Erzeugungskapazitäten (dies entspricht etwa 6,3 GW, d.h. 6 % der gesamten installierten konventionellen Leistung) der kommunalen und sonstigen privaten Unternehmen, mit weniger als 50 %, beteiligt sind. In der Gesamtschau wird jedoch eine weitere Reduzierung des Anteils an den Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Energieversorger gegenüber 2010 deutlich. Im Vergleich zu 2009 zeigt sich insbesondere bei RWE eine stärkere Reduktion der Marktanteile, während E.ON sogar einen Zuwachs von gut 2 % verzeichnen konnte.

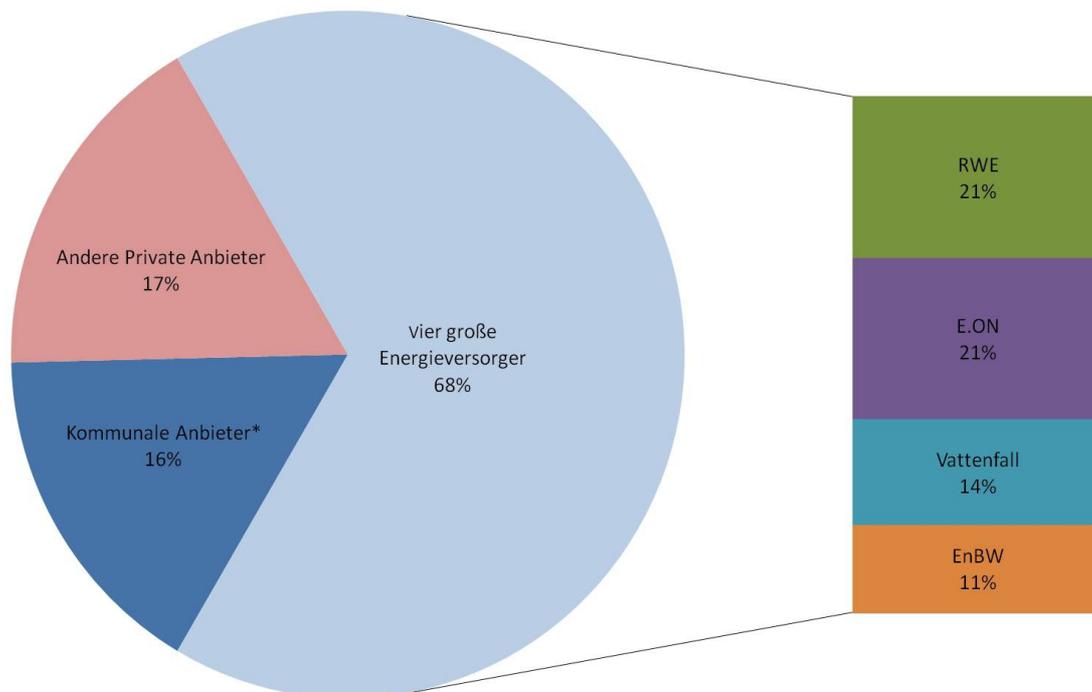
¹¹⁷ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 443 ff.

¹¹⁸ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 15.

¹¹⁹ Hierbei gilt zu berücksichtigen, dass unter dem Begriff „kommunal“ auch diejenigen Unternehmen zusammengefasst werden, die mehrheitlich von nicht kommunalen Gebietskörperschaften der öffentlichen Hand kontrolliert werden. Überwiegend sind die Mehrheitseigner allerdings kommunale Unternehmen, lediglich 1,8 Prozentpunkte entfallen auf Mehrheitseigner der öffentlichen Hand (z.B. Freistaat Bayern).

Abbildung 2.8:

Eigentümerstruktur auf der Erzeugerebene für konventionelle Energien 2012



* Überwiegend kommunale Anbieter, jedoch entfallen etwa 1,8 Prozentpunkte auf Mehrheitseigner der öffentlichen Hand (z.B. Freistaat Bayern).

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Bundesnetzagentur und ORBIS (Stand Februar 2013)

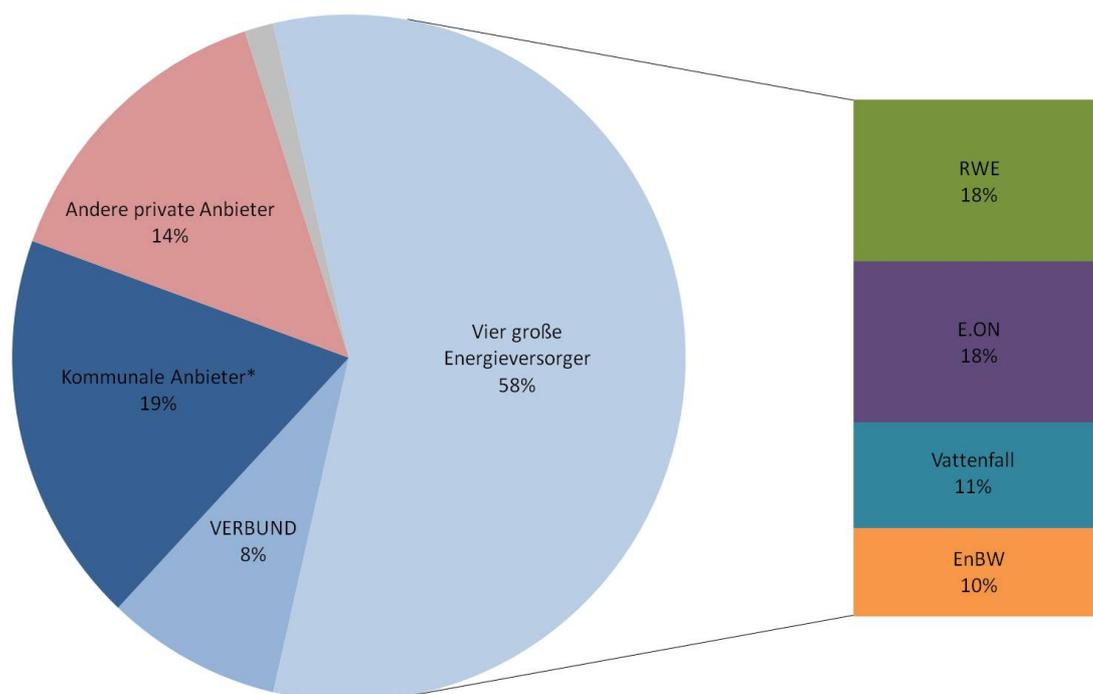
102. Da wettbewerbsökonomisch von einem gemeinsamen Stromerstabsatzmarkt von Deutschland und Österreich auszugehen ist, werden in der nachfolgenden Darstellung die installierten Kraftwerkskapazitäten in Österreich für die Marktanteilsberechnung mit einbezogen.¹²⁰ Abbildung 2.9 zeigt, dass sich der Marktanteil der vier großen Energieversorgungsunternehmen um etwa zehn Prozentpunkte auf 58 % reduziert. Es fällt auf, dass unter Berücksichtigung der in Österreich installierten Kraftwerkskapazitäten ein weiterer Anbieter, die VERBUND AG, welche in Österreich mehr als die Hälfte der konventionellen Kraftwerksleistung auf sich vereint, einen Marktanteil von etwa 8 %

¹²⁰Laut EEX-Transparenzplattform verfügte Österreich in 2012 über eine gesamte installierte Kraftwerksleistung von 21,7 GW. Allerdings sind Kraftwerke im Grenzgebiet Österreichs, die in die deutsche Regelzone einspeisen, bereits in der installierten Kapazität Deutschlands enthalten. Die installierte Kapazität der österreichischen Regelzone verringert sich daher um 3,1 GW auf 18,7 GW. Nach Abzug der von Energie-Control Austria, der für die Strom- und Gaswirtschaft zuständigen Regulierungsbehörde in Österreich, als Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien klassifizierten Leistungen (Solar, Wind und Geothermie) von 1,2 GW (Stand 2011) verbleiben 17,5 GW, welche zu den für Deutschland erfassten konventionellen Kraftwerksleistungen addiert werden müssen. Zu gut 90 % der installierten Kraftwerkskapazitäten in Österreich kann mittels Informationen der EEX-Transparenzplattform, der VERBUND AG und der ORBIS-Datenbank der kontrollierende Eigentümer zugeordnet werden. Es stellte sich heraus, dass, alle in Österreich betrachteten Unternehmen mehrheitlich in kommunaler Hand sind.

aufweist. Berücksichtigt man die VERBUND AG unter den großen Energieversorgern, so erhöht sich deren Marktanteil auf 66 %.

Abbildung 2.9:

**Eigentümerstruktur auf der Erzeugerebene
für konventionelle Energien 2012
(mit Berücksichtigung der installierten Kapazitäten
in Österreich)¹**



¹ Nicht zuzuordnende Kapazitäten werden mittels der grauen Fläche dargestellt (entspricht etwa 1 % der Gesamtkapazität).

* Überwiegend kommunale Anbieter, jedoch entfallen etwa fünf Prozentpunkte auf Mehrheitseigner der öffentlichen Hand (z.B. Freistaat Bayern, Republik Österreich).

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Bundesnetzagentur, EEX Transparenzplattform, Energie-Control, VERBUND AG und ORBIS (Stand Februar 2013)

103. Allerdings ist aufgrund unterschiedlicher und vor allem fehlender Dateninformationen eine detailliertere Betrachtung der Angebotsseite unter Berücksichtigung der österreichischen Kraftwerkskapazitäten nicht möglich. Alle weiteren Auswertungen beziehen sich deshalb ausschließlich auf die deutsche Regelzone bzw. die hier vorgehaltenen Kraftwerkskapazitäten.

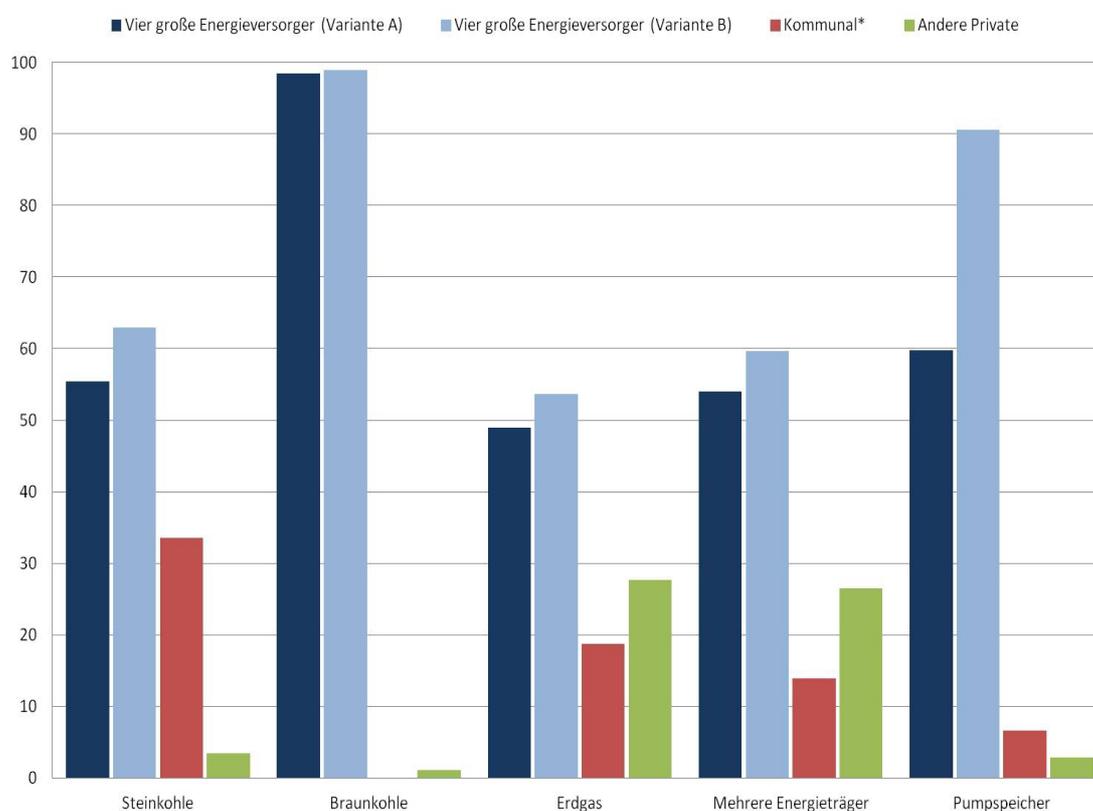
104. Betrachtet man die Eigentümerstruktur, bezogen auf die installierte Kraftwerkskapazität der verschiedenen Energieträger, so wird deutlich, dass gerade bei Braunkohle, welche mit etwa 18 GW für ein Fünftel der gesamten Netto-Nennleistung verantwortlich ist, die größten vier Energiekonzerne eindeutig dominieren. Zum Zeitpunkt der Untersuchung (Kraftwerksliste Februar 2013) wurden lediglich 1,5 % der installierten Leistung deutscher Braunkohlekraftwerke nicht mehrheitlich von einem der vier großen Energieversorger kontrolliert. Im Bezug auf die anderen Energieträger bewegt sich ihr Anteil zwischen 49 % und 64 %. Kommunale Unternehmen sind am stärksten bei Steinkohle

vertreten, während sonstige private Unternehmen eher in Erdgas- und in mittels mehrerer Energieträger betriebene Kraftwerke investieren.

Der hohe Anteil kommunaler Unternehmen an Steinkohle ist darauf zurückzuführen, dass die Steag GmbH von einer kommunalen Muttergesellschaft kontrolliert wird. So entfallen auf die im Mehrheitsbesitz des Stadtwerke-Konsortiums Rhein-Ruhr befindlichen Steinkohlekraftwerke etwa 72 % der gesamten installierten Steinkohlekraftwerksleistung. Gerade bei der Erzeugungskapazität von Pumpspeicherkraftwerken ergibt sich ein differenziertes Bild, sofern anstelle einer Zuordnung nach der Dominanzmethode (Variante A) die Minderheits- bzw. Sperrminderheitsbeteiligungen der großen vier Energieversorger mitberücksichtigt werden (Variante B). In der Konsequenz erhöht sich der Marktanteil der vier großen Energieversorgungsunternehmen in diesem Bereich von 60 % auf knapp 91 %, wie Abbildung 2.10 illustriert.

Abbildung 2.10:

Eigentümerstruktur konventionelle Energieträger (in %)¹



¹ Prozentzahlen addieren sich für die vier großen Energieversorger, für kommunale und sonstige private Unternehmen bei Variante B zu 100 %. Kernenergie entfällt zu 100 % auf die vier großen Energieversorger.

* Überwiegend kommunale Anbieter (einschließlich öffentlich-rechtliche Anbieter).

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Bundesnetzagentur und ORBIS (Stand Februar 2013)

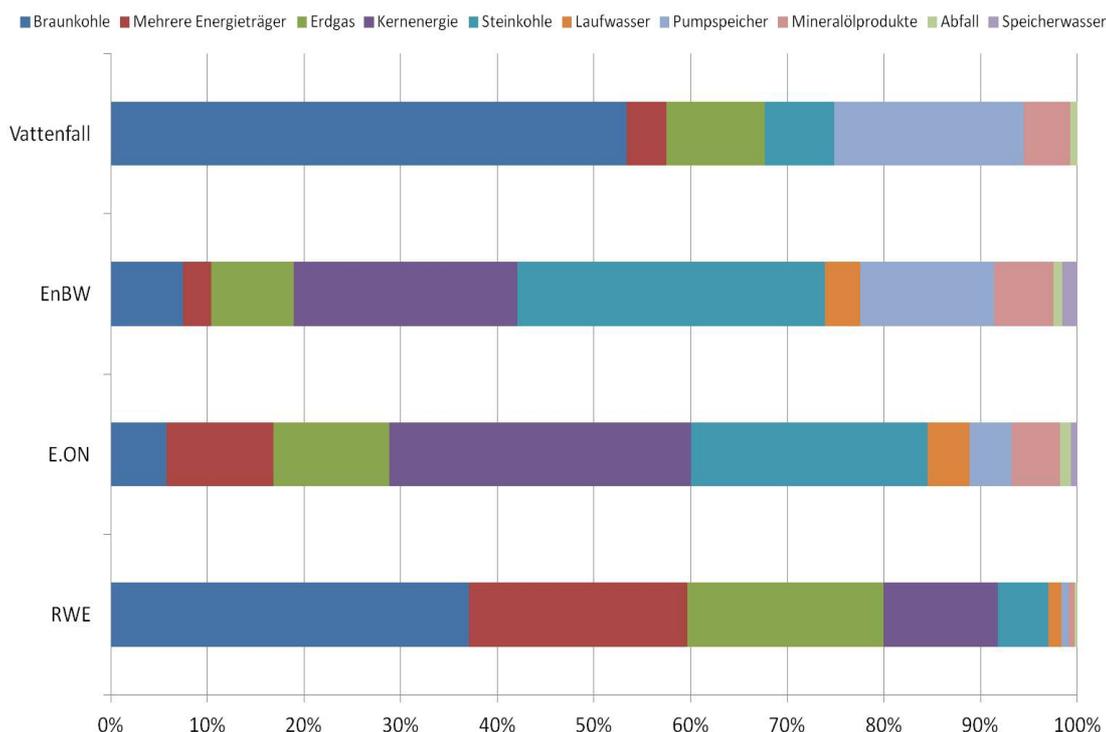
105. Die jeweiligen Erzeugungsarten (nur konventionelle Energien) der vier großen deutschen Stromversorger werden in den Abbildungen 2.11 und 2.12 dargestellt. Hierbei werden in Variante A nur Unternehmen berücksichtigt, bei denen RWE, E.ON, Vattenfall oder EnBW kontrollierender Eigentümer sind, wohingegen in Variante B auch Un-

ternehmen miteinbezogen werden, bei denen die vier Energieproduzenten Minderheits- bzw. Sperrminderheitsbeteiligungen besitzen. Es wird deutlich, dass vor allem Vattenfall über die Hälfte seiner gesamten Erzeugungskapazitäten durch Braunkohlekraftwerke abdeckt. Bei RWE entfällt etwa ein Drittel der installierten Leistung auf Braunkohle, wohingegen sich sowohl bei EnBW als auch bei E.ON der Eigenanteil an Braunkohle im einstelligen Prozentbereich bewegt. Im Gegensatz dazu entfallen bei E.ON und EnBW rund ein Drittel bzw. ein Viertel ihrer gesamten Erzeugungskapazitäten auf Kernenergie. Vattenfall hingegen betreibt als Mehrheitseigentümer kein Kernkraftwerk. Bei RWE liegt der Anteil an der gesamten Netto-Nennleistung bei rund 12 %.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine auffällige Heterogenität in der Produktionsstruktur der unterschiedlichen Anbieter vorliegt, die aufgrund der technischen und ökonomischen Unterschiede der Erzeugungstechniken auch Auswirkungen auf Marktmacht und Kapazitätszurückhaltung entfalten kann. Vattenfall und RWE setzen vor allem auf Braunkohle, Erdgas sowie Pumpspeicher (Vattenfall), während EnBW und E.ON einen Großteil der von ihnen erzeugten Energie nach wie vor durch Kernenergie und Steinkohle gewinnen.

Abbildung 2.11:

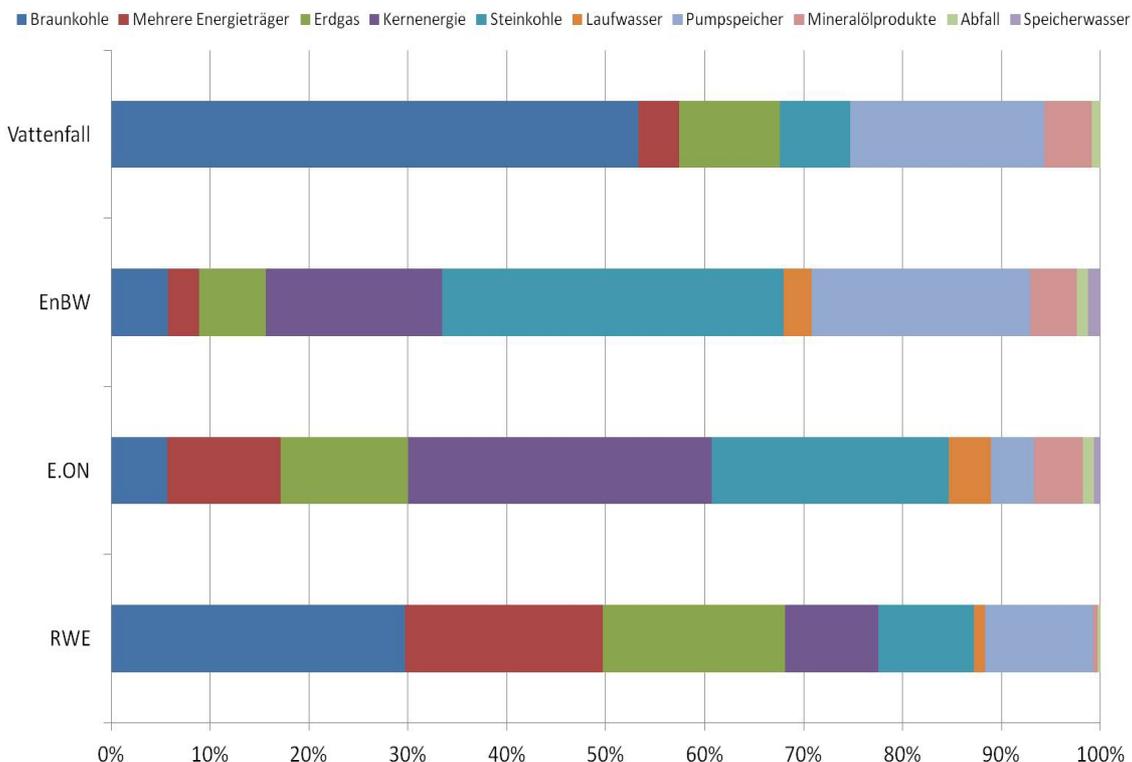
Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger (Variante A)



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Bundesnetzagentur und ORBIS (Stand Februar 2013)

Abbildung 2.12:

Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger (Variante B)



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Bundesnetzagentur und ORBIS (Stand Februar 2013)

2.2.2.3 Empirische Marktmarktanalyse anhand des Residual Supply Index (RSI)

106. Beim RSI handelt es sich um ein statisches Konzentrationsmaß, das die strategische Bedeutung eines Unternehmens in einem Markt messen soll. Neben dem relativ neuen Maß des RSI ist prinzipiell auch die Verwendung weiterer etablierter Konzentrationsmaße möglich.¹²¹ Aufgrund diverser Besonderheiten der Strommärkte – z.B. die Nichtspeicherbarkeit von Strom, starke tageszeitliche und saisonale Schwankungen sowie eine (kurzfristig) unelastische Nachfrage – weisen die etablierten und auf die Angebotsseite fokussierten Konzentrationsmaße jedoch Schwächen auf. Marktmacht lässt sich auf Strommärkten geeigneter durch Maße identifizieren, welche die Nachfrageseite explizit berücksichtigen. Zu diesem Zweck wurde zuletzt vermehrt auf den RSI als Marktmachtindikator zurückgegriffen, der die Reaktionsmöglichkeiten der Nachfrager mitefasst. Konkret misst der RSI, zu welchem Anteil die übrigen Wettbewerber im Markt mit ihren Erzeugungskapazitäten die Nachfrage alleine befriedigen könnten. Der RSI ist insofern eine Erweiterung des älteren Pivotal Supplier Index (PSI), der als binäres Maß lediglich darauf abstellt, ob die übrigen Unternehmen grundsätzlich in der Lage sind, die vorhandene Nachfrage mit ihren Kapazitäten zu decken.¹²² Vor diesem

121 Vgl. Abschnitt 2.2.2.2.

122 Der PSI zeigt an, ob ein Anbieter notwendig (pivotal) für die Befriedigung der Nachfrage ist. Der Indikator ist binär; ein Anbieter bekommt den Wert 1 zugewiesen, falls er pivotal ist, andernfalls den Wert 0. Der PSI ist somit ein auf konkrete Angebots- und Nachfragesituationen basierendes Ex-post-

Hintergrund hat die Monopolkommission die Anwendung des RSI als Marktmachtindikator in früheren Gutachten stets empfohlen.¹²³

107. Der RSI wird typischerweise als Dezimalzahl ausgedrückt. Weist ein Stromproduzent in einem untersuchten Zeitraum (in der Regel eine Stunde) einen RSI von 1 auf, so bedeutet dies, dass die anderen Anbieter in diesem Moment in der Lage sind, mit ihren verfügbaren Kapazitäten genau 100 % der Nachfrage alleine zu bedienen. Die Kalkulation des RSI für ein bestimmtes Unternehmen i folgt der generalisierten Form:¹²⁴

$$RSI_i = \frac{\text{Marktkapazität} - \text{Kapazität}_i}{\text{Marktnachfrage}}$$

Der RSI kann sowohl Werte größer als auch kleiner 1 annehmen. Er lässt sich kontinuierlich (in der Regel stündlich) für einen gegebenen Zeitraum (in der Regel ein Jahr) erfassen. Auf diese Weise kann der Anteil der Zeiträume ermittelt werden, in dem ein Anbieter unter eine bestimmte Grenze für den RSI fällt. In den letzten zehn Jahren wurden entsprechende empirische Untersuchungen im Rahmen der wissenschaftlichen Forschung¹²⁵ und insbesondere im Rahmen des Market-Monitoring, etwa durch die Europäische Kommission¹²⁶ und zuletzt durch das Bundeskartellamt im Rahmen der 2011 veröffentlichten Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, durchgeführt.¹²⁷

108. Ein Problem der Anwendung des RSI in der oben beschriebenen Form liegt in der Festlegung der Schwellenwerte, bei deren Unterschreiten Marktmacht angenommen wird. In den zitierten Untersuchungen wird dabei jeweils eine Grenze von 1,0 bzw. 1,1 festgelegt. Das Bundeskartellamt etwa verwendet beide Werte und geht bei Unterschreiten der Grenze von 1,0 von Marktbeherrschung aus.¹²⁸ Zudem ist das Bundeskartellamt der Auffassung, dass üblicherweise in dem Fall, in dem der RSI in mindestens 5 % der gemessenen Zeiträume unter dem Schwellenwert von 1,1 liegt, Marktmacht anzunehmen ist.¹²⁹ Diesen Schwellenwert hatte bereits London Economics in ihrer Untersuchung für die GD Wettbewerb angenommen.¹³⁰

109. Aufgrund der Bedeutung der Schwellenwerte von „1,1“ und „5 %“ erscheint eine nähere Analyse des RSI und der Validität der Schwellenwerte wichtig. Für die genannten Schwellenwerte wurde in den genannten Studien keine eigene empirische oder tiefere

Analyseinstrument. Er wurde 2001 von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in einer speziellen Variante (Supply Margin Assessment, SMA) als Market-Monitoring-Instrument eingeführt und hat die bis dahin auf Marktanteilen basierende Methode zeitweise ersetzt.

123 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 478 ff.; Sondergutachten 54, a.a.O., Tz. 80; Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 187.

124 In der Praxis sind die einzelnen Größen jedoch weiter zu konkretisieren. Je nach Konfiguration können die Berechnungen des Index daher voneinander abweichen.

125 Für Deutschland vgl. Lang, C., Marktmacht und Marktmachtmessung im deutschen Großhandelsmarkt für Strom, Wiesbaden 2007.

126 Dabei handelte es sich um eine von London Economics durchgeführte Studie im Auftrag der GD Wettbewerb; vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, a.a.O., http://www.londecon.co.uk/le/publications/recent_reports.shtml.

127 Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, a.a.O.

128 Diese Vermutung hatte die Monopolkommission ebenfalls in einem früheren Sondergutachten geäußert; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a.a.O., Tz. 80.

129 Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 99, 107.

130 Vgl. London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, a.a.O., S. 75 f., 292.

analytische Fundierung vorgenommen. Vielmehr verweisen die meisten Studien in diesem Zusammenhang auf eine Untersuchung, die Sheffrin für den kalifornischen Energiemarkt vorgenommen hat.¹³¹ Sheffrin hat darin für den Zeitraum der dortigen Elektrizitätskrise 2000/2001 regressionsanalytisch einen Zusammenhang zwischen RSI und Lerner-Index aufgezeigt. So seien im Sommer 2000 in Kalifornien in den Stunden, in denen der RSI unter 1,2 gefallen ist, in der Regel auch positive Lerner-Indizes messbar gewesen. Der Vorschlag, die Grenze auf 1,1 zu setzen, beruht insofern auf einem Sicherheitsabstand zu dem festgestellten Zusammenhang. Beim Vergleich mit einem als wettbewerblich angenommenen Markt zeigte sich zudem, dass der RSI dort nur in ca. 5 % der Fälle den Schwellenwert von 1,1 unterschritten hatte, sodass Sheffrin den Schwellenwert von 1,1 für den problematischen Anteil der Fälle vorschlägt.¹³²

110. Ein theoretischer Zusammenhang zwischen dem RSI und dem Lerner-Index kann zudem aus gängigen Oligopolmodellen hergeleitet werden.¹³³ Unterschreitet der RSI die Grenze von 1,0, so können die übrigen Anbieter am Markt die Nachfrage nicht mehr alleine bedienen und die strategische Marktposition des untersuchten Anbieters steigt deutlich. Durch die bestehende Kapazitätsrestriktion ist ein RSI kleiner oder gleich 1,0 direkt mit dem Lerner-Index verbunden. Dieser grundlegende Zusammenhang lässt sich formal wie folgt beschreiben:

$$\text{LernerIndex}_i = \frac{\text{Preis} - \text{Grenzkosten}_i}{\text{Preis}} = \frac{1 - \text{RSI}_i}{\text{Nachfrageelastizität}}$$

111. Aus der theoretischen Analyse ergeben sich folglich starke Hinweise dafür, dass bei einem RSI unter 1,0 das jeweils untersuchte Unternehmen über Marktmacht verfügen könnte. Eine empirische Verifizierung oder Präzisierung dieser Grenze und auch des problematischen Anteils an Stunden wäre jedoch wünschenswert. Die Untersuchung von Sheffrin erscheint jedoch als einzige relevante Information in diesem Zusammenhang generell nicht ausreichend, um hieraus belastbare Erkenntnisse über die Marktmacht auf dem für Deutschland relevanten Markt abzuleiten.¹³⁴ Solange keine fundierteren Analysen vorliegen, erscheint der Monopolkommission daher die Grenze von 1,0 belastbarer.

Um die Grenzen empirisch zu überprüfen, sind indes Kostendaten erforderlich, wie sie das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel für die Jahre 2008 und 2009 erhoben hat. Die Monopolkommission hat die Untersuchung der Schwellenwerte jedoch bisher nicht durchführen können, weil ihr die dafür erforderlichen Daten vom Bundeskartellamt bisher nicht zur Verfügung gestellt wur-

¹³¹ Vgl. Sheffrin, A., A Market Power Barometer for Wholesale Electricity Markets – Residual Supply Index, December 11, 2002, unpublished.

¹³² Sheffrin macht dies in einer häufig zitierten Präsentation deutlich, in der sie darlegt, dass die vorgeschlagenen Schwellenwerte lediglich als Diskussionsgrundlage dienen sollen; vgl. Sheffrin, A., Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, FERC Market Monitoring Workshop, December 3-4, 2002, <http://www.caiso.com/docs/2002/12/05/2002120508555221628.pdf>.

¹³³ Vgl. für entsprechende Arbeiten, in denen ein entsprechender Zusammenhang hergeleitet wird, z.B. Newberry, D., Predicting Market Power in Wholesale Electricity Markets, EUI Working Papers, RSCAS 2009/03; Brunekreeft, G., Ownership unbundling in electricity markets – a social cost benefit analysis of the German TSOs, EPRG Working Paper 0816.

¹³⁴ Zu berücksichtigen ist neben strukturellen Unterschieden zum kalifornischen Energiemarkt, dass auch die Berechnung des RSI von der konkreten Konfiguration der Parameter abhängt.

den.¹³⁵ Mit einer solchen Auswertung ließen sich möglicherweise empirische Hinweise für eine konkrete Marktmachtschwelle im deutschen Energiegroßhandel feststellen, die im Rahmen einer laufenden Marktüberwachung genutzt werden könnten.

112. Für ihre eigene empirische Untersuchung der Marktmacht im deutschen Stromgroßhandel hat die Monopolkommission den RSI für unterschiedliche Szenarien separat ermittelt. Sie hat dabei sowohl Grenzwerte von 1,0, als auch von 1,1 angenommen. Auch wenn nach Auffassung der Monopolkommission der Wert von 1,0 derzeit belastbarer erscheint, hält sie es für zweckmäßig, als zusätzliche Information auch die RSI-Anteile für eine Grenze von 1,1 auszuweisen. Hierdurch wird auch die Vergleichbarkeit mit anderen Untersuchungen verbessert.

2.2.2.4 Analyse des RSI für den deutschen konventionellen Stromerzeugungsmarkt 2012

113. Die Monopolkommission hat für das Jahr 2012 den Residual Supply Index für die vier großen Stromkonzerne RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW berechnet. In der im Jahr 2011 publizierten Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel hatte zuletzt das Bundeskartellamt eine ähnliche Kalkulation für die Jahre 2007 und 2008 vorgenommen. Dabei hatte das Bundeskartellamt festgestellt, dass der RSI für alle vier großen Energieversorgungsunternehmen sehr hoch lag. Insbesondere die Unternehmen E.ON und RWE wiesen im Jahr 2007 in 50,5 % bzw. 77,8 % sowie im Jahr 2008 in 27,8 % bzw. 55,9 % der Stunden einen Wert auf, der unterhalb der Grenze von 1,0 lag.¹³⁶ Für einen Grenzwert von 1,1 wurden noch höhere Werte ausgewiesen. Aufgrund der ständigen Veränderungen, denen der Energiemarkt unterliegt, hält es die Monopolkommission für wichtig, eine erneute Bewertung vorzunehmen, um anhand von Daten aus dem Jahr 2012 die aktuelle Marktsituation auf dem Stromerstabsatzmarkt bewerten zu können.

114. Auf der in Abschnitt 2.2.2.1 beschriebenen Datengrundlage wurde für das Jahr 2012 der RSI auf Stundenbasis berechnet. Dabei unterscheidet die Monopolkommission nachfolgend vier Szenarien. Das Szenario 1 stellt die Berechnung dar, welche nach Auffassung der Monopolkommission die Marktkräfte besonders geeignet abbildet und auch am geeignetsten mit früheren Berechnungen des RSI, etwa der Berechnung durch das Bundeskartellamt, vergleichbar ist. Szenario 1 wird daher an späterer Stelle auch differenzierter analysiert. Bei den übrigen Szenarien handelt es sich um Alternativberechnungen in Bezug auf einzelne variierende Parameterannahmen. Die berechneten Szenarien lauten wie folgt:

- Szenario 1: RSI- Berechnung unter Berücksichtigung aller nach der Dominanzmethode zugeordneten Kraftwerkskapazitäten und der Importkapazität,
- Szenario 2: wie Szenario 1, jedoch ohne Berücksichtigung der Importkapazität,
- Szenario 3: wie Szenario 1, jedoch errechnet sich die Gesamtkapazität des jeweiligen Unternehmens *i* zuzüglich der Kraftwerksleistungen, an denen das Unternehmen *i* eine Beteiligungsquote von unter 50 % aufweist,

¹³⁵ Zu Problemen des Akteneinsichtsrechts der Monopolkommission gemäß § 46 Abs. 2a GWB vgl. Monopolkommission, Stärkung des Wettbewerbs bei Handel und Dienstleistungen, Hauptgutachten 2010/2011, Baden-Baden 2012, Tz. 160 ff.

¹³⁶ Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 105.

- Szenario 4: wie Szenario 1, allerdings ohne Berücksichtigung der Industriekraftwerke auf Angebots- und Nachfrageseite.¹³⁷

115. In den Tabellen 2.8 bis 2.11 werden die wesentlichen Ergebnisse für alle vier Szenarien dargestellt. Es wird deutlich, dass unter Berücksichtigung der Importkapazitäten (Szenario 1) der RSI für keines der vier Unternehmen unter den kritischen Schwellenwert von 1,0 fällt. Zudem weisen RWE und E.ON in lediglich 0,81 % bzw. 0,80 % der Stunden einen RSI auf, welcher kleiner als der von Sheffrin vorgeschlagene Wert von 1,1 ist.¹³⁸ Für Vattenfall und EnBW war der ermittelte RSI im Untersuchungszeitraum in keiner Stunde kleiner als 1,0 bzw. 1,1. Damit stellt sich der RSI für das Jahr 2012 nach der Berechnung der Monopolkommission ganz erheblich niedriger dar, als ihn etwa das Bundeskartellamt für die Jahre 2007 und 2008 ausgewiesen hat.¹³⁹

Tabelle 2.8:

Ergebnisse Residual Supply Index¹ – Szenario 1 (Hauptszenario)

	<i>RWE</i>	<i>E.ON</i>	<i>Vattenfall</i>	<i>EnBW</i>
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,1	0,81%	0,80%	-	-
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,0	-	-	-	-

¹ Spiegelstrich „-“ bedeutet, dass das jeweilige Unternehmen für den Beobachtungszeitraum keinen RSI < 1,1 bzw. < 1,0 aufweist.

Quelle: Eigene Berechnungen

¹³⁷ Von den in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur aufgeführten 732 konventionellen Kraftwerksblöcken konnten 142 als Industriekraftwerke identifiziert werden. Dies entspricht einer Netto-Nennleistung von 8,2 GW (etwa 8,3 % der installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland).

¹³⁸ Wie bereits erläutert, beinhaltet die Angebotsseite auch die Leistung solcher Kraftwerke, die zwar in Österreich, der Schweiz, Luxemburg oder Frankreich ihren Standort haben, jedoch ihre Leistung in die deutschen Übertragungsnetze einspeisen. Werden diese Kraftwerke hingegen nicht berücksichtigt, so verringert sich die zur Verfügung stehende Gesamtkapazität um knapp 4 %. Um eine annähernde Vergleichbarkeit zu Untersuchungen zu ermöglichen, in die nur die tatsächlich in Deutschland vorhandenen Kraftwerkskapazitäten eingegangen sind, hat die Monopolkommission die RSI-Werte auch ohne Berücksichtigung dieser Kapazitäten bei sonst identischer Konfiguration berechnet. Da RWE und E.ON an den entsprechenden ausländischen Kraftwerken kaum mehrheitlich beteiligt sind, ergeben sich ohne deren Berücksichtigung höhere, aber immer noch geringe Werte für den Anteil an Stunden, in denen der RSI-Wert unter 1,1 liegt (RWE 4,6 %, E.ON 4,5 % sowie Vattenfall 0,1 %); vgl. auch Tz 88.

¹³⁹ Da der Monopolkommission Angaben über die Kraftwerksausfälle nur für Kraftwerke über 100 MW Leistung vorliegen (vgl. Tz. 93), werden in Szenario 1 die Zeiträume, in denen der RSI eine bestimmte Grenze unterschritten hat, tendenziell unterschätzt. Allerdings spricht vieles dafür, dass diese Unterschätzung nur gering ist und die Bewertung der Ergebnisse nicht umkehren kann. Nimmt man für Kraftwerke unter 100 MW Leistung dieselbe Ausfallrate an, wie sie bei Kraftwerken über 100 MW Leistung festgestellt wurde, dann erhöht sich die durchschnittliche Gesamtausfallrate von 14,57 % auf 17,43 %. Das Ergebnis für die Zeiträume, in denen der RSI kritische Werte aufweist, stiege damit; es läge jedoch immer noch deutlich unter den für Szenario 2 ausgewiesenen Werten. Auch in diesem deutlich verschärften Szenario 2 bleibt der Anteil der Stunden, in denen der RSI unter einen kritischen Wert von 1,0 sinkt, jedoch marginal.

116. Die Berücksichtigung der Nettoimporte im Rahmen der Kapazitätsberechnung kann allerdings unter Umständen zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Marktmacht führen. In den Stunden, in denen der Stromgroßhandelspreis in Deutschland über den Preis in einem ausländischen Markt ansteigt, kommt es zwar typischerweise zu arbitragebegründeten Nettostromimporten, die den Verhaltensspielraum der inländischen Versorger einschränken können. Allerdings stellt der angesetzte Höchstwert für die Importkapazität einen praxisnahen Maximalwert dar, der aber faktisch nur in den Stunden erreicht wird, in denen der deutsche Preisüberhang gegenüber einer maximalen Zahl benachbarter Märkte vorliegt.¹⁴⁰ Die Menge der Nettostromimporte, die den Verhaltensspielraum der Anbieter auf dem deutschen Markt effektiv beeinflussen kann, wird in der Praxis häufig niedriger liegen. Liegt demgegenüber sogar ein Preisüberhang in vielen ausländischen Märkten vor, dann könnten tatsächlich sogar Nettoexporte – insofern also ein Kapazitätsabzug – berücksichtigt werden. Die für jede Stunde den Verhaltensspielraum einschränkende Kapazität im Ausland ist jedoch faktisch nicht festzustellen. Im Szenario 2 verzichtet die Monopolkommission daher auf die Berücksichtigung der Importkapazitäten, um damit die Machtverhältnisse für eine gegenteilige Randannahme auszuweisen.¹⁴¹

Sobald die Importkapazitäten in der Berechnung des RSI keine Berücksichtigung mehr finden (Szenario 2), ändern sich die Werte für den RSI erheblich. So liegt der RSI für RWE und E.ON in etwa 10 % der Stunden unter 1,1 und in etwa 1 % der Stunden sogar unter 1,0. Auch Vattenfall weist diesmal in 1,37 % der Stunden einen RSI kleiner als 1,1 auf, EnBW in 0,34 % der Stunden. Jedoch ist sowohl für Vattenfall als auch für EnBW in keiner Stunde zu beobachten, dass der RSI-Wert unter 1,0 sinkt. Insgesamt ist jedoch auffällig, dass auch ohne Berücksichtigung der erheblichen Nettoimportkapazitäten die Werte für den RSI deutlich tiefer liegen als diejenigen, die das Bundeskartellamt (damals mit Einbeziehung der Importkapazität) für die Jahre 2007 und 2008 in seiner Kalkulation ausgewiesen hat.

Tabelle 2.9:

Ergebnisse Residual Supply Index¹ – Szenario 2

	<i>RWE</i>	<i>E.ON</i>	<i>Vattenfall</i>	<i>EnBW</i>
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,1	10,50%	10,47%	1,37%	0,34%
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,0	0,99%	0,99%	-	-

1 Spiegelstrich „-“ bedeutet, dass das jeweilige Unternehmen für den Beobachtungszeitraum keinen RSI < 1,1 bzw. < 1,0 aufweist.

Quelle: Eigene Berechnungen

¹⁴⁰ Ein Preisüberhang hängt zudem auch noch von weiteren technischen Parametern ab, welche die Grenzübergangskapazität begrenzen können.

¹⁴¹ Tatsächlich handelt es sich allerdings bei beiden Annahmen noch nicht um die theoretisch möglichen Extremsituationen. So ließe sich als maximale Nettoimportkapazität auch die technische Kapazität der Grenzkuppelstellen unterstellen. Als gegenteilige Extremsituation könnte ein negativer Wert (bei effektiven Nettoexporten) angesetzt werden. Die beiden verwendeten Szenarien (mit maximal gemessenen Importen bzw. ohne Importe) stellen nach Auffassung der Monopolkommission zwei vergleichsweise realistische Situationen dar.

117. Von Interesse ist zudem auch das Ergebnis, das sich einstellt, wenn in der Zuordnung der Kraftwerke auch Minderheitsbeteiligungen bzw. Sperrminoritäten berücksichtigt werden (Szenario 3). Die Ergebnisse zeigen zunächst, dass sich im Vergleich zu Szenario 1 für E.ON, Vattenfall und EnBW kaum etwas an den errechneten Werten ändert. Für RWE hingegen hat sich der Anteil der Stunden mit einem RSI kleiner als 1,1 auf 5,41 % fast versiebenfacht. Dies macht deutlich, dass vor allem RWE höhere Minderheits- bzw. Sperrminderheitsbeteiligungen aufweist als die anderen drei Energieversorger.

Tabelle 2.10:

Ergebnisse Residual Supply Index¹ – Szenario 3

	<i>RWE</i>	<i>E.ON</i>	<i>Vattenfall</i>	<i>EnBW</i>
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,1	5,41%	0,99%	-	-
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,0	0,13%	-	-	-

¹ Spiegelstrich „-“ bedeutet, dass das jeweilige Unternehmen für den Beobachtungszeitraum keinen RSI < 1,1 bzw. < 1,0 aufweist.

Quelle: Eigene Berechnungen

118. Die Zuordnung sämtlicher Kraftwerkskapazitäten zu den einzelnen Unternehmen basiert auf der Annahme, dass diese theoretisch stets für die Einspeisung ins Stromnetz und damit für die Bedienung der allgemeinen Nachfrage nach Strom genutzt werden können. Allerdings werden Industriekraftwerke in der Praxis zunächst für die Bedienung einer unternehmenseigenen Nachfrage, insbesondere bei KWK-Anlagen einer Nachfrage nach Wärme (mit Strom als „Abfallprodukt“) eingesetzt. Es bleibt daher diskutabel, ob und inwieweit Industriekraftwerke in den Erstabsatzmarkt einzubeziehen sind. Vor diesem Hintergrund hat die Monopolkommission in einem weiteren Szenario eine Kalkulation des RSI ohne Berücksichtigung der Industriekraftwerke erstellt (Szenario 4). Gegenüber dem Hauptszenario 1 verändern sich die Werte jedoch nur geringfügig.

Tabelle 2.11:

Ergebnisse Residual Supply Index¹ – Szenario 4

	<i>RWE</i>	<i>E.ON</i>	<i>Vattenfall</i>	<i>EnBW</i>
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,1	0,51%	0,76%	-	-
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,0	-	-	-	-

¹ Spiegelstrich „-“ bedeutet, dass das jeweilige Unternehmen für den Beobachtungszeitraum keinen RSI < 1,1 bzw. < 1,0 aufweist.

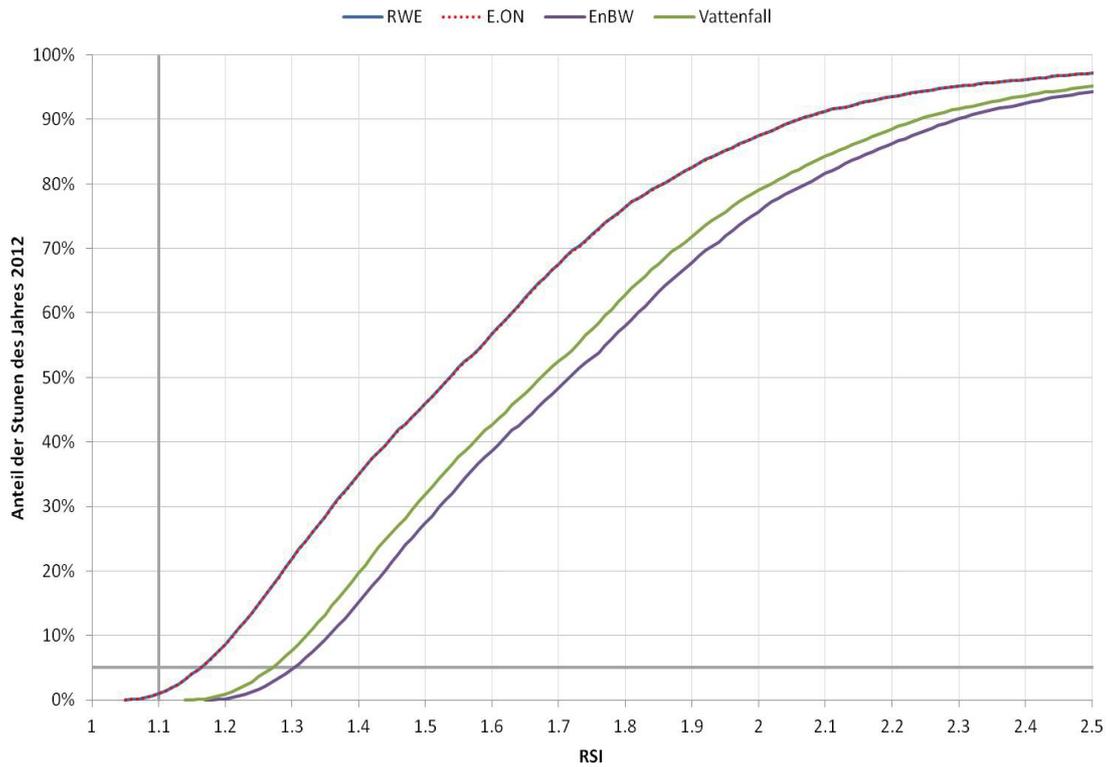
Quelle: Eigene Berechnungen

119. Unter Annahme des Hauptszenarios 1 wird in Abbildung 2.13 der Verlauf des RSI für die vier Energieversorger grafisch ersichtlich. Auf der horizontalen Achse sind die

ermittelten RSI-Werte dargestellt. Zwecks besserer Darstellung wurde diese allerdings auf das Intervall von 1 bis 2,5 beschränkt. Die vertikale Achse ist mit dem Anteil der Stunden, in denen der angegebene RSI oder ein kleinerer RSI-Wert errechnet wurde, beschriftet. Die hervorgehobenen grauen Linien markieren die von Sheffrin vorgeschlagenen kritischen Schwellenwerte von 1,1 und 5 %.

Abbildung 2.13:

**Verlauf des RSI für die vier großen Stromerzeuger
(Szenario 1)**



Quelle: Eigene Berechnungen

Zunächst fällt auf, dass der RSI-Verlauf für RWE und E.ON nahezu deckungsgleich ist. Dies ist der Fall, da sich die Marktanteile dieser beiden Energieversorger derzeit nur marginal unterscheiden. Hier ist auch das Fehlen bestimmter Einzeldaten zu berücksichtigen, insbesondere sind hier die technischen Restriktionen zu nennen, die nur näherungsweise basierend auf den Marktanteilen der jeweiligen Unternehmen zugerechnet werden konnten. Die Abbildung macht zudem nochmals deutlich, dass RWE und E.ON in nicht einmal 1 % der Stunden einen RSI kleiner als 1,1 aufweisen. Zudem wird deutlich, dass Vattenfall die 5 %-Achse lediglich bei einem RSI-Wert von 1,26 schneidet. Bei EnBW ist dies bei einem RSI-Wert von 1,3 der Fall. Ergänzend zur Abbildung 2.13 enthält Tabelle 2.12 detaillierte Werte zum arithmetischen Mittel, zu Minimum und Maximum sowie zum Median.

Tabelle 2.12:

Deskriptive Statistiken der RSI-Werte

	<i>RWE</i>	<i>E.ON</i>	<i>Vattenfall</i>	<i>EnBW</i>
Mittelwert	1,61	1,61	1,74	1,79
Median	1,54	1,54	1,67	1,71
Minimum	1,06	1,06	1,14	1,17
Maximum	4,58	4,58	4,95	5,08

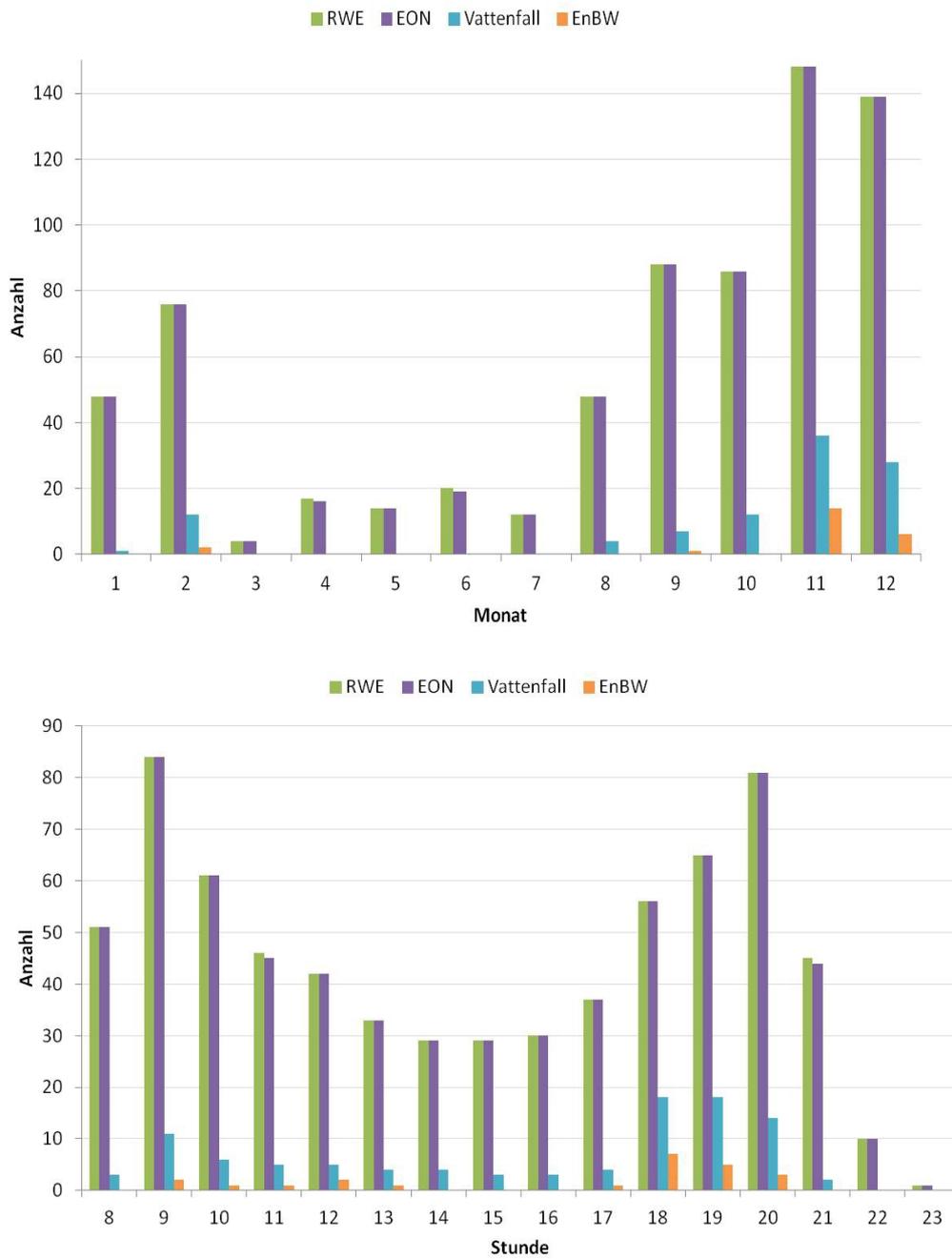
Quelle: Eigene Berechnungen

120. Die Monopolkommission hat für das Hauptszenario 1 verschiedene zeitlich differenzierte Partialanalysen vorgenommen. Da jedoch der RSI in diesem Szenario nur für eine sehr geringe Anzahl an Fällen überhaupt Werte ausweist, wird für die folgenden Auswertungen ein Schwellenwert von 1,2 angenommen. In Abbildung 2.14 wird dazu zunächst der RSI nach Monaten und Stunden differenziert dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass vor allem in den Monaten November und Dezember der RSI häufig unter den betrachteten Schwellenwert gefallen ist: So war in 148 bzw. 139 Stunden (dies entspricht etwa einem Fünftel der Stunden im November bzw. Dezember) der RSI-Wert kleiner als 1,2. Im Gegensatz dazu wurde im Monat März der Schwellenwert von RWE und E.ON in vier Stunden unterschritten. Auch in den Folgemonaten April, Mai, Juni und Juli wiesen lediglich RWE und E.ON RSI-Werte unter 1,2 im unteren zweistelligen Bereich auf. Hinsichtlich der Differenzierung des RSI nach Stunden wird ersichtlich, dass die errechneten RSI-Werte für kein Unternehmen zwischen 23 und 7 Uhr unter 1,2 fallen. In den restlichen Stunden erreicht der RSI besonders häufig zwischen 8 und 9 Uhr sowie zwischen 19 und 20 Uhr Werte kleiner als 1,2.

121. Die Monopolkommission hat das Szenario 1 zudem für verschiedene Annahmen der Untersuchungszeiträume überprüft. In einer solchen Abwandlung wurde die RSI-Analyse für die Untersuchung der Spitzenlaststunden, d.h. für die 10 % höchsten Laststunden in 2012, herangezogen. Eine zugrunde liegende Annahme für diese Auswertung ist die, dass Spitzenlaststunden besonders anfällig für potenziellen Marktmachtmissbrauch sind, da der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken aufgrund einer überdurchschnittlich stark steigenden Grenzkostenkurve ebenfalls zu stark ansteigenden Preisen führt. Wie in Tabelle 2.13 aufgeführt, liegt der Anteil der Spitzenlaststunden, in denen der RSI kleiner als 1,1 ist, für RWE und E.ON bei gut 7 %. Dieser höhere Wert ist allerdings eine logische Folge aus der Berechnung des RSI (der Nenner vergrößert sich im Durchschnitt) und dient vor allem der situationsspezifischen Verdeutlichung der gemessenen Ergebnisse.

Abbildung 2.14:

Häufigkeit RSI < 1,2 pro Monat und pro Stunde



Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 2.13:

Residual Supply Index für Höchstlaststunden 2012

	<i>Szenario 5</i>			
	<i>RWE</i>	<i>E.ON</i>	<i>Vattenfall</i>	<i>EnBW</i>
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,1	7,40%	7,40%	-	-
Anteil Stunden, in denen RSI < 1,0	-	-	-	-

Quelle: Eigene Berechnungen

122. Eine mögliche Schwäche der vorliegenden RSI-Kalkulation stellt zudem der zugrunde liegende räumliche Markt dar, der auf Deutschland begrenzt ist. Das eigentlich räumlich einzuschließende Gebiet Österreichs konnte aufgrund unzureichender Datenverfügbarkeit nicht direkt mit erfasst werden. Wie die Monopolkommission bereits zuvor in ihrer Analyse der geografischen Marktabgrenzung dargelegt hat, wird die Eingrenzung des Marktes allein auf das Gebiet Deutschlands und Österreichs zudem durch die zunehmende Integration der europäischen Großhandelsmärkte infrage gestellt.¹⁴² Auch wenn die Monopolkommission zu dem Schluss gekommen ist, dass der Markt insgesamt bisher noch auf das Gebiet Deutschlands und Österreichs zu beschränken ist, können zunehmende Zeiten der Preisgleichheit mit einzelnen Nachbarstaaten nicht ignoriert werden. In den Stunden der Preisgleichheit ist davon auszugehen, dass der Verhaltensspielraum deutscher Energieversorger durch die ausländischen Anbieter begrenzt wird, die in der vorliegenden Analyse lediglich pauschal im Rahmen der Nettoimportkapazitäten berücksichtigt werden.

Die Monopolkommission hat daher in einem nächsten Schritt den RSI nur für diejenigen Stunden berechnet, in denen Preisdifferenzen bei den Day-ahead-Börsenpreisen gegenüber den Märkten in wichtigen Nachbarstaaten aufgetreten sind. Einzelne Länderanalysen erfolgen sowohl für den Fall, dass der Marktpreis in Deutschland nicht mit dem in Belgien, in den Niederlanden und in Frankreich übereinstimmt, als auch für eine gleichzeitige Differenz zu allen drei Ländern.¹⁴³ Eine Preisdifferenz zu allen drei Ländern trat in 2012 in etwa 26 % bzw. in 2.319 der untersuchten Stunden auf. Im Ergebnis fällt der RSI sowohl bei RWE als auch bei E.ON lediglich in zwei dieser Stunden unter den Schwellenwert von 1,1. Hinsichtlich der Stunden, in denen Preisdifferenzen von Deutschland entweder zu Belgien, den Niederlanden oder Frankreich bestehen, liegt der Anteil der Stunden, in denen der RSI einen Wert kleiner als 1,1 aufweist, für RWE und E.ON bei maximal 0,3 %. Für Vattenfall und EnBW fällt der RSI in keinem der verschiedenen Preisdifferenz-Szenarien unter den kritischen Schwellenwert von 1,1.

¹⁴² Vgl. Abschnitt 3.2.2.

¹⁴³ Vgl. Abschnitt 2.1.2.3 für eine ausführliche Analyse zu Preisgleichheit und Preisdifferenzen zwischen Deutschland und Belgien, den Niederlanden sowie Frankreich. Preisdifferenz gilt, wenn $|\text{Preisdifferenz}| \geq 0,01$ Euro/MWh, da einige Börsenpreise mehr als zwei Nachkommastellen aufweisen können.

2.2.2.5 Fazit: Derzeit keine Einzelmarktbeherrschung auf dem Erstabsatzmarkt

123. Die wettbewerbliche Situation auf dem Markt für konventionell erzeugten Strom hat sich gegenüber den Ergebnissen früherer Untersuchungen deutlich verbessert. So waren nicht nur die Marktanteile großer deutscher Stromkonzerne in den vergangenen Jahren rückläufig, sondern auch die RSI-Analyse – und damit die Bewertung unter Einbeziehung von Nachfragedaten – zeigt erheblich geringere Möglichkeiten der Marktmachtausübung gegenüber früheren Untersuchungen. Dies ergibt sich eindeutig aus nahezu allen Berechnungen der Monopolkommission.

124. Bei der Würdigung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Monopolkommission aufgrund der zur Verfügung stehenden Kraftwerksdaten nur das Gebiet Deutschlands in ihre RSI-Analyse unmittelbar einbezogen hat, obwohl der geografisch relevante Markt tatsächlich auch Österreich einschließt. Zwar wurde der österreichische Einfluss indirekt im Rahmen der Stromimportkapazitäten erfasst; da die Marktanteile der größten deutschen Stromerzeugungsunternehmen in Österreich deutlich niedriger liegen, ist jedoch davon auszugehen, dass der (hypothetische) Einschluss Österreichs eher dazu geführt hätte, dass der RSI in noch weniger Stunden unter die kritische Grenze gefallen wäre. Zudem spricht auch die zunehmende Integration der mitteleuropäischen Stromerzeugermärkte gegen eine erhebliche Marktmacht der deutschen Stromversorger. Gerade in den Stunden, in denen der deutsche Markt noch eine hohe Unabhängigkeit von den CWE-Ländern Niederlande, Belgien und Frankreich aufweist (gemessen an den Zeiten der Preisdifferenzen), kommt es nur sehr selten dazu, dass der RSI unter die als kritisch definierte Grenze fällt. Dabei wäre allerdings eine empirische Fundierung der definierten Grenzen wünschenswert, um hier besser belastbare Aussagen über eine mögliche Marktmachtausübung treffen zu können.

125. Vor dem Hintergrund der dargestellten Untersuchungen lassen sich verschiedene Schlussfolgerungen im Hinblick auf die kartellrechtliche Bewertung der Situation auf dem Erstabsatzmarkt treffen. Im Jahr 2011 hatte das Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel – auf Basis von Untersuchungsergebnissen für die Jahre 2007 und 2008 – angenommen, dass auf dem Erstabsatzmarkt eine parallele Einzelmarktbeherrschung mehrerer Anbieter vorliege. Diese Feststellung der gleichzeitigen individuellen Marktbeherrschung durch mehrere Unternehmen ist der kartellrechtlichen Anwendungspraxis an sich fremd. Gewöhnlich wird bei der Aktivität mehrerer großer Anbieter auf einem Markt entweder von einer Konkurrenzsituation ausgegangen oder die Unternehmen zeigen ein auffälliges Parallelverhalten, sodass eine gemeinsame Marktbeherrschung anzunehmen ist. Die Feststellung einer parallelen Einzelmarktbeherrschung ist jedoch auf die Spezifika des Stromhandels und die Ergebnisse der RSI-Analyse zurückzuführen. Aus Letzterer ergeben sich Hinweise darauf, dass auch mehrere Anbieter gleichzeitig über einen individuellen Verhaltensspielraum verfügen können. Ob für die Unternehmen E.ON und RWE zudem kollektive Marktbeherrschung anzunehmen sei, die der Bundesgerichtshof im Verfahren E.ON Eschwege erkannt hatte, ließ das Bundeskartellamt derweil offen.¹⁴⁴

¹⁴⁴Das Bundeskartellamt stellte dazu fest, dass „E.ON, RWE, Vattenfall in den Jahren 2007 und 2008 und im Jahr 2007 auch EnBW schon individuell über eine Position der Stärke [verfügten], die es ihnen ermöglicht, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und Verbrauchern zu verhalten und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabsatzmarkt zu beeinträchtigen.“; vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 114.

Vor diesem Hintergrund zeigt die Analyse der Monopolkommission, dass sich die Verhältnisse im Jahr 2012 dergestalt verschoben haben, dass die großen Energieversorgungsunternehmen im Moment nicht mehr über individuelle Marktmacht verfügen. Dadurch sind auch die Anreize zur kollektiven Marktbeherrschung gemindert.¹⁴⁵ Für eine darüber hinausgehende Abstimmung im Rahmen kollektiver Marktbeherrschung sind derzeit ebenfalls keinerlei Anhaltspunkte erkennbar.

2.2.3 Strukturelle Merkmale des Marktes für die Erzeugung und Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien (EEG-Strom)

126. Basierend auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und unter Berücksichtigung der dort aufgeführten Kennzahlen zu den erneuerbaren Energien gibt Tabelle 2.14 einen detaillierten Überblick hinsichtlich der elektrischen Netto-Nennleistung nach Energieträgern. Es wird deutlich, dass in Deutschland mittlerweile 70,6 GW bzw. etwa 43 % der gesamten Kraftwerkskapazitäten nach EEG vergütet werden. Im Vergleich zu 2010, als in der Summe etwa 51,4 GW an installierter Leistung zu verzeichnen waren,¹⁴⁶ ergibt dies einen Zuwachs der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen um etwa 37 %.

127. Allerdings entsprechen sich die Kennziffern zu EEG-geförderten Anlagen und erneuerbaren Energien nicht vollständig. Da es Ziel des EEG ist, regenerative Stromerzeugungsanlagen zu fördern, die sonst aufgrund ihrer Kostenstruktur nicht im Markt bestehen können, werden (insbesondere bei der Wasserkraft) Anlagen ab einer bestimmten Größe nicht mehr gefördert. Grubengasanlagen hingegen werden aus ökologischen Gesichtspunkten heraus gefördert, obwohl es sich nicht um einen regenerativen Brennstoff handelt. Dies hat den Hintergrund, dass es sinnvoller ist, aus Bergbaugruben entweichendes fossiles Methangas durch Verstromung energetisch zu nutzen und in CO₂ umzuwandeln, als das weitaus klimaschädlichere Methangas entweichen zu lassen oder ohne energetische Nutzung abzufackeln.¹⁴⁷

128. Aus Tabelle 2.14 wird zudem ersichtlich, dass den größten Anteil an EEG-geförderten Erzeugungsanlagen eindeutig Solar- und Windenergie mit 46 % bzw. knapp 43 % aufweisen, wobei bei der Windenergie nur ein sehr geringer Prozentsatz der Energie mittels Offshore-Windparks gewonnen wird. Bei den nicht nach EEG geförderten Kraftwerken ergibt sich ein etwas differenzierteres Bild. So stellen Steinkohle, Erdgas und Braunkohle mit gut je einem Fünftel der Erzeugungskapazitäten die wichtigsten Energieträger dar. Nach wie vor entfallen etwa 12 % der konventionellen Kraftwerksleistung auf Kernkraftwerke. Gemessen an der gesamten Netto-Nennleistung (nach EEG und nicht nach EEG geförderter Anlagen) zeichnet sich eine zunehmende Dominanz von Photovoltaik und Windkraftanlagen ab. So entfällt mittlerweile ein gutes Drittel der gesamten Netto-Nennleistung in Deutschland auf Solar- und Windkraftanlagen.

¹⁴⁵ Da die Ausübung individueller Marktmacht eines Unternehmens zu Mitnahmeeffekten bei den anderen Unternehmen führt, die ebenfalls von einer z.B. durch Kapazitätszurückhaltung induzierten Preiserhöhung profitieren, wird eine Koordination missbräuchlichen Verhaltens aller marktmächtigen Unternehmen angereizt. Liegt keine individuelle Marktbeherrschung vor, so entfällt dieser Anreiz.

¹⁴⁶ Vgl. BNetzA, EEG-Statistikbericht 2010, 2012, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/Statistikberichte/StatistikberichtEEG2010pdf.pdf?__blob=publicationFile.

¹⁴⁷ Vgl. BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, Berlin, 31. Januar 2013, S. 19, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf).

Tabelle 2.14:

Elektrische Netto-Nennleistung (in MW) nach Energieträgern

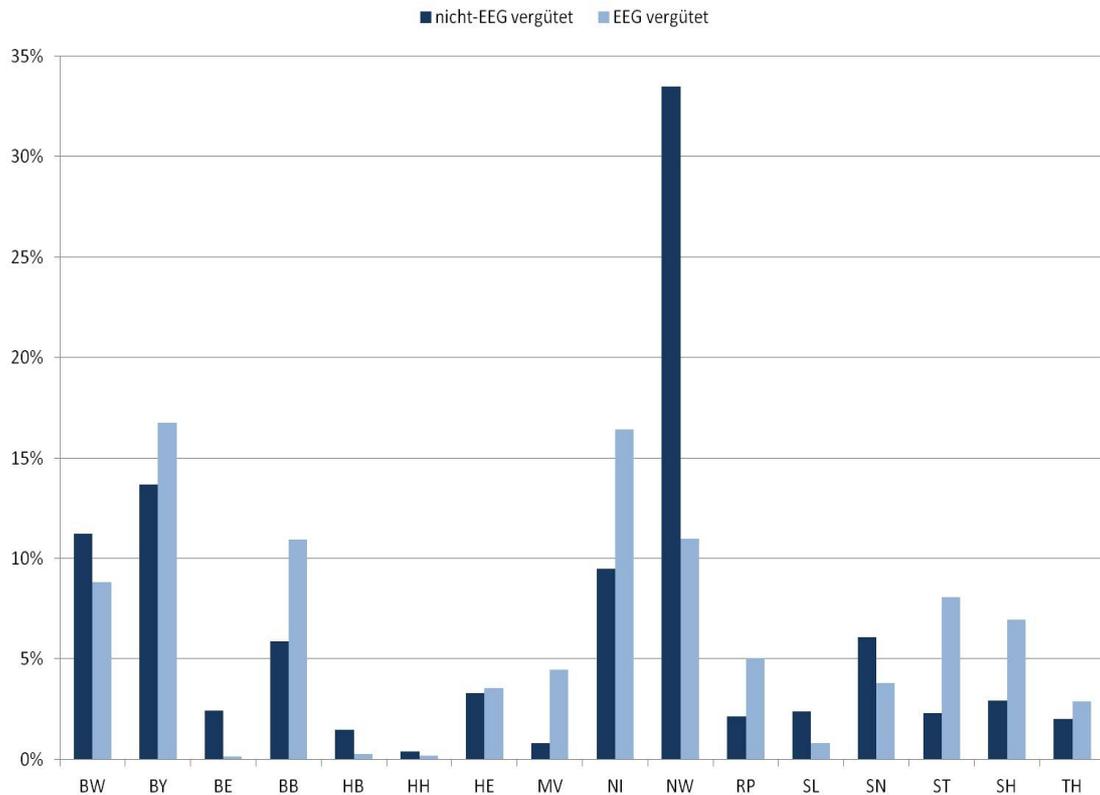
<i>Energieträger</i>	<i>Vergütungsfähig nach EEG</i>		<i>Prozentualer Anteil an</i>		
	<i>Ja</i>	<i>Nein</i>	<i>EEG</i>	<i>nicht EEG</i>	<i>gesamt</i>
Abfall		1.164	1,12%		0,67%
Biomasse	5.569			7,89%	3,20%
Braunkohle		18.053		17,42%	10,36%
Deponiegas	262		0,37%		0,15%
Erdgas		19.253		18,58%	11,05%
Geothermie	12		0,02%		0,01%
Grubengas	254		0,36%		0,15%
Kernenergie		12.068		11,65%	6,93%
Klärgas	90		0,13%		0,05%
Laufwasser	1.534	2.264	2,17%	2,19%	2,18%
Mehrere Energieträger	44	15.204	0,06%	14,67%	8,73%
Mineralölprodukte		3.742		3,61%	2,15%
Pumpspeicher		9.229		8,91%	5,30%
Solare Strahlungsenergie	32.508		46,06%		18,66%
Sonstige Energieträger		1.147		1,11%	0,66%
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)		1.309		1,26%	0,79%
Steinkohle		20.176		29,47%	11,58%
Windenergie (Offshore-Anlage)	280		0,40%		0,16%
Windenergie (Onshore-Anlage)	30.017		42,54%		17,23%
Summe	70.570	103.609	100,00%	100,00%	100,00%
	174.179				

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur (Stand Februar 2013), ohne stillgelegte Anlagen

129. Abbildung 2.15 gibt einen Überblick über die prozentualen Anteile der Bundesländer an der gesamten in Deutschland installierten Kraftwerkskapazität. Auf den ersten Blick ist zu erkennen, dass sich ein Drittel der nicht nach EEG vergüteten Kraftwerksleistung im Bundesland Nordrhein-Westfalen befindet. Der Anteil Nordrhein-Westfalens ist somit etwa dreimal höher als der von Bayern, Baden-Württemberg und Niedersachsen, welche jeweils zwischen 10 % und 14 % der konventionellen Kraftwerkskapazitäten auf sich vereinen. Der Anteil der vergütungsfähigen EE-Anlagen ist in Bayern und Niedersachsen am höchsten, wobei auffällt, dass auch in den neuen Bundesländern Brandenburg und Sachsen-Anhalt der Anteil mit 11 % bzw. 8 % ziemlich hoch ist.

Abbildung 2.15:

Anteil der Kraftwerksleistungen je Bundesland an der in Deutschland installierten Gesamtkapazität (in %)

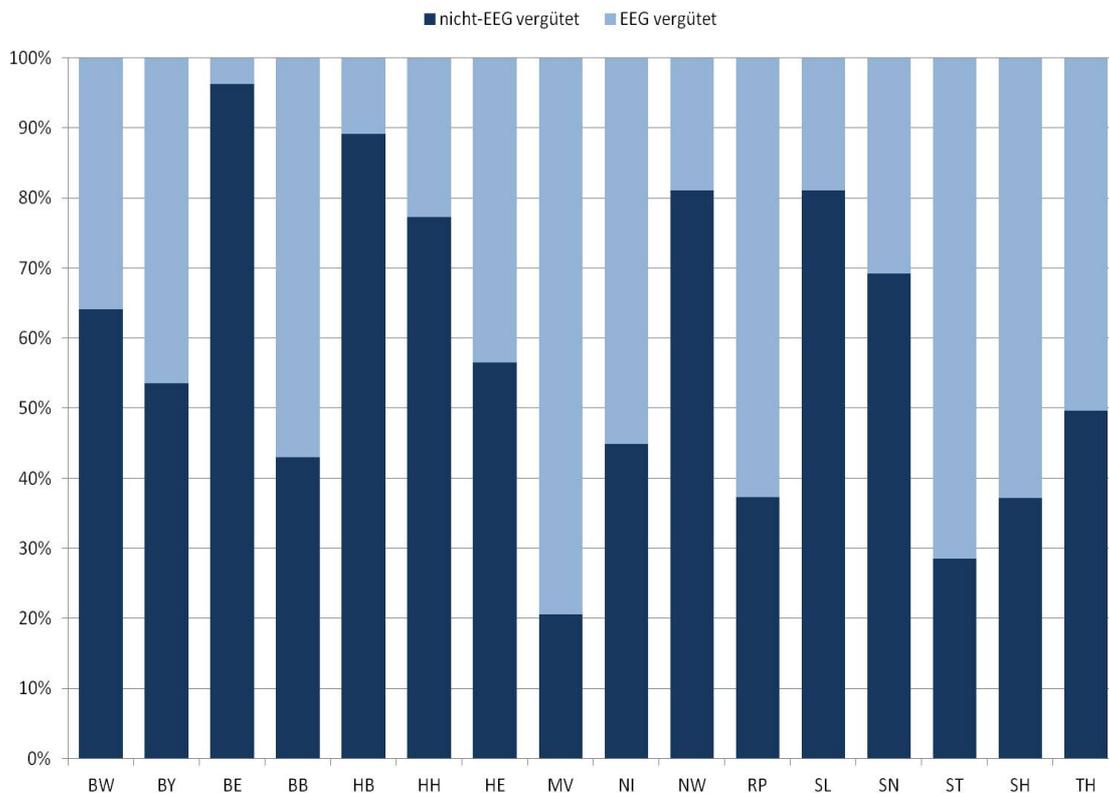


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur (Stand Februar 2013)

130. Abbildung 2.16 zeigt das Verhältnis der nach EEG und der nicht nach EEG vergüteten Anlagen je Bundesland. Es fällt auf, dass bereits in fast der Hälfte aller Bundesländer, in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen, der Anteil der installierten Netto-Nennleistung zu mindestens 50 % auf vergütungsfähige EE-Anlagen entfällt. Vor allem in Mecklenburg-Vorpommern und in Sachsen-Anhalt ist der Anteil mit knapp 80 % und gut 70 % am höchsten. Am niedrigsten ist die installierte Kapazität von EE-Anlagen in Berlin, wo der Anteil lediglich etwa 3 % beträgt. Auch in Nordrhein-Westfalen und dem Saarland werden lediglich etwa ein Fünftel der installierten Kraftwerkskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien betrieben.

Abbildung 2.16:

Verhältnis der nach EEG und der nicht nach EEG vergüteten Kraftwerksleistungen je Bundesland (in %)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur (Stand Februar 2013)

2.3 Marktüberwachung

131. Die Besonderheiten des Energiegroßhandelsmarktes – vor allem die fehlende Speicherbarkeit von Strom, die geringe Preiselastizität der Nachfrage und hohe Schwankungen bei der Produktion erneuerbarer Energien – können zur (temporären) Marktmacht auch kleinerer Marktteilnehmer führen. Die Komplexität der Wirkungsbeziehungen verschiedener Einflüsse auf die Preise machen diesen Markt besonders anfällig für die Ausnutzung von Informationsasymmetrien und für Manipulation. Dadurch können Preissignale verzerrt und das Vertrauen der Handelsteilnehmer in den Markt gestört werden; daneben sind (erhebliche) Wohlfahrtsverschiebungen zu befürchten. Diese Faktoren haben zur Herausbildung spezialisierter Regeln und Institutionen geführt, welche die Marktintegrität und -transparenz auch durch eine laufende Marktüberwachung fördern sollen.

132. Strom und Gas werden über die Wertschöpfungskette hinaus auf unterschiedlichen Stufen sowie in vielen Formen gehandelt, die aufeinander in vielfältiger Weise einwirken; dabei können die Schwankungen von Produktion, Verbrauch und verfügbarer Leitungs- bzw. Speicherkapazität erheblichen Einfluss haben. Nur ein geringer Anteil der auf Großhandelsebene – direkt und indirekt – tatsächlich gehandelten Energie wird an

der Börse¹⁴⁸ umgesetzt, während der Großteil teils in anderen multilateralen Handelssystemen, teils dezentral und bilateral oder unter Einbeziehung von Dritten gehandelt wird. Neben dem außerbörslichen Handel mit standardisierten Handelsprodukten „over the counter“ (OTC),¹⁴⁹ der vergleichsweise einfach zu erfassen ist, sind für die Preisbildung von der Produktions- und Leitungskapazität bis hin zum (Groß-)Verbrauch sämtliche Großhandels-, aber auch (Groß-)kundengeschäfte¹⁵⁰ mit bzw. auf Grundlage von Strom und Gas bedeutsam. Insbesondere Rahmenverträge wie Kapazitätsvorhaltungsverträge, atypische Kraftwerksscheiben oder langfristige Belieferungsverträge können insoweit eine große Rolle spielen.

133. Im Großhandel werden zum einen kurzfristiger (Spotmarkt) und längerfristiger Handel (Terminmarkt) unterschieden. Zum anderen können Kontrakte auf physische oder auf finanzielle Erfüllung gerichtet sein. Im letzteren Fall wird von Derivaten gesprochen, die entweder der mittel- und langfristigen Absicherung von Risiken („Hedging“) oder der Erzielung von Finanzgewinnen („Spekulation“) dienen können. Der Börsenpreis einer Ware bzw. eines Wertpapiers ist dabei oft als Referenzpreis auch für außerbörsliche Geschäfte von Bedeutung. Diese werden bislang nur zu einem geringen Teil überhaupt zentral erfasst, machen aber insgesamt ein Vielfaches der an den Börsen gehandelten bzw. abgerechneten Strom- bzw. Gasmengen aus.

134. Wenn auch (bislang) vielfach keine umfassenden Daten verfügbar sind, so verdeutlichen doch einige für das Kalenderjahr 2011 erhobene Zahlen die relative Bedeutung der unterschiedlichen Teilmärkte (hier exemplarisch für Strom): Bei einem bundesweiten Gesamtjahresverbrauch von 495 TWh¹⁵¹ umfasste der EPEX-Spotmarkt 225 TWh,¹⁵² der EEX-Terminmarkt 457 TWh,¹⁵³ während der nur teilweise erfasste bilaterale Terminmarkt ein Volumen von 6.459 TWh (Erfüllungszeitraum ab einer Woche) und 254 TWh (Erfüllungszeitraum bis eine Woche) hatte.¹⁵⁴

135. Vor allem aus der Bedeutung des Börsenpreises als Referenzpreis, aus den Zusammenhängen zwischen Spot- und Terminmarkt und aus den steten Schwankungen bei Produktion (bzw. Einspeisung) und Verbrauch ergeben sich eine Vielzahl von Anreizen und Möglichkeiten für Marktteilnehmer, auf illegitime Weise Gewinne zu erzielen.¹⁵⁵

148 Teils an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig, teils an der European Power Exchange (EPEX SPOT) in Paris, teils an der Energy Exchange Austria (EXAA) in Wien; vgl. eingehender zuletzt Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 612 ff., sowie mit Daten für 2012 BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 95 ff.

149 Der Begriffsgebrauch für „OTC“ ist in Bezug auf den Energiemarkt nicht einheitlich; in Anlehnung an die Verwendung in anderen Märkten werden darunter vielfach nur standardisierte Handelsprodukte, teilweise jedoch auch das Kontinuum aller außerbörslichen Geschäfte verstanden. Zur Klarstellung und mit Hinblick auf die Begriffe der REMIT und auf die sich erst entwickelnde Taxonomie der relevanten Verträge werden in diesem Gutachten OTC-Geschäfte als Untermenge aller außerbörslichen Geschäfte verstanden.

150 So werden etwa nach Art. 2 Nr. 4 Abs. 2 i.V.m. Nr. 5 Abs. 2 REMIT alle Verträge mit Endverbrauchern mit einer maximalen jährlichen Verbrauchskapazität von mindestens 600 GWh als Großhandelsprodukte definiert.

151 Vgl. Die Zahlen stammen aus: BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, dort jeweils auch eingehender zu den genauen Datendefinitionen und deren Beschränkungen; hier S. 21.

152 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 101.

153 Vgl. ebenda, S. 105.

154 Vgl. ebenda, S. 111.

155 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 452 ff.

Bislang wurden greifbare¹⁵⁶ Verstöße in Deutschland nicht bekannt,¹⁵⁷ im Ausland werden jedoch derartige Handelspraktiken teilweise verfolgt.¹⁵⁸

Während in der Vergangenheit Aufsichtsstrukturen und Gesetze den Energiegroßhandel nur unvollkommen erfasst haben, sind seit 2011 auf die Besonderheiten des Energiemarktes zugeschnittene Regeln und Strukturen entstanden bzw. im Entstehen begriffen.

2.3.1 Regulierungslandschaft

136. Für unterschiedliche Bereiche des Energiegroßhandelsmarktes und für Märkte mit Einfluss auf diesen sind eine Reihe von Institutionen zuständig: in Deutschland neben dem Bundeskartellamt und der Bundesnetzagentur vor allem die Handelsüberwachungsstelle der EEX, das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr als Börsenaufsicht sowie die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Soweit für den deutschen Markt relevante Energiemengen direkt oder indirekt im Ausland gehandelt werden, sind teils zusätzlich, teils auch ausschließlich die entsprechenden Institutionen des Sitzstaates zuständig. Seit Ende 2011 wird die Arbeit der nationalen Regulierungsbehörden durch die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) koordiniert; auf nationaler Ebene wird seit Dezember 2012 eine Markttransparenzstelle (MTS) für den Energiegroßhandel eingerichtet. Die Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (European Securities and Markets Authority, ESMA) koordiniert die nationalen Aufsichten über den nur der Finanzmarktaufsicht unterworfenen Teil des Energiehandels. Die Europäische Kommission ist sowohl als Kartellbehörde als auch im Rahmen des gemeinschaftsrechtlichen Gesetzgebungsprozesses involviert.

137. Die allgemeinen Regeln, insbesondere die kartellrechtlichen Bestimmungen des GWB und des AEUV, die vor allem den Missbrauch von (kartellrechtlicher) Marktmacht¹⁵⁹ und koordiniertes Marktverhalten sanktionieren, und die Regeln des Wertpapierhandelsgesetzes (WpHG)¹⁶⁰ eignen sich jedenfalls bislang faktisch nur eingeschränkt zur Erfassung illegitimer Handelspraktiken im Energiegroßhandel.¹⁶¹

Auch vor diesem Hintergrund wurden auf europäischer wie nationaler Ebene sukzessive Regeln geschaffen, die zum einen die Funktionsfähigkeit der Energiemärkte verbessern

¹⁵⁶ Eine Reihe von Verfahren wurden in diesem Bereich auf europäischer und nationaler Ebene durch Zulassungsentscheidungen abgeschlossen; eine bindende Feststellung von Verstößen war damit nicht verbunden.

¹⁵⁷ Vgl. etwa die Schlussfolgerung des Bundeskartellamtes in: BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, S. 115 ff., insbesondere 133 ff., 148 ff., S. 284 ff.; hierzu kritisch zuletzt Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 477 ff., insbesondere 48 ff.

¹⁵⁸ Vgl. für die USA etwa die Liste unter <http://www.ferc.gov/enforcement/market-manipulation.asp>. Derartige Verfahren werden mitunter mit Strafzahlungen in Höhe von dreistelligen Millionen-US-Dollar-Beträgen abgeschlossen. Die skandinavische Energiebörse NordPool verhängte 2008 ein erhebliches Bußgeld gegen den schwedischen Energiehändler Alfa Kraft AB wegen Marktmanipulation; im Vereinigten Königreich ermittelt die Finanzdienstleistungsaufsichtsbehörde FSA seit November 2012 wegen des Verdachts der Manipulation auf dem britischen Gasmarkt.

¹⁵⁹ §§ 19 f. GWB, Art. 102 AEUV stellen grundsätzlich und im Gegensatz zum Kapitalmarktrecht auf die strukturelle und nicht auf die situative Möglichkeit von Unternehmen ab, profitabel den Preis zu erhöhen; vgl. für den Kontext des Energiehandels zuletzt Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 630 ff.

¹⁶⁰ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 626 ff.

¹⁶¹ Vgl. zuletzt Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 612 ff.

und zum anderen einen Rahmen für eine verbesserte Verfolgung verbotenen Verhaltens im Energiegroßhandel aufbauen sollen.

138. Die erste Stufe der energiemarktspezifischen Entwicklung stellt das dritte Energiebinnenmarktpaket aus dem Jahr 2009¹⁶² dar, dessen wichtigste Errungenschaft in Bezug auf die Marktüberwachung die Schaffung von ACER war.¹⁶³

In einem zweiten Schritt trat Ende 2011 die EU-Verordnung Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, REMIT)¹⁶⁴ in Kraft, die unmittelbar gilt und die auf den Energiegroßhandelsmarkt angepassten Verbote von Insiderhandel¹⁶⁵ (Art. 3) und von Marktmanipulation¹⁶⁶ (Art. 5, erfasst ist auch der Versuch) enthält. Unter den Oberbegriff Marktmissbrauch werden dabei Insiderhandel und Marktmanipulation zusammengefasst.

Daneben werden Marktteilnehmer zum Publizieren von Insiderinformationen¹⁶⁷ (Art. 4) und zur Registrierung (Art. 9) verpflichtet.¹⁶⁸ Insgesamt wird dadurch ein strukturiertes Compliance-Management für die Unternehmen unverzichtbar. Besonders bedeutsam ist insoweit die Erfassung von Verstößen¹⁶⁹ gegen diese Pflichten¹⁷⁰ als Ordnungswidrig-

162 Das dritte Energiebinnenmarktpaket besteht aus zwei Richtlinien und drei Verordnungen vom 13. Juli 2009, die veröffentlicht wurden im ABl. EU Nr. L 211 vom 14. August 2009, S. 1, 15, 36, 55, 94: Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, Richtlinie 2009/72/EG über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Richtlinie 2009/73/EG über den Erdgasbinnenmarkt.

163 Daneben sind insbesondere Veröffentlichungspflichten aus den EU-Verordnungen Nr. 714/2009 und Nr. 715/2009 bedeutsam.

164 Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes, ABl. EU Nr. L 326 vom 8. Dezember 2011, S. 1.

165 Das Verbot des Insiderhandels untersagt es Personen, die über bestimmte kursrelevante interne Informationen (Insiderinformationen) zu Energiegroßhandelsprodukten verfügen, diese Informationen direkt oder indirekt zu nutzen, an Unbefugte weiterzugeben oder auf deren Grundlage Empfehlungen für Markttransaktionen abzugeben (Art. 3 REMIT).

166 Eine Marktmanipulation ist dann gegeben, wenn von Marktakteuren Maßnahmen getroffen werden, mit denen künstlich für ein Preisniveau gesorgt wird, das nicht durch Angebot, Nachfrage, Produktions-, Speicherungs- oder Transportkapazität und -nachfrage gerechtfertigt ist. Zu Marktmanipulationen zählen etwa die Erteilung oder Zurückziehung falscher Aufträge oder die Verbreitung falscher Informationen über die Medien. Marktmanipulationen und ihre Auswirkungen können über Grenzen hinweg zwischen Strom- und Gasmärkten und auf Finanz- und Warenmärkten – einschließlich der Märkte für den Handel mit Emissionsrechten – auftreten (Art. 2 Nr. 2, 3, Art. 5, Erwägungsgrund 14 REMIT, sowie die – unverbindlichen – Erläuterungen von ACER in der Guidance on the Application of Regulation (EU) No 1227/2011, aktualisierte 2. Fassung vom April 2013, S. 27 ff).

167 Eine Insiderinformation ist eine nicht öffentlich bekannte, präzise Information, die direkt oder indirekt ein oder mehrere Energiegroßhandelsprodukte betrifft und die, wenn sie öffentlich bekannt würde, die Preise dieser Energiegroßhandelsprodukte wahrscheinlich erheblich beeinflussen würde (Art. 2 Nr. 1 REMIT). Vgl. die – unverbindlichen – Erläuterungen von ACER in der Guidance on the Application of Regulation (EU) No 1227/2011, aktualisierte 2. Fassung vom April 2013, S. 18 ff.

168 Besonders bedeutsam ist daneben die persönliche Pflicht für Personen, die beruflich Transaktionen mit Energiegroßhandelsprodukten arrangieren, den Verdacht von Verstößen gegen das Insiderhandels- und/oder das Marktmanipulationsverbot zu melden; entsprechende Strukturen und Dokumentationen müssen vorgehalten werden (Art. 15 REMIT).

169 Erfasst werden überwiegend sowohl vorsätzliche als auch fahrlässige bzw. leichtfertige Taten.

170 Insbesondere als verzögerte Veröffentlichung, Nichtmeldung oder private Weitergabe von Insiderinformationen, Insiderhandel und Marktmanipulation etc.

keit mit einem Bußgeldrahmen bis zu 1 Mio. Euro bzw. als Straftat mit einer Strafdrohung von bis zu fünf Jahren Freiheitsstrafe.¹⁷¹ Die eindeutige Feststellung und Sanktionierung von Verstößen auch in schwierigen Fällen erscheint – jedenfalls in Pilotverfahren – notwendig, um den Verboten in der Wahrnehmung aller Regelungsadressaten generalpräventiv uneingeschränkte Geltung zu gewährleisten (Abschreckungseffekt).¹⁷²

Faktisches Kernstück der REMIT ist die Verpflichtung der Marktteilnehmer zur Meldung von „Transaktionen am Energiegroßhandelsmarkt einschließlich der Handelsaufträge“ (Handelsdaten, Art. 8 Abs. 1) und von „Informationen über die Kapazität und Nutzung von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung, zum Verbrauch oder zur Übertragung/Fernleitung von Strom oder Erdgas oder über die Kapazität und Nutzung von Flüssiggasanlagen, einschließlich der geplanten oder ungeplanten Nichtverfügbarkeit dieser Anlagen“ (Fundamentaldaten, Art. 8 Abs. 5), teils nur an ACER, teils auch an die nationale Regulierungsbehörde. Dabei wird zur Minimierung des Meldeaufwandes für die Marktteilnehmer auf bestehende bzw. zu schaffende Meldesysteme, Transaktionsregister etc. zurückgegriffen.¹⁷³ Daneben erfasst ACER Handelsdaten zu Emissionszertifikaten (Art. 10 Abs. 3). Die Kommission wird ermächtigt, in Durchführungsrechtsakten Umfang und Modalitäten dieser Meldungen detaillierter festzusetzen (Art. 8 Abs. 2 und 6 sowie Art 20).¹⁷⁴ Während das Insiderhandels- und das Marktmanipulationsverbot wie das Transparenzgebot seit Ende 2011 unmittelbar gelten, sind die entsprechenden Meldestrukturen sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene im Sommer 2013 noch im Entstehen begriffen.¹⁷⁵

139. Die dritte Stufe der energiemarktspezifischen Entwicklung wird ein effizienterer Energiegroßhandelsmarkt und eine laufende Marktüberwachung durch ACER und die nationalen Regulierungsbehörden sein:

Zum einen wurde die Markttransparenz bereits auf Ebene der durch die Verordnung unmittelbar transparenzverpflichteten Unternehmen gesteigert, teils durch deren eigene Transparenzplattformen,¹⁷⁶ teils durch die Nutzung bzw. den Ausbau der bestehenden Transparenzplattform der EEX.¹⁷⁷

Zum zweiten dauert auf europäischer Ebene die Umsetzung bzw. Konkretisierung der REMIT im Sommer 2013 noch an. Einerseits hat ACER eine Reihe von Empfehlungen und Leitlinien erarbeitet, die sich teils an die EU-Kommission, teils an Marktteil-

171 § 95 Abs. 1b bis d i. V.m. Abs. 2 bzw. § 95a EnWG.

172 Vgl. insoweit, im Kontext der Kartellverfolgung, bereits Monopolkommission, Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 558 f.

173 Vgl. Art. 8 Abs. 1 S. 3, Abs. 3 REMIT.

174 Dabei wird die Kommission von einem Ausschuss nach der Komitologie-VO (Verordnung (EU) Nr. 182/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Februar 2011 zur Festlegung der allgemeinen Regeln und Grundsätze, nach denen die Mitgliedstaaten die Wahrnehmung der Durchführungsbefugnisse durch die Kommission kontrollieren, ABl. EG Nr. L 55 vom 28. Februar 2011, S. 13) unterstützt (Art. 21 Abs. 1 REMIT).

175 Die Konkretisierungsaktivitäten von ACER zu REMIT werden sich noch eine ganze Reihe von Quartalen fortsetzen; vgl. http://www.acer.europa.eu/remi/Upcoming_Activities.

176 Vgl. etwa <http://www.eon-schafft-transparenz.de>, <http://www.rwe.com/web/cms/de/59968/transparenz-offensive>.

177 Vgl. <http://www.transparency.eex.com/de/>.

nehmer¹⁷⁸ und nationale Regulierungsbehörden¹⁷⁹ richten. Andererseits arbeitet die EU-Kommission an Durchführungsrechtsakten zur Umsetzung der REMIT. Dabei geht sie vielfach von Empfehlungen von ACER aus. Eine Konsultation der betroffenen Kreise erfolgt teils auf der Ebene von ACER, teils im Rahmen des Kommissionsverfahrens. Von besonderer Bedeutung ist insbesondere der technische Rahmen für das Datenreporting, der auf Grundlage von ACER-Empfehlungen,¹⁸⁰ eines Sachverständigengutachtens,¹⁸¹ einer öffentlichen Konsultation auf Kommissionsebene¹⁸² und verschiedener Stakeholder-Workshops erarbeitet wird (die Ergebnisse dieses Verfahrens waren zum Redaktionsschluss noch nicht verfügbar).¹⁸³ Die Pflicht der Marktteilnehmer zur Registrierung tritt spätestens drei Monate,¹⁸⁴ die Datenmeldepflichten sechs Monate nach Inkrafttreten der Durchführungsrechtsakte in Kraft (Art. 9 Abs. 2, Art. 22 Abs. 2 REMIT). Daneben werden eine Reihe von durch die REMIT vorgesehenen Kooperationsvereinbarungen zwischen den beteiligten Behörden auf nationaler wie europäischer Ebene erhebliche praktische Relevanz haben.

Drittens wurden in Deutschland Ende 2012 durch das MTS-Gesetz¹⁸⁵ die Markttransparenzstelle als Institution sowie rechtliche Strukturen geschaffen, die sowohl die in der Substanz wesentlich auf nationaler Ebene durchzuführenden Monitoring- und Sanktionsaufgaben der REMIT (mit) umsetzen als auch darüber hinausgehende Monitoring- und Analyseaufgaben ausüben soll. Dabei ist eine Konkretisierung vor allem der Meldepflichten durch eine Verordnung des Bundeswirtschaftsministeriums und Festlegungen der MTS notwendig (§§ 47e Abs. 2 i.V.m. 47f, 47g GWB).

140. Parallel zu dieser energiemarktspezifischen Entwicklung findet der besondere Zusammenhang der Waren- und der Derivatemärkte im Energiehandel Berücksichtigung in der grundsätzlichen Erfassung durch die REMIT. Dabei wird auf den im Finanzmarktbereich be- bzw. entstehenden Strukturen aufgebaut.

Das äußert sich zum einen in der Kooperation und dem Datenaustausch zwischen ACER bzw. den nationalen Regulierungsbehörden und den nationalen Finanzmarktaufsichtsbehörden bzw. der ESMA (Art. 8 Abs. 4 lit. f sowie Art. 10 Abs. 1, 3 REMIT).¹⁸⁶

178 Vgl. insbesondere den User Guide vom 27. Dezember 2011 und die Entscheidung zum Registrierungsformat vom 26. Juni 2012.

179 Vgl. insbesondere die Guidance on the Application of Regulation (EU) No 1227/2011, aktualisierte 2. Fassung vom April 2013.

180 Vgl. <http://www.acer.europa.eu/remit/Pages/Recommendations-on-REMIT-Records-of-transactions.aspx>.

181 Vgl. PWC/Ponton, REMIT – Technical Advice for setting up a data reporting framework, Final Report (im Auftrag der Generaldirektion Energie der EU-Kommission), Juni 2012.

182 Vgl. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/20121207_wholesale_energy_markets_en.htm.

183 Vgl. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/markets/wholesale_en.htm.

184 Vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Marktueberwachung_REMIT/Registrierung/Registrierung-node.html.

185 Das Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas vom 5. Dezember 2012, BGBl. I S. 2403, fügt vor allem die §§ 47a bis l in das GWB (MTS Strom und Gas) sowie zwei Strafvorschriften in das EnWG ein und schafft durch weitere EnWG-Vorschriften die Voraussetzungen für die Zusammenarbeit und Ermächtigung der deutschen Behörden.

186 Eine ähnliche Kooperation unter Einbeziehung der Börsenaufsichtsbehörden und Handelsüberwachungsstellen ist auch im Rahmen der deutschen Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas vorgesehen (§ 47b Abs. 2 i.V.m. § 47i GWB); vgl. eingehender Abschnitt 2.3.4.

Zum anderen gelten für Energiederivate eine Reihe von finanzmarktzentrierten Vorschriften, die sich im Sommer 2013 teilweise noch im Novellierungs- bzw. Gesetzgebungsprozess befinden:

141. Insbesondere auf börsengehandelte Energiederivate finden die Vorschriften der Marktmissbrauchsrichtlinie (Market Abuse Directive, MAD)¹⁸⁷ Anwendung, die im WpHG umgesetzt wurden und im Kern Insiderhandels- und Marktmanipulationsverbot sowie Veröffentlichungspflichten enthalten. Die erfassten Derivate unterliegen nach Art. 1 Abs. 2 REMIT nur dem Insiderhandels- und Marktmanipulationsverbot der MAD, unterfallen jedoch den meisten sonstigen Regeln der REMIT.¹⁸⁸ Die Initiative der EU-Kommission zur Novellierung der MAD (MAD II) und deren Komplementierung durch eine EU-Verordnung (Market Abuse Regulation, MAR) wird in der zweiten Jahreshälfte 2013 im EU-Parlament behandelt¹⁸⁹ und sieht unter anderem eine Konkretisierung und Ausweitung der Reichweite der MAD (der OTC-Handel und der Versuch der Marktmanipulation sollen erfasst werden) und die Einführung strafrechtlicher Sanktionen vor.

142. Die Marktinfrastrukturverordnung (European Market Infrastructure Regulation, EMIR)¹⁹⁰ zielt auf eine Steigerung der Sicherheit und Transparenz des außerbörslichen Derivatehandels. Sie stellt Anforderungen an das Risikomanagement von in OTC-Derivatemarkten tätigen Unternehmen und sieht weitgehende Meldepflichten für OTC-Derivategeschäfte sowie die Einrichtung zentraler Transaktionsregister vor. Nichtfinanzunternehmen wie Energieunternehmen unterfallen der grundsätzlichen zentralen Clearingpflicht für alle „qualifizierten“ OTC-Derivate nur ab einer Clearingschwelle von 3 Mrd. Euro (als Summe der Nominalwerte offener Bruttopositionen aller Warenderivate, wobei Derivate zur Absicherung eigener Risiken nicht berücksichtigt werden).¹⁹¹ Die Bestimmungen der EMIR bedurften bzw. bedürfen teilweise einer Konkretisierung durch die EU-Kommission¹⁹² bzw. ESMA,¹⁹³ gelten jedoch überwiegend seit dem 16. August 2012 bzw. dem 15. März 2013.

187 Richtlinie 2003/6/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Insider-Geschäfte und Marktmanipulation (Marktmissbrauch), ABl. EU Nr. L 96 vom 12. April 2003, S. 16.

188 Vgl. zu der Abgrenzung etwa ACER, Guidance on the Application of Regulation (EU) No. 1227/2011, aktualisierte 2. Fassung vom April 2013, S. 11.

189 Vgl. <http://www.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?lang=en&reference=2011/0295> (COD).

190 Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister, ABl. EU L 201 vom 27. Juli 2012, S. 1; Ausführungsgesetz zur Verordnung (EU) Nr. 648/2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister (EMIR-Ausführungsgesetz), BGBl. I S. 174.

191 Art. 10 Abs. 4 EMIR i.V.m. Art. 10, 11 der Delegierten Verordnung 149/2013 der Kommission zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf technische Regulierungsstandards für indirekte Clearingvereinbarungen, die Clearingpflicht, das öffentliche Register, den Zugang zu einem Handelsplatz, nichtfinanzielle Gegenparteien und Risikominderungstechniken für nicht durch eine CCP gelearnte OTC-Derivatekontrakte, ABl. EU Nr. L 52 vom 23. Februar 2013, S. 11.

192 Vgl. die entsprechenden Festlegungen und Ergänzungen der EU-Kommission in Form von delegierten und von Durchführungsverordnungen vom 19. Dezember 2012, http://ec.europa.eu/internal_market/financial-markets/derivatives/index_de.htm.

193 Vgl. die Dokumente unter <http://www.esma.europa.eu/page/European-Market-Infrastructure-Regulation-EMIR>.

143. Der Novellierungsvorschlag der EU-Kommission für die Finanzmarktrichtlinie (Markets in Financial Instruments Directive, MiFID)¹⁹⁴ könnte vor allem durch die Abschaffung von Ausnahmebereichen Teile des Energiegroßhandelsmarktes miteinfassen.¹⁹⁵ Die Novellierung der Kapitaladäquanzrichtlinie (Capital Requirements Directive, CRD IV)¹⁹⁶ bringt zudem für bestimmte Energiehandelsunternehmen erhöhte Eigenkapitalanforderungen mit sich.

144. Als Zwischenfazit lässt sich feststellen, dass dem Grunde nach das Spektrum der relevanten Märkte erfasst wird: Produktion, Leitungs- bzw. Speicherkapazitäten (sowie Verbrauch) der Energieträger Strom, Gas und Flüssiggas als Ware und Derivat. Die Monopolkommission begrüßt insoweit, dass die abgestufte Konkretisierungs- und Aktualisierungskompetenz der EU-Kommission eine Nachführung der regulatorischen Anforderungen ermöglicht, die allerdings angesichts der Komplexität der behördlichen Aufgaben und der insoweit notwendigen dynamischen Weiterentwicklung des Regelungsrahmens auch unverzichtbar erscheint. Dabei kann die EU-Kommission auf eine der Konsultationspflicht unterliegende Empfehlung von ACER bzw. ESMA zurückgreifen; ähnlich sind auf nationaler Ebene Verordnungsermächtigungen für das Bundeswirtschaftsministerium sowie Festlegungsermächtigungen für die Markttransparenzstelle für Strom und Gas vorgesehen.

145. Wenn auch weiterhin unterschiedliche Behörden und Vorschriften den Handel mit Waren und Derivaten erfassen, so ist doch eine Koordinationsstruktur zur Abdeckung des Marktkontinuums gesetzlich vorgesehen. Diese muss allerdings von den beteiligten Behörden auch durch effektive Umsetzung mit Leben erfüllt werden. Wichtigster und erster Schritt dazu sind die zwischen den verschiedenen Akteuren vorgesehenen Kooperationsvereinbarungen.

2.3.2 Transparenz, Markteffizienz und Fortentwicklung der Verbotsdurchsetzung

146. Vor allem REMIT und MAD sehen die Verpflichtung der Marktteilnehmer zur Veröffentlichung aller Informationen aus ihrem Verantwortungsbereich vor, die erheblichen Einfluss auf den Energiepreis bzw. davon abhängige Wertpapiere haben können (Insiderinformationen).¹⁹⁷ Diese – vielfach nur nach ihren Marktauswirkungen bestimmten – veröffentlichungspflichtigen Daten sind nur teilweise deckungsgleich mit den – enumerativ bestimmten – meldepflichtigen Daten, die zentral von den Behörden erfasst werden. Die gesteigerte Markttransparenz aufgrund der Veröffentlichung von Insiderinfor-

194 Richtlinie 2004/39/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. April 2004 über Märkte für Finanzinstrumente, zur Änderung der Richtlinien 85/611/EWG und 93/6/EWG des Rates und der Richtlinie 2000/12/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Richtlinie 93/22/EWG des Rates, ABl. EU Nr. L 145 vom 30. April 2004, S. 1.

195 Vgl. die Gesetzgebungsprozesse zu den Vorschlägen der EU-Kommission für eine Verordnung (MiFIR), <http://www.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?lang=en&reference=2011/0296> (COD), und einer Richtlinie (MiFID II) <http://www.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?lang=en&reference=2011/0298>(COD).

196 Vgl. den Legislativprozess unter <http://www.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do?id=593134> sowie http://ec.europa.eu/prelex/detail_dossier_real.cfm?CL=en&DosId=200715.

197 Vgl. Art. 4 i.V.m. Art. 2 Nr. 1 REMIT und Art. 6 i.V.m. Art. 1 Nr. 1 MAD. Bedeutsam sind daneben vor allem die Veröffentlichungspflichten für Fundamentaldaten aus den Verordnungen (EG) 714/2009 (in Bezug auf den grenzüberschreitenden Großhandel) und 715/2009 (in Bezug auf Erdgasfernleitungsnetze).

mationen soll die Funktionsfähigkeit der betroffenen Märkte durch eine möglichst für alle Marktteilnehmer vollständige Datenbasis verbessern.

147. Die schiere Masse der zu veröffentlichenden Daten, deren Wirkungszusammenhänge, Uneinheitlichkeit und Dispergierung über eine Vielzahl von Plattformen schüren allerdings erhebliche Zweifel, ob die Informationsbasis sich tatsächlich für alle Marktteilnehmer angleichen wird. Der erhebliche Aufwand, die veröffentlichten Daten zu sammeln und innerhalb der handelsrelevanten Zeiträume auszuwerten, könnte vielmehr den Informations- und Informationsauswertungsvorsprung zugunsten der großen Marktteilnehmer weiter erhöhen. Denn diese betreiben bereits heute umfangreiche Marktanalyseabteilungen, die neben aufwendig erfassten, öffentlich verfügbaren Informationen etwa auch von eigenen meteorologischen Abteilungen erstellte Prognosen der Produktion von Solar- und Windenergie nutzen, während kleineren Marktteilnehmern vielfach deutlich geringere Ressourcen und Erfahrungen zur Verfügung stehen. Insoweit kommt der praktischen Umsetzung der Veröffentlichungspflichten erhebliches Gewicht zu. Einfachste Möglichkeit der Herstellung eines tatsächlichen informatorischen „level playing field“ wäre die Einführung von Datenstandards,¹⁹⁸ weitergehend ließe sich die Schaffung bzw. der Ausbau einer bzw. mehrerer für alle Marktteilnehmer zugänglichen zentralen Datenplattform(en) erwägen.¹⁹⁹ Dadurch würden Such- und Informationskosten der betroffenen Unternehmen minimiert und mögliche – Markteintrittsbarrieren ähnliche – Verzerrungen verhindert.

148. Diese gesteigerte Transparenz kann jedoch auch die Kollusion von Marktteilnehmern fördern und so zu höheren Preisen führen.²⁰⁰ Denn bislang wurden viele Entscheidungen der Marktteilnehmer unter Unsicherheit getroffen, während zukünftig die Erzeugungs-, Netz- und Verbrauchssituation von Wettbewerbern stärker mit in Entscheidungen einfließen werden. Der Graubereich zwischen erwünschtem, volkswirtschaftlich effizientem und unerwünschtem, nur betriebswirtschaftlich effizientem Verhalten dürfte dadurch an Bedeutung gewinnen. Wieweit eine dynamische Auslegung von Kartellrecht²⁰¹ und Marktmanipulationsverbot einer illegitimen Ausnutzung dieses Graubereichs entgegenwirken kann, wird die Praxis der kommenden Jahre zeigen müssen. Über die Problematik der rechtlichen Erfassbarkeit hinaus könnte sich die an Wertpapiermärkten bereits zu beobachtende, stark erhöhte Komplexität bei der Interaktion von algorithmengestütztem Handel und umfangreichen Daten als Problem der Regulierung, aber auch der Markteffizienz darstellen.²⁰²

198 Insbesondere technische Standards und Ereignistaxonomien; soweit die Insiderinformationen auch meldepflichtig sind, wäre etwa deren obligatorische Veröffentlichung in den von ACER vorgegebenen Formaten denkbar.

199 Ausbaufähig erscheinen insoweit etwa die Transparenzplattform der EEX und die Veröffentlichungsmöglichkeit von ACER nach Art. 12 Abs. 2 REMIT. Die Erfahrungen bei der Entwicklung der ENTSO-E-Transparenzplattform für Fundamentaldaten nach der Verordnung (EG) 714/2009 könnten hier den Weg weisen; vgl. <https://www.entsoe.eu/data/entso-e-transparency-platform/>.

200 Zum Problem wettbewerblicher Auswirkungen der Offenlegung wettbewerbssensibler Informationen vgl. zuletzt Monopolkommission, Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 521 ff.

201 Zum Problem der Erfassung von Abstimmungen über den Markt vgl. zuletzt ebenda, Tz. 470 ff.

202 Vgl. anschaulich etwa Stafford, P., Speed and market complexity hamper regulation, Financial Times, 7. Oktober 2011. In Wertpapiermärkten haben diese Effekte zur Forderung der Regulierung von Handelsalgorithmen geführt; vgl. etwa US Securities and Exchange Commission, SEC Proposes Rules to Improve Systems Compliance and Integrity, Pressemitteilung 2013-35, 7. März 2013. Einzelne derartige Vorgaben in Bezug auf den Hochfrequenzhandel sind in Deutschland bereits seit dem 8. Mai 2013 in Kraft; vgl. Gesetz zur Vermeidung von Gefahren und Missbräuchen im Hochfrequenzhandel (Hochfrequenzhandelsgesetz) vom 7. Mai 2013, BGBl I S. 1162. Die Monopolkommission weist in

149. Bei der Steigerung der Marktintegrität und der Durchsetzung bestehender Verbote wird zunächst in erster Linie der behördlichen Auswertung der von Handelsteilnehmern oder Infrastrukturbetreibern an zentrale öffentliche Stellen zu meldenden Daten entscheidende Bedeutung zukommen. Während hier weitgehend die Zusammenführung unterschiedlicher Daten an zentraler Stelle (insbesondere ACER und Markttransparenzstelle für Strom und Gas) und Vorgaben hinsichtlich der Meldeformate vorgesehen sind, dürfte die schiere Masse an Einzeldaten (allein für Deutschland wird mit 200 Mio. Datenpunkten jährlich gerechnet) die beteiligten Behörden vor erhebliche technische, insbesondere aber methodische Aufgaben stellen, deren Bewältigung Neuland ist und in den kommenden Jahren sukzessive entwickelt werden muss. Nicht zuletzt dürfte ein Erfolg hier von einer aufeinander bezogenen Analyse der Daten aus Derivate- und aus Warenmärkten abhängen.

2.3.3 Europäische Aufsichtskoordination durch ACER

150. Die durch das dritte Energiebinnenmarktpaket geschaffene unabhängige europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER²⁰³ (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) hat im März 2011 ihre Arbeit in Ljubljana (Slowenien) aufgenommen.²⁰⁴ ACER soll zum einen die Regulierungslücke auf Gemeinschaftsebene schließen und zum anderen die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden auf Gemeinschaftsebene verstärken.²⁰⁵

151. ACER ist gemäß der Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden und der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) mit einer Reihe von Aufgaben betraut. Während sich in der Verordnung zu ACER regulierungstypische Aufgaben finden, beinhaltet die REMIT die nicht regulierungstypische Aufgabe der Marktüberwachung des Energiegroßhandelsmarktes²⁰⁶ auf den Waren- und Derivatemarkten zwecks Aufdeckung und Prävention missbräuchlicher Praktiken in Form von Marktmanipulation und Insiderhandel.²⁰⁷ Übergeordnetes Ziel beider Verordnungen ist dabei die Verwirklichung eines gemeinsamen, funktionierenden EU-Energiebinnenmarktes.

diesem Zusammenhang allerdings darauf hin, dass sich Wertpapiermärkte vom Energiemarkt teilweise deutlich unterscheiden, nicht zuletzt durch die Nichtspeicherbarkeit von Strom. Zudem sind Voraussetzungen und Auswirkungen derartiger Regulierungseingriffe bislang kaum geklärt. Eingehender aus wissenschaftlicher Sicht Kirilenko, A./Lo, A., Moore's Law versus Murphy's Law: Algorithmic Trading and Its Discontents, *Journal of Economic Perspectives* 27(2), 2013, S. 51-72.

203 Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. EU Nr. L 211 vom 14. August 2009, S. 1.

204 ACER führt im Wesentlichen die Arbeit der Gruppe der Regulierungsbehörden für Elektrizität und Gas (ERGEG) fort, wobei ACER nunmehr klare Kompetenzen und die Befugnis für Einzelfallentscheidungen in spezifischen Fällen besitzt (Erwägungsgrund 3 VO 713/2009). ERGEG war 2003 von der Europäischen Kommission ins Leben gerufen worden und wurde 2011 aufgelöst; vgl. http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT.

205 Vgl. Erwägungsgrund 5 REMIT.

206 Einzelhandelsverträge sind gemäß REMIT nicht in gleicher Weise Marktmanipulationen ausgesetzt wie Großhandelsverträge, die ohne Schwierigkeiten ge- und verkauft werden können. Doch auch Energieverbrauchsentscheidungen großer Energienutzer können die Preise auf Großhandelsmärkten beeinflussen. Somit ist es gemäß REMIT sinnvoll, die Lieferverträge von Großnutzern zu prüfen (Erwägungsgrund 9 REMIT).

207 Vgl. Art. 7 Abs. 1 S. 1 REMIT.

152. Ausgangspunkt für die REMIT und die Implementierung von ACER war, dass die bis dahin bestehenden Rechtsvorschriften die Besonderheiten von Strom- und Gasmärkten nicht adäquat abzubilden vermochten. Die bis dahin staats- und sektorspezifischen Marktüberwachungspraktiken hatten bewirkt, dass Handelsaktivitäten unterschiedlichen Zuständigkeitsbereichen unterlagen, was zu Unklarheiten hinsichtlich der konkreten Zuständigkeiten und mitunter einer gänzlich fehlenden Überwachung bestimmter Bereiche geführt hatte.

153. Schon in ihrem Energie-Sondergutachten aus dem Jahr 2009 hatte die Monopolkommission darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur bislang nicht mit einer Aufsicht über den Stromgroßhandel befasst ist.²⁰⁸ Diese Lücke soll nun durch die REMIT und ACER (als Agentur für die Zusammenarbeit nationaler Energieregulierungsbehörden) geschlossen werden. Die mit der REMIT verbundenen Aufsichtspflichten nimmt die Bundesnetzagentur im Rahmen der Markttransparenzstelle für Strom und Gas wahr.²⁰⁹ Im Zuge der EU-Verordnung Nr. 1095/2010 wurde überdies die Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde ESMA mit Sitz in Paris errichtet.²¹⁰ Beide Institutionen, ACER und ESMA, agieren im Bereich der Schnittmenge energiemarktrelevanter Finanzmarkt- und klassischer Energiemarktregulierung und koordinieren die Arbeit betroffener nationaler Institutionen. Dabei arbeiten sie mit nationalen Regulierungs-, Finanz- und gegebenenfalls Wettbewerbsbehörden zusammen, um eine koordinierte Vorgehensweise bei der Durchsetzung der relevanten Rechtsvorschriften sicherzustellen.²¹¹ Doppelmeldungen sollen dabei für die Meldepflichtigen vermieden werden.²¹²

Die Aufgabe von ACER liegt in der Marktüberwachung, um Marktmanipulation und Insiderhandel aufzudecken und zu verhindern (Art. 7 Abs. 1 REMIT). Die nationalen Regulierungsbehörden arbeiten bei der Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte mit der Agentur zusammen (Art. 7 Abs. 2 S. 1 REMIT) und sollten demgemäß bis zum 29. Juni 2013 mit den hierfür notwendigen Untersuchungs- und Durchsetzungsbefugnissen ausgestattet sein (Art. 13 Abs. 1 REMIT; in Deutschland seit Ende 2012 durch das MTS-Gesetz umgesetzt; vgl. Abschnitt 2.3.4). Inwieweit die Aufgaben bei der Datenauswertung zwischen ACER und den nationalen Regulierungsbehörden aufgeteilt werden, bleibt abzuwarten.

154. Die Kernpunkte der REMIT sind Transparenz und Integrität (mithilfe eines Verbotes von Marktmanipulation und Insiderhandel).

Eine Marktmanipulation ist dann gegeben, wenn von Marktakteuren Maßnahmen getroffen werden, mit denen künstlich für ein Preisniveau gesorgt wird, das nicht durch Angebot, Nachfrage, Produktions-, Speicherungs- oder Transportkapazität und -nachfrage gerechtfertigt ist. Zu Marktmanipulationen zählen die Erteilung oder Zurückziehung falscher Aufträge oder die Verbreitung falscher Informationen über die Medien. Markt-

²⁰⁸ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a.a.O., Tz. 168.

²⁰⁹ Vgl. Abschnitt 2.3.4.

²¹⁰ Verordnung (EU) Nr. 1095/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 zur Errichtung einer Europäischen Aufsichtsbehörde (Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde, zur Änderung des Beschlusses Nr. 716/2009/EG und zur Aufhebung des Beschlusses 2009/77/EG der Kommission, ABl. EU Nr. L 331 vom 15. Dezember 2010, S. 84. Die ESMA ist die Nachfolge-Institution des CESR (Committee of European Securities Regulators; Ausschuss der Europäischen Wertpapier-Regulierungsbehörden).

²¹¹ Vgl. Art. 1 Abs. 3 REMIT.

²¹² Vgl. Art. 8 Abs. 1 S. 3 und Abs. 3 REMIT.

manipulationen und ihre Auswirkungen können über Grenzen hinweg zwischen Strom- und Gasmärkten und auf Finanz- und Warenmärkten – einschließlich der Märkte für den Handel mit Emissionsrechten – auftreten.²¹³

Das Verbot des Insiderhandels untersagt es Personen, nicht öffentlich bekannte Informationen über Energiegroßhandelsprodukte selbst zu nutzen oder an Dritte weiterzugeben.²¹⁴

155. ACER erhält die Handelsdaten (Angaben über erworbene und veräußerte Großhandelsprodukte, vereinbarte Preise und Mengen, Tage und Uhrzeiten der Ausführung, Parteien und Begünstigte der Transaktionen und sonstige einschlägige Informationen) von den Marktteilnehmern oder auch Dritten, einem Meldesystem oder einer Behörde.

Fundamentaldaten, d.h. grundlegende Informationen über die Kapazität und Nutzung von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung, zum Verbrauch oder zur Übertragung/Fernleitung von Strom oder Erdgas oder über die Kapazität und Nutzung von Flüssiggasanlagen, einschließlich der geplanten oder ungeplanten Nichtverfügbarkeit dieser Anlagen, müssen die Marktteilnehmer ACER und den nationalen Regulierungsbehörden übermitteln (Art. 8 Abs. 5 REMIT).

Eine Weitergabe der bei ACER eingehenden Informationen an nationale Regulierungs-, Finanz- und Wettbewerbsbehörden, ESMA und auch andere relevante Behörden ist gemäß Art. 10 Abs. 1 REMIT vorgesehen.²¹⁵

Im Wege von Durchführungsrechtsakten können die Anforderungen konkretisiert und insbesondere Bagatellgrenzen für die Meldung und Weiterleitung von Transaktionen bzw. Informationen festgelegt werden.²¹⁶

156. Mindestens einmal jährlich legt ACER der Kommission einen Tätigkeitsbericht vor, bewertet hierin Funktionsweise und Transparenz verschiedener Handelsplätze und Handelsarten und kann der Kommission daraufhin Empfehlungen bezüglich Marktregeln, Normen und Verfahren unterbreiten, um damit die Funktionsweise des Binnenmarktes zu verbessern (Art. 7 Abs. 3 REMIT).

157. Neben den Anforderungen aus der REMIT werden ACER gemäß der Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden überdies Aufgaben für die Ausgestaltung der Regulierung übertragen. Hierzu gehört neben typischen Monitoringpflichten (z.B. hinsichtlich der Entwicklung von Endkundenpreisen im Strom- und Gassektor und dem Netzzugang, Art. 11 VO 713/2009) vor allem die regulatorische Ausgestaltung und die Aufsicht über die Netzebene.²¹⁷ ACER begleitet die Umsetzung der gemeinschaftsweiten Netzentwicklungspläne (Art. 6 Abs. 8 VO 713/2009) und wirkt bei der Erstellung europäischer Netzvorschriften mit (Art. 4 lit. e VO 713/2009). In bestimmten Fällen kann ACER verbindliche Einzelfallentscheidungen zu den Bestimmungen für den Zugang zu grenzübergreifenden Infrastrukturen und

²¹³ Vgl. Art. 2 Nr. 2, 3 REMIT, Art. 5 REMIT, Erwägungsgrund 14 REMIT.

²¹⁴ Vgl. Art. 3 REMIT.

²¹⁵ Die Bedeutsamkeit einer engen Zusammenarbeit und einer angemessenen Konsultation der betroffenen Akteure wird in Erwägungsgrund 20 REMIT hervorgehoben.

²¹⁶ Vgl. Art. 8 Abs. 2 lit. a, 8 Abs. 6 lit. a REMIT.

²¹⁷ Dabei hat die Bundesnetzagentur neben originär regulierungstypischen Aufgaben, wie der Genehmigung der Netzentgelte und der Standardisierung von Lieferantenwechselprozessen, seit 2011 weitere Aufgaben im Bereich des Ausbaus der Stromnetzinfrastruktur übernommen.

deren Betriebssicherheit treffen.²¹⁸ Die Tätigkeit von ACER wird mithilfe eines unabhängigen externen Experten, drei Jahre nachdem der erste Direktor sein Amt angetreten hat, durch die Kommission evaluiert (Art. 34 VO 713/2009).²¹⁹

158. Ein weiteres Aufgabengebiet von ACER ist das Energiemarktmonitoring. Am 29. November 2012 hat ACER, gemeinsam mit CEER (Council of European Regulators, Verband der europäischen Regulierungsbehörden)²²⁰, gemäß Art. 11 VO 713/2009) einen ersten Market-Monitoring-Report für das Berichtsjahr 2011 veröffentlicht.²²¹ Wesentliche Themenbereiche sind hierbei die Endkundenmärkte, die Marktintegration auf Großhandelsebene und Fragen des Netzzugangs. Für 2014 plant ACER einen Report, in dem die Auswirkungen der Implementierung von nationalen Kapazitätsmärkten auf die Binnenmarktintegration untersucht werden sollen.

159. Die Monopolkommission hat seit dem Jahr 2007 auf die Probleme bei der Marktüberwachung von Strom- und Gasmärkten hingewiesen und die Einrichtung einer Marktüberwachungsstelle vorgeschlagen. Die Einrichtung einer europäischen Marktüberwachungsstelle ist, vor dem Hintergrund zunehmend integrierter Energiemärkte, zu begrüßen.

160. Bei ACER arbeiteten nach eigenen Angaben 56 Mitarbeiter.²²² Davon sind 45 befristet bei ACER angestellt und 11 sind Abgeordnete Experten nationaler Regulierungsbehörden. Die Monopolkommission erachtet die heterogene Zusammensetzung der Mitarbeiter als positiv. Dieses Konzept entspricht der von der Monopolkommission bereits 2011 vorgeschlagenen Konzeption einer Markttransparenzstelle für Strom und Gas, wonach eine Zusammensetzung aus festen Mitarbeitern und aus von den betreffenden Behörden abgeordneten qualifizierten Mitarbeitern einer größeren Dynamik hinsichtlich der Kooperation zwischen den beteiligten Aufsichtsbehörden zuträglich erscheint.²²³

2.3.4 Mehrwert einer deutschen Markttransparenzstelle (MTS) für Strom und Gas

161. Die nationale Umsetzung der REMIT-Vorgaben soll in Deutschland auch die Markttransparenzstelle (MTS) übernehmen. Diese ist eine rechtlich unabhängige Institution zur Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte und ist – naheliegend aufgrund der Durchführungspflichten gemäß REMIT – bei der Bundesnetzagentur angesiedelt.

Die Bundesnetzagentur nimmt die Aufgaben der MTS mit dem Bundeskartellamt gemeinsam wahr (§ 47a Abs. 2 GWB), um den Anforderungen einer Energiemarktaufsicht auch auf kartellrechtlicher Ebene begegnen zu können.²²⁴ Insoweit sind die Aufgaben

218 Vgl. Art. 7 Abs. 1 und Art. 8 VO 713/2009.

219 Danach legt die Kommission mindestens alle vier Jahre eine Bewertung vor.

220 CEER wurde im Jahr 2000 von den Regulierern selbst als Kooperationsplattform gegründet. Der CEER dient heute, nach der Gründung von ACER, als Plattform für den Austausch zu allen relevanten Themen seiner Mitglieder, die nicht im Zuständigkeitsbereich von ACER liegen. Dazu gehören insbesondere Verbraucherschutzaspekte, regulatorische Aspekte der Endkundenmärkte, die Förderung erneuerbarer Energien sowie die internationale Zusammenarbeit; vgl. <http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Internationales/Energie/CEER/ceer-node.html>.

221 Vgl. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011, Luxemburg 2012.

222 Stellungnahme von ACER zum Fragebogen der Monopolkommission vom 15. November 2012.

223 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 644.

224 Vgl. hierzu den Entwurf eines Gesetzes zur Errichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (Markttransparenzstellengesetz), BT-Drs. 17/10060 vom 21. Juni 2012, S. 2.

der MTS auch nicht auf die Durchführung der REMIT beschränkt. Die MTS soll vielmehr als Kooperationsplattform unterschiedlicher Energiemarktaufsichtsbehörden (Börsenaufsicht, Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, Handelsüberwachungsstelle der EEX, Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur) fungieren und nicht allein, wie in der REMIT vorgesehen, auf eine Zusammenarbeit von ACER und der Bundesnetzagentur abstellen.²²⁵

162. Die gesetzlichen Regelungen für die MTS für Strom und Gas sind in §§ 47a bis j GWB enthalten. Aufgabe der MTS ist es, eine wettbewerbskonforme Bildung der Großhandelspreise für Strom und Gas sicherzustellen (§ 47a Abs. 1 S. 1 GWB). Hierfür beobachtet die MTS laufend die Vermarktung und den Handel mit Strom und Gas auf der Großhandelsstufe (§ 47b Abs. 1 S. 2 GWB). Dies geschieht unabhängig davon, ob der Großhandel auf physikalische oder finanzielle Erfüllung gerichtet ist. Die MTS soll Auffälligkeiten bei der Preisbildung aufdecken, die auf Missbrauch von Marktmacht, auf Insiderinformationen oder auf Marktmanipulation beruhen können. Die MTS beobachtet zu diesem Zweck auch die Erzeugung, den Kraftwerkseinsatz und die Vermarktung von Elektrizität und Erdgas durch die Erzeugungsunternehmen sowie die Vermarktung von Strom und Gas als Regelenergie. Die MTS kann Wechselwirkungen zwischen den Energiegroßhandelsmärkten und dem Emissionshandelssystem berücksichtigen (§ 47b Abs. 1 GWB).

Die MTS wertet die erhaltenen Daten und Informationen kontinuierlich aus, um Anhaltspunkte für verbotenes Marktverhalten gemäß GWB (§§ 1, 19, 20, 29), AEUV (Art. 101, 102), Wertpapierhandelsgesetz, Börsengesetz oder Art. 3, 5 REMIT aufzudecken (§ 47b Abs. 1 GWB). Gibt es einen Verdacht für einen Verstoß, informiert die MTS die zuständigen Behörden und gibt den Vorgang an diese ab.²²⁶

163. Die konkrete Organisationsstruktur und die Aufgabenteilung der MTS werden – zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses – noch erarbeitet. Hierzu wurden Aufbaustäbe in der Bundesnetzagentur und im Bundeskartellamt gegründet, die in einer Arbeitsgruppe zusammenarbeiten. Sie sollen unter anderem die Strukturen und Prozesse für eine arbeitsfähige MTS etablieren, was auch die notwendige IT-Infrastruktur umfasst. Einheiten einer Zusammenarbeit, insbesondere hinsichtlich Besetzung und Geschäftsverteilung, Koordinierung der Datenerhebung und des Daten- und Informationsaustauschs, werden dabei gemäß § 47a Abs. 3 GWB in einer – durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zu genehmigenden – Kooperationsvereinbarung zwischen dem Bundeskartellamt und der Bundesnetzagentur festgelegt.

164. Die Datenerhebung und -verwaltung soll gemeinsam von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur organisiert werden. Die MTS muss – ähnlich wie ACER – soweit möglich auf bestehende Quellen und Meldesysteme zurückzugreifen (§ 47b Abs. 3 S. 2, 3 GWB), um Kosten und zusätzliche Bürokratie zu vermeiden. Hierdurch kann der häufig geäußerten Sorge der Unternehmen, es käme zu einer Belastung durch Doppelmeldungen, wirksam begegnet werden. Dabei kann die MTS eine Reihe von preisrelevanten Daten erheben, die über die im Rahmen von REMIT meldepflichtigen hinausgehen, insbesondere in Bezug auf Erzeugungskapazitäten zwischen 1 und 100 MW (§ 47g Abs. 2 Nr. 3, 6 GWB) und Kostendaten (§ 47e Abs. 2 Nr. 3 GWB).

²²⁵ Vgl. hierzu ebenda, S. 3.

²²⁶ Vgl. § 47b Abs. 7 GWB.

165. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt planen, gemeinsam – ausgehend von den Vorgaben auf europäischer Ebene – Daten und Datenformate festzulegen und die Datensammlung zu organisieren. Auch die Prüfung und Aufbereitung der Daten zur späteren fachlichen Verwendung soll zu einem großen Teil gemeinsam erfolgen. Die Datenverwendung und fachliche Analyse soll nach bisherigen Planungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes von beiden gemeinsam erfolgen. Allerdings sieht das Gesetz in § 47b Abs. 4 GWB vor, dass die Bundesnetzagentur die MTS mit der Erhebung und auch Auswertung von Daten beauftragen kann, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben nach der REMIT erforderlich ist.

166. In den Planungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes ist vorgesehen, dass die in der MTS gesammelten Daten über die Anforderungen der REMIT hinaus auch für kartell- und regulierungsrelevante Untersuchungen der beiden Institutionen nutzbar gemacht und weiterführende Informationen über den deutschen Energiemarkt erhoben werden sollen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur gehören hierzu beispielsweise die Themen Energiepreise, Marktintegration der erneuerbaren Energien, Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens im grenzüberschreitenden Energiehandel, Beurteilung des Netzausbaubedarfs, Beurteilung der kurz- und langfristigen Erzeugungssituation sowie Sicherstellung der Systemsicherheit.

Aus Sicht des Bundeskartellamtes soll die MTS daneben vor allem eine deutlich verbesserte Datengrundlage für die wirksame Wahrnehmung der kartellrechtlichen Aufgaben (Feststellung von Marktbeherrschung und von etwaigem Missbrauch von Marktbeherrschung im Bereich der Stromerzeugung) schaffen.

167. Die Monopolkommission befürwortet prinzipiell die Einrichtung einer nationalen MTS für den Großhandel mit Strom und Gas.²²⁷ Vor dem Hintergrund ihrer unübersichtlichen Preisbildungsmechanismen können insbesondere Stromgroßhandelsmärkte von einer intensivierten behördlichen Aufsicht profitieren. Insoweit erhofft sich die Monopolkommission erhebliche Fortschritte bei der Vereinheitlichung von Datenabfrage, -schnittstellen, -aufbereitung, -austausch und -auswertung sowie der Kooperation mit anderen Behörden und Aufsichtsstellen.

168. Ein Mehrwert der MTS kann aus Sicht der Monopolkommission insbesondere dadurch ermöglicht werden, dass auf nationaler Ebene eine Koordination und Kooperation zwischen den an der Aufsicht über die Energiemärkte beteiligten Behörden ermöglicht wird, um so Lücken in der Marktaufsicht zu schließen. Vor diesem Hintergrund ist nach § 47i Abs. 1 GWB eine Kooperation der MTS mit der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, den Börsenaufsichtsbehörden sowie Handelsüberwachungsstellen, mit ACER, der Europäischen Kommission und den Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten vorgesehen.

Die MTS kann zu diesem Zweck mit Zustimmung des Bundeswirtschaftsministeriums Kooperationsvereinbarungen mit der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, den Börsenaufsichtsbehörden sowie Handelsüberwachungsstellen derjenigen Börsen, an denen Elektrizität und Gas sowie Energiederivate im Sinne von § 3 Nr. 15a EnWG gehandelt werden, und ACER schließen (§ 47i Abs. 2 GWB). Auch auf europäischer Ebene

²²⁷ Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 130 ff.

ne ist geplant, Kooperationsvereinbarungen (sog. „Memoranda of Understanding“) zwischen ACER und ESMA und zwischen den nationalen Regulierungs- und Finanzbehörden zu schließen.²²⁸

169. Die Monopolkommission gibt insoweit zu bedenken, dass eine möglicherweise starke Verengung der Aufgabenbereiche der MTS – aufgrund der Zuständigkeit von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt – auf regulierungs- und kartellrechtliche Fragestellungen für eine umfassende Energiemarktüberwachung zu kurz greift. Der Mehrwert der Schaffung einer deutschen MTS liegt nach Ansicht der Monopolkommission insbesondere darin, Kooperations- und Lerneffekte der Energiemarktaufsichtsbehörden zu generieren. So soll zwar die Datenverwendung und fachliche Analyse nach bisherigen Planungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes von beiden gemeinsam erfolgen, allerdings resultiert der Mehrwert einer MTS eben nicht allein aus einer zusätzlichen Datenbasis, die fachspezifisch in die jeweiligen Behörden weitergeleitet wird, sondern aus einer dynamischen, behördenübergreifenden Analyse der Daten. Das Gesetz erlaubt hier eine Analyse der Daten durch die MTS infolge einer Beauftragung durch die Bundesnetzagentur nach § 47b Abs. 4 GWB.

Die Monopolkommission hatte in der Vergangenheit wiederholt empfohlen, die MTS von den rechtsanwendenden Behörden unabhängig einzurichten und lediglich organisatorisch dem Bundeskartellamt oder der Bundesnetzagentur anzugliedern, um auf diese Weise Unabhängigkeit, Flexibilität und Dynamik weitestmöglich zu fördern.²²⁹ Ideal für eine solche Funktion ist eine Zusammensetzung des Personals aus „festen“ Mitarbeitern der MTS und aus von den betroffenen Behörden abgeordneten qualifizierten Mitarbeitern. Eine entsprechende Stelle hätte auf diese Weise sehr gute Voraussetzungen, um als Plattform einer breiteren Kooperation zwischen der nach Landesrecht zuständigen Börsenaufsicht, der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, des Bundeskartellamtes und der Bundesnetzagentur zu dienen.²³⁰ Die Bedeutung institutioneller Unabhängigkeit spiegelt sich etwa auch in der Richtlinie 2009/72/EG wieder, die vorsieht, dass die Mitgliedstaaten zur Unabhängigkeit ihrer nationalen Regulierungsbehörde von jeglicher Einflussnahme aus Politik oder Wirtschaft durch ein geeignetes Rotationsverfahren beitragen.²³¹

170. Die Monopolkommission weist erneut auf die zunehmend internationale Ausprägung insbesondere des Stromgroßhandelsmarktes hin. So wirkt sich Marktmissbrauch in einem EU-Mitgliedstaat oft auch über die nationalen Grenzen hinweg aus bzw. wird erst unter Einbeziehung grenzüberschreitender Fundamental- und Handelsdaten als solcher erkennbar. Dabei ist noch unklar, wie weit hier angesichts der internationalen Zuständigkeit der MTS die Kooperationen mit ACER und den Regulierungsbehörden anderer EU-Mitgliedstaaten ausreichen. Auch insoweit könnte die Ausgestaltung der MTS als Kooperationsplattform einen echten Mehrwert gegenüber ACER ermöglichen. Insgesamt sollte jedenfalls bei der Umsetzung der Datenerfassung durch die MTS dem Aspekt grenzüberschreitender Effekte besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden. Sollte die

228 Vgl. Art. 16, 19 REMIT.

229 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a.a.O., Tz. 181 f.; Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 642 ff.; Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 131.

230 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 642 ff.; Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 131.

231 Vgl. Erwägungsgrund 34 RL 2009/72/EG.

geplante MTS im Bereich des Stromgroßhandels nur Daten über inländische Stromerzeuger und -nachfrager zur Verfügung haben, so hält die Monopolkommission die Tätigkeit der MTS für wenig erfolgversprechend.²³²

Vor dem Hintergrund der von der Monopolkommission geäußerten Bedenken erscheint die Evaluierung der Ergebnisse der Arbeit der MTS für Strom und Gas und der hieraus gewonnenen Erfahrungen nach fünf Jahren durch das Bundeswirtschaftsministerium an die gesetzgebenden Körperschaften²³³ sinnvoll.

2.3.5 Fazit: Effektive Umsetzung komplexer Regeln notwendig

171. Mit den Institutionen ACER und MTS wurden auf europäischer und nationaler Ebene Marktüberwachungssysteme für die Strom- und Gasgroßhandelsmärkte implementiert. Während ACER bereits 2011 die Arbeit aufgenommen hat, ist die MTS aktuell in der Aufbauphase. Beide Institutionen betreten hinsichtlich der konkreten Aufgaben sowie der Datenerfassung und -analyse Neuland. Dementsprechend dauert die Setzung der Durchführungsregelungen im Sommer 2013 noch an. Insgesamt stehen neben ACER insbesondere die nationalen Regulierungsbehörden vor neuen Herausforderungen.

Hinsichtlich der geplanten Aufgabenwahrnehmung von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt äußert sich die Monopolkommission besorgt, dass eine möglicherweise zu starke Verengung der Aufgabenbereiche der MTS auf regulierungs- und kartellrechtliche Fragestellungen zu kurz greifen könnte. So liegt der Mehrwert einer deutschen MTS vor allem darin, Kooperations- und Lerneffekte der Energiemarktaufsichtsbehörden bei der Datenerfassung und -analyse zu generieren. Vor diesem Hintergrund wäre aus Sicht der Monopolkommission auch eine heterogenere Zusammensetzung des Personals der Dynamik der MTS grundsätzlich zuträglicher.

172. Der Erfolg beider Institutionen wird, neben der konkreten personellen Zusammensetzung sowie der Kooperation(-sbereitschaft) der beteiligten Aufsichtsinstitutionen, von dem konkreten Umgang mit Daten abhängen. Dabei stellt die enorme Anzahl von Datenpunkten die beteiligten Behörden vor erhebliche technische, insbesondere aber methodische Aufgaben, deren Bewältigung ein Novum ist und für die effiziente Lösungskonzepte erst in den kommenden Jahren sukzessive entwickelt werden müssen. Eine explizite Einbeziehung externer Experten dürfte zum einen konzeptionell beim Aufbau des Datenerfassungsrahmens und der IT-Infrastruktur sowie zum anderen bei der Datenerfassung, -aufbereitung und -analyse äußerst hilfreich sein.²³⁴

Überdies erscheint es sachdienlich, dass Sachverständige (z.B. Ingenieure) im Auftrag der MTS stichprobenartig und zeitnah vor Ort prüfen, ob beispielsweise eine technische Restriktion faktisch – wie gemeldet – vorliegt.²³⁵ Eine derartige tatsächliche Kontrolle könnte aus Sicht der Monopolkommission die Bebußung von Nicht-, Spät- und Falsch-

²³²In Analogie dazu muss auch bei einem Fußballspiel der Schiedsrichter das gesamte Fußballfeld hinsichtlich eines regelgerechten Spielverlaufs überwachen – und nicht nur einen kleinen Teil.

²³³Vgl. § 471 GWB.

²³⁴Im internationalen Vergleich sind etwa mehrstufige Ausschreibungen zu beobachten. Inwieweit die räumliche Nähe beispielsweise des Bonner Forschungsclusters für Mathematik sowie des Fraunhofer-Instituts für Angewandte Informationstechnik in St. Augustin nutzbar zu machen wären, kann an dieser Stelle nicht geklärt werden.

²³⁵Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 489. Entsprechende Sanktionen finden sich zu den Ordnungswidrigkeiten in § 95 Abs. 1b bis d EnWG.

meldungen nach § 95 Abs. 1c Nr. 7, 8 EnWG wirkungsvoll stützen und so zu einer Disziplinierung der Marktteilnehmer beitragen.

173. Als Grundvoraussetzung für eine Weiterentwicklung der Analysemethoden und der Algorithmen zur Identifizierung illegitimer Handelspraktiken durch die Wissenschaft erachtet die Monopolkommission die Veröffentlichung von im Zeitablauf nicht mehr vertraulichkeitsbedürftigen oder sensitiven Daten als dringend erforderlich. Zusätzlich würde durch mehr Transparenz das Vertrauen in den Markt gestärkt. Die REMIT gibt hierfür gemäß Art. 12 Abs. 2 vor, dass ACER selbst beschließen kann, partiell Informationen öffentlich zugänglich zu machen. Demgegenüber sind für die MTS die Regelungen für die Veröffentlichung von Daten enger gefasst. So sieht § 47c Abs. 4 GWB eine Datenweitergabe (in anonymisierter Form) durch die MTS nur an die Bundesministerien für eigene oder in deren Auftrag durchzuführende wissenschaftliche Studien vor, wobei die Ministerien diese Daten auch Dritten zur Verfügung stellen dürfen. Würden derartigen Studien lediglich eng begrenzte Analyseziele zugrunde gelegt, wären die Offenheit des wissenschaftlichen Erkenntnisprozesses sowie die Dynamik des wissenschaftlichen Wettbewerbs zu stark beschränkt. Für eine derart restriktive Datengeheimhaltung unabhängig von datenschutzrechtlichen, wettbewerblichen und betriebswirtschaftlichen Erwägungen besteht keine Rechtfertigung.²³⁶ Zur notwendigen (Weiter-)Entwicklung von Analysemethoden und -algorithmen erscheint der Monopolkommission vielmehr die (zeitversetzte) Freigabe entsprechender Datensätze für wissenschaftliche Forschungszwecke unverzichtbar.

174. Abschließend betont die Monopolkommission, dass die Datenanalyse und die Identifikation wohlfahrtsschädigenden Marktverhaltens eine dynamisch zu lösende Aufgabe bleibt. Dazu ist eine dynamische Weiterentwicklung sowohl des Datenerhebungs- und -analyserahmens als auch der Sanktionsmechanismen unverzichtbar. Dabei wird es vor allem von den beteiligten Behörden abhängen, ob sie die in Kooperationen untereinander und mit externen Experten liegenden Potenziale ausschöpfen.

²³⁶Eine Datenfreigabe müsste selbstverständlich die Kollusionsgefahr und die legitimen Geheimhaltungsinteressen der Marktteilnehmer in Betracht ziehen. Diese können jedoch eine derart weitgehende Geheimhaltung nicht rechtfertigen; vgl. die Abwägungen in Art. 12 Abs. 2 Unterabs. 2, 3 REMIT.

3. Marktdesign der Energiewende

175. Die Energiewende stellt einen Prozess dar, der mit einer Vielzahl von komplexen Veränderungen auf den von der Monopolkommission zu würdigenden Märkten für Energie verbunden ist. Zur Verwirklichung der Energiewende stehen nicht nur zahlreiche mehr oder weniger wettbewerbsnahe Instrumente zur Verfügung, die nach Effizienz Gesichtspunkten abzuwägen sind; vielmehr besteht eine erhebliche Schwierigkeit bereits darin, einheitliche Zielsetzungen zu verfolgen und diese konsistent auf den politischen Ebenen anzusiedeln. In ihrer systematischen Analyse eines effizienten Marktdesigns der Energiewende geht die Monopolkommission daher in drei Schritten vor und untersucht dazu die folgenden Fragestellungen:

- Was sind die Ziele der Energiewende und an welchem Ziel sollte eine effiziente Umsetzung der Energiewende gemessen werden? (vgl. Abschnitt 3.1)
- Unter Berücksichtigung der deutschen Ziele der Energiewende: Welche Probleme ergeben sich, welche Problemkreise lassen sich ziehen und welche Zusammenhänge zwischen unterschiedlichen Bereichen lassen sich feststellen? (vgl. Abschnitt 3.2)
- Wie lassen sich die abgegrenzten Problemkreise im Einzelnen analysieren und welche Mechanismen zur effizienten Umsetzung bieten sich an? (vgl. Abschnitte 3.3 bis 3.5)

3.1 Die Energiewende messen: Konsistenz- und Zielprobleme

176. Der ursprünglich auf das Öko-Institut zurückgehende Begriff der Energiewende²³⁷ steht heute für einen gravierenden Wandel der Energiepolitik und Energiemärkte. Während er zunächst vor allem auf die Verwirklichung einer nachhaltigen Energieversorgung gerichtet war, hat sich im Hinblick auf die Produktion von Strom gerade in den letzten beiden Jahren ein operationelles Verständnis des Begriffs entwickelt. So wird die Energiewende heute typischerweise mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und aus der Stromproduktion mithilfe fossiler Brennstoffe in Zusammenhang gebracht sowie mit deren Ersatz durch erneuerbare Energien. Zudem sind mit der Energiewende auch eine Vielzahl weiterer Veränderungen verbunden, zu deren Realisierung umfangreiche Ziele auf nahezu allen nationalen, supranationalen und internationalen politischen Ebenen formuliert werden. Dies hat mittlerweile zu vielen unterschiedlichen Zielen und zahlreichen – teilweise wenig konsistenten – Umsetzungsmechanismen geführt, die einer effizienten Umsetzung der Ziele und Messbarkeit des Zielerreichungsgrades der Energiewende kaum zuträglich sind.

3.1.1 Diffuse Vielfalt von Zielen und Instrumenten

177. Während es bei der Energiewende heute zunächst um den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau der erneuerbaren Energien geht, spielen auch Klimaschutzziele eine Rolle. So wird aus ökologischen Gründen angestrebt, insbesondere eine Verringerung der Produktion von Treibhausgasen wie Kohlenstoffdioxid (CO₂) oder Methan zu

²³⁷ Vgl. Krause, F./Bossel, H./Müller-Reißmann, K.-F., Energie-Wende: Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran, Frankfurt a.M. 1980.

erreichen, die auch bei der Produktion von Elektrizität mittels fossiler Brennstoffe entstehen.

178. Auf der Ebene des Völkerrechts ist das Kyoto-Protokoll aus dem Jahr 1997 das bislang einzige globale Klimaschutzabkommen, das verbindliche Vorgaben für den Ausstoß von Treibhausgasen setzt; mehr als 190 Staaten haben es bislang ratifiziert. In dem Protokoll verpflichten sich die Industriestaaten, die Emissionen der wichtigsten Treibhausgase (z.B. Kohlenstoffdioxid, Methan und Fluorchlorkohlenwasserstoffe) bis 2012 gemeinsam um mindestens 5 % unter das Niveau von 1990 zu senken. Dabei haben die Länder unterschiedlich hohe Emissionsreduktionsverpflichtungen akzeptiert; Deutschland verpflichtete sich zu einer Reduktion um 21 %.²³⁸ Eine zweite Verpflichtungsperiode und damit eine Verlängerung des Protokolls wurden auf dem letzten UN-Klimagipfel in Doha bis zum Jahr 2020 beschlossen.²³⁹

179. Die Europäische Union verfolgt zudem eigene Klimaschutzziele. So hat sie sich verpflichtet, bis 2050 ihre Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % unter das Niveau von 1990 zu senken.²⁴⁰ Im Rahmen dieser Zielsetzung hat die Europäische Kommission im Dezember 2011 den „Energiefahrplan 2050“ veröffentlicht.²⁴¹ Hierin untersucht die Kommission die mit dem EU-Dekarbonisierungsziel verbundenen Herausforderungen unter der Prämisse der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Art. 194 Abs. 1 AEUV benennt „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarktes und unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt“ folgende konkrete Ziele europäischer Energiepolitik: Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes, Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union, Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und Förderung der Interkonnektion der Energienetze.

Grundsätzlich obliegt die konkrete Ausgestaltung des Energiemix gemäß Art. 194 Abs. 2 AEUV jedem Mitgliedstaat. Allerdings übt die Union vor allem durch die Etablierung eines europäischen Emissionshandelssystems (European Union Emission Trading System, EU ETS) einen Einfluss aus, der zu einer zunehmenden Installation von Erzeugungsanlagen mit einer geringen Treibhausgasbelastung führen soll. Dieses System sieht eine periodisch sinkende absolute Obergrenze für die Menge an Treibhausgasemissionen – für die handelbare Verschmutzungsrechte ausgegeben werden – vor. Die rechtliche Basis bildet die Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG²⁴², die etwa in Deutschland durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)²⁴³ umgesetzt wurde.

238 Vgl. z.B. <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/kyoto-protokoll>.

239 Vgl. hierzu z.B. http://www.umweltbundesamt.de/klimaschutz/publikationen/ergebnisse_des_un_klimagipfels_von_doha_2012.pdf.

240 Vgl. Rat der Europäischen Union, 15265/1/09, Brüssel, 29./30. Oktober 2009.

241 Vgl. http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/roadmap2050_ia_20120430_en.pdf.

242 Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, ABl. EU Nr. L 275 vom 25. Oktober 2003, S. 32.

243 Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen vom 21. Juli 2011, BGBl. I S. 1475.

180. § 1 TEHG nennt eine kosteneffiziente Verringerung von Treibhausgasen zum weltweiten Klimaschutz als Ziel und wird typischerweise direkt mit der Energiewende verbunden. In Deutschland gibt es jedoch eine Vielzahl weiterer Ziele und Instrumente. So soll gemäß § 1 EEG im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglicht werden. Volkswirtschaftliche Kosten der Energieversorgung – ein Beispiel sind die negativen Effekte der globalen Erwärmung aufgrund des Ausstoßes von Treibhausgasen – sollen auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte verringert, fossile Energieressourcen geschont und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gefördert werden.

Konkret sollen hierfür der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens auf 35 % bis zum Jahr 2020, auf 50 % bis zum Jahr 2030, auf 65 % bis zum Jahr 2040 sowie auf 80 % bis zum Jahr 2050 erhöht und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden. Überdies soll auch der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 % erhöht werden.

181. Gemäß § 1 Abs. 1, 2 EnWG soll eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas garantiert werden, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Dabei diene die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.

182. Das Energiekonzept vom September 2010 umfasst dabei eine energiepolitische Gesamtstrategie bis 2050 und die nachfolgenden Beschlüsse der Bundesregierung („Energiepaket“) vom 6. Juni 2011²⁴⁴ beinhalten ebenfalls einen umfangreichen Zielkatalog. Im Mittelpunkt des Energiekonzeptes und des damit verbundenen Umbaus der deutschen Energieversorgung steht die Aufgabe der Sicherstellung einer zuverlässigen (Versorgungssicherheit), wirtschaftlichen (Bezahlbarkeit) und umweltverträglichen (Umweltverträglichkeit) Energieversorgung.²⁴⁵ Dieses energiepolitische Zieldreieck kann als konzeptioneller Maßstab zur Bewertung der Unterziele und Maßnahmen verstanden werden.²⁴⁶

In der Langfrist-Strategie bis zum Jahr 2050 wird der kosteneffiziente Ausbau erneuerbarer Energien als tragende Säule zukünftiger Energieversorgung genannt. Dabei soll das EEG künftig marktnäher orientiert sein und auch der weitere Ausbau der erneuerba-

244 Aufgrund der Nuklearkatastrophe in Fukushima im März 2011 wurde die im Energiekonzept dargestellte Rolle der Kernkraft als Brückentechnologie neu bewertet. Infolgedessen wurden die sieben ältesten Kernkraftwerke sowie das Kernkraftwerk Krümmel dauerhaft stillgelegt. Überdies wurde festgelegt, dass der Betrieb der übrigen neun Kernkraftwerke schrittweise bis 2022 beendet wird. Am 6. Juni 2011 hat die Bundesregierung ein Energiepaket beschlossen, welches die Maßnahmen des Energiekonzeptes ergänzt und ihre Umsetzung beschleunigt.

245 Vgl. Energiekonzept der Bundesregierung, S. 3, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf.

246 Vgl. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Berlin/Mannheim/Stuttgart, Dezember 2012, S. 5, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-stellungnahme-lang,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

ren Energien in stärkerem Maße marktgetrieben erfolgen.²⁴⁷ Weitere Ziele sind die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen, der Klimaschutz (Verringerung der Treibhausgasemissionen) und die Abkehr von der Kernenergie bei der Energieversorgung.

183. Neben den Zielen der Bundesregierung lassen sich jedoch auch bei den Ländern und Kommunen ambitionierte eigene Zielsetzungen beobachten, die zum Teil von denen der Bundesregierung abweichen. (vgl. Tabelle 3.1). Forciert werden beispielsweise interkommunale Wettbewerbe, bei denen Kommunen um die Spitzenposition bei der Ausbaumenge von Solar- und Biogasanlagen wetteifern,²⁴⁸ während städtische Versorgungsunternehmen damit werben, ihren Kunden möglichst viel (selbst erzeugten) Ökostrom anzubieten.²⁴⁹

184. Im Ergebnis zeigt sich, dass eine lange Reihe von Zielen auf unterschiedlichen politischen Ebenen formuliert wird. Dabei kommt es zu unvermeidbaren Widersprüchen und Zielkonflikten, sodass die Verfolgung eines Ziels die Erreichung eines anderen Ziels gefährden oder unmöglich machen kann. Die Intransparenz der mit der Energiewende vorrangig anvisierten Ziele hat verschiedene Probleme zur Folge. Neben einer möglichen Inkonsistenz der installierten Mechanismen besteht für Stakeholder auch die Schwierigkeit, die Entwicklung der wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen im Energiesektor abzuschätzen.

185. Diese Problematik stellte auch die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“²⁵⁰ fest und arbeitete deshalb auf Basis des Energiekonzeptes und den Maßnahmen für dessen beschleunigte Umsetzung nach dem Reaktorunglück von Fukushima 2011 für Deutschland zwei Oberziele heraus: (1) die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und (2) den Ausstieg aus der Kernenergie. Das Hauptziel der Treibhausgasreduktionen ergebe sich – laut Expertenkommission – aus der Koalitionsvereinbarung und aus der Zielformulierung der Industriestaaten im Rahmen der Vereinten Nationen, wonach bis 2050 die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % (jeweils gegenüber dem Jahr 1990) reduziert werden sollen. Das zweite Hauptziel ergebe sich aus den Änderungen des Atomgesetzes vom 6. August 2011, welches bis zum Ende des Jahres 2022 ein Erlöschen aller Berechtigungen zum Betrieb von Kernkraftwerken in Deutschland vorsehe.

Eine konkrete Festlegung auf (diese zwei) Oberziele erlaubt – hiervon ausgehend – eine hierarchische Ordnung aller Ziele, indem die definierten Oberziele durch verschiedene Unterziele auf unterschiedlichen Ebenen flankiert und über diverse politische Maßnahmen bzw. Instrumente umgesetzt werden. Hieraus ergibt sich für die Energiewende ein umfangreicher Ziel- und Maßnahmenmix. So ist beispielsweise die Steigerung der Energieeffizienz (Unterziel) eine wichtige Voraussetzung zur Ermöglichung der angestrebten Senkung der Treibhausgasemissionen (Oberziel) (vgl. Abbildung 3.1).

247 Vgl. Energiekonzept der Bundesregierung, a.a.O., S. 7 f.

248 Vgl. <http://www.solarbundesliga.de>; <http://www.bioenergie-bundesliga.de/>.

249 Als Beispiel sei hier die Hamburg Energie GmbH genannt, vgl. <http://www.hamburgenergie.de/>.

250 Die Expertenkommission setzt sich zusammen aus Professor Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender), Professor Dr. Georg Erdmann, Professor Dr. Frithjof Staß und Dr. Hans-Joachim Ziesing und hat im Jahr 2012 Stellung zum ersten Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011 genommen; Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, a.a.O. Ihre Aufgabe besteht grundsätzlich darin, den Monitoringprozess wissenschaftlich zu begleiten. Neben der Stellungnahme stehen sie dem Bundeswirtschafts- und dem Bundesumweltministerium beratend zur Seite.

Tabelle 3.1:

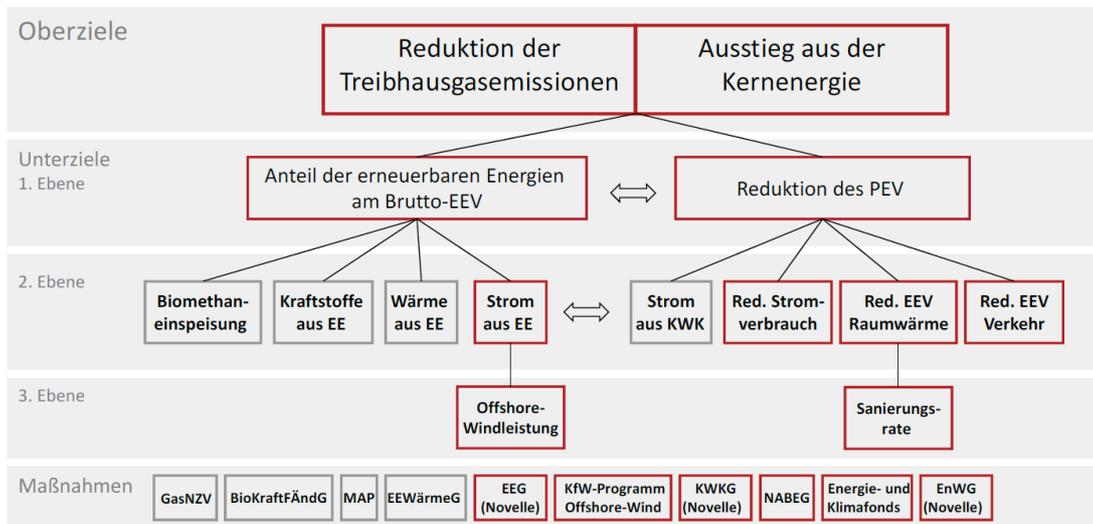
**Überblick über wichtige energiepolitische Ziele
der Bundesländer**

Baden-Württemberg: Anteil der EE an Stromerzeugung auf mindestens 20 % bis 2020 – Anteil der EE am Primärenergieverbrauch mind. 13 % bis 2020 – Bis 2020 Reduktion des Primärenergieverbrauchs um mind. 10 % gegenüber 1990
Bayern: Steigerung der Energieeffizienz um 30 % bis 2020 – Anteil der EE an Stromerzeugung auf 25-30 % bis 2020 – Anteil der EE am Primärenergieverbrauch mindestens 16 % bis 2020
Berlin: Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – Halbierung der Pro-Kopf-Emissionen gegenüber 1990 bis 2030
Brandenburg: Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – Verringerung der Treibhausgasemissionen um 75 % bis 2030 gegenüber 1990
Bremen: Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990
Hamburg: Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – Verringerung der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050 gegenüber 1990
Hessen: (Orientierung an Bundesvorhaben) Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – Energieeffizienz bis 2020 gegenüber 1990 verdoppeln- Anteil der EE an Stromerzeugung bis 2020 Erhöhung auf mindestens 30 % – Anteil der EE am Primärenergieverbrauch mind. 20 % bis 2020
Mecklenburg-Vorpommern: Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990
Niedersachsen: (Orientierung an Bundesvorhaben) Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – Energieeffizienz bis 2020 gegenüber 1990 verdoppeln – Anteil der EE an Stromerzeugung bis 2020 Erhöhung auf mindestens 30 %
NRW: Verringerung der Treibhausgasemissionen um mind. 45 % bis 2020 gegenüber 1990 – Verringerung der Treibhausgasemissionen um 80-95 % bis 2050 gegenüber 1990
Rheinland-Pfalz: (Orientierung an Bundesvorhaben) Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – Energieeffizienz bis 2020 gegenüber 1990 verdoppeln – Anteil der EE an Stromerzeugung bis 2020 Erhöhung auf mindestens 30 % – Erhöhung des Anteils EE am Stromverbrauch bis 2020 auf 30 % – Erhöhung des Anteils EE am Wärmeverbrauch bis 2020 auf 16 %
Saarland: (Orientierung an Bundesvorhaben) Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – Energieeffizienz bis 2020 gegenüber 1990 verdoppeln – Anteil der EE an Stromerzeugung bis 2020 Erhöhung auf mindestens 30 %
Sachsen: Reduktion der jährlichen energiebedingten CO ₂ -Emissionen des Nichtemissionshandelssektors bis zum Jahr 2020 gegenüber 2006 um mindestens 6,5 Mio. Tonnen – Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Sachsen bis 2020 auf mindestens 24 %
Sachsen-Anhalt: (Orientierung an Bundesvorhaben): Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – Energieeffizienz bis 2020 gegenüber 1990 verdoppeln – Anteil der EE an Stromerzeugung bis 2020 Erhöhung auf mindestens 30 % – Ziel der signifikanten Überschreitung der Vorgaben
Schleswig-Holstein: Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 – mit seiner Stromerzeugung aus EE bis 2020 8-10 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland decken
Thüringen: Erhöhung des Anteils der EE am Gesamtenergieverbrauch auf 22 % bis 2015 – Ausbau diverser EE – im Bereich Wirtschaft die Erhöhung der Energieproduktivität um 30 % bis 2015 (gegenüber 2006 und bezogen auf den Endenergieverbrauch) – bis 2020 einen Anteil von 35 % erneuerbaren Strom am Gesamtverbrauch

Quelle: Klimastrategiekonzepte der Länder

Abbildung 3.1:

Zielhierarchisierung der Energiewende¹



¹ Rot: in den Energiewendebeschlüssen explizit genannte Ziele und angestoßene Maßnahmen; grau: zusätzlich bestehende Ziele und Maßnahmen.

Quelle: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, S. Z-3

186. Die Monopolkommission schließt sich im Ergebnis der Feststellung der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ an und erachtet es ebenfalls als notwendig, Oberziele zu definieren, um so die Effizienz und Effektivität der Umsetzung der Energiewende geeignet messen zu können. Dabei ergibt sich aus der Rekursion der verschiedenen Ziele und Maßnahmen, dass diese aus deutscher Sicht insbesondere auf das Ziel der Reduktion von Treibhausgasemissionen zurückzuführen sind. In der Folge der Ereignisse in Fukushima ist zudem der Ausstieg aus der Kernenergie ein eigenständiges Oberziel. Eine große Menge an Unterzielen birgt immer die Gefahr, dass diese Unterziele – z.B. „Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (EEV)“ sowie „Reduktion des Primärenergieverbrauchs (PEV)“ – die Oberziele „verstellen“ bzw. „verdecken“ und axiomatisch verfolgt werden, ohne dass ihre Einordnung als sinnvolle Umsetzung der Oberziele deutlich wird. Die im Energiekonzept der Bundesregierung dargelegten Unterziele stellen somit nur einen von mehreren Wegen dar, die beiden Oberziele zu erreichen und sind daher im Zeitverlauf immer wieder kritisch auf ihre Effizienz zu überprüfen.²⁵¹

3.1.2 Politik(in)konsistenz und Einordnung deutscher Politikziele

187. Die mit der Energiewende verbundenen Ziele sollen durch möglichst effektive wirtschaftspolitische Maßnahmen umgesetzt werden. Neben der grundsätzlichen Wirksamkeit solcher Instrumente ist eine effiziente Realisierung erforderlich, um die Belastung von Wirtschaft und Bürgern so gering wie möglich zu halten und die Umsetzung als solche nicht zu gefährden. Dafür ist vor allem eine konsistente Umsetzung der verschiedenen Maßnahmen zur Klimaschutzpolitik durch die verschiedenen politischen Ebenen notwendig.

²⁵¹ Vgl. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, a.a.O., S. 6.

188. Um die von Deutschland im Rahmen der Energiewende ergriffenen Maßnahmen vor diesem Hintergrund einzuordnen, bedarf es zunächst der Definition eines einheitlichen Zielmaßstabs. Aus den vorausgegangenen Überlegungen zu den mit der Energiewende verbundenen Zielen kann gefolgert werden, dass das primäre Ziel in einer Verringerung der Treibhausgasemissionen, unter der Nebenbedingung eines mittelfristigen Auslaufens der Energieerzeugung aus Kernenergie, liegt. Um dieses Ziel möglichst effizient zu verfolgen, muss nach Überzeugung der Monopolkommission nach möglichst politisch konsistenten Lösungen gesucht werden, um so stabile Rahmenbedingungen für die Marktakteure zu garantieren. Des Weiteren sollten die Lösungen wettbewerblich und marktkonform ausgestaltet sein.

3.1.2.1 Weltweiter Emissionsrechtehandel und Grundlagenforschung als mögliche First-Best-Lösung

189. Aus ökonomischer Sicht besteht eine Grundproblematik der Realisierung der ökologischen Ziele in den mit der Schädigung bzw. deren Eingrenzung verbundenen weltweiten Spill-over-Effekten. Im Falle von Treibhausgasen äußern sich diese Wirkungen darin, dass die negativen Effekte, die mit der Emission dieser Gase verbunden werden – insbesondere das Problem einer möglichen weltweiten Klimaerwärmung durch den sog. Treibhauseffekt – weitgehend unabhängig vom Ort der Emission anfallen. Umgekehrt profitieren immer auch (unbeteiligte) Dritte von den Klimaschutzbemühungen einzelner Staaten. Auch die Gefahren, die mit der nuklearen Energieerzeugung verbunden sind, begrenzen sich meist nicht auf die Fläche eines Nationalstaates. Eine wirksame Umwelt- und Klimapolitik bedarf daher im Idealfall einer weltweit gültigen Übereinkunft.

190. Zur Verwirklichung klimapolitischer Ziele steht eine Vielzahl möglicher Instrumente in zahlreichen, äußerst komplexen Umsetzungsvarianten zur Verfügung. Ohne alle vorhandenen Möglichkeiten an dieser Stelle diskutieren zu wollen, ist festzustellen, dass unter den marktwirtschaftlichen Instrumenten vor allem der Handel von Emissionsrechten eine besondere Bedeutung erlangt hat, da er negative Umwelteffekte effizient internalisieren kann. Dabei ist das Ziel vorauszusetzen, die Treibhausgasemissionen auf einen bestimmten vordefinierten Wert (Mengenfestlegungen) zu senken. Im Modell des Emissionsrechtehandels wird dies auf Basis des Handels von verbrieften Rechten über den Ausstoß von Emissionen gelöst. Die Vergabe solcher Rechte hat zur Folge, dass die Emissionen dort reduziert werden, wo die Vermeidung der Treibhausgasproduktion die geringsten Opportunitätskosten aufwirft. Mit Blick auf die Strommärkte führt der Emissionsrechtehandel insbesondere zu einer Kostensteigerung bei CO₂-intensiver Stromproduktion, sodass alternative Erzeugungstechniken im Verhältnis rentabler werden.

191. Neben einem effizient umgesetzten Emissionsrechtehandel ist der Bedarf weiterer Instrumente zur effizienten Umsetzung der klimapolitischen Ziele nicht deutlich erkennbar. Im Hinblick auf die Stromproduktion durch erneuerbare Energien wird teilweise diskutiert, ob aufgrund des erheblichen Forschungsaufwandes aus ökonomischer Sicht eine ergänzende Forschungsförderung für diese Techniken notwendig ist. Insbesondere sofern es sich um Grundlagenforschung handelt, bei der sich die Unternehmen den entstehenden Nutzen – z.B. durch Unvollkommenheiten von Patentsystemen – nicht vollständig aneignen können, ist hierfür möglicherweise eine ökonomische Rechtfertigung gegeben.

192. Vor dem Hintergrund grundsätzlicher ökonomischer Erwägungen der effizienten Ausgestaltung eines Klimaschutzprogramms erscheint ein möglichst weltweiter Emissionsrechtehandel mit punktueller Forschungsförderung eine theoretisch sehr gute Lösung, um den Zielen in der Klimapolitik effizient und effektiv gerecht zu werden. In Anbetracht der Probleme bei der Erzielung internationaler Abkommen zur Klimapolitik ist jedoch augenscheinlich, dass eine solche weltweite Lösung kurz- bis mittelfristig nicht zu erreichen ist. Daher werden von vielen Ländern und dabei insbesondere auch von Deutschland sog. Second-Best-Lösungen angestrebt.

3.1.2.2 Konsistenzprobleme von Second-Best-Lösungen: EU- versus nationale Klimapolitik

193. Als Second-Best-Lösungen sind im Rahmen der Klimapolitik bereits solche Maßnahmen zu klassifizieren, deren Reichweite sich lediglich auf einzelne Länder und Staatenbünde begrenzt. Abgeleitet aus den vorausgegangenen Überlegungen zu möglichen Spill-over-Effekten erscheinen solche Maßnahmen jedoch in der Regel dann wirkungsvoller, wenn sich möglichst viele Länder an ihnen beteiligen. Aus deutscher Sicht ist insbesondere die Europäische Union eine als geeignet erscheinende Jurisdiktion. Wichtigstes Projekt ist auf europäischer Ebene im Rahmen der Klimapolitik der europäische Emissionsrechtehandel (EU ETS), der den Ausstoß von Treibhausgasen durch eine für alle teilnehmenden Staaten gültige Obergrenze limitiert. Diese orientiert sich an dem von der EU beschlossenen Ziel für Reduktionen bei Treibhausgasemissionen von 20 % (gegenüber dem Basisjahr 1990) bis zum Jahr 2020. Im Jahr 2013 startete eine dritte Handelsperiode mit einer achtjährigen Laufzeit bis 2020.²⁵²

194. Demgegenüber kommt es zwischen dem europäischen System des Emissionsrechtehandels und zusätzlichen Regelungen, die vor allem auf nationaler Basis bestehen, leicht zu gegensätzlichen Wirkungen. Dahin gehend besteht eine bereits mehrfach von der Monopolkommission und in der politischen Diskussion thematisierte Redundanz, da das europäische Emissionshandelssystem zusätzlich in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ergänzt wird.²⁵³ Beide Gesetze zielen neben vielen weiteren Maßnahmen auf der Landes- und Kommunalebene darauf, durch die Förderung bestimmter Technologien bei der Stromproduktion die Treibhausgasemissionen in Deutschland zu mindern.

195. Das Wirkungsproblem der regionalen Klimaschutzregelungen in Verbindung mit dem EU-Zertifikatehandel ergibt sich unmittelbar aus der Systematik des europäischen Instruments, das es den Unternehmen des gesamten europäischen Wirtschaftsraumes freistellt, Treibhausgasemissionen dort einzusparen, wo dies zu den geringsten Kosten möglich ist. Mikroökonomisch betrachtet muss die Treibhausgas emittierende Industrie stets zwischen einer Verschmutzung bzw. dem Preis der dabei notwendigen Zertifikate und dem Preis für die Vermeidung der Verschmutzung abwägen. Regionale Klimaschutzinstrumente erzwingen nun eine Senkung der Emissionen an einer bestimmten Stelle. Durch die in einzelnen Staaten und Regionen dadurch möglicherweise frei werdenden Zertifikate (geringere Emissionen) sinkt der Marktpreis der Zertifikate dann genau so weit, bis für einen Dritten die Emission günstiger wird als die Vermeidung (höhere Emissionen).

²⁵² Eine ausführlichere Darstellung zum Instrument des europäischen Emissionszertifikatehandels findet sich auch in Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 528 ff.

²⁵³ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a.a.O., Tz. 62 ff.; Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 534 ff.

Eine Preissenkung geht also stets mit der Nutzung durch einen Dritten einher. Theoretisch wird deshalb immer genau so viel CO₂ in der EU ausgestoßen, wie es die Obergrenze des EU-Zertifikatehandels vorgibt, und zwar unabhängig davon, ob irgendwo zusätzlich versucht wird, CO₂ einzusparen. Vor dem Hintergrund des europäischen Zertifikatehandels sind die bestehenden deutschen Initiativen für das Ziel der Einsparung von Treibhausgasen daher redundant.²⁵⁴ Statt einer Klimaschutzwirkung werden durch die bestehenden nationalen Regelungen hohe Kosten für die deutsche Volkswirtschaft verursacht, während gleichzeitig Länder im EU ETS, die keine vergleichbar intensive Förderung ausweisen, indirekt durch die deutsche Förderpolitik entlastet werden.

196. Auch in anderen EU-Mitgliedstaaten besteht neben dem europäischen Emissionshandel eine Vielzahl unterschiedlicher nationaler Fördersysteme mit uneinheitlicher Intensität und Systematik. Diese Entwicklung spiegelt sich auch in den Preisen für Zertifikate des EU ETS wider, die seit 2010 um etwa zwei Drittel gefallen sind (vgl. Abbildung 3.2).²⁵⁵ Gerade in der Medienberichterstattung werden die niedrigen Preise oft mit fehlenden Anreizen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen gleichgesetzt.²⁵⁶ Tatsächlich weist das geringe Preisniveau jedoch lediglich darauf hin, dass die Kosten der Emissionsvermeidung geringer sind als erwartet. Im Ergebnis entspricht der gesamte CO₂-Ausstoß innerhalb der EU damit der intendierten Zielsetzung einer Gesamtemissionsmenge auf Höhe der Obergrenze oder geringer. Sofern Staaten durch eigene Fördersysteme dazu beitragen, Treibhausgasemissionen zu verringern, folgen daraus lediglich eine Verringerung der Nachfrage nach Zertifikaten und ein geringeres Preisniveau.

197. Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, um die Konsistenzprobleme europäischer und nationalstaatlicher Klimapolitik aufzulösen:

- Vor dem Hintergrund, dass als Oberziel vor allem eine Verringerung von Treibhausgasemissionen angestrebt wird, erscheint zunächst eine zusätzliche individuelle Förderpolitik innerhalb der Mitgliedstaaten fragwürdig. Sofern der politische Wille in den Mitgliedstaaten vorhanden ist, Treibhausgasemissionen schneller zu reduzieren, als es die Obergrenze im Rahmen des europäischen Zertifikatehandels vorsieht, ist eine Einigung auf eine neue, geringere Obergrenze²⁵⁷ – bei gleichzeitiger Rücknahme bestehender nationaler Förderprogramme – zielführend.

²⁵⁴Peter Bofinger, Mitglied des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, konstatiert im Rahmen einer Minderheitenmeinung im Jahresgutachten des Rates, dass es durchaus einen klimapolitischen Effekt durch die Förderung erneuerbarer Energien gebe, da bei den politischen Entscheidungen über die Obergrenzen des Emissionshandels der Ausbau Erneuerbarer durchaus berücksichtigt werde. Und selbst wenn es durch die Förderung des EEG kurzfristig zu einem Überschießen bei den nationalen Zielen komme, habe dies vielleicht nicht akut, aber doch mittelfristig eine positive Klimawirkung, da die zukünftigen Klimaziele nicht vom Himmel fallen, sondern vielmehr die gegebenen technischen Möglichkeiten berücksichtigen würden. Vgl. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Stabile Architektur für Europa – Handlungsbedarf im Inland, Jahresgutachten 2012/13, Wiesbaden 2012, Tz. 517.

²⁵⁵Dabei ist ein Haupttreiber für die sinkende Nachfrage allerdings in der Wirtschaftskrise und dem dadurch ausgelösten Rückgang der Industrieproduktion in Europa zu sehen.

²⁵⁶Vgl. zu diesem Problem Voß, A./Flinkerbusch, K., Ist ein niedriger Preis ein Grund, die Treibhausgaszertifikate zu verknappen?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(1/2), 2013, S. 92 ff.

²⁵⁷Eine von der EU-Kommission vorgeschlagene und unter dem Begriff „Backloading“ diskutierte Reduzierung der Grenze (durch eine verzögerte Versteigerung der Zertifikate) wurde in einem zweiten Anlauf am 3. Juli 2013 vom Europäischen Parlament beschlossen. Danach wird die Versteigerung von 900 Mio. CO₂-Zertifikaten nun in die Handelsperiode ab 2019 verschoben. Zunächst hatte das Europäische Parlament die Maßnahme am 16. April 2013 noch abgelehnt.

Abbildung 3.2:

Verlauf der erzielten Preise für die Auktionierung von CO₂-Zertifikaten



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der EEX

- Faktisch erscheint es allerdings aus verschiedenen, vor allem politisch motivierten Gründen eher unwahrscheinlich, dass die Mitgliedstaaten zukünftig auf eine eigene Klimapolitik sowie auf den Ausbau der erneuerbaren Energien verzichten werden. Insofern stellt sich die Aufgabe, zusätzliche Regelungen mit dem europäischen Emissionsrechtehandel kompatibel zu machen. Mit Blick auf die Förderung erneuerbarer Energien ist zu diesem Zweck insbesondere eine Harmonisierung der nationalstaatlichen Fördermechanismen anzustreben. So laufen die heute sehr unterschiedlichen Fördersysteme auch dem Ziel eines gemeinsamen Binnenmarktes entgegen, da der Bau von EE-Anlagen vor allem von den konkreten Fördermodalitäten abhängt. Dies erschwert die Ansiedlung von Anlagen an effizienten Standorten. So erscheint es unmittelbar plausibel, dass der Aufbau von Solarparks in südeuropäischen Ländern effizienter wäre als in Deutschland.
- Neben einer Harmonisierung der Fördermechanismen gibt es zudem Überlegungen, die nationalen Fördersysteme mit dem Emissionsrechtehandel zu verknüpfen, indem eine Bereinigung der Zertifikatmenge um die durch nationale Förderung eingesparten Emissionen durchgeführt wird. Eine Möglichkeit der Umsetzung wäre ein Aufkauf von Zertifikaten durch die nationalen Regierungen, wobei die Menge der entsprechenden Ersparnis an Treibhausgasen durch die nationale Förderpolitik entsprechen könnte. Dabei käme es jedoch zu zusätzlichen externen Effekten. Effizienter wäre der Aufkauf von Zertifikaten, die durch natio-

nale Förderprogramme eingespart wurden, durch die Europäische Kommission aus Mitteln des EU-Haushalts. Hierbei stellt sich allerdings das Problem der Bemessung der zu bereinigenden Menge.

198. Die Monopolkommission hält es für unbedingt ratsam, nationale Initiativen zum Klimaschutz mit den europäischen Instrumenten in Einklang zu bringen. Bei der Weiterentwicklung der deutschen Fördermechanismen für erneuerbare Energien sollte beachtet werden, diese auch so auszugestalten, dass die Systeme innerhalb der EU kompatibel sind.

3.1.2.3 Deutsche Energiepolitik: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien als Primärziel

199. Während auf internationaler Ebene die Senkung von Treibhausgasemissionen als übergeordnetes Ziel angenommen werden kann, wird in der nationalen Politik eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien oft auch als eigenständiges Ziel verfolgt. Zudem hat das EEG auch energie- und industriepolitische Zwecke.²⁵⁸ Das Bundesministerium für Bildung und Forschung sieht etwa als Ziel der Energiewende und der vermehrten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien die „einzigartige Gelegenheit, sich an die Spitze einer globalen Entwicklung auf diesen [EE-bezogenen] Forschungsfeldern zu setzen“.²⁵⁹

200. Aus Sicht der Monopolkommission ist die Argumentation für eine umfassende sektorspezifische Förderung nur bedingt überzeugend. Zwar ist eine gewisse Technologieförderung vor allem im Bereich der Grundlagenforschung ökonomisch durchaus zu rechtfertigen, allerdings erscheint fraglich, warum im Bereich angewandter Forschung und Entwicklung gerade bei erneuerbaren Energien die Innovationstätigkeit der Unternehmen ohne eine erhebliche staatliche Förderung grundsätzlich zu gering sein soll. Auch ist schwerlich nachvollziehbar, warum eine spezielle Förderung hier nötiger sein soll als bei anderen modernen Technologien wie z.B. der Biotechnologie, der Nanotechnologie, der Informations- und Kommunikationstechnologie. Allerdings ist realpolitisch ein starker Wille erkennbar, in Deutschland den Ausbau erneuerbarer Energien beizubehalten. Anzuerkennen ist vor diesem Hintergrund auch, dass in der Bevölkerung – zumindest aktuell – grundsätzlich ein Rückhalt für die Förderung erneuerbarer Energien vorhanden ist.

201. Die Monopolkommission wird daher nachfolgend die Energiewende in Deutschland vor dem Hintergrund des erklärten Ziels untersuchen, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu steigern. Als EE-Mengenziel erscheinen hier vor allem die im EEG festgeschriebenen Quotenziele einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von mindestens 35 % bis 2020 und von mindestens 80 % bis 2050 relevant. Um diese Ziele zu erreichen, sind energiepolitisch effiziente Instrumente anzuwenden, um die Belastung für die Wirtschaft und die privaten Verbraucher so gering wie möglich zu halten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Nach Auffassung der Monopolkommission deckt sich diese Zielsetzung mit dem von der Bundesregie-

²⁵⁸ Vgl. Schirvani, F., TEHG und EEG: Regelwerke zwischen Konnexität und Differenz, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft 2(2), 2013, S. 51-55, hier: S. 54.

²⁵⁹ Vgl. BMBF, Ziele der Energiewende, <http://www.buergerdialog-bmbf.de/energietechnologien-fuer-die-zukunft/300.php>.

rung im Rahmen ihres Energiekonzeptes festgelegten Zieldreiecks von Umweltverträglichkeit, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit in der Energieversorgung. Während die Umweltverträglichkeit im Rahmen des EE-Mengenziels realisiert werden soll, stellen die Bezahlbarkeit die Effizienzanforderung und die Versorgungssicherheit die Nebenbedingung der deutschen Zielsetzung dar.

3.2 Überblick über die Problemfelder der Energiewende in Deutschland

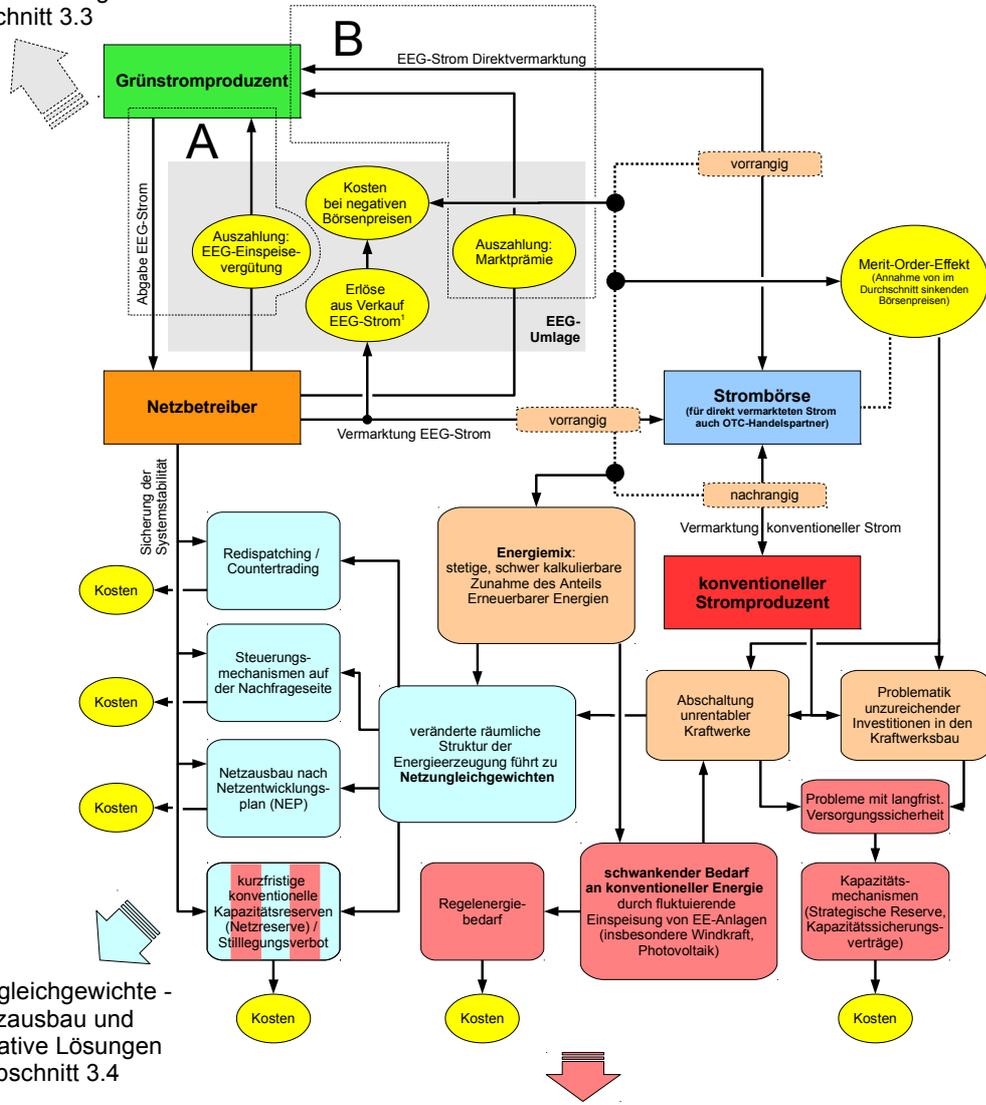
202. Die Energiewende ist in Deutschland mit einer Vielzahl an Regelungen und Mechanismen verknüpft, welche sich über verschiedene Ebenen des Energiesektors erstrecken. Diese Regelungsvielfalt ergibt sich aus dem Umstand, dass sich der Umbau des Energiemarktes nicht allein auf technologische Unterschiede in Form der Energieerzeugung reduziert. Vielmehr ist er auch mit einer Vielzahl von Folgeeffekten und Problemen verbunden, deren Bewältigung wichtig ist, um sowohl die Effizienz des Systems als auch die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

203. Um die Wirkungsweisen energiemarktlischer Regelungen zu untersuchen, prüft die Monopolkommission systematisch, inwiefern die Regelungen im Energiesektor bereits eine effiziente Steuerung im Sinne von Wettbewerbs- oder Als-ob-Wettbewerbsmechanismen darstellen bzw. an welcher Stelle Änderungen notwendig sind. Dabei legt sie ein besonderes Augenmerk darauf, die verschiedenen Problemkreise im Zusammenhang zu betrachten, um ein kohärentes Bild über die notwendige Weiterentwicklung des deutschen Energiesektors vor dem Hintergrund der Energiewende zu geben. So hat sich im Kontext der öffentlichen Diskussion um die Energiewende und auch im Rahmen der Diskussionen der Monopolkommission mit Marktteilnehmern der Eindruck verfestigt, dass die isolierte Diskussion einzelner Elemente der Energiewende die Gesamtproblematik in den Hintergrund drängt. Die Mechanismen im Energiesektor sind jedoch eng miteinander verbunden, sodass auch mittelbare Wirkungen stets zu berücksichtigen sind. Grundlegende Verknüpfungen der unterschiedlichen Problemkreise sollen nachfolgend erläutert werden, um die Vorgehensweise der Monopolkommission darzustellen. Dabei sei auch auf die Abbildung 3.3 verwiesen, die einige wesentliche Zusammenhänge verdeutlicht.

Abbildung 3.3:

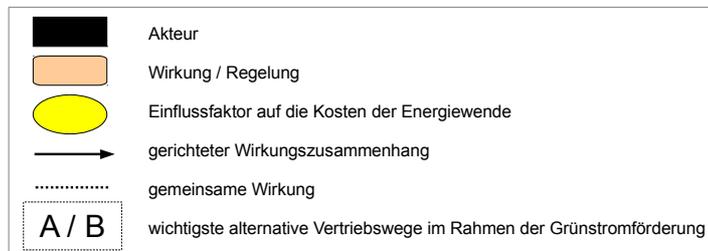
Verkettung wesentlicher Probleme und Kostenfaktoren der Energiewende

Fördermechanismen für Erneuerbare Energien
Abschnitt 3.3



Netzungleichgewichte -
Netzausbau und
alternative Lösungen
Abschnitt 3.4

Regel- und Kapazitätsmechanismen
Abschnitt 3.5



¹ nur Verkäufe bei positiven Börsenpreisen

Quelle: Eigene Darstellung

3.2.1 Zusammenhänge und Kostenfaktoren der Energiewende

204. Die Bedeutsamkeit einer übergreifenden Betrachtung verschiedener Elemente im Energiesektor lässt sich vor allem anschaulich machen, wenn in einer Analyse auf die Kosten abgestellt wird, die durch die Energiewende in Deutschland entstehen. Häufig werden diese Kosten im Wesentlichen mit der Förderung erneuerbarer Energieträger in Verbindung gebracht, die im Strompreis durch die EEG-Umlage abgebildet werden. Da mit der EEG-Umlage eine greifbare Zahl für Herstellungskosten von Strom aus erneuerbaren Energieträgern vorliegt, wird die EEG-Umlage häufig auch mit den Gesamtkosten der Energiewende gleichgesetzt. Tatsächlich darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Markt weitere Kosten entstehen. Diese hängen im Wesentlichen mit der Charakteristik der EE-Anlagen zusammen, die sich von der konventioneller Kraftwerke in wichtigen Punkten unterscheidet.

205. Die Vielzahl der möglichen Effekte und Folgeeffekte sowie die Schwierigkeit der exakten Abschätzung und Quantifizierung der durch die Energiewende induzierten Wirkungszusammenhänge erschwert es, möglichst belastbare Gesamtkostenschätzungen über die Energiewende vorzunehmen. Zudem ist es nicht einfach, eine exakte Gesamtoptimierung über alle notwendigen Mechanismen durchzuführen. Um den Zusammenhängen jedoch gerecht zu werden, ist es erforderlich, die hier dargestellten Problemfelder und Folgeeffekte einzelner Maßnahmen im Blick zu behalten. Die Monopolkommission wird dazu nachfolgend einzelne Problemsegmente der Energiewende systematisieren und daraufhin die Problemkreise im Einzelnen untersuchen.

3.2.1.1 Problemkreis I: Fördermechanismen für erneuerbare Energien

206. Für den zunehmenden Marktanteil erneuerbarer Energien im Energiemix ist insbesondere das EEG verantwortlich. Mit ihm wurde im Jahr 2000 die rechtliche Grundlage für die Förderung regenerativer Energien geschaffen. Das EEG löste damals das prinzipiell auf einem ähnlichen Mechanismus basierende Stromeinspeisungsgesetz (StromEsG) aus dem Jahr 1990 ab.²⁶⁰

Der zentrale Fördermechanismus basiert auf der Vergütung der eingespeisten Energie bestimmter Anlagen durch gesetzlich fixierte Einspeiseentgelte. Damit eng verbunden ist der sog. Einspeisevorrang, d.h. der vorrangige Anschluss entsprechender Anlagen und die vorrangige Abnahme des entsprechend eingespeisten Stroms durch den Netzbetreiber. Zwar kann der Netzbetreiber die Kosten für die Einspeisevergütungssätze mit den Einnahmen aus dem Verkauf dieses Stroms an den Spotmärkten verrechnen, jedoch fällt die Einspeisevergütung typischerweise erheblich höher aus als der erzielbare Marktpreis des Stroms, sodass die Differenz den Nettoförderbetrag für EE-Anlagen darstellt. Die Förderung soll institutionelle und private Investoren anreizen, sukzessive weitere EE-Anlagen zu errichten, auch wenn diese ohne die Förderung am Markt nicht rentabel wären. Auf diese Weise wird eine Steigerung des Marktanteils erneuerbaren Energien an der Energieversorgung angereizt.

207. Ein Problem, welches sich aus dem heutigen Einspeisevorrang ergibt und unmittelbar Kosteneffekte zur Folge hat, ist das der negativen Preise. Hintergrund dafür ist, dass Produzenten von EEG-Strom auch dann Strom erzeugen, wenn der Bedarf am Markt be-

²⁶⁰ Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 7. Dezember 1990, BGBl I S. 2633.

reits gedeckt ist. Dadurch können sich am Markt negative Preise einstellen, d.h. dass die Abgabe des EEG-geförderten Stroms den Abnehmern sogar vergütet werden muss. Der Fall negativer Preise ist bereits mehrmals eingetreten und senkt die kumulierten Erlöse aus dem Absatz des EEG-Stroms, was eine Erhöhung der EEG-Umlage bedingt. Wenig Einfluss besitzt in diesem Zusammenhang die Förderung der erneuerbaren Energien durch das Marktprämienmodell, welches seit 2011 alternativ zur festen Einspeisevergütung möglich ist. Dabei erfolgt die Vermarktung des EEG-Stroms nicht mehr durch den Netzbetreiber, sondern durch den Anlagenbetreiber selbst, der dafür eine zusätzliche Marktprämie erhält.

208. Die Summe aus ausgezahlter Einspeisevergütung und Marktprämie, korrigiert um die Erlöse aus dem Verkauf des EEG-Stroms, ergibt die wichtigsten Bestandteile der sog. EEG-Umlage. Die EEG-Umlage wird anschließend durch einen Mechanismus auf den Strompreis bestimmter Endkunden umgelegt und gemäß § 3 Abs. 2 der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) bis zum (und de facto am) 15. Oktober eines Jahres für das Folgejahr bekannt gegeben. In den Medien wird die jährlich bisher stetig ansteigende EEG-Umlage dabei typischerweise als zentraler Hinweis auf die Kosten der Energiewende interpretiert.

209. In Abschnitt 3.3 findet eine ausführliche Würdigung des Problemkreises der Fördermechanismen als zentralen Treibern der Energiewende statt.

3.2.1.2 Problemkreis II: Netzungleichgewichte – Netzausbau und alternative Mechanismen

210. Ein wichtiger Aspekt der zunehmenden Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen ist die Veränderung in der räumlichen Struktur des Einspeiseortes. Während konventionelle Kraftwerke zentral an Standorten vorzufinden waren, die z.B. mit der Zugänglichkeit zu Brennstoffen in Verbindung standen, verlagert sich die Stromerzeugung im Rahmen der Energiewende auf dezentrale Standorte bzw. auf solche Regionen, die bessere Möglichkeiten zur Energiegewinnung aufweisen. Nur ein Beispiel stellt die zunehmende Nord-Süd-Verschiebung dar, da der Betrieb von Windrädern an den deutschen Küsten besonders lohnenswert ist. Diese Verschiebung der Erzeugungsstruktur stellt wiederum neue Anforderungen an die physische Struktur der Energienetze. Dementsprechend wurden vor allem im Rahmen des jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern zu erstellenden Netzentwicklungsplans Maßnahmen getroffen, durch einen Um- und Neubau von Netzen deren Topologie so zu verändern, dass ein Transport der wachsenden Mengen erneuerbarer Energien möglich ist. Dieser Netzausbau führt zu ganz wesentlichen Kostensteigerungen, die sich in den zukünftig anfallenden Netzentgelten widerspiegeln.

211. Mit einzelnen Ausnahmen sieht das heutige System weder eine Planbarkeit des Zuwachses erneuerbarer Energien noch die Möglichkeit der Reduzierung der tatsächlichen Einspeisung vor. Die vorrangige Einspeisung muss daher durch weitere Maßnahmen sichergestellt werden, zu denen z.B. regionale konventionelle Kraftwerksreserven (Kaltreserve, Winterreserve) bzw. die Beseitigung von Netzungleichgewichten durch Verfahren des Engpassmanagements, das sog. Redispatching bzw. Countertrading, gehören.²⁶¹ Neben der Einspeiseseite kann auch auf der Nachfrageseite eine Steuerungswirkung eintreten, wenn bei Netzungleichgewichten Nachfrager vom Netz genommen werden. Durch

²⁶¹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 200 f.

den Einsatz dieser und weiterer – ähnlich gelagerter – Instrumente entstehen zusätzliche Kosten, die ganz wesentlich auf die Energiewende zurückzuführen sind.

212. Die Problematik möglicher Netzungleichgewichte, des Netzausbaus und anderer Lösungswege wird ausführlich in Abschnitt 3.4 analysiert.

3.2.1.3 Problemkreis III: Problematik der Regel- und Kapazitätsmechanismen

213. Darüber hinaus ergeben sich weitere Effekte infolge der veränderten Bedarfscharakteristik für Strom aus konventionellen Anlagen, um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Infolge der Einspeisung von EE-Anlagen geht der Bedarf an konventionellen Anlagen zurück, sodass einzelne bestehende konventionelle Kraftwerke nicht mehr oder nur noch zu wenigen Stunden einspeisen. Eine fluktuierende und schnell veränderliche Menge verfügbarer konventioneller Energie bleibt jedoch weiterhin erforderlich, da sowohl die Last als auch die Einspeisemenge dargebotsabhängiger Anlagen – wie Windturbinen und Photovoltaikmodule – keine kontinuierliche Lastabdeckung gewährleisten. Um Probleme im Zusammenhang mit der kurz- und langfristigen Lastabdeckung durch konventionelle Kraftwerke und damit auch Probleme mit der Versorgungssicherheit zu vermeiden, kann der Einsatz von Regel- und Kapazitätsmechanismen erforderlich sein.

214. Mit den Regelleistungsmechanismen bestehen bereits heute Instrumente, um kurzfristig Reservekapazität bereitzustellen. Im Falle zunehmender intertemporaler Kapazitätsschwankungen, wie diese aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energieträger zu erwarten sind, wirken die vorhandenen Regelsysteme daher wie eine Art kurzfristiger Kapazitätsmechanismus. Sie treten dann in Kraft, wenn von allen Energiehändlern kumuliert kurzfristig nicht ausreichend Energie bereitgestellt wird, um damit die eigene Nachfrage zu befriedigen und damit die Systemstabilität zu gewährleisten.

215. Vor dem Hintergrund des veränderten Bedarfs an konventioneller Leistung wird heute von verschiedener Seite vermutet, dass es in der Folge langfristig zu einem Investitionsproblem beim Zubau konventioneller Kraftwerkskapazität kommt. Diskutiert wird daher der Einsatz von Kapazitätsmechanismen, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Anzunehmen ist hierbei, dass der Aufbau solcher Kapazitätsmechanismen zusätzliche Kosten für die Vorhaltung der Reservekapazität verursacht. Dabei wird zudem vorgeschlagen, die Mechanismen zur Sicherstellung von Reservekapazität zum Ausgleich räumlicher Schwankungen mit den erforderlichen Kapazitätsmechanismen zur Aufrechterhaltung einer langfristig ausreichenden Gesamtkapazität zu verbinden.

216. Die Notwendigkeit von Regel- und Kapazitätsmechanismen wird in Abschnitt 3.5 ausführlich untersucht.

3.2.2 Kostensenkung oder Kostensteigerung durch den Merit-Order-Effekt?

217. Während die Energieerzeugung durch die Zunahme erneuerbarer Energieträger oft mit Kostensteigerungen in Verbindung gebracht wird, scheint der Merit-Order-Effekt zumindest kurzfristig eine gegenläufige Wirkung zu haben. In der am häufigsten gebrauchten Form des Begriffs bezeichnet der Merit-Order-Effekt eine logische Folge der Be-

rücksichtigung erneuerbarer Energien im einfachen Modell der Preisbildung am Energiemarkt.²⁶² Durch den verringerten Bedarf an konventionellen Kraftwerken kommt es dazu, dass der verbleibende Bedarf (Residualbedarf) mit günstigeren Kraftwerken gedeckt werden kann. Da im Rahmen der erforderlichen Energiemenge unter den günstigsten Kraftwerken immer das Kraftwerk mit den höchsten marginalen Stromgestehungskosten den Preis bestimmt (Grenzkraftwerk), kommt es durch den gesunkenen Residualbedarf unmittelbar zu einer Senkung des Marktpreises für Energie. Die daraus bedingte Kosteneinsparung könnte den durch die Energiewende induzierten Kosten mildernd entgegengestellt werden. Verschiedene dynamische Überlegungen zu den längerfristigen Auswirkungen des Merit-Order-Effekts deuten allerdings darauf hin, dass dieser Effekt gleichwohl zusätzliche Kostensteigerungen bedingen kann.

218. Zur Analyse und weitergehenden Deutung des Merit-Order-Effekts ist es notwendig, zunächst zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Wirkungen der sinkenden Nachfrage nach konventioneller Energie zu unterscheiden. Insbesondere ist zu beachten, dass sich die Möglichkeit einer durch diesen Effekt induzierten Kostensenkung aus dem statischen Modell des Energiemarktgeschehens ableitet, das jedoch nur die kurz- und mittelfristigen Wirkungen beschreibt. In einem solchen Modell reihen sich die Grenzkosten (d.h. die Kosten, die unmittelbar durch die Produktion von Energie in Kraftwerken entstehen) unterschiedlicher Kraftwerkstypen in einer Merit Order nebeneinander auf. Typischerweise werden Grundlast (z.B. Kernkraftwerke), Mittellast (z.B. Steinkohle) und Spitzenlastkraftwerke (z.B. Gasturbinen- und Ölkraftwerke) unterschieden, deren Grenzkosten aus Sicht der Produzenten ansteigen. Eine sinkende Nachfrage nach konventioneller Energie führt nun dazu, dass vor allem Kraftwerke mit hohen Grenzkosten nicht in das Stromnetz einspeisen, da die marginalen Stromgestehungskosten dieser Kraftwerkstypen so hoch sind, dass sich ihr Einsatz nicht rentiert. Es kommt somit dazu, dass auch die kurzfristige Nachfrage nach Strom zunehmend verstärkt von Grund- und Mittellastkraftwerken gedeckt wird, die damit häufiger preissetzend werden. Dadurch kommt es zu einem weiteren Preisverfall und vor allem zu einem Wegfall von Preisspitzen. Anzunehmen ist zudem, dass ein solcher Effekt bereits in Deutschland zu beobachten ist. Die Zeitreihe der monatsdurchschnittlichen Spotmarktpreise zwischen März 2005 und Dezember 2012 zeigt eine leicht sinkende Trendbewegung bei den durchschnittlichen Preisen für Energie am Day-ahead-Markt. Insbesondere ist jedoch eine Absenkung der Preisspitzen zu beobachten, die vor allem den rentablen Einsatz von Gastkraftwerken reduziert (vgl. Abbildung 3.4 sowie Abschnitt 3.5.1.3).

219. Die Wirkung des Merit-Order-Effekts ist dabei auch von der teilweise stark fluktuierenden Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik abhängig, die auch untertägig zu Unterschieden in der Residualnachfrage nach konventioneller Energie führt. Allerdings bleibt unklar, ob die kurzfristigen Schwankungen der Residuallast einen geeigneten Benchmark für die Existenz des Merit-Order-Effekts darstellen, es also auch einen sehr kurzfristigen Merit-Order-Effekt gibt.²⁶³ Denn durch die sukzessiv zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien kommt es nicht allein zu stärkeren Fluktuationen in der Residuallast, sondern – wenn auf den Durchschnitt abgestellt wird – auch zu ihrer Absenkung. Die verbleibende Residuallast kann indes häufig auch durch Grund-

262 Eine ausführliche Erläuterung findet sich auch in Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 538 ff.

263 So etwa in BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, a.a.O., S. 47 ff.

und Mittellastkraftwerke aufgefangen werden. Der Merit-Order-Effekt ist dann in der sehr kurzen Frist weniger erheblich, da er sich nur in unterschiedlichen Grenzkosten ähnlicher Kraftwerkstypen bei schwankender Einspeisemenge widerspiegelt. Demgegenüber kommt es im mittelfristigen Trend allgemein seltener zum Einsatz von Spitzenlastkraftwerken, sodass sich am Markt im Durchschnitt niedrigere Preise einstellen.

Abbildung 3.4:

Entwicklung des lastgewichteten Monatsdurchschnittspreises für Strom in Deutschland/Österreich am Spotmarkt (EPEX SPOT)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX SPOT und ENTSO-E

220. Eine besonders wichtige Frage im Zusammenhang mit dem Merit-Order-Effekt betrifft jedoch dessen langfristige Wirkungen, für deren Analyse auch die dynamische Anpassung des Kraftwerksparks zu berücksichtigen ist. Bereits aus grundlegenden theoretischen Überlegungen lässt sich folgern, dass eine nachhaltige Wirkung des Merit-Order-Effekts zweifelhaft scheint. Dies wird mit Blick auf den Hintergrund der klassischen Merit Order am deutlichsten. Denn eine Vorhaltung von Spitzenlastkraftwerken ist – trotz der bereits in der Vergangenheit hohen Stromgestehungskosten dieser Kraftwerkstypen – nur mit deren Kostenspezifika erklärbar. Vereinfacht dargestellt weisen Spitzenlastkraftwerke typischerweise neben hohen Grenzkosten vergleichsweise geringe Fixkosten auf. Sie rentieren sich am Markt deshalb bereits bei kürzerer absoluter Laufzeit und zwar in den namensgebenden Spitzenlastzeiten, in denen der Preis über ihre Grenzkosten steigt. Aufgrund der schwankenden Nachfrage nach Energie besteht der von Unternehmen vorgehaltene Kraftwerkspark aus einem optimalen Mix aus Kraftwerken, welche sich bei unterschiedlichen Laufzeiten amortisieren. Kommt es infolge der Energiewende zu einem Nachfrageschock, d.h. einer im Trend deutlich sinkenden Nachfrage nach konventioneller Energie, dann haben die Unternehmen zunächst die Möglichkeit, die Residualnachfrage aus dem bestehenden Kraftwerkspark zu bedienen, für den bereits Kosten versunken sind. Durch die Merit Order und den Einsatz der Kraftwerke nach deren Grenzkosten führt dies mittelfristig zu Preissenkungen, da Grund- und vor allem

Mittellastkraftwerke dadurch zunehmend häufiger preissetzend werden. Allerdings führt der Effekt bei diesen Kraftwerken im Falle schwankender Nachfrage auch zu geringeren Laufzeiten bzw. Produktionsmengen, sodass die Deckungsbeiträge dieser Kraftwerke zu gering sein könnten, um auch langfristig rentabel zu arbeiten. Es kommt zu teilweise erheblichen Rentabilitätseinbußen, die im Moment bei den großen Stromproduzenten auch empirisch festzustellen sind. Plausibel ist daher, dass es langfristig zu einer Stilllegung einzelner Grenzkraftwerke vor allem im Mittellastbereich kommen wird und langfristig die Lastspitzen wieder durch typische Spitzenlastkraftwerke gedeckt werden. Käme dies so, würden sich die Preise langfristig – bereinigt um sämtliche weiteren Effekte – wieder nach oben bewegen.

221. Eine empirische Überprüfung des kurz- und langfristigen Merit-Order-Effekts in Deutschland ist aufgrund der geringen Verfügbarkeit von Daten über die Einspeisemengen erneuerbarer Energieträger in der Vergangenheit nur sehr bedingt möglich. Für weitere Analysen über die Wirkungsweisen ist die Einrichtung entsprechender Datenportale etwa bei der Bundesnetzagentur oder im Rahmen der Markttransparenzstelle aus Sicht der Monopolkommission unbedingt zu empfehlen. Es existieren einzelne Untersuchungen, welche die Auswirkungen der Einspeisung von Erneuerbaren im Ausland analysieren. So kommt z.B. eine jüngere Studie über den spanischen Markt zu dem Ergebnis, dass insbesondere die Windkraft einen senkenden Einfluss auf die Preise ausgeübt hat, während die Einspeisung von Solarstrom sogar leichte Preissteigerungen zur Folge hatte.²⁶⁴

222. Vor dem Hintergrund der dargestellten Überlegungen zeigt sich die Monopolkommission skeptisch, ob die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf den Markt für konventionelle Energie auch langfristig zu einer signifikanten Preissenkung führen, der Merit-Order-Effekt also vor allem in der langen Frist zu einer Kostenentlastung beiträgt. Vielmehr ist deutlich abzusehen, dass sich aufgrund der mit dem Merit-Order-Effekt beschriebenen Veränderungen am Markt für konventionelle Energie Folgeeffekte ergeben, die noch weitere Kosten bedingen können. So wirken sich die Abschaltung bestimmter Kraftwerkstypen bzw. auch die insbesondere für Gaskraftwerke derzeit ungünstige Marktlage zunehmend problematisch auf die Versorgungssicherheit aus. Dies ist dann der Fall, wenn sich etwa kurzfristig Netzungleichgewichte durch die Abschaltung erhöhen oder langfristig nicht genug konventionelle Kapazität zur Verfügung steht, um die Nachfrage auch in Spitzenlastzeiten zu decken. Aus diesem Grund wurde bereits im November 2012 mit dem dritten Gesetz zur Änderung energiewirtschaftlicher Vorschriften in § 13 Abs. 1b EnWG vorgesehen, dass der Übertragungsnetzbetreiber einer Stilllegung widersprechen kann und der Anlagenbetreiber dafür entschädigt werden muss. Hierfür fallen genauso Kosten an, als wenn die langfristige Versorgungssicherheit mithilfe von Kapazitätsmechanismen sichergestellt werden soll.

²⁶⁴ Vgl. Böckers, V./Giessing, L./Rösch, J., *The Green Game Changer: An empirical assessment of the effects of renewable energies on prices and the generation mix in Spain*, DICE Discussion Paper 104, 2013.

3.3 Fördermechanismen für erneuerbare Energien

3.3.1 Funktionsweise und Entwicklung des heutigen EEG-Fördersystems

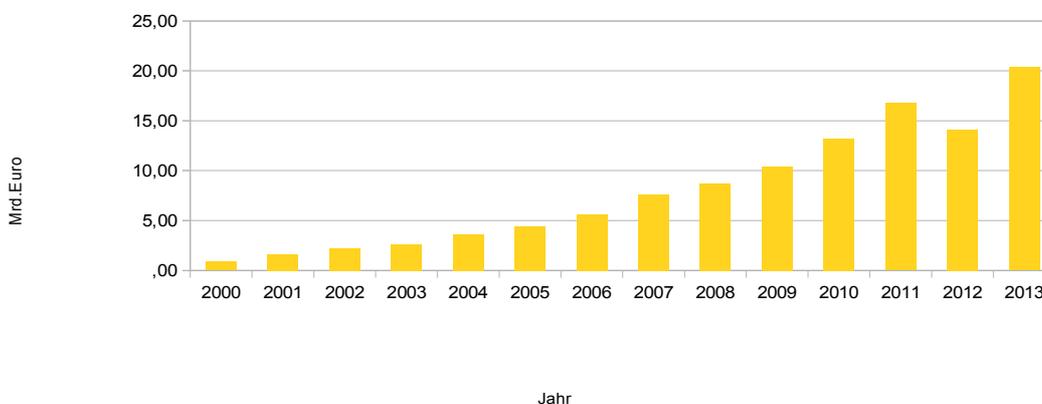
3.3.1.1 Systematik der Förderung von Anlagen nach dem EEG

223. Das EEG enthält für regenerativ erzeugten Strom aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Biomasse differenzierte Fördersätze. Ursprünglich lag diesen Fördersätzen die Systematik zugrunde, den Anlagenbetreibern die Gesteungskosten zu vergüten und ihnen überdies eine auskömmliche Rendite zuzugestehen, um auf diese Weise einen kräftigen Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern in Deutschland anzureizen.

224. Die Betreiber der Stromversorgungsnetze sind gemäß EEG verpflichtet, den EEG-Strom vorrangig in das Elektrizitätsnetz einzuspeisen²⁶⁵ und den Anlagenbetreibern die im EEG festgeschriebenen (und oftmals um ein Vielfaches über dem Börsenpreis liegenden) Vergütungen pro Kilowattstunde²⁶⁶ für den gesetzlich festgelegten Zeitraum von in der Regel 20 Jahren²⁶⁷ zu zahlen. Dabei hat sich die Gesamtsumme der EEG-Einspeisevergütungen von unter 1 Mrd. Euro im Jahr 2000 auf inzwischen über 20 Mrd. Euro im Jahr 2013 erhöht (vgl. Abbildung 3.5).

Abbildung 3.5:

**Summe der EEG-Einspeisungen (in Mrd. Euro)
von 2000 bis 2013**



Quelle: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, http://www.eeg-kwk.net/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm

225. Durch die gesetzlich fixierten Einspeisetarife und den Einspeisevorrang bietet das EEG den Investoren von entsprechend geförderten Anlagen eine – im Vergleich zu anderen Industrien – hohe unternehmerische Sicherheit, da EE-Anlagenbetreiber typische Investitionsrisiken nicht tragen müssen. Stattdessen werden diese unternehmerischen Risiken hauptsächlich von den Stromverbrauchern und den konventionellen Stromerzeugern übernommen.

²⁶⁵ Vgl. § 2 Nr. 2 EEG, § 8 Abs. 1 S. 1 EEG.

²⁶⁶ Vgl. § 16 Abs. 1 S. 1 EEG.

²⁶⁷ Vgl. § 21 Abs. 2 S. 1 EEG.

226. Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten dann den EEG-Strom an der Strombörse für kurzfristigen Stromhandel, dem sog. Spotmarkt (EPEX SPOT).

Die Differenz aus der Summe der an die Anlagenbetreiber gezahlten Vergütungen und den in der Summe am Spotmarkt erlösten (geringeren) Preisen wird in der EEG-Umlage²⁶⁸ abgebildet, welche von den Stromverbrauchern getragen wird. Konkret bestimmten die Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Umlage (1) aus der Differenz zwischen den prognostizierten Einnahmen und Ausgaben für das folgende Kalenderjahr sowie (2) aus der Differenz zwischen den tatsächlichen Einnahmen und den tatsächlichen Ausgaben zum Zeitpunkt der Berechnung der EEG-Umlage.²⁶⁹

227. 2009 betrug die EEG-Umlage noch 1,31 Cent/kWh, 2010 2,047 Cent/kWh und im Jahr 2013 bereits 5,277 Cent/kWh (vgl. Abbildung 3.6).²⁷⁰ Da die Anzahl neu geförderter Anlagen die Anzahl ehemals geförderter Anlagen übersteigt, kommt es derzeit zu einem jährlichen Anstieg der EEG-Umlage. Vor allem der erhebliche Zubau von EE-Neuanlagen, insbesondere bei der Photovoltaik, hat in den letzten Jahren zu sprunghaften Umlagesteigerungen geführt. Weitere Ursachen sind zeitweise negative Börsenpreise aufgrund des EEG-Einspeisevorrangs sowie Ausnahmeregelungen bei der EEG-Umlage für stromintensive Industrieunternehmen. Prognosefehler bei der Festlegung der EEG-Umlage aufgrund unerwarteter Entwicklungen – wie z.B. Wirtschaftskrisen – machen darüber hinaus zwar Nachzahlungen auf das EEG-Konto erforderlich, die im Folgejahr zusätzlich durch die neue Umlage kompensiert werden müssen.²⁷¹ Allerdings gleichen sich diese im Durchschnitt über mehrere Jahre hinweg immer wieder aus und können deshalb nicht für einen kontinuierlichen Anstieg der EEG-Umlage verantwortlich gemacht werden.

228. Obwohl in der energiepolitischen Diskussion teilweise anders dargestellt, hat die Entwicklung der Preise an der EEX bisher keinen erheblichen Einfluss auf die EEG-Umlage und kann deren sprunghaften Anstieg seit 2010 somit nicht erklären. Zwischen den Jahren 2009 und 2012 ist der lastgewichtete Jahresdurchschnittspreis an der EPEX SPOT sogar von 41,36 auf 45,12 Euro gestiegen. Geht man davon aus, dass eine mögliche Preissenkung durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien vor allem in Hochlastzeiten wirksam ist, lässt sich dies anhand des Durchschnittspreises der 10 % Stunden messen, die im Jahr die höchste Last aufweisen. Allerdings zeigt sich hier ab 2009 eine nahezu konstante Preisentwicklung. Sofern sogar leichte Erhöhungen feststellbar sind, tragen diese lediglich dazu bei, dass der Anstieg der EEG-Umlage durch die höheren Erlöse aus der EEG-Stromvermarktung etwas gebremst wird. Demgegenüber ergeben sich – mit Ausnahme des Einzeljahres 2009 – keine deutlichen Anzeichen dafür, nach denen die Erhöhung der EEG-Umlage durch den Merit-Order-Effekt bzw. durch eine Absenkung des Börsenpreisniveaus erklärbar wäre (vgl. Tabelle 3.2).

268 Vgl. §§ 34 bis 39 EEG i.V. m. AusglMechV und AusglMechAV.

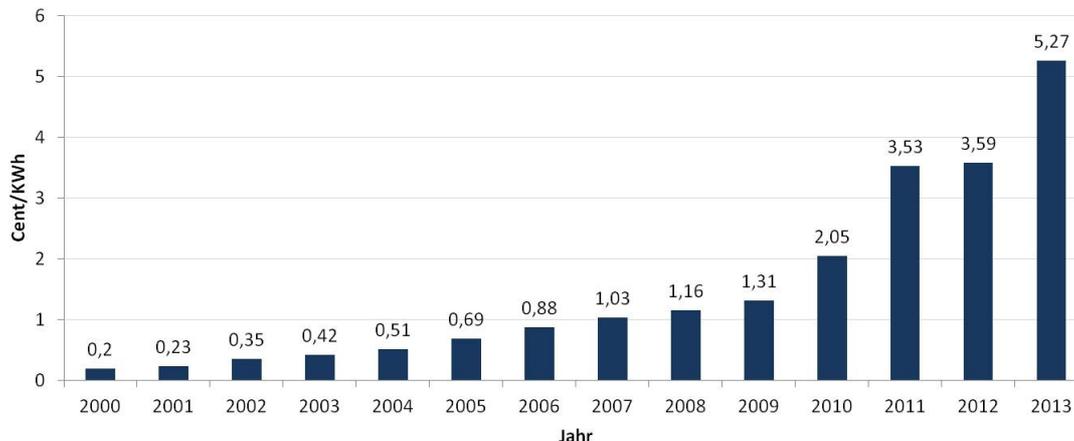
269 Vgl. § 3 Abs. 1 AusglMechV.

270 Vgl. Informationsplattform der Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm>.

271 Vgl. Umweltbundesamt, Warum steigt die EEG-Umlage?, 2012, <http://www.umweltbundesamt.de/energie/erneuerbare/index.htm>.

Abbildung 3.6:

Entwicklung der EEG-Umlage von 2000 bis 2013



Quellen: Bundesregierung; Nord/LB Research, https://www.nordlb.de/fileadmin/redaktion/analysen_prognosen/renewables/Special_01_2012.pdf; Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

229. Um EE-Anlagenbetreiber besser in den Markt zu integrieren, d.h. für EE-Stromproduzenten Anreize zu schaffen, die Stromproduktion an der tatsächlichen Stromnachfrage auszurichten, ist das EEG inzwischen um alternative Direktvermarktungsmodelle erweitert worden. Dabei geben die Betreiber von EE-Anlagen ihren Strom nicht mehr zu festen Einspeisevergütungen an den Netzbetreiber ab, sondern vermarkten diesen eigenständig an den Großhandelsmärkten. Im Jahr 2011 wurden etwa 11 % aller erzeugten EEG-Mengen direkt vermarktet. Der dominierende Energieträger ist hierbei die Biomasse mit einem Anteil von knapp 40 %. Darüber hinaus entfielen große Anteile auf Wind (ca. 28 %) und auf Wasserkraft (21 %). Der Anteil von Deponie-, Klär- und Grubengas lag bei 11 %; Solarenergie und Geothermie spielten keine Rolle bei der Direktvermarktung.²⁷² Eine generelle Pflicht zur Direktvermarktung besteht ab 2014 beispielsweise für neu gebaute Biogasanlagen ab 750 kW.²⁷³

230. Ein Direktvermarktungsmodell ist das Marktprämienmodell.²⁷⁴ Der Anlagenbetreiber kann monatlich zwischen der EEG-Fixvergütung und der alternativen Direktvermarktung im Marktprämienmodell wählen (§ 33d EEG). Wählt er Letzteres, dann erhält der Anlagenbetreiber zu seinem Erlös aus der Direktvermarktung zwei weitere Erlös-komponenten als Förderung: eine gleitende Prämie und eine Managementprämie.

272 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 38 f.

273 Vgl. z.B. <http://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/marktpraemie>.

274 Vgl. hierzu bereits Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 543 ff. Mit der Neufassung des EEG, das am 1. Januar 2012 in Kraft trat, wurde neben der Marktprämie auch die sog. Flexibilitätsprämie für Betreiber von Biogasanlagen eingeführt, die ihren Strom direkt an der Strombörse vermarkten. Biogasanlagenbetreiber können ergänzend zur Marktprämie vom Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen (§ 33i Abs. 1 EEG). Ziel der Flexibilitätsprämie ist es, den Anteil regelbarer Biogasanlagen zu erhöhen. Für jedes zusätzlich installierte Kilowatt erhalten die Anlagenbetreiber pro Jahr ca. 130 Euro; vgl. hierzu die Angabe bei NextKraftwerke, <http://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/flexibilitatspraemie>. Die Flexibilitätsprämie ist auf zehn Jahre garantiert (§ 33i Abs. 4 EEG).

Dabei kompensiert die gleitende Prämie die direkten Verluste aus der Direktvermarktung gegenüber der Fixpreisvergütung im EEG, um so die teilnehmenden Anlagenbetreiber im Marktprämienmodell nicht schlechter zu stellen als bei der garantierten EEG-Vergütung.²⁷⁵ Erreicht der Vermarktende des EEG-Stroms mit seinen Markterlösen mindestens den Wert des mit dem Wertigkeitsfaktor gewichteten Marktpreisindikators, entstehen Einnahmen oberhalb des EEG-Vergütungssatzes. Die Ermittlung des Marktpreises erfolgt ex post, um das Risiko eines schwankenden Marktpreisniveaus zu eliminieren.

Die Managementprämie soll die Transaktionskosten kompensieren, die sich aus der Direktvermarktung ergeben. Hierzu zählen Kosten und Risiken von Einspeiseprognosen sowie Kosten für den Marktzugang und IT- und Handelskosten.

Tabelle 3.2:

**Nach der Last gewichtetes Jahresdurchschnittspreisniveau
der EPEX SPOT**

<i>Basis-jahr</i>	<i>Lastgewichteter Durchschnittspreis (Euro/MWh)</i>	<i>Prozentuale Veränderung zum Vorjahr</i>	<i>Lastgewichteter Durchschnittspreis in den 10 % Stunden mit der höchsten Last (Euro/MWh)</i>	<i>Prozentuale Veränderung zum Vorjahr</i>	<i>Anstieg der EEG-Umlage im Folgejahr (Cent)</i>
2006	54,46		86,35		
2007	41,04	-24,64	79,98	-7,38	0,13
2008	69,02	68,18	85,85	7,34	0,15
2009	41,36	-40,08	60,76	-29,23	0,74
2010	46,27	11,87	62,62	3,06	1,48
2011	53,03	14,61	64,69	3,31	0,06
2012	45,12	-14,92	64,94	0,39	1,68

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX SPOT, ENTSO-E

231. Grundsätzlich eignet sich für den Anlagenbetreiber der Aufwand einer Direktvermarktung als Alternative zu einer Festvergütung dann, wenn die Anlage eine ausreichende Größe besitzt, da es sich für sehr kleine private Stromerzeuger aufgrund unverhältnismäßig hoher Transaktionskosten nicht lohnt, ihren Strom selbst an der Börse zu vermarkten. Mithilfe spezialisierter Stromhändler ist es indes auch grundsätzlich für kleinere Anlagen (ab 250 bis 500 kW) möglich, am Direktvermarktungsmodell teilzunehmen. Durch das Zusammenfassen kleiner Anlagen in einem „virtuellen Kraftwerk“ seitens des Händlers können Größen- und Verbundvorteile generiert werden.

²⁷⁵ Die gleitende Prämie ergibt sich aus der Differenz von EEG-Vergütung und Marktpreisindikator. Dieser Indikator bestimmt sich durch den tatsächlichen Monatsmittelwert der stündlichen Strompreise an der EEX unter Berücksichtigung eines technologiespezifischen Wertigkeitsfaktors. Dieser Wertigkeitsfaktor korrigiert unterschiedliche Wertigkeiten des Stroms verschiedener erneuerbarer Energien, welche sich aus differierenden Einspeisezeiten ableiten; vgl. hierzu bereits Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 545.

3.3.1.2 Entwicklung der EEG-Fördersätze und Rentabilitätsspannen

232. Die Einspeisevergütung für EEG-geförderte Anlagen wurde seit der Entwicklung des Fördersystems mehrmals nach unten angepasst. Ein wesentlicher Grund für diese Absenkungen der fixierten Vergütung lag in den zunehmenden Kosten der EEG-Förderung und in der Betrachtung der tatsächlichen Rentabilitätsspanne. Aus investitionstheoretischer Sicht rentiert sich der Bau von EE-Anlagen für einen Betreiber, wenn die zukünftigen, diskontierten Einnahmen aus der Stromproduktion abzüglich der Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Anlage zu einer angemessenen Verzinsung führen. Die Rentabilitätsspanne ist vor diesem Hintergrund der Unterschied zwischen den erwarteten Einnahmen und den Kosten einer Anlage. Die technologische Entwicklung und die Erhöhung der Stückzahlen hatte jedoch vor allem in einzelnen Bereichen der EE-Technik, wie der Photovoltaik, eine enorme Absenkung der Anlagenkosten zur Folge (vgl. Abbildung 3.7). Damit stieg die Rentabilitätsspanne und damit der Anreiz für Investoren zur Installation von Solaranlagen, was eine massive Erhöhung der EEG-Vergütungskosten nach sich zog.

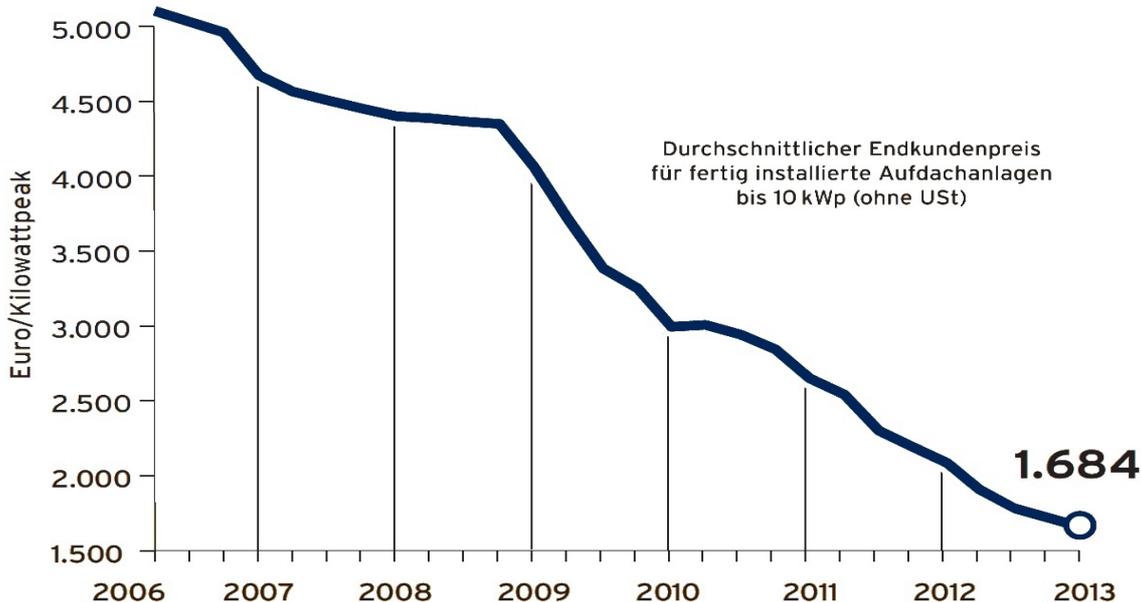
233. Aufgrund des starken Photovoltaikzubaues in Deutschland und der damit verbundenen massiven Kosten stand diese Technologie bei einer Anpassung der Fördersätze unter besonderer Beobachtung. Um die Kosten für den Zubau der Photovoltaik zu begrenzen, wurden die Sätze für die fixierte Einspeisevergütung mehrfach abgesenkt. Seit dem Jahr 2009 ist diese Degression erstmals an die Zubaugeschwindigkeit gekoppelt, indem bei Überschreitung (oder Unterschreitung) eines bestimmten Zubaukorridors stärkere (geringere) Kürzungen anfallen. Diese Kopplung wird auch in dynamischer Abwandlung einer „Deckelung“ der Sätze als „atmender Deckel“ bezeichnet. Die Regelung wurde jedoch nicht so ausgestaltet, dass sie die Gesamthöhe der Förderung konstant hält. Stattdessen bremst sie lediglich den Zubau etwas, wenn z.B. bei den Anlagen ein erheblicher Kostenrückgang eintritt, welcher den Zubau fördert. Deshalb kam es auch infolge des „atmenden Deckels“ zu weiteren Senkungen der Fördersätze. Zuletzt wurden diese im Sommer 2012 auf eine monatliche Basis umgestellt, um Vorzieheffekte zum Jahresende zu vermeiden, ein Zubaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW pro Kalenderjahr festgelegt (§ 20a EEG) und darüber hinaus eine Mengendeckelung der installierten Gesamtleistung auf 52.000 MW beschlossen (§ 20b Abs. 9a EEG).

234. Die Bundesnetzagentur ist für die Registrierung der nach dem EEG geförderten Photovoltaikanlagen zuständig. Darüber hinaus ermittelt sie die monatlichen Photovoltaikvergütungssätze, die sich unter anderem in Abhängigkeit des tatsächlichen Zubaus in Relation zu dem gesetzlich vorgesehenen Zubaukorridor ergeben. Diese Festlegung erfolgt für das jeweilige Folgequartal. In dem Quartalszeitraum vom 1. Mai bis zum 31. Juli 2013 sind die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen jeweils zum Monatsers-²⁷⁶ten um 1,8 % gesunken.

²⁷⁶ Vgl. BNetzA, Einspeisevergütung für Photovoltaik-Anlagen sinkt um 1,8 Prozent, Pressemitteilung vom 30. April 2013, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2013/130430_EinspVerguetg_PV_Anlg_Pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Abbildung 3.7:

Kostenentwicklung bei PV-Aufdachanlagen



Quelle: BSW-Preisindex

235. Neben der Photovoltaik wurden aber auch – wenngleich deutlich moderater – die Fördersätze weiterer Energieträger gesenkt (§ 20 EEG). So verringern sich Vergütungen für Strom aus Wasserkraft jährlich zum 1. Januar ab 2013 um 1 %, aus Deponie-, Klär- und Grubengas um 1,5 %, aus Biomasse um 2 %, aus Geothermie ab 2018 um 5 %, aus Offshore-Windanlagen ab 2018 um 7 % und aus sonstigen Anlagen ab 2013 um 1,5 %.

3.3.2 Probleme und Ineffizienzen des EEG-Fördersystems

236. Das EEG-Fördersystem hat, vor allem im Zuge des sprunghaften Anstiegs der EEG-Umlage und der Endkundenpreise für Strom in den vergangenen Jahren, zu einer stärkeren öffentlichen Diskussion geführt. Dabei werden insbesondere die in den folgenden Abschnitten dargestellten Problematiken diskutiert.

237. Vorweg sei zudem grundsätzlich angemerkt, dass die Effizienz der heute bestehenden Fördermechanismen ganz wesentlich davon abhängig ist, an welchem Ziel das installierte System bzw. seine Ergebnisse gemessen werden sollen. Durch das EEG wurde ein System geschaffen, das zu einer vermehrten Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien führen soll. Je nachdem, welches Ziel durch die EEG-Förderung angestrebt wird, ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten, die Förderung effizient auszugestalten. Dabei können drei Ansätze unterschieden werden:

- Erstens kann ein fixer Preis für eine Einheit Grünstrom vorgegeben werden (Einspeisevergütung), während sich die gezahlte Subventionshöhe und die Menge

des Stroms aus EE-Anlagen variabel am Markt einstellt. (I. Ansatz: Preissteuerung)

- Zweitens kann die gezahlte Subventionshöhe fixiert werden, während Menge und Preis des Grünstroms variabel sind. (II. Ansatz: Subventionssteuerung)
- Drittens kann die Menge eingespeisten Grünstroms festgelegt werden, während sich der Preis für diesen und die sich einstellende Subventionshöhe am Markt einstellen. (III. Ansatz: Mengensteuerung)

Das bestehende EEG entspricht dabei dem Modell einer Preissteuerung. So wird durch die gesetzlich fixierte Einspeisevergütung ein Abnahmepreis für die produzierte Menge Strom aus EE-Anlagen vorgegeben, während sich abhängig von der gewählten Vergütungshöhe am Markt eine bestimmte Produktionsmenge und der entsprechende Subventionsbedarf einstellt. Auf diese Weise kann also weder der Subventionsbedarf noch die Menge des grünen Stroms vorab verlässlich abgeschätzt werden. Verschiedene Vor- und Nachteile des EEG-Systems stehen mit dem jetzigen Ansatz einer Preissteuerung in engem Zusammenhang.

3.3.2.1 Fehlende Zielgenauigkeit und Überförderung

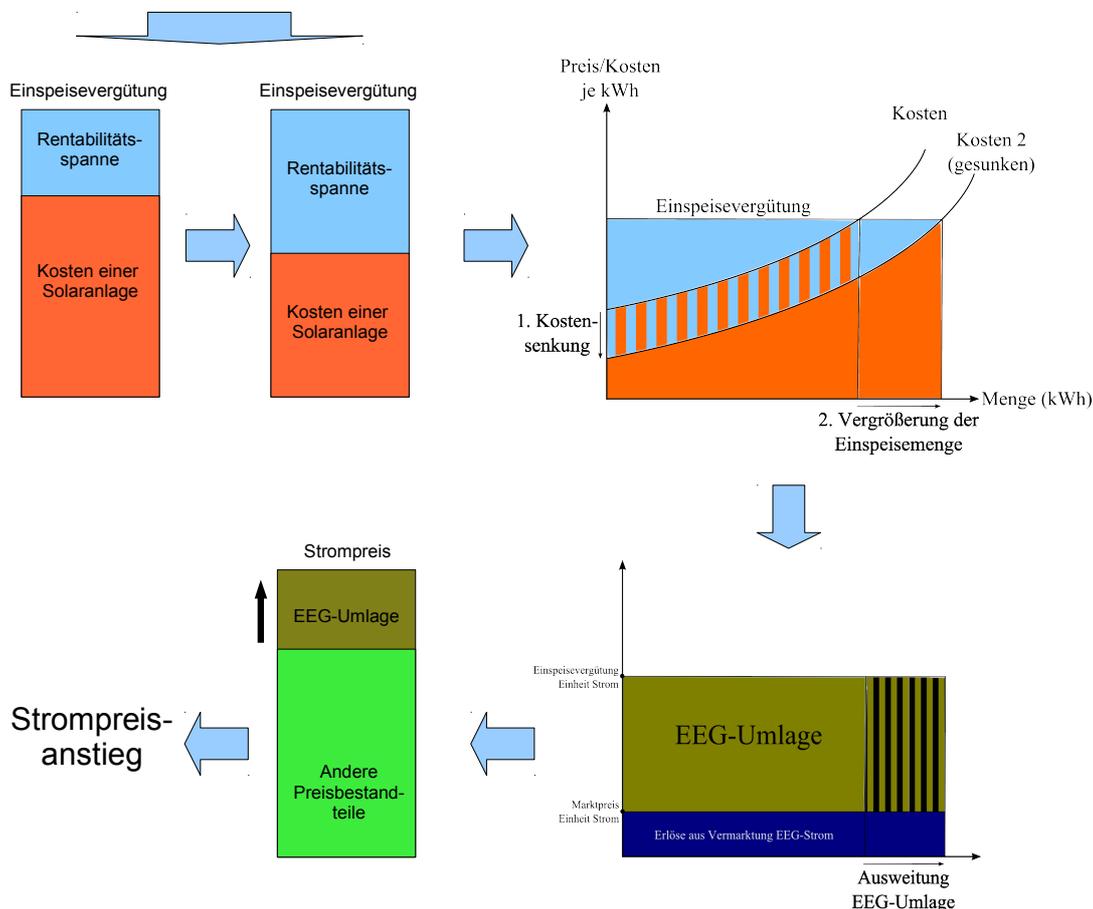
238. Ein grundsätzlicher Aspekt der Preissteuerung ist der, dass mit ihr weder im Bezug auf den Gesamtumfang der Förderung noch auf den Zubau von EE-Anlagen ein exaktes Ziel verfolgt werden kann. Damit ergibt sich das Problem, dass die Preissteuerung – anders als die Fördermodelle Subventions- bzw. Mengensteuerung – keinem der beiden ökonomischen Prinzipien, Maximal- oder Minimalprinzip, gleichkommt. Beim Maximal- bzw. Minimalprinzip geht es darum, mit einem gegebenen Input einen möglichst großen Nutzen (Output) zu erzielen bzw. mit einem möglichst geringen Input ein vorgegebenes Ziel zu erreichen.

239. Zwar ergibt sich aus der fixierten Einspeisevergütung die Förderhöhe für 1 kWh EEG-Strom. Die tatsächliche kumulierte Höhe der Förderung und damit die Belastung der Verbraucher ergibt sich jedoch ebenfalls aus der Menge der Inanspruchnahme und damit aus dem Zubau förderfähiger Anlagen. Der Zubau von Anlagen und damit die Menge neu geförderten EEG-Stroms lässt sich nach Festlegung der Einspeisevergütung jedoch nur unpräzise prognostizieren, da dieser neben der Einspeisevergütung weiteren Größen unterliegt, die sich am geeignetsten in der in Abschnitt 3.1.2 erläuterten Rentabilitätsspanne abbilden. Vor allem die Kosten der Errichtung von EE-Anlagen sind – beispielsweise bedingt durch Skaleneffekte, Überkapazitäten oder Politikänderungen in anderen Staaten (z.B. bei der Herstellung von Solarmodulen) – starken Veränderungen unterworfen. Kommt es zu einer Absenkung der Technologiekosten, so führt dies bei fixierter Einspeisevergütung unmittelbar zu einer Erhöhung der Rentabilitätsspanne und damit zu einer Erhöhung der eingespeisten Strommenge. In der Folge erhöht sich die Menge an Strom, die im Rahmen der Einspeisevergütung gefördert wird. Dieser Zusammenhang impliziert die paradoxe Folgewirkung, dass sinkende Kosten für EE-Produktionsanlagen vor dem Hintergrund des bestehenden EEG-Fördersystems unmittelbar eine Erhöhung der Verbraucherpreise zur Folge haben (vgl. Abbildung 3.8).

Abbildung 3.8:

Beispiel einer Strompreissteigerung bedingt durch eine Kostensenkung bei Solaranlagen

Kostensenkung bei Solaranlagen



Quelle: Eigene Darstellung

240. Im Ergebnis lässt sich feststellen, dass die Preissteuerung gemäß EEG-Systematik weder eine Sicherheit in der Prognose der gesamten monetären Grünstromförderung noch in der Prognose der sich damit einstellenden Gesamtmenge installierter EE-Anlagen ermöglicht. Vielmehr kommt es durch die Fixierung der Einspeisevergütung bei Schwankung anderer ökonomisch relevanter Faktoren auch zu Schwankungen der Rentabilität von EE-Anlagen. Im Falle deutlicher Preissenkungen bei der Anlagentechnologie, wie z.B. bei Solaranlagen in der Vergangenheit mehrfach zu beobachten,²⁷⁷ ermöglicht dies für EE-Anlagen sehr hohe Renditen, welche durch die Verbraucher getragen werden müssen. Hätte es nun Renditen in dieser Höhe nicht bedurft, um ausreichende Anreize zum Bau der EE-Anlagen zu setzen, handelt es sich um volkswirtschaftliche Ineffizienzen im System der Preissteuerung durch das EEG. Zu bemerken ist weiter, dass die Gefahr einer Überförderung durch das EEG auch verteilungstheoretische Wirkungen aufweist, da es sich bei Anlagenbetreibern im Privatbereich typischerweise um Hausbe-

²⁷⁷ Vgl. Abschnitt 3.3.1.2.

sitzer und/oder Großgrundbesitzer, also in der Regel vermögendere Bevölkerungsschichten handelt, während die Kosten über die EEG-Umlage von Stromverbrauchern sämtlicher Bevölkerungsschichten finanziert werden.

241. Die dargelegten Ineffizienzen aus einer möglichen Überförderung bestehen auch unabhängig davon, ob die Vermarktung im Rahmen der Einspeisevergütung oder des Marktprämienmodells erfolgt. Durch das Marktprämienmodell werden die Renditeeffekte jedoch nochmals verstärkt, da durch die Marktprämie zum Teil eine noch höhere Förderung als im Rahmen der Einspeisevergütung möglich ist.²⁷⁸ Da der Anlagenbetreiber zwischen den Vermarktungsalternativen in den meisten Fällen monatlich wechseln kann, wird er stets das Modell wählen, das die höhere Förderung verspricht.

242. Da im Rahmen der Preissteuerung weder der Förderumfang noch die Zubauleistung an EE-Anlagen durch das EEG fixiert sind, ist das System zudem höchst anfällig für die Nutzbarmachung politischer Ziele. So sind insbesondere bei einer Verfehlung der Ausbauprognosen immer wieder politische Entscheidungen erforderlich, um Zielparameter neu festzulegen. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die mehrmaligen Kürzungen der EEG-Vergütungssätze. Da solche Änderungen auch der Zustimmung der Bundesländer im Bundesrat bedürfen, besteht zudem – z.B. bei einer Kürzung der Fördersätze – die Gefahr einer Blockadehaltung, wenn diese für die in den jeweiligen Bundesländern ansässigen Industrien zum Nachteil werden kann. So konnte das am 29. Juni 2012 vom Deutschen Bundestag verabschiedete Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus Solarenergie, das weitere Kürzungen der Fördersätze vorsah, aufgrund des politischen Drucks der Bundesländer nur nach erheblichen Modifizierungen verabschiedet werden.²⁷⁹ Es bleibt daher zu befürchten, dass durch die Verfolgung politischer Eigeninteressen der Bundesländer weitere Ineffizienzen ausgelöst werden.

3.3.2.2 Fehlende Technologieneutralität reduziert Wettbewerbswirkungen

243. Während auf den regulären Energiemärkten unterschiedliche Formen der Energieerzeugung untereinander im Wettbewerb stehen, sodass der sich einstellende Energiepreis dazu führt, dass weniger effiziente Erzeugungsformen nicht zum Zuge kommen, wurde mit dem EEG ein differenzierender Ansatz verfolgt. So wurde mithilfe einer individuellen EEG-Einspeisevergütung für einzelne erneuerbare Energieträger eine direkte Steuerungswirkung auf den Zubau und die Förderquoten der verschiedenen Technologien vorgenommen.

244. Derzeit ist die solare Strahlungsenergie mit 30,5 GW der Energieträger mit der höchsten installierten Leistung, dicht gefolgt von der Windenergie mit 29,4 GW (Stand Juli 2012). Allein 2012 betrug der Photovoltaikzubau 7,6 GW.²⁸⁰ Die beiden erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind liegen damit deutlich vor dem fossilen Energieträger Steinkohle mit der dritthöchsten installierten Leistung je Energieträger in Höhe von 20,5 GW.²⁸¹ Im Jahr 2011 nahm die Solarenergie mit einem Anteil von 46 % (Wind: 25 %) den mit Abstand größten Anteil an den EEG-Vergütungszahlungen in An-

²⁷⁸ Vgl. Abschnitt 3.3.1.1.

²⁷⁹ Gesetz vom 17. August 2012, BGBl. I S. 1754.

²⁸⁰ Vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2013/130131_Verguetg_PV_An1.html.

²⁸¹ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 22 f.

spruch.²⁸² An der gesamten Nettostromerzeugungsmenge betrug der Anteil der Photovoltaik indes nur 3,5 %; bei der Windenergie lag der Anteil bei 8,8 % und bei der Steinkohle bei 20,8 %. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2012 der Anteil der Photovoltaik bei 4,6 %, der Anteil der Windenergie bei 7,3 % und der Anteil der Steinkohle bei 19,1 %. Den größten Anteil an der Bruttostromerzeugung hat mit 25,5 % die Braunkohle, die Kernenergie hat inzwischen noch 16 %.²⁸³

245. Durch den Ansatz des EEG, die Einspeisevergütung nach Erzeugungstechnologien zu differenzieren, entfällt der Wettbewerbsdruck für einzelne Energieträger, der durch Unterschiede und Veränderungen in den jeweiligen Kostenstrukturen ausgelöst werden könnte. Vor diesem Hintergrund hat sich in Deutschland nicht zwingend die kostengünstigste und effizienteste Art der Energieerzeugung aus regenerativen Energien durchgesetzt, sondern die monetär am stärksten geförderte mit der höchsten Rendite und vice versa. So hat der massive Zubau der Photovoltaik – ausgelöst durch die künstlich geschaffene starke Nachfrage in Form einer Abnahmegarantie bei gleichzeitig hoher garantierter Vergütung – dazu geführt, dass sich heute über 40 % der weltweit installierten Kapazität an Solarenergieanlagen in Deutschland – einem nicht gerade sonnenreichen Land – befindet.²⁸⁴ Setzt man indes umgekehrt Fördersätze für eine Technologie sehr gering an, so bleiben Investitionen in diese Form der Stromerzeugung aus, obwohl sie möglicherweise eine effizientere Stromgewinnung verspricht als andere, stärker geförderte Technologien. Informationsdefizite seitens des Gesetzgebers bedingen daher typischerweise auch im Hinblick auf die Anreizsetzung einen regelmäßigen Nachbesserungsbedarf.

246. Darüber hinaus kommt es durch die technologische Differenzierung entsprechend der politischen Vorprägung zu einer Vorauswahl hinsichtlich der Förderungswürdigkeit einer Energieerzeugungsform. Die explizite Förderung bekannter Erzeugungstechnologien in unterschiedlicher Höhe hat die Monopolkommission bereits in ihren letzten beiden Sondergutachten kritisiert.²⁸⁵ Denn das EEG fördert auf diese Weise nicht per se eine umweltfreundliche Erzeugung, sondern konzentriert sich auf einen vergleichsweise engen Ausschnitt möglicher Verfahren zur Vermeidung von Emissionen und differenziert hierbei noch einmal innerhalb der unterschiedlichen Technologien. Die vielfältigen Informationen über alternative Technologien und ihre unterschiedlichen Vermeidungskosten liegen nur dezentral in der Gesellschaft vor, sodass ein geeignetes Klimaschutzsystem – ohne Anmaßung von Wissen über das Ergebnis – stets demjenigen mit den besten Informationen Anreize bieten sollte, Emissionen zu geringstmöglichen Kosten zu vermeiden.

282 Vgl. ebenda, S. 37.

283 Zu den absoluten Zahlen für 2011 vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 28, Abbildung 6. Zu den Zahlen für die Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2012 vgl. BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, a.a.O., S. 6.

284 Vgl. Haucap, J./Kühling, J., Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(3), 2013, S. 41-49.

285 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54, a.a.O., Tz. 62 ff.; Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 526.

3.3.2.3 Negative Börsenpreise belasten Energiepreise

247. Aufgrund des Einspeisevorrangs und garantierter Vergütungssätze nach dem EEG müssen EE-Anlagenbetreiber derzeit nicht darauf achten, welchen tatsächlichen Preis ihre erzeugten Strommengen an der Börse erzielen. Vielmehr erhalten sie im ursprünglichen Vermarktungsmodell für ihren Strom stets eine Einspeisevergütung, die durch die EEG-Umlage mit der Stromrechnung an die Verbraucher weitergereicht wird. Der Übertragungsnetzbetreiber ist hingegen nicht nur verpflichtet, den EEG-Strom abzunehmen, sondern auch, ihn an der Börse zu vermarkten. Die erzielten Erlöse aus dem Verkauf des EEG-Stroms mindern dann in der Folge die EEG-Umlage und damit die an die Verbraucher weitergegebenen Kosten. Rutscht der Preis allerdings ins Negative, so entstehen sogar zusätzliche Kosten, da der Strom durch die Einspeisevergütung und zusätzlich durch dessen Abnahme vergütet werden muss.

248. Ökonomisch betrachtet entstehen negative Börsenpreise dadurch, dass eine preisunelastische Nachfrage nach Strom auf ein (börsen-)preisunelastisches Stromangebot trifft. Ursache für die fehlende Preiselastizität der Stromanbieter ist, dass durch den Einspeisevorrang im EEG die Betreiber von EE-Anlagen keine Anreize haben, ihre Anlagen abzuregeln, wenn die Nachfrage nach Strom bereits gedeckt ist. Dies gilt neben der Einspeisevergütung auch für die Direktvermarktung im Marktprämienmodell, da der Anlagenbetreiber ebenfalls eine dargebotsabhängige Strommenge in das Stromnetz einzuspeisen bereit ist, wenn der negative Preis durch die gezahlte Marktprämie überkompensiert wird. So zeigt sich, dass sich 2012 mit der Einführung des Marktprämienmodells die Zahl der Stunden, in denen sich ein negatives Preisniveau eingestellt hat, gegenüber den beiden Vorjahren nichtsdestotrotz deutlich erhöht hat.²⁸⁶

249. Verstärkt wird diese Problematik dadurch, dass Strom bislang kaum gespeichert werden kann und vor allem bei nicht regelleistungsfähigen Erzeugungsanlagen (wie bei der Solarenergie und der Windenergie) die Stromproduktion nicht verzögert werden kann. Gleichzeitig versuchen die Produzenten konventioneller Energieträger auftretende Schwankungen zwischen Stromangebot und -nachfrage durch eine Anpassung der Produktion in den Grund- und Mittellastkraftwerken aufzufangen. Da diese Kraftwerke jedoch gewisse Anlaufzeiten benötigen, ist es teilweise nicht möglich, sie im Falle negativer Börsenpreise für eine geringe Stundenanzahl komplett vom Stromnetz zu nehmen.

250. In den vergangenen Jahren konnten bereits mehrmals Situationen mit negativem Preisniveau beobachtet werden (vgl. Tabelle 3.3). In solchen Fällen entstehen durch den EEG-Strom in doppelter Hinsicht Kosten, da sowohl die Erzeugung mittels fixer Einspeisetarife als auch die Abnahme bei negativen Preisen durch die EEG-Umlage finanziert werden müssen. Konkret kommt es bislang insbesondere an windstarken Tagen zu negativen Börsenpreisen.²⁸⁷ Da bei einer Windenergieanlage keine Brennstoffkosten anfallen, erzeugen diese Anlagen Windstrom zu Grenzkosten von (nahezu) 0 Euro/MWh und können so (nahezu) kostenlos Strommengen nach dem Prinzip „produce and forget“ erzeugen. Behält man den Einspeisevorrang bei, dann wird sich das Problem negativer

²⁸⁶ Dabei ist anzunehmen, dass EE-Anlagenbetreiber den Einsatz solcher Anlagen, die eine Leistungsverschiebung erlauben, durch das Marktprämienmodell tendenziell dem Preisniveau anpassen. Für nicht regelleistungsfähige Anlagen bietet sich eine solche Möglichkeit jedoch nicht.

²⁸⁷ Vgl. <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/149950/publicationFile/3937/Hi>.

Börsenpreise bei einem weiter steigenden Anteil von EEG-Strom immer mehr zuspitzen.

Tabelle 3.3:

Stunden negativer Börsenpreise an der EPEX SPOT

	2008	2009	2010	2011	2012
Stunden Preis <0	15	71	12	15	56

Quelle: Eigene Berechnungen, EPEX SPOT

251. Die Bundesnetzagentur sah aufgrund des Auftretens negativer Preisspitzen im Rahmen der Erstellung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMech AV) im Jahr 2009 die Notwendigkeit, eine Limitierung des durch den Übertragungsnetzbetreiber an der Börse zu vermarktenden EEG-Stroms vorzunehmen. § 8 Ausgl MechAV enthält eine – aktuell bis zum 28. Februar 2015 verlängerte – befristete Übergangsregelung, wonach die Preislimits der preisabhängigen Gebote an der EPEX SPOT im Falle eines Aufrufs zur zweiten Auktion bei mindestens -350 Euro/MWh und höchstens -150 Euro/MWh liegen.²⁸⁸ Können die Übertragungsnetzbetreiber den Strom dennoch nicht oder nicht vollständig vermarkten, sind sie in letzter Konsequenz berechtigt, freiwillige Vereinbarungen zu nutzen. In diesen verpflichten sich auf der Angebotsseite die Stromerzeuger dazu, die Stromeinspeisung ganz oder teilweise zu unterlassen, oder es verpflichten sich auf der Nachfrageseite die Stromverbraucher, ihren Stromverbrauch in einem bestimmten Ausmaß zu erhöhen.²⁸⁹

3.3.2.4 Weitere Problemfelder: Netzparität und Systemkomplexität

Netzparität

252. Aufgrund sinkender Gestehungskosten der Solarstromerzeugung einerseits und stetig steigender Kosten des „Netzstroms“ andererseits ist zukünftig eine „Netzparität“ zu erwarten. Damit ist eine Situation gemeint, in der selbst erzeugter Solarstrom genauso kostengünstig ist wie der über das Netz bezogene „Fremdstrom“. Während im Preis für diesen Netzstrom Netznutzungsentgelte, Strom- und Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben, EEG- und KWK-Umlage enthalten sind, fallen diese Kosten beim Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht an.

253. Dies führt dazu, dass zwar Stromnetzinfrastruktur (im Falle der Photovoltaik in sonnenarmen Stunden) vorgehalten werden muss, diese aber von immer weniger Nutzern tatsächlich bezahlt wird, da die Nutzer des Stromnetzes weitgehend proportional zur bezogenen Strommenge über die Netzentgelte an den Kosten des Netzes beteiligt werden.

²⁸⁸ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 308 ff.

²⁸⁹ Vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/AusgleichsmechanismusAusfVerordg/EckpunkteAusglMechAVpdf.pdf?__blob=publicationFile.

Systemkomplexität

254. Aufgrund differierender Einspeisetarife, verschiedener Nachjustierungen und nachfrageseitiger Sonderregelungen seitens des Gesetzgebers ist ein komplexes System rund um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entstanden. Auf der Angebotsseite haben sich diverse Einspeisetarife entwickelt, die sich in ihrer Höhe danach unterscheiden, (1) welche Technologie zur Stromerzeugung eingesetzt wird, (2) zu welchem Zeitpunkt die Anlage errichtet wurde, (3) welche Leistung (in kW) die Anlage besitzt und (4) an welchem Standort sie sich befindet (z.B. Solaranlagen auf Gebäuden oder Freiflächen, Wind onshore versus offshore). Hinzu kommen Absenkungen der Fördersätze und Mengendeckelungen.

So bewirkt beispielsweise das sog. Grünstromprivileg (§ 39 EEG) für Stromlieferanten eine EEG-Umlagenreduktion um 2 Cent/kWh, sofern mindestens 50 % des an die Letztverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energien und außerdem 20 % des Stroms aus fluktuierenden Erneuerbaren, wie Wind und Sonne, erzeugt wurden. Eine Berücksichtigung von Strommengen ist möglich, soweit eine ordnungsgemäße Mitteilung des Wechsels in die Direktvermarktung erfolgt ist.

255. Auf der Nachfrageseite gibt es Ausnahmeregelungen für sog. privilegierte Letztverbraucher (§§ 40 ff. EEG). So müssen energieintensive Industrien und Schienenbahnen nur eine deutlich verminderte EEG-Umlage zahlen, damit deren Wettbewerbsfähigkeit nicht gefährdet wird. Derartig privilegierte Unternehmen haben im Jahr 2012 lediglich 0,3 % des gesamten Umlagebetrages gezahlt, obwohl sie 18 % des Stroms verbraucht haben.²⁹⁰ Zudem ist die Eigenstromerzeugung, die in den letzten Jahren konstant bei rund 50 TWh lag, von der EEG-Umlage ebenso befreit wie der Eigenstromverbrauch.²⁹¹

256. Aufgrund von Informationsdefiziten des Gesetzgebers und des starren planwirtschaftlichen Systems des EEG sind fortwährend Nachjustierungen seitens des Gesetzgebers notwendig, um unerwünschte „Nebenwirkungen“ zu minimieren. So haben Kostendegressionen der Solartechnologie zu einer erheblichen Ausweitung der Gewinnspannen und damit zu einem erheblichen Ausbau dieser Technologie geführt, da diese Kostendegressionen nicht hinreichend in einer adäquaten Absenkung der Einspeisetarife reflektiert wurden.²⁹² Die darauf folgenden exzeptionellen Absenkungen der Tarife und Mengendeckelungen haben allerdings bislang vielmehr zu einer Art „Torschlusspanik“ neuer Anlagenbetreiber geführt, sodass sehr kurzfristig noch Anlagen zugebaut wurden. Zu vermuten ist, dass trotz der implementierten Kopplung der Sätze an die Zubaugeschwindigkeit hier auch in Zukunft weitere Anpassungen erfolgen werden. In der Summe verursacht das System eine Reihe von Regulierungskosten und Unsicherheiten für die Marktakteure. Außerdem wird durch die Komplexität des Systems auch die Wirksamkeit der Maßnahmen erschwert.

290 Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung, Bonn, März 2012, S. 8, 21.

291 Vgl. BMWi/BMU, Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Berlin, Dezember 2012, S. 37.

292 Vgl. Haucap, K./Kühling, J., Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(3), 2013, S. 41.

3.3.3 Reform des EEG mithilfe einer Mengensteuerung: Das Quotenmodell nach schwedischem Vorbild

257. Die fehlende Ausrichtung des EEG an klaren Zielen und ökonomischen Prinzipien ist vor allem deshalb kritisch zu hinterfragen, weil als Ziele deutscher Energiepolitik sowohl die Bezahlbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung als auch ein Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 vorgegeben wurden.²⁹³ Aufgrund der Tatsache, dass eine vollständige Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Strommarkt ohne staatliche Unterstützung (trotz sinkender Gestehungskosten) in absehbarer Zeit unwahrscheinlich ist, lässt sich das ambitionierte Ziel von 80 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung am verlässlichsten mit dem Modell einer Mengensteuerung, konkret umgesetzt durch ein Quotenmodell, erreichen. Die Einführung eines solchen Quotenmodells wurde unter anderem bereits von der Monopolkommission, dem Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, acatech (Deutsche Akademie der Technikwissenschaften), dem Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) und dem Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE) empfohlen.²⁹⁴

3.3.3.1 Vorschlag für die Ausgestaltung eines Quotenmodells

258. Die Monopolkommission plädiert dafür, sich bei der Umsetzung eines Quotenmodells am Vorbild Schwedens zu orientieren, da Schweden seit mittlerweile zehn Jahren erfolgreich ein Quotenmodell implementiert hat. Dabei ist der speziellen Situation in Deutschland Rechnung zu tragen. Grundsätzliches Ziel des Quotenmodells ist eine Steigerung der Produktion erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Kosteneffizienz.²⁹⁵

Im Unterschied zur EEG-Einspeisevergütung wird in einem Quotenmodell nicht der Einspeisepreis für die Erneuerbaren ex ante festgelegt, sondern die im Produktionsmix zu erreichende relative Menge erneuerbarer Energien (Quote). Um die Herkunft von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen im Handel „sichtbar“ zu machen, muss der Gesetzgeber handelbare Zertifikate, auch Grünstromzertifikate oder Herkunftsnachweise genannt, implementieren. In Schweden ist es die Aufgabe der schwedischen Regulierungsbehörde – der schwedischen Energieagentur (Swedish Energy Agency, Energimyndigheten) –, EE-Anlagen, die zertifikateberechtigt sein sollen, zu genehmigen und nachfolgend zu kontrollieren.²⁹⁶ Die Förderung in einem Quotenmodell besteht somit nicht mehr in einer fixierten und über dem Marktpreis für Strom liegenden Direktvergütung

293 Vgl. Abschnitt 3.1.

294 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59; a.a.O.; Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Verantwortung für Europa übernehmen, Jahresgutachten 2011/2012, Wiesbaden 2011; acatech, Die Energiewende finanzierbar gestalten: Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft, München, September 2012; RWI, Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, August 2012; Böckers, V./Coenen, M./Haucap, J., Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten – Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen, DICE Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 39, Düsseldorf, Februar 2013.

295 Vgl. Swedish Energy Agency, The electricity certificate system, 2012, <http://www.energimyndigheten.se/en/Sustainability/The-electricity-certificate-system>.

296 Zu den Aufgaben der für das Zertifikatesystem zuständigen Institutionen des schwedischen Übertragungsnetzbetreibers „Svenska Kraftnät“ und der schwedischen Energieagentur vgl. Swedish Energy Agency, The electricity certificate system, a.a.O., S. 8.

von EE-Anlagen, sondern darin, dass ein Anlagenbetreiber neben dem Preis für den erzeugten Strom zusätzlich eine Vergütung aus dem Verkauf der Zertifikate erhält.

259. Auf der Anbieterseite erhält in Schweden eine genehmigte EE-Anlage für eine Megawattstunde ein Zertifikat. Das Zertifikat gibt es ergänzend zu dem normalen Strompreis und es kann separat verkauft werden. Neu geschaffene Stromerzeugungskapazitäten sind dabei berechtigt, über den Zeitraum von 15 Jahren (Qualifikationsperiode) für jede Megawattstunde eingespeisten Stroms ein Zertifikat zu erhalten. In Schweden stellt der Übertragungsnetzbetreiber „Svenska Kraftnät“ – auf Basis der konkreten Messwerte der EE-Anlage – den EE-Anlagen die entsprechende Menge an Grünstromzertifikaten aus. Dem schwedischen Übertragungsnetzbetreiber wurden innerhalb des Quotensystems grundlegende Aufgaben der Buchführung über die Zertifikate übertragen, d.h. er führt beispielsweise ein Konto über die vorhandenen Zertifikatemenen und löscht verwendete Zertifikate auf Basis der Entscheidungen der schwedischen Energieagentur am 1. April eines jeden Jahres. Dabei werden Informationen über Durchschnittspreise sowie die Gesamtmenge aller ausgegebenen, gehandelten und gelöschten Zertifikate öffentlich einsehbar gemacht. Dieses System erscheint aus Sicht der Monopolkommission so übertragbar. Allerdings regt die Monopolkommission an, in einem Quotensystem die Ausgabe von Zertifikaten insoweit an die Nachfrage zu knüpfen, dass in Zeiten von negativen Börsenpreisen keine Zertifikate ausgegeben werden.

260. Damit durch ein Quotenmodell ein möglichst effizienter Mechanismus entsteht, um den Anteil erneuerbarer Energien weltweit zu erhöhen, ist es im Grundsatz sinnvoll, auch solche Anlagen durch die Ausgabe von Zertifikaten zu fördern, deren Standort sich außerhalb Deutschlands befindet. Aufgrund der im Zusammenhang mit einer solchen Förderung auftretenden Probleme, z.B. mit einer möglichen Wettbewerbsverzerrung durch Doppelförderung (durch eigene Fördersysteme in anderen Ländern) und mit den durch die deutsche Förderpolitik induzierten externen Effekten, schlägt die Monopolkommission vor, darauf hinzuwirken, nationale Quotensysteme nach und nach zu koppeln und damit einen gemeinsamen Markt für Grünstromzertifikate zu schaffen.²⁹⁷

261. Auf der Nachfrageseite sollte eine Zertifikatenachweispflicht bestehen, d.h. die Verpflichtung zum Kauf einer bestimmten Menge an Zertifikaten (Quotenverpflichtung) vor allem für Stromhändler sowie Letztverbraucher bzw. Unternehmen in dem Ausmaß, in dem sie Strom verbraucht haben, den sie selbst produziert, importiert oder an der deutschen Strombörse gekauft haben.²⁹⁸ Diese Akteure sollten gesetzlich dazu verpflichtet werden, eine im Jahresdurchschnitt zu erfüllende Quote an Strom aus erneuerbaren Energien vorzuweisen. Auf diese Weise würde künstlich eine Nachfrage nach EE-Strom erzeugt.

In Schweden müssen die Zertifikatepflichtigen (Elektrizitätsversorger und bestimmte Verbraucher) spätestens zum 1. März eines jeden Jahres ihre Stromverkaufsmengen und die angesammelten Zertifikate an die schwedische Energieagentur melden. Die schwedische Energieagentur führt ein Register über die Zertifikatepflichtigen und deren Zertifikatemenen und prüft nach Meldung durch die Zertifikatepflichtigen, ob diese die vorgegebene Quote, d.h. eine ausreichende Menge an Zertifikaten im Verhältnis zu ihrer

²⁹⁷ Vgl. Abschnitt 3.1.2.2, insbesondere Tz. 197.

²⁹⁸ In Schweden sind stromintensive Unternehmen allerdings von der Quotenverpflichtung befreit; vgl. Abschnitt 1.2.

Liefermenge an die Endkunden, in ihrem Portfolio erreicht haben. Die fehlenden oder überschüssigen Zertifikate können seitens der Zertifikatepflichtigen über die Börse (Nordic Power Exchange) oder bilateral bis zum 31. März des jeweiligen Jahres bezogen oder verkauft werden. Zertifikate, die zur Erfüllung der Quote verwendet wurden, werden anschließend gelöscht, nicht verwendete Zertifikate bleiben gültig („banking“). Wird die gesetzlich vorgegebene Quote an „grünem Strom“ nicht erreicht, ist eine Strafzahlung von 150 % des durchschnittlichen Preises der Grünstromzertifikate zu entrichten. In der Einführungsphase des schwedischen Quotenmodells führten geringe Strafzahlungen für nicht eingereichte Zertifikate dazu, dass Zertifikate zurückgehalten und stattdessen Strafzahlungen akzeptiert wurden. Aktuell liegt die Erfüllungsquote in Schweden bei fast 100 %, sodass davon auszugehen ist, dass die Strafzahlung nun ausreichend hoch gewählt wurde. Eine ausreichend hohe Pönale, welche die Zertifikatekosten deutlich übersteigt, ist im Quotenmodell demnach eine wichtige Voraussetzung, um die tatsächliche Erfüllung der Quote anzureizen.

262. Die Grünstromzertifikate können auf dem OTC-Markt und an den Spot- und Terminmärkten der Strombörse separat gehandelt werden. Dabei gab es bereits in der Vergangenheit einen börslichen Handel mit Herkunftsnachweisen, der jedoch auf freiwilligen Initiativen basierte. Vom Handel mit Herkunftsnachweisen ist allerdings EEG-Strom, der gemäß § 16 EEG vergütet wird, sowie direkt vermarkteter Strom nach § 33b EEG aufgrund des Doppelvermarktungsverbot nach § 55 Abs. 1 S. 1, 2 sowie § 56 EEG ausgeschlossen. Ein Handel mit Herkunftszertifikaten ist insoweit derzeit lediglich für außerhalb des EEG gewonnenen Strom, also z.B. für Strom aus norwegischen Wasserkraftwerken, möglich. Mit der Richtlinie 2009/28/EG²⁹⁹ wurde eine einheitliche europäische Rechtsgrundlage für den Handel mit Herkunftsnachweisen geschaffen, auf deren Grundlage ein europaweiter und standardisierter Handel an organisierten Marktplätzen etabliert werden kann. Dabei soll ein Herkunftsnachweis standardmäßig für eine Megawattstunde gelten. EPEX SPOT und EEX haben im Juni 2013 den börslichen Handel mit Herkunftsnachweisen begonnen.³⁰⁰

263. Im Rahmen dieser Systematik kann grundsätzlich auch von der Technologieneutralität abgewichen werden, indem für die Förderung bestimmter Technologien, wie z.B. nicht fluktuierender Energieträger, eine Prämie gezahlt wird. So wäre es den Erzeugern von als besonders förderwürdig erachteten Erzeugungsanlagen möglich, pro erzeugter Mengeneinheit zwei Grünstromzertifikate zu erhalten. Auch in Schweden wurde darüber diskutiert, Offshore-Windenergie zusätzlich zu fördern und so deren Ausbau stärker anzureizen und dem aus dieser Technologie erzeugten Strom mehr Zertifikate zuzugestehen. Allerdings wurde diese Idee letztlich verworfen, da die Ausgestaltung des Quotenmodells möglichst einfach belassen und Verzerrungen innerhalb der Energieträger zugunsten teurer Offshore-Windenergie vermieden werden sollten. Demgegenüber hat Großbritannien in seinem Quotensystem durch den Energy Act 2008 die Möglichkeit zur Differenzierung zwischen den Energieträgern ermöglicht und durch die Renewables Obligation Order 2009 vollzogen.³⁰¹ Nach Auffassung der Monopolkommission

²⁹⁹ Vgl. Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU Nr. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16.

³⁰⁰ Vgl. auch Abschnitt 3.3.4.2.

³⁰¹ Vgl. zu diesem und weiteren Aspekten des Quotenmodells in Großbritannien Abschnitt 3.3.5.

sprechen allerdings verschiedene Gründe für eine grundsätzlich technologieneutrale Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien – auch außerhalb des Quotenmodells.

264. Eine systemische Frage betrifft zudem den Umgang mit Altanlagen. In Schweden wurden große Wasserkraftanlagen aus dem Zertifikatehandel ausgenommen, während alle übrigen EE-Anlagen zwecks Schaffung einer ausreichenden Liquidität des Zertifikatemarktes in das System aufgenommen wurden. Jedoch führte dies dazu, dass Altanlagen auf diese Weise erhebliche Renten erzielten, da deren Betrieb bereits vor Einführung des Zertifikatemarktes größtenteils kostendeckend war und sie insofern keiner Förderung bedurft hätten. Dies hat dazu geführt, dass allein diese Regelung Schätzungen zufolge einen Anteil von 10 bis 15,5 % an den Gesamtkosten der Förderung bis zum Jahr 2030 ausmacht.³⁰² Die Umsetzung eines Quotenmodells in Deutschland sollte die frühere EEG-Förderung grundsätzlich nur für Neuanlagen ersetzen, während Altanlagen weiterhin die bestehende Förderung erhalten. Auch die Ausgabe der Zertifikate sollte allein neu errichtete Anlagen betreffen. Um das in Schweden mit der Ausgabe von Zertifikaten für Altanlagen intendierte Problem der ausreichenden Liquidität zu lösen, besteht die Möglichkeit, den Stichtag für die erste Periode des Abgleichs von Herkunftszertifikaten nach hinten zu verschieben.

265. Im Rahmen des Quotenmodells ist es zudem von besonderer Relevanz, den Mengenpfad – also die jährliche Anpassung der Quote bis zu einem bestimmten Ziel – von Beginn an langfristig vorzugeben. In Schweden reicht die vorgegebene Quote bis 2035 (Ziel der Summe der Quoten bis dahin: 198 TWh), was für die Investoren Investitionssicherheit aufgrund eines langen Planungshorizonts bedeutet. In einem möglichen deutschen Quotenmodell könnte anknüpfend an die bestehenden Ausbauziele bis 2050 ein entsprechend langfristiger Quotenpfad geschaffen werden, der stabile Rahmenbedingungen und damit eine entsprechende Investitionssicherheit garantiert.

266. Der schwedische und der deutsche Strommarkt unterscheiden sich auf der Erzeugerstufe in ihrem Produktionsmix. Während in Deutschland neben EE-Großanlagen auch eine kleinteilige Struktur – etwa bei privaten Photovoltaikanlagen – verbreitet ist, ist die Situation in Schweden in diesem Punkt nicht vergleichbar. Eine Preissteuerung mittels fixer Einspeisetarife erleichtert zwar insbesondere sehr kleinen Anlagen – wie in Deutschland den Photovoltaikanlagen – die Teilnahme am Markt. Allerdings gibt es bereits jetzt spezialisierte Stromhändler, welche die Strommengen kleiner Anlagen bündeln und insoweit Größen- und Verbundvorteile für die Betreiber kleiner Anlagen auf dem Markt generieren können.³⁰³ Für eine Übergangsperiode sollte indes den Betreibern kleiner Anlagen (z.B. bis 100 kW) die Möglichkeit gelassen werden, die Übertragungsnetzbetreiber gegen ein Entgelt mit der Stromvermarktung zu betrauen.

3.3.3.2 Wichtige Vorteile eines Quotenmodells gegenüber einer Preissteuerung

267. Durch ein Quotenmodell werden mehrere der mit einer Preissteuerung verbundenen Schwächen effektiv gelöst und durch effiziente und selbstregulierende Mechanismen ersetzt:

³⁰² Vgl. Bergek, A./Jacobsson, S., Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008, Energy Policy 38, 2010, S. 1255-1271.

³⁰³ Vgl. Abschnitt 3.3.1.1.

- Ein wichtiger Vorteil des Quotenmodells gegenüber einer Preissteuerung ist dessen Treffsicherheit. Da im Unterschied zur EEG-Einspeisevergütung in einem Quotenmodell nicht der Einspeisepreis für die Erneuerbaren ex ante festgelegt wird, sondern die im Produktionsmix gewünschte Strommenge auf Basis erneuerbarer Energien, lässt sich der Zubau – im Unterschied zu einer Preissteuerung – exakt steuern und prognostizieren. Das schwedische Beispiel zeigt dabei, dass ein exakt konfiguriertes Quotenmodell enorm hohe Zielerreichungsgrade zur Folge haben kann. Diese liegen in Schweden in den letzten Jahren bei fast 100 %; die verwendeten Zertifikate entsprechen also im Wesentlichen der Zahl der ausgestellten (vgl. Abbildung 3.9). Mithilfe des Quotenmodells lässt sich auf diese Weise beispielsweise der Netzausbau deutlich besser mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien koordinieren. Dies hätte positive Auswirkungen auf die Planbarkeit der Energiewende und die Folgekosten könnten gemindert werden.
- Im Quotenmodell setzt die Steuerungswirkung direkt bei der Zubaumenge erneuerbarer Energien als Zielparameter an, weshalb Veränderungen an weiteren Parametern – wie den Anlagenkosten – unmittelbar zu Veränderungen in den Knappheitsrelationen der Zertifikate führen. Dadurch wird verhindert, dass die Verbraucher für die Erreichung des Zubauziels mehr als nötig bezahlen. Überrenditen aufgrund von verzögerten Anpassungen der Einspeisevergütungssätze werden auf diese Weise vermieden.
- Da die Rückflüsse aus EE-Anlagen im Quotenmodell auch vom Marktpreis abhängen, haben Anbieter von variabel abrufbarer Energie (z.B. auf Basis von Wasserkraft, Biomasse) einen Anreiz, ihre Produktion insbesondere auf Hochpreisphasen zu verlegen. Da bei negativen Börsenpreisen keine Zertifikate ausgegeben werden, wird zudem ein Anreiz geschaffen, in diesen Zeiten entsprechende Anlagen abzuschalten, statt durch die Vergütung von Stromabnehmern zusätzliche Kosten zu erzeugen.
- Einen wesentlichen Vorteil sieht die Monopolkommission in der vorgeschlagenen Version des Quotenmodells auch darin, dass für Energieerzeuger und -händler gleichsam Anreize gesetzt werden, möglichst kostengünstig Strom zu produzieren bzw. einzukaufen, um auf diese Weise einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen EE-Erzeugern und EE-Händlern im Markt zu generieren. Auf diese Weise setzen sich effiziente EE-Technologien, -standorte sowie -anlagen im Wettbewerb durch und nicht solche, deren Gewinnspanne aufgrund der politischen Festlegung der Einspeisetarife am größten ist.

In Schweden besteht der EE-Produktionsmix aktuell vornehmlich aus Wasser (42 %), Kraft-Wärme-Kopplung – zumeist in kommunaler Hand – auf Basis von Holzpellets und Biomasse (11 %) und Wind (6 %).³⁰⁴ Solarenergie spielt im schwedischen Energiemix indes eine verschwindend kleine Rolle und wird hauptsächlich für den Eigenverbrauch (Shopping Malls, Schulen) genutzt. Eine aktuelle Studie des RWI weist im Szenario eines weiter bestehenden EEG mit differenzierten Einspeisetarifen Folgekosten von 58,8 Mrd. Euro bis 2020 aus. Würde sich indes beispielsweise im Rahmen eines Quotenmodells ein Preis für grüne Zertifikate einstellen, der künftig allein den Zubau der Windkraft an Land

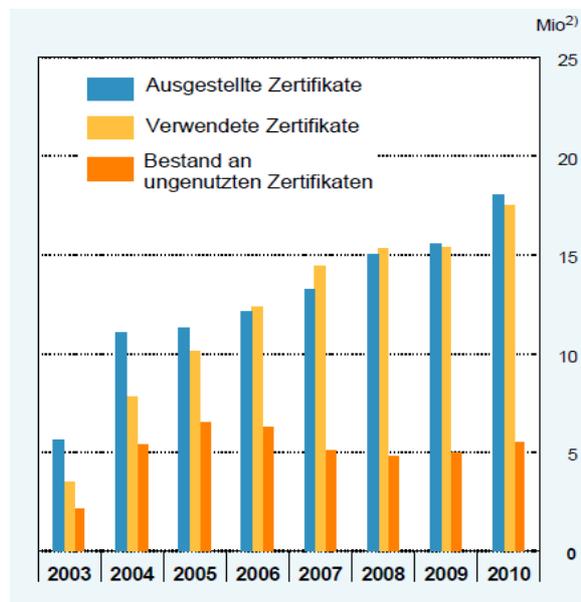
30441 % verbleiben bei der Atomkraft.

forcieren würde, fielen bis zum Jahr 2020 lediglich rund 6,8 Mrd. Euro an Zahlungsverpflichtungen für die Verbraucher an.³⁰⁵

- Am Beispiel Schwedens zeigt sich auch, dass sich das Quotenmodell sehr gut für eine Harmonisierung der europäischen Fördersysteme eignen kann. So begann am 1. Januar 2012 ein gemeinsamer Zertifikatehandel Schwedens mit Norwegen, wobei die Quote in beiden Ländern heute auch durch die im jeweils anderen Land erworbenen Zertifikate erfüllt werden kann. Vor dem Hintergrund eines einheitlichen Energiebinnenmarktes ist die größere Kompatibilität ein weiterer Vorteil des Quotenmodells, sodass eine Verknüpfung mit den Systemen in anderen Ländern leichter möglich ist. Eine entsprechende Harmonisierung führt zu höherer Liquidität, einer steigenden Anzahl von Marktakteuren und schlussendlich zu mehr Systemstabilität, da die Harmonisierung die Anreize für Systemänderungen durch nationale Parlamente mindern dürften.

Abbildung 3.9:

Bilanz des schwedischen Grünstromzertifikatesystems in den Jahren 2003 bis 2010



Quelle: Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Stabile Architektur für Europa – Handlungsbedarf im Inland, Jahresgutachten 2012/13, Wiesbaden 2012, S. 289

3.3.3.3 Investitionsrisiko versus Mengenrisiko: Risikoprämien als Nachteil des Quotenmodells?

268. Vor allem in den letzten beiden Jahren hat eine verstärkte Diskussion über eine Weiterentwicklung der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland eingesetzt. Während dabei das Quotenmodell zunehmend Fürsprecher gefunden hat, werden von Kritikern auch einzelne Nachteile eines Quotensystems betont.³⁰⁶ Die dabei vorgetragene

³⁰⁵ Vgl. RWI, Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, a.a.O., S. 5.

³⁰⁶ Entsprechende Bedenken wurden auch in einer von der Monopolkommission durchgeführten Anhö-

nen Gegenargumente sind nicht immer zwingend mit dem Quotensystem verbunden, sondern mit der konkreten Ausgestaltung eines solchen, wie z.B. dem Problem möglicher Strafzahlungen bei Nichterfüllung der Quote oder der (Nicht-)Einbindung von privaten Kleinbetreibern. Hierzu hat die Monopolkommission bereits in ihrem Vorschlag für die Ausgestaltung eines Quotenmodells entsprechende Anpassungsvorschläge gemacht. Ein zentraler und auch in Gesprächen mit Marktbeteiligten gegenüber der Monopolkommission mehrmals vorgebrachter systematischer Einwand gegen das Quotenmodell betrifft hingegen die veränderte Risikoverteilung und die daraus abzuleitenden Wirkungen. Dieses Argument soll nachfolgend auf seine Stichhaltigkeit geprüft werden.

269. Kernpunkt der Kritik ist, dass es durch die Einführung eines Quotenmodells aufseiten der EE-Investoren zu Unsicherheit über die Höhe der Kapitalrückflüsse kommt, die anders als im heutigen EEG nicht mehr garantiert werden. Daher wird befürchtet, potenzielle Investoren könnten aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich der Höhe der Rückflüsse aus dem Verkauf von Strom und entsprechender Grünstromzertifikate davor zurückschrecken, EE-Anlagen zu errichten. Zwar hätte dies nicht die Nichterfüllung der Zubauziele zur Folge, da die relative Menge einzuspeisenden Grünstroms im Quotenmodell vorgegeben ist und durch den Zertifikatspreis geregelt wird. Allerdings wird von mancher Seite befürchtet, dass das Risiko zu einer Erhöhung der Preise für Grünstromzertifikate führe, sodass sich im Quotenmodell die Förderkosten von EE-Anlagen erhöhen.

270. Zuweilen wird in der Diskussion um die Investitionsrisiken im Quotenmodell sogar von einer „Erhöhung von Risiken“ gesprochen. Diese Wirkungsanalyse ist tatsächlich nicht zutreffend, da es im Zuge der Implementierung eines Quotenmodells lediglich zu einer Verlagerung bestimmter Investitionsrisiken käme. Aufgrund der besonderen Relevanz der Frage der Investitionsrisiken hat sich die Monopolkommission intensiver mit dem Effekt einer möglichen Risikoverlagerung beschäftigt.

271. Die investitionsspezifischen Risiken der Errichtung von EE-Anlagen lassen sich anhand der entsprechenden Kapitalrückflüsse in beiden Fördermodellen aufzeigen und vergleichen.

Im Quotenmodell erhält ein Grünstromproduzent Kapitalrückflüsse aus zwei Quellen: einerseits aus dem Verkauf des Grünstroms, andererseits aus dem Verkauf der Zertifikate. Beide Kapitalflüsse sind gewöhnlichen marktlichen Risiken ausgesetzt, die aus möglichen unerwarteten Veränderungen von Angebot und Nachfrage resultieren. Derartige Risiken können die Marktpreise für Strom und Zertifikate im Zeitraum der Refinanzierung beeinflussen. Schwankungen auf der Angebotsseite können dadurch entstehen, dass technologische Einflüsse auf die Produktion von Strom allgemein (Rückflüsse aus der Stromvermarktung) oder speziell Einflüsse auf die Produktion von Grünstrom (Rückflüsse aus der Vermarktung von Grünstrom) vorliegen, die von den Erwartungen der Investoren abweichen können. Ein treffendes Beispiel stellt die Kostenentwicklung von Photovoltaikanlagen dar, welche die Errichtung solcher Anlagen und damit das Angebot direkt beeinflusst. Neben möglichen Risiken aus unerwarteten Schwankungen des Angebotes bestehen auch Risiken im Bereich der Nachfrage, da diese, z.B. abhängig

zung der Marktteilnehmer vorgetragen. Für eine Übersicht über kritische Punkte vgl. z.B. Diekmann, J. u.a., Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG, DIW Wochenbericht 79(45), 2012, S. 15.

von technologischen Entwicklungen, unkalkulierbaren Veränderungen unterworfen sein kann.

Anders als teilweise von einigen Kritikern des Quotenmodells behauptet, entfallen diese Risiken im derzeitigen EEG-Modell durch die garantierte Einspeisevergütung jedoch nur scheinbar. Da der EE-Anlagenbetreiber eine garantierte Vergütung erhält, die unabhängig von der marktlichen Entwicklung gezahlt wird, trägt nicht er die Risiken, sondern die Stromverbraucher. Kommt es beispielsweise zu einem unerwarteten Preisverfall bei einer Grünstromtechnologie, dann trägt der Stromverbraucher die Kosten, da er die Finanzierung der teuren Altanlagen für einen langen Zeitraum garantiert hat. Umgekehrt profitiert der Verbraucher von einer gegenüber der Erwartung ungünstigeren Preisentwicklung für die Errichtung der Anlagen.

Im Hinblick auf die Auswirkungen des Risikos besteht der wesentliche Unterschied zwischen beiden Modellen darin, dass ein privater Betreiber von EE-Anlagen für die Übernahme des Marktrisikos in einem Quotenmodell eine Verzinsung in Form eines Risikoaufschlages auf den Zertifikatspreis erwarten könnte. Demgegenüber bedarf es im System der EEG-Einspeisevergütung eines solchen Risikoaufschlages nicht,³⁰⁷ da dem Investor die Kapitalrückflüsse garantiert werden, die Investition vor diesem Hintergrund getätigt wird und der Verbraucher das Risiko absorbiert.

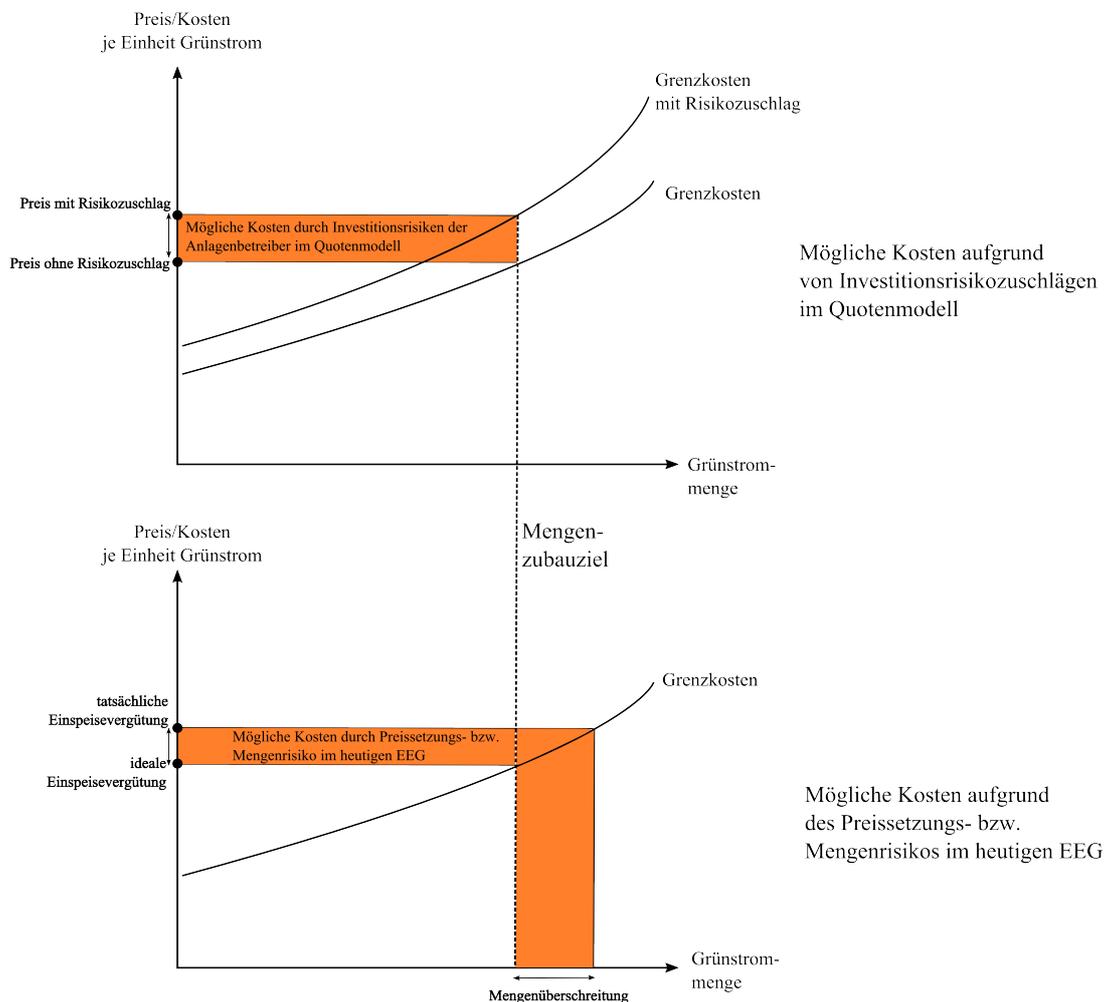
272. Der genannte Risikoaufschlag ist jedoch kein Spezifikum eines Quotenmodells, sondern ist grundsätzlich einem marktlichen System eigen und daher in den allermeisten Industrien bei Investitionsentscheidungen vorzufinden, ohne dass in diesen Fällen eine staatliche Garantie eingefordert würde. Insbesondere ist aber dem möglichen Preisaufschlag für das Investitionsrisiko im Quotenmodell das (bereits in Abschnitt 3.3.2.1 diskutierte) Mengen- bzw. Preissetzungsrisiko gegenüberzustellen, das allein im Rahmen einer Preissteuerung wie dem heutigen EEG auftritt (vgl. Abbildung 3.10). Dabei handelt es sich um ein Risiko, das aus der Ungenauigkeit der Einspeisevergütung im Hinblick auf das Zubauziel resultiert. So muss die Einspeisevergütung exakt so festgelegt werden, dass die sich hieraus ableitende Zubaumenge von EE-Anlagen dem Zubauziel entspricht. Wird der Preis nun aber beispielsweise zu hoch festgelegt, dann kommt es zu einem überplanmäßigen Ausbau und einer – durch die Energieverbraucher finanzierten – Steigerung der Produzentenrente.

Zudem ergeben sich durch die Unflexibilität der Einspeisevergütung Auswirkungen auf das zu tragende Risiko: Bei ungeplanten Änderungen zentraler Wirtschaftlichkeitsfaktoren – wie dem Einkaufspreis für EE-Anlagen – kommt es sofort zu einer veränderten Rentabilität der entsprechenden Anlagen. Eine technologisch bedingte plötzliche Senkung/Erhöhung der Anlagenpreise hätte somit zur Folge, dass es gegenüber dem eigentlichen Zubauziel zu einem überplanmäßig hohen oder niedrigen Zubau kommt. Dabei trägt der Verbraucher unmittelbar das Risiko durch die entstehenden Kosten für den gegenüber der Planung zu hohen (und zu teuren) oder zu geringen Ausbau der EE-Anlagen.

307 Bei isolierter Betrachtung der diskutierten Risikofaktoren.

Abbildung 3.10:

Beispiel möglicher Risikokosten im Quotenmodell und im EEG¹



¹ Das Ausmaß beider Kostenwirkungen hängt von den tatsächlichen Gegebenheiten ab. Die Grafiken zeigen eine theoretische Darstellung beider Effekte, ohne damit einen Rückschluss auf deren tatsächliche Höhe und deren Relation zueinander zuzulassen.

Quelle: Eigene Darstellung

273. Zusammenfassend stellt die Monopolkommission fest, dass es im Falle einer Modifizierung der heutigen EEG-Einspeisevergütung zu einem Quotenmodell zwar möglicherweise zu Risikoaufschlägen durch die Anlagenbetreiber käme. Im Vergleich jedoch zu den erheblichen Kosten, welche die Energieverbraucher durch das mit dem heutigen EEG verbundene Mengenrisiko tragen, hält die Monopolkommission das Problem möglicher Risikoaufschläge für nicht entscheidend. Vielmehr erscheint es nach erfolgreicher Platzierung der erneuerbaren Energien im Markt sachgerecht, das Fördersystem nun markt- und wettbewerbskonformer zu gestalten und die Verbraucher von der Übernahme von Marktrisiken zu entlasten.

3.3.4 Weiterentwicklung der bestehenden Preissteuerung

3.3.4.1 Strompreisbremse des Bundesumweltministers

274. Um den Anstieg der EEG-Umlage³⁰⁸ zu dämpfen und so die Verbraucher zu entlasten, hat Bundesumweltminister Peter Altmaier Anfang 2013 eine Strompreisbremse vorgeschlagen. Die Umsetzung der Energiewende solle gemäß einem Zehn-Punkte-Programms „volkswirtschaftlich verantwortbar und bezahlbar sein, da sie ansonsten ihre eigene Basis untergraben und zerstören würde.“ Dazu gehöre auch, dass sich die Energiepreise in Deutschland von denen anderer Ländern nicht gravierend und dauerhaft entkoppeln dürften.³⁰⁹ Es sei „ein schwerer Geburtsfehler des EEG, dass zwar Fördertatbestände geschaffen, aber keinerlei Belastungs- und Kostenobergrenzen festgelegt wurden.“³¹⁰

275. Konkret sollten die Kosten der EEG-Umlage von 5,277 Cent/kWh im Jahr 2012 für den Zeitraum von zwei Jahren begrenzt und so die Höhe der EEG-Umlage erstmals im EEG festgeschrieben werden. Die EEG-Umlage sollte in den Jahren 2013 und 2014 unverändert auf dem seit 1. Januar 2012 geltenden Wert verbleiben; für die folgenden Jahre sollte ihr Anstieg auf maximal 2,5 % pro Jahr begrenzt werden. Hierdurch sollten Privathaushalte und Unternehmen entlastet werden, auf denen das Kostenrisiko in erster Linie liege.³¹¹ Ohne das Instrument der Strompreisbremse wird für das nächste Jahr mit einem Anstieg der EEG-Umlage von 5,277 auf rund 7 Cent gerechnet.³¹²

276. Bei der Gegenfinanzierung der Strompreisbremse sollte das Prinzip gelten, dass die von der EEG-Umlage bzw. ihren Ausnahmen profitierenden Marktakteure entsprechend ihrem Anteil zur Begrenzung der Ausgaben beitragen sollten. Die Kosteneinsparungen betrafen Einspeisevergütungen und Bonusregelungen bestimmter EE-Anlagen sowie Privilegien stromintensiver Unternehmen, Eigenerzeuger und Selbstverbraucher.³¹³ Die geschätzte jährliche Kostenersparnis betrug nach Angaben des Bundesumwelt- und des Bundeswirtschaftsministeriums ca. 1,86 Mrd. Euro (bezogen auf 2014). Dabei schien noch unklar, wie der Kostenblock der geschätzten Einsparungen von 700 Mio. Euro auf die privilegierten Unternehmen sowie Eigenerzeuger und Selbstverbraucher aufgeschlüsselt werden sollte.

277. Die für die Strompreisbremse notwendigen Gesetzesänderungen sollten noch vor der Sommerpause verabschiedet werden und zum 1. August 2013 in Kraft treten.³¹⁴ Al-

308 Vgl. hierzu Abschnitt 3.3.1.

309 Vgl. BMU, Mit neuer Energie: 10-Punkte-Programm für eine Energie- und Umweltpolitik mit Ambition und Augenmaß von Bundesumweltminister Peter Altmaier, Berlin, August 2012, S. 9, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/10_punkte_programm_bf.pdf.

310 Vgl. BMU, Energiewende sichern, Kosten begrenzen, Vorschlag zur Sicherung einer Strompreissicherung im EEG, 28. Januar 2012, S. 5, http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/Strompreissicherung_20130128.pdf.

311 Vgl. ebenda.

312 Vgl. z.B. Institut der deutschen Wirtschaft Köln e.V., EEG-Umlage: Förderung gehört in den Bundeshaushalt, Köln, Dezember 2012, <http://www.iwkoeln.de/de/infodienste/iw-nachrichten/beitrag/eeg-umlage-foerderung-gehört-in-den-bundshaushalt-112184>.

313 Vgl. BMU/BMWi, Energiewende sichern – Kosten begrenzen, Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, 13. Februar 2013, <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiewende-sichern-kosten-begrenzen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

314 Vgl. ebenda.

lerdings ist die hierfür nötige Einigung zwischen Bund und Ländern gescheitert;³¹⁵ die Strompreisbremse wird aktuell nicht weiterverfolgt. Die Bundesländer hatten gegenüber der Strompreisbremse die Idee einer Senkung der Stromsteuer in die Diskussion eingebracht; dagegen spricht indes aus Sicht des Bundes, dass sich das Kostenproblem mit der Stromsteuer allein nicht lösen lasse.³¹⁶

278. Die Monopolkommission erkennt die Bemühungen der Politik an, zunehmend die mit dem EEG verbundenen Kosten zu diskutieren und den Versuch zu unternehmen, diese einzudämmen. Steigende Stromkosten belasten nicht nur Privathaushalte, sondern auch den größten Teil der Industrieunternehmen, die dadurch im internationalen Wettbewerb benachteiligt sind. Bei der gescheiterten Strompreisbremse hat sich gezeigt, dass in dem komplexen EEG-Fördersystem Kürzungen bisheriger und zukünftiger Einspeisetarife und Einschnitte in bisherige Privilegien (z.B. privilegierter stromintensiver Unternehmen) auf eine Reihe von Widerständen durch die Politik und die betroffenen Interessengruppen stoßen.

Das Instrument einer Strompreisbremse stellt aus Sicht der Monopolkommission keine systemische Änderung des Förderkonzeptes erneuerbarer Energien, sondern lediglich einen punktuellen Eingriff dar, der die strukturellen Schwächen der EEG-Förderung nicht löst und lediglich eine Kosten- bzw. Lastenumverteilung von den Verbrauchern zu den Anlagenbetreibern und den Industriekunden darstellt. Will man dauerhaft und umfangreich die hohen Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien senken, dann führt nach Meinung der Monopolkommission kein Weg an einer grundlegenden, systemischen Umgestaltung der EEG-Preissteuerung hin zu einem Quotenmodell vorbei.³¹⁷

3.3.4.2 *Grünstromkennzeichnung und Vorschlag einer Aufhebung des Doppelvermarktungsverbot zur Unterstützung des EEG-Fördersystems*

279. Die Grünstromkennzeichnung wird nachfolgend lediglich im Kontext bzw. als Fortentwicklung der bereits bestehenden Preissteuerung in Form des EEG-Fördersystems betrachtet. In dem von der Monopolkommission vorgeschlagenen Quotenmodell (vgl. Abschnitt 3.3.3) existieren handelbare Grünstromzertifikate bereits systembedingt, da sie dem Nachweis des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms dienen.

280. Strom ist in physikalischer Hinsicht ein homogenes Gut. Sobald der erzeugte Strom in das Stromnetz gelangt, ist seine Herkunft nicht mehr erkennbar, da im Stromnetz der Strom unterschiedlicher Herkunft „durchmischt“ wird („Stromsee“).³¹⁸ Mithilfe von Strom-Herkunftszertifikaten, welche standardmäßig für eine erzeugte Megawattstunde Strom ausgestellt werden, wird jedoch eine Differenzierung des Stroms nach seiner Herkunft ermöglicht.

315 „Die Gespräche der Chefs der Staatskanzleien mit der Bundesregierung haben gezeigt, dass ein Konsens vor der Bundestagswahl nicht mehr erreichbar ist“, sagte eine Regierungssprecherin, DIE Welt, 20. April 2013, <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article115458869/Kanzleramt-besiegelt-Ende-der-Strompreisbremse.html>.

316 Vgl. Interview mit Peter Altmaier: Begrenzt gut gelaunt, Die Welt, 2. April 2013, <http://www.bmu.de/bmu/presse-reden/medienbeitraege-und-interviews/interview-mit-bundesumweltminister-peter-altmaier-in-die-welt-begrenzt-gut-gelaunt>.

317 Vgl. ausführlich hierzu Abschnitt 3.3.3 sowie noch einmal explizit zu den Vorteilen des Quotenmodells Abschnitt 3.3.3.2.

318 So ist es aus physikalischen Gründen nicht möglich zu gewährleisten, dass ein Ökostromkunde, der heute beispielsweise 100 % erneuerbaren Strom, also „grünen“ Strom, kauft, auch ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom erhält.

Das Hauptaugenmerk richtet sich dabei in der Diskussion um die Herkunftsnachweise insbesondere auf Grünstromnachweise, also Nachweise einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Damit kann aus erneuerbaren Energien gewonnener Strom beim Handel auf Großhandels- und Endkundenmärkten „sichtbar“ gemacht werden und lässt sich so qualitativ – trotz seiner physikalisch homogenen Eigenschaft – im Hinblick auf die Art der Erzeugung gegenüber atomar und fossil erzeugtem Strom abgrenzen. Positive Externalitäten der Erzeugung werden so in das Produkt „Strom“ eingebunden, also internalisiert und diesbezügliche Informationsasymmetrien zulasten der Händler und Endkunden abgebaut.³¹⁹ Die (für die Vermarktung wichtige) Grünstromeigenschaft geht damit bei der Einspeisung in das Stromnetz nicht verloren, sondern kann separat und neben der eigentlichen Strommenge mithilfe eines Herkunftsnachweises bzw. -zertifikates gehandelt werden.

281. Der Markt für Herkunftsnachweise und Gütesiegel erscheint unübersichtlich und intransparent und nicht immer ist für den Endverbraucher der tatsächliche (Zusatz-)Nutzen des Kaufs von Ökostrom ersichtlich. Denn neben dem (bloßen) Ausweis als „Grünstrom“ in Form eines Herkunftsnachweises ist für Endverbraucher ein wichtiger Aspekt, ob und in welchem Umfang die Erlöse aus Grünstromnachweisen zukünftig in den Bau neuer regenerativer Erzeugungsanlagen investiert werden, d.h. ob der Bau neuer EE-Erzeugungsanlagen angereizt wird und damit der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung gesteigert werden kann. Um eine solche Differenzierung zu ermöglichen, wird eine begriffliche Abgrenzung gegenüber Herkunftsnachweisen vorgenommen. Bei Stromtarifen zeigen „Gütesiegel“ im Vergleich zu Herkunftsnachweisen an, dass ein bestimmter Anteil der Einnahmen in den Bau neuer Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung investiert wird und die zertifizierten Anlagen ein gewisses Alter nicht überschreiten.³²⁰

Heterogenität der Herkunftsnachweise und Gütesiegel sowie Doppelvermarktungsverbot

282. Derzeit existieren eine ganze Reihe verschiedener Herkunftsnachweise und Gütesiegel auf Basis privater Initiativen diverser Institutionen: „RECS“, „Greenpeace-Energy“, „Öko-Strom-Label“, „OK Power“, „TÜV“ und „Grüner Strom Label e.V.“³²¹ Das Zertifikatesystem „RECS“ (Renewable Energy Certificates System) wurde 2001 und 2002 als ein von Marktteilnehmern entworfenes, einheitliches System zur Grünstromzertifizierung etabliert. Es soll in über 15 europäischen Ländern anhand harmonisierter und kompatibler Kriterien den Handel mit RECS-Zertifikaten ermöglichen. Die Registrierung der Energieerzeugungsanlagen, das Ausstellen von Herkunftsnachweisen sowie die Verwaltung des Systems für den Transfer und die Einlösung der Herkunftsnachweise übernimmt in Deutschland als „Issuing Body“ das Öko-Institut e.V.³²²

³¹⁹ Analog hierzu zeigen beispielsweise im Bereich der Lebensmittel Biosiegel an, dass diese Produkte „biologisch“ sind, d.h. dass sie zu mindestens 95 % aus ökologischem Landbau stammen und damit bestimmte Anforderungen erfüllen wie z.B., dass keine genetisch veränderten Erzeugnisse oder chemisch-synthetische Pflanzenschutzmittel verwendet wurden. Auf diese Weise werden, wie im Falle der Herkunftsnachweise für Strom, dem Verbraucher die Bedingungen der Erzeugung transparent gemacht.

³²⁰ Vgl. <http://www.verivox.de/oekostrom-preisvergleich>.

³²¹ Vgl. <http://www.verivox.de> (Stand 30. April 2013).

³²² Zu den RECS-Zertifikaten vgl. <http://www.recs-deutschland.de>.

283. 2001 wurden auf europäischer Ebene verbindliche Regeln festgelegt,³²³ wonach die Mitgliedstaaten dafür Sorge zu tragen haben, dass die Herkunft des aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms nach von den einzelnen Mitgliedstaaten festgelegten objektiven, transparenten und nicht diskriminierenden Kriterien garantiert werden kann. Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass auf Antrag ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird (Art. 5 Abs. 1 RL 2001/77/EG). Diese Herkunftsnachweise müssen Angaben zur Energiequelle, zu Zeitpunkt und Ort der Erzeugung sowie bei Wasserkraftanlagen eine Angabe der Leistung enthalten (Art. 5 Abs. 3 RL 2001/77/EG).

284. Die Richtlinie 2009/28/EG³²⁴ legt gegenüber der Richtlinie aus dem Jahr 2001 verbindliche nationale Ziele für den Anteil Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch und im Verkehrssektor fest und konkretisiert die Anforderungen an Herkunftsnachweise.³²⁵ Hiernach muss ein Herkunftsnachweis binnen zwölf Monaten nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit im In- oder Ausland verwendet werden. Zudem wird die Unterscheidung zwischen grünen Zertifikaten, die für Fördersysteme genutzt werden, und Herkunftsnachweisen betont; es solle ermöglicht werden, dass der entstehende Verbrauchermarkt für umweltfreundliche Elektrizität aus erneuerbaren Quellen einen Beitrag zum Bau neuer Anlagen für Energie aus erneuerbaren Quellen leistet. Daher sollen die Mitgliedstaaten von den Elektrizitätsversorgern verlangen können, dass die Angaben zu ihrem Energiemix, die sie gegenüber Endkunden machen, einen Mindestanteil von Herkunftsnachweisen von kürzlich gebauten Anlagen zur Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen enthalten, sofern dieses Erfordernis mit dem Gemeinschaftsrecht in Einklang steht.

285. Das European Energy Certification System (EECS) ist ein verbindliches, harmonisiertes System für den Handel von Herkunftszertifikaten. Innerhalb des EECS können unterschiedliche Arten handelbarer elektronischer Herkunftsnachweise für Strom verwaltet werden. Das EECS wurde von der Association of Issuing Bodies (AIB), zusammengesetzt aus nationalen Issuing Bodies, entwickelt. Die AIB kontrolliert sowohl die Menge an ausgestellten und eingelösten als auch die Menge an exportierten und importierten Zertifikaten innerhalb des europäischen Systems. Für die Gestaltung des EECS dient das Zertifikatesystem RECS als Vorlage.³²⁶

286. Zur Umsetzung der Richtlinie von 2009 wurde am 1. Januar 2013 der Betrieb eines elektronischen Herkunftsnachweisregisters (HKNR)³²⁷ durch das Umweltbundesamt aufgenommen. Damit erfüllt das Umweltbundesamt die Anforderungen gemäß Art. 15 der Richtlinie, wonach die Mitgliedstaaten ein elektronisches Register für Strom aus erneuerbaren Energien errichten müssen. Das Umweltbundesamt ist dafür zuständig, Herkunftsnachweise für in Deutschland erzeugten Strom auszustellen und Herkunftsnachweise in das Ausland (Export) und aus dem Ausland (Import) zu übertragen sowie Herkunftsnachweise, die zur Stromkennzeichnung verwendet werden, zu entwerfen. Der

323 Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EG Nr. L 283 vom 27. Oktober 2001, S. 33.

324 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU Nr. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16.

325 Jeder Mitgliedstaat soll bis 2020 mindestens 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Energie aus erneuerbaren Quellen decken.

326 Insbesondere wird die gleiche technische Infrastruktur genutzt und beide Systeme werden von der AIB verwaltet.

327 Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV) vom 15. Oktober 2012, BGBl. I S. 2147.

Herkunftsnachweis enthält mindestens Angaben zur Energiequelle; Angaben dazu, ob der Herkunftsnachweis Elektrizität oder Wärme/Kälte betrifft; Bezeichnung, Standort, Typ und Kapazität der Anlage; Angaben zu möglichen Investitions-/Förderbeihilfen der Anlage; Datum der Inbetriebnahme der Anlage sowie Ausstellungsdatum, ausstellendes Land und eine eindeutige Kennnummer.³²⁸

287. Derzeit gilt in Deutschland das Doppelvermarktungsverbot nach § 56 EEG, d.h. Herkunftsnachweise werden nicht für Strommengen ausgestellt, die bereits eine EEG-Vergütung nach § 16 EEG oder eine Marktprämie nach § 33b Nr. 1 EEG im Rahmen einer Direktvermarktung nach § 33g EEG erhalten.

Demgegenüber erhält derjenige Herkunftszertifikate, der Strom in einer nicht nach EEG vergütungsfähigen Anlage erzeugt, den Strom direkt gemäß § 33b Nr. 3 EEG vermarktet oder das Grünstromprivileg in Anspruch nimmt (§ 33b Nr. 2, § 39 EEG).³²⁹

288. Hintergrund des Doppelvermarktungsverbotes ist im Grundsatz, eine Doppelförderung (Einspeisetarif bzw. Marktprämie + Zertifikatspreis) erneuerbarer Energien zu vermeiden. Allerdings erscheint ebenfalls plausibel, dass ein striktes Festhalten an dem Doppelvermarktungsverbot in Deutschland möglicherweise auch dadurch motiviert sein könnte, der Implementierung eines Quotenmodells nicht Tor und Tür zu öffnen. Denn eine Aufhebung des Doppelvermarktungsverbotes würde einen deutlichen Schritt in Richtung eines Quotenmodells bedeuten, da hierbei EE-Strom ebenfalls auf zwei unterschiedlichen Wegen vergütet wird (vgl. Abschnitt 3.3).³³⁰

Zukünftiger Handel mit Grünstrom-Herkunftsnachweisen auch an der EEX

289. Am 6. Juni 2013 hat an der Energiebörse EEX der Handel mit Grünstrom-Herkunftsnachweisen begonnen.³³¹ Mit dem Einstieg in den Markt für Grünstrom-Herkunftsnachweise etabliert die EEX eine börsliche Handelsplattform für ein Produkt, das bisher nur außerbörslich gehandelt wurde. Die Zertifikate werden ausschließlich für Kennzeichnungs- und Transparenzzwecke ausgegeben und nach ihrem Einsatz entwertet. Der Handel mit Herkunftsnachweisen an der EEX ist nicht an die Lieferung von Strom gekoppelt. Die Zertifizierung der Herkunftsnachweise erfolgt gemäß der EU-Richtlinie 2009/28/EG und dem EECS.

290. Am Terminmarkt hat der börsliche Handel mit drei Produkten begonnen. Es handelt sich um die Herkunftsnachweise für Strom aus Wasserkraft in der skandinavischen Region (Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark) und der alpinen Region (Schweiz, Österreich und Deutschland) sowie die Herkunftsnachweise für Windkraft aus der Nordseeregion (Deutschland, Dänemark, Niederlande und Belgien). Um die Liquidität in diesem Markt zu bündeln, wird der Handel von Herkunftsnachweisen zunächst nur an einem Tag in der Woche stattfinden.

³²⁸ Vgl. Art. 15 Abs. 6 RL 2009/28/EG.

³²⁹ Vgl. Müschen, K., Bedeutung und Rolle der Herkunftsnachweise, in: Fachtagung des Umweltbundesamtes – Herkunftsnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energiequellen, 18. Januar 2012, http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/hknr/vortraege_vormittag.pdf.

³³⁰ Zwei Vergütungswege meint, dass Strommengen (1) an der Börse oder im OTC-Handel verkauft werden. Darüber hinaus gibt es (2) einen Vergütungsweg über Zertifikate, d.h. es wird für eine erzeugte Megawattstunde EE-Strom ein Grünstromzertifikat ausgestellt, welches im Zertifikatehandel vergütet wird.

³³¹ Vgl. hierzu EEX: Handel mit Herkunftsnachweisen startet am 6. Juni, Pressemitteilung vom 25. April 2013, <http://documents.eex.com/document/132789>.

Vorschlag einer Aufgabe des Doppelvermarktungsverbot bei gleichzeitiger Anreizsetzung für EE-Neubauten

291. Herkunftsnachweise stellen bislang lediglich ein Bilanzierungsinstrument für vorhandene Erzeugungskapazitäten dar und leisten kaum einen Beitrag zur Energiewende. Nach Meinung der Monopolkommission sollten indes die vorhandenen Potenziale von Herkunftsnachweisen dazu genutzt werden, um a) die (massiv gestiegenen) Kosten der EEG-Umlage³³² zu reduzieren und b) neue Anreize für EE-Anlagenbetreiber zu schaffen, in neue Anlagen zu investieren.

292. Behielte man das Doppelvermarktungsverbot weiterhin bei, dann würde sich ein Wechsel in die Direktvermarktung von Herkunftsnachweisen dann lohnen, wenn der Preis den EEG-Erlös übersteigen würde. Dies würde zu Investitionsanreizen und einem Zubau neuer EE-Anlagen führen. Doch von einem solchen Szenario ist der europäische Ökostrommarkt noch weit entfernt, da das Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien europaweit weitaus größer ist als die Nachfrage nach Ökostromtarifen.³³³ Zusätzliche Investitionen in EE-Anlagen werden kaum angereizt.

293. Die Monopolkommission spricht sich für eine Aufhebung des Doppelvermarktungsverbot aus. Für den mit der EEG-Einspeisevergütung und dem Marktprämienmodell geförderten Grünstrom würden dann zusätzlich Herkunftsnachweise ausgestellt werden, die der Anlagenbetreiber vom Umweltbundesamt erhält und an den Übertragungsnetzbetreiber weitergibt. Der Übertragungsnetzbetreiber handelt mit diesen Zertifikaten am Zertifikatemarkt und wird verpflichtet, die Erlöse auf das EEG-Umlagenkonto zu transferieren. Im Ergebnis kann mit diesem Schritt die EEG-Umlage für den Verbraucher verringert werden.

Um zusätzlich den Neubau von EE-Anlagen anzureizen, erscheint es sinnvoll, dass ein Teil, z.B. die Hälfte der Zertifikateerlöse, jährlich an die EE-Anlagenbetreiber zurückfließt. So könnte mit der einen Hälfte der Zertifikateerlöse die EEG-Umlage gesenkt werden und durch den Rückfluss der anderen Hälfte der Zertifikateerlöse an die Anlagenbetreiber könnten zu einem Teil EE-Neubauten angereizt werden.

3.3.4.3 Technologieneutrale Ausgestaltung der bestehenden EEG-Förderung und Ausbau des Marktprämienmodells

294. An dieser Stelle sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich bei der Idee einer technologieneutralen Ausgestaltung der EEG-Förderung sowie einem Ausbau des Marktprämienmodells um Reformvorschläge innerhalb der bestehenden EEG-Preissteuerung handelt, welche eine marktnähere, wettbewerblichere Ausgestaltung zum Ziel haben, um so die Effizienz der Fördermechanismen zu erhöhen.

Technologieneutrale Ausgestaltung der bestehenden EEG-Förderung

295. Eine Weiterentwicklungsmöglichkeit der bestehenden EEG-Preissteuerung besteht darin, einen einheitlichen Fördersatz für alle EE-Technologien festzulegen und damit in

³³² Vgl. hierzu insbesondere die Abbildung 3.6 zur Entwicklung der EEG-Umlage in Abschnitt 3.3.1.1.

³³³ Vgl. Umweltbundesamt, Leisten Herkunftsnachweise einen Beitrag zur Energiewende?, 2012, http://www.umweltbundesamt.de/energie/hknr/faq_hknr_allgemein.htm.

den Fördersätzen nicht mehr nach einzelnen Energieträgern zu differenzieren.³³⁴ Die derzeit für unterschiedliche Technologien differierenden Fördersätze bewirken, dass erneuerbare Energien weder mit konventionellen Energien noch untereinander im Wettbewerb stehen.

Zwar hat eine Technologiedifferenzierung bei den Fördersätzen den Effekt, dass hohe Renditen bei kostengünstigen Technologien vermieden werden. Andererseits bleiben aber mögliche kostengünstige EE-Potenziale ungenutzt, wenn Investoren vornehmlich in Technologien investieren, die aufgrund hoher Fördersätze hohe Renditen versprechen (z.B. Photovoltaik), und damit im Ergebnis ein ineffizienter Technologiemarkt in Deutschland entsteht.

296. Kosteneinsparungen ergäben sich bei einer Harmonisierung der Fördersätze dadurch, dass sich zur Erreichung eines Ausbauziels die kostengünstigsten Technologien durchsetzen würden. Da auch in diesem Fall ein einheitlicher Einspeisetarif künstlich festgelegt werden muss und so die Steuerungswirkung eines am Markt gebildeten Preises fehlt, ist das Ausbauergebnis ungewiss, weil man mit einem zu niedrigen Einspeisetarif hinter den gesetzten Ausbauzielen zurückbleibt³³⁵ und im Falle eines zu hohen Einspeisetarifs Mitnahmeeffekte und (unverändert) hohe Kosten der EE-Förderung generiert. Die Anforderungen an die Informationslage des Gesetzgebers sind in einem preisbasierten Fördersystem insoweit ungleich höher als in einem mengenbasierten System. Grundsätzlich erscheint eine Mengengrenzung – wie derzeit im Bereich der Photovoltaik – wirkungsvoll, um so das Mengen- und damit das Kostenrisiko zu reduzieren.

Dass sich der Markt bei einer technologieunabhängigen Einspeisevergütung lediglich auf einen Energieträger (z.B. Onshore-Wind) verengt, erscheint insoweit unwahrscheinlich, als die Kapazitäten von EE-Anlagen natürlichen Restriktionen unterworfen sind (Kapazitätsgrenzen, z.B. aufgrund des begrenzten Flächenangebotes und begrenzter Bebauungsmöglichkeiten für Windenergie). Um eine vorgegebene Ausbaumenge erreichen zu können, dürfte auch Onshore-Windenergie in der Nähe seiner Kapazitätsgrenze sehr teuer werden und andere EE-Energieträger würden dann vergleichsweise kostengünstiger und damit wieder rentabel.

Ausbau des Marktprämienmodells

297. Im Vergleich zum Konzept einer technologieneutralen Ausgestaltung der bestehenden EEG-Einspeisetarife bietet das Marktprämienmodell den Vorteil, dass EE-Anlagenbetreiber in Marktprozesse einbezogen werden und damit einen Anreiz erhalten, ihre Produktion an der Nachfrage auszurichten. Bislang erlaubt das EEG EE-Kraftwerksbetreibern, zum ersten Kalendertag eines Monats die Vergütungsform zu wechseln (§ 33d Abs. 1 EEG).

298. Eine erste Möglichkeit der Weiterentwicklung der Marktprämie besteht darin, die Zahlung der Vergütung bei negativen Börsenpreisen auszusetzen. In Stunden, in denen beispielsweise aufgrund einer massiven Windeinspeisung und einer geringen Stromnachfrage negative Börsenpreise auftreten, entsteht für Nachfrager eine Doppelbelastung

334 Vgl. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Jahresgutachten 2012/13, a.a.O., S. 282 f.; RWI, Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, a.a.O., S. 32 f.

335 Vgl. zu den anvisierten Ausbauzielen Abschnitt 3.1.

für die EEG-Umlage aus Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber einerseits und „Entsorgungskosten“ bei der Vermarktung an der Strombörse andererseits.³³⁶ Überdies würde für die EE-Anlagenbetreiber so ein Anreiz für eine verbesserte nachfrageorientierte Produktion und für den Ausbau von Speichertechniken gesetzt werden.

299. Ein deutlich weiterführendes Konzept liegt – mit Blick auf eine Reform des Marktprämienmodells – darin, dieses Modell verpflichtend für alle Neuanlagen vorzusehen.³³⁷ Damit könnte die Marktintegration der erneuerbaren Energien beschleunigt werden, da nun für EE-Anlagenbetreiber Anreize bestünden, den Markt zu beobachten und hinsichtlich ihrer Einspeise- und Investitionsentscheidungen entsprechend zu berücksichtigen. Kleinere Stromerzeuger könnten für eine effizientere Vermarktung Stromhändler beauftragen, welche bereits zum jetzigen Zeitpunkt die Vermarktung kleiner Anlagen im Zuge des Marktprämienmodells übernehmen. Für eine Übergangszeit könnte für kleinere Anlagen unter 100 kW die Möglichkeit vorgesehen werden, gegen ein Entgelt die Übertragungsnetzbetreiber mit der Vermarktung – wie bislang üblich – zu beauftragen.

300. Eine weitere Reformoption ist eine technologieneutrale Ausgestaltung des Marktprämienmodells. So sollte es zukünftig, anders als im aktuellen Marktprämien-Förderregime – wie auch bei der technologieneutralen Ausgestaltung der bestehenden EEG-Förderung beschrieben –, keine nach Technologien differenzierende Vergütung mehr geben, sondern einen für alle Anlagenbetreiber gleichermaßen festgelegten, jährlichen, festen Abnahmepreis, einen allgemeinen (garantierten) Fixpreis.³³⁸ Eine solche Preisuntergrenze minimiert das unternehmerische Risiko und bewirkt insoweit Investitionssicherheit, da der Anlagenbetreiber davon ausgehen kann, dass er zumindest einen Preis in Höhe des Fixpreises erzielt. Erzielt der Anlagenbetreiber einen Preis unterhalb des Fixpreises, erhält er eine Nachzahlung, umgekehrt erzielt er einen Gewinn.³³⁹ Obwohl das unternehmerische Risiko durch die Festlegung einer preislichen Untergrenze verringert würde, enthielte das Modell in dieser neuen Ausgestaltung aufgrund seiner Technologieneutralität und der verpflichtenden Marktteilnahme mehr wettbewerbliche Elemente als die bestehende Marktprämie.

301. Da bei einer zu hohen Festlegung des Fixpreises die Gefahr eines ungebremsten Zubaubooms besteht, wie er in Deutschland im Bereich der Photovoltaik zu beobachten ist, schlägt die Monopolkommission zu dessen Vermeidung eine jahresbasierte Begrenzung der Registrierung von Neuanlagen vor. Sofern die festgelegte Jahreszubaumenge bereits früh im betreffenden Jahr ausgeschöpft wurde, ergeben sich hieraus deutliche Hinweise, dass der Fixpreis sehr hoch angesetzt war und sofort bzw. spätestens im Folgejahr reduziert werden kann.

336 Negative Börsenpreise bedingen, dass ein Stromverkäufer einem Käufer dafür Geld bezahlen muss, dass dieser seinen Strom abnimmt. Gleichzeitig sollte für Neuanlagen die Managementprämie abgeschafft werden; vgl. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiewende-sichern-kosten-begrenzen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

337 Bei der Strompreisbremse war vorgesehen, dass Anlagen über 150 kW, die ab 1. August 2013 in Betrieb genommen wurden, direkt vermarkten müssen.

338 Vgl. hierzu auch die Ausführungen zur geplanten Ausgestaltung des Förderregimes in Großbritannien in Abschnitt 3.3.5.

339 Im geplanten britischen Fördersystem muss der Anlagenbetreiber in diesem Fall hingegen eine Rückzahlung leisten (vgl. Abschnitt 3.3.5).

3.3.5 Erfahrungen mit Fördersystemen in Großbritannien: Wirklich ein Negativ-Beispiel?

302. In der Diskussion um mögliche Reformen der deutschen Förderung erneuerbarer Energien spielen Ländervergleiche eine wichtige Rolle. Solche Vergleiche bieten eine Möglichkeit, die Wirkungen bestimmter Fördersysteme durch die im Ausland gemachten Erfahrungen empirisch zu überprüfen. Insbesondere die Debatte um die grundsätzliche Ausgestaltung des Fördermechanismus als Mengen- oder Preissteuerung und die Frage nach technologiespezifischer oder technologieutraler Ausrichtung wird von Vergleichen mit anderen Staaten erheblich beeinflusst. Während etwa die Situation in Schweden vielfach als ein Vorbild für ein effizientes Fördersystem angesehen wird, verweisen Kritiker grundlegender Reformen des in Deutschland bestehenden Fördermechanismus vor allem auf negative Erfahrungen mit scheinbar ähnlichen Ansätzen in Großbritannien. Dort sei man von einem Quotensystem und damit einer Steuerung über die Zubaumenge wieder abgekommen, habe ein Festvergütungssystem ähnlich dem deutschen eingeführt bzw. plane dies für die Zukunft und habe des Weiteren die frühere Technologieutralität der Förderung aufgegeben.³⁴⁰ Die Monopolkommission hat sich vor diesem Hintergrund eingehend mit der Situation in Großbritannien befasst und geprüft, inwieweit die dortigen Erfahrungen auf Deutschland übertragbar sind.

303. Tatsächlich hat Großbritannien sein Fördersystem für erneuerbare Energien mehrmals überarbeitet und dabei sowohl auf Preis- als auch Mengensteuerungsmechanismen gesetzt. In der Entwicklung der britischen Fördersysteme lassen sich seit dem Jahr 2002 drei grundlegende Fördermechanismen unterscheiden:

- Seit 2002 besteht der wichtigste Fördermechanismus für EE-Anlagen in den sog. „Renewable Obligations“ (RO). Dabei handelt es sich um ein Fördersystem mittels Grünstromzertifikaten für Produzenten von erneuerbaren Energien und jährlich zu erfüllenden Quoten für Energielieferanten. Bekam der Betreiber einer EE-Anlage zu Beginn des Systems noch für jede eingespeiste Megawattstunde unabhängig von der Erzeugungstechnologie stets ein Zertifikat zugeteilt, wurde dies mit der Renewables Obligation Order 2009 aufgehoben und durch eine technologiespezifische Gewichtung der Anlagen („banding“) ersetzt.³⁴¹ Der Fördermechanismus selbst steht Neuanlagen noch bis März 2017 offen; damit läuft dieses System derzeit aus. Die Quotenpflicht und der Handel mit bereits ausgestellten Zertifikaten werden jedoch noch bis 2037 erhalten bleiben.
- Seit dem Jahr 2009 gibt es für kleine EE-Anlagen bis 50 kW zudem ein Fördersystem über technologiedifferenzierte „Feed in Tariffs“ (FIT). Diese sind im Wesentlichen vergleichbar mit festen Abnahmepreisen für eingespeiste Energie und damit mit den in Deutschland bekannten Einspeisetarifen. Sie sind damit ökonomisch dem Modell der Preissteuerung zuzuordnen. Allerdings waren sie im Rahmen eines zur Verfügung stehenden Budgets auch mengenmäßig begrenzt. Wäh-

³⁴⁰ Vgl. Diekmann, J. u.a., Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG, a.a.O., S. 15-20, insbesondere S. 18; Thomas, H., Großbritannien: langer Abschied vom Quotensystem für erneuerbare Energien, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(8), 2012 S. 65 -67.

³⁴¹ Danach kann man im Moment für Onshore-Windenergie weiterhin ein Zertifikat je Megawattstunde erhalten. Andere Technologien werden zwischen 0,25 und zwei Zertifikaten angesetzt. Für eine Liste vgl. <http://chp.decc.gov.uk/cms/roc-banding/>.

rend die Tarife regelmäßig angepasst werden, sind derzeit keine grundsätzlichen Änderungen am FIT-System zur Förderung kleiner Anlagen vorgesehen.

- Im Rahmen einer größeren Energiemarktreform ist für das Jahr 2014 zudem ein neuer Fördermechanismus geplant, der durch den Abschluss von „Contracts for Difference“ (CfD) für erneuerbare Anlagen über 50 kW, CO₂-Speicher und auch Atomkraftwerke einen kontinuierlichen Zahlungsfluss über 15 Jahre (Kontrakt-dauer) gewährleisten soll. Anders als in deutschsprachigen Rezeptionen zum Teil dargestellt, handelt es sich dabei jedoch nicht um ein typisches System von Einspeisetarifen gemäß CfD, vielmehr enthält der neue Fördermechanismus auch Elemente einer Mengensteuerung mit festen Fördersätzen innerhalb des Investitionszeitraumes. Zunächst soll der Mechanismus parallel zur Förderung über das RO-System existieren und Letzteres in 2017 ablösen. Für die Zukunft sind zudem Weiterentwicklungsstufen des CfD-Systems geplant, die eine Auktionierung (ab 2017) und technologieneutrale Ausgestaltung der Auktionen (ab 2020) vorsehen.

304. Der Wandel der britischen Förderpolitik – und dabei insbesondere die Abkehr von dem einst durch die RO eingeführten, technologieneutralen Quotensystem – stellt dabei ein häufig angeführtes Argument gegen die Übernahme eines solchen Fördermodells auf dem deutschen Markt dar. Dieser Kritik soll im Folgenden nachgegangen werden, indem vor allem der Übergang der beiden für große Anlagen relevanten Fördersysteme näher betrachtet wird: das bisher geltende RO-System in der Systematik eines Quotenmodells und das geplante CfD-System. Augenfälligster Unterschied zwischen diesen beiden Fördermechanismen ist die Fixierung der Förderhöhe durch die Einführung der CfD. Im bestehenden RO-System erhält ein Investor, der in EE-Anlagen investiert, zum einen den Marktpreis für Strom und zum anderen den Marktpreis für die an ihn ausgegebenen Zertifikate. Beide Preise schwanken innerhalb des Refinanzierungszeitraumes der Anlage und unterliegen somit einem Risiko.

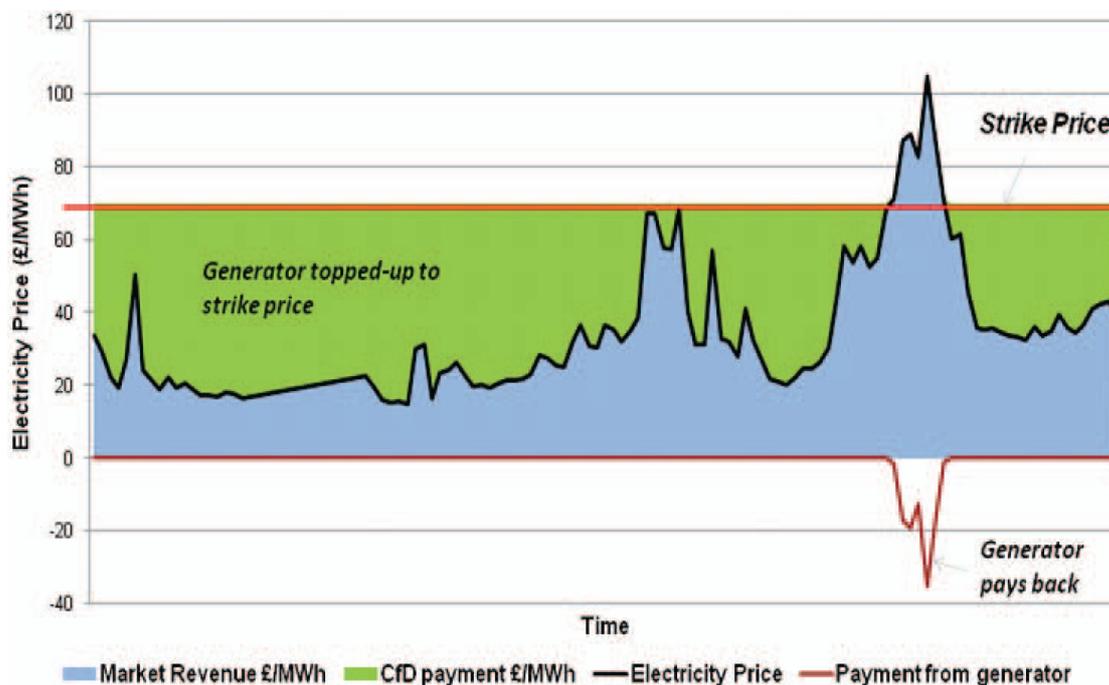
Demgegenüber wird dem Investor durch die CfD de facto ein zunächst von der Regierung bestimmter fixer Abnahmepreis („Strike-Preis“) für den Refinanzierungszeitraum garantiert.³⁴² Auch im Rahmen der CfD veräußern die Investoren den Strom aus den geförderten Anlagen am Markt. Allerdings erhalten Investoren regelmäßig eine zusätzliche Auszahlung, die dem Unterschied zwischen einem Referenzpreis (der den Marktpreis und damit den erzielten Erlös widerspiegeln soll) und dem festgelegten Strike-Preis entspricht. Liegt der Marktpreis über dem Referenzpreis, erfolgt eine Rückzahlung des Differenzbetrages durch den Anlagenbetreiber (vgl. Abbildung 3.11). De facto erzielt ein Investor durch den CfD ungefähr den Strike-Preis für seine eingespeiste Energie. Damit ähnelt das System der CfD dem in Deutschland bereits eingeführten Marktprämienmodell³⁴³.

342 Dabei soll der Preis auf Basis der Grenzkosten verschiedener Technologien festgelegt werden.

343 Vgl. Tz. 229 ff.

Abbildung 3.11:

Wirkung des geplanten britischen CfD-Fördersystems



Quelle: Department of Energy & Climate Change, Electricity Market Reform: Policy Overview, November 2012, S. 15, http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/markets/electricity/electricity.aspx

305. Vermutlich ist es der Ähnlichkeit zum Marktprämienmodell zuzuschreiben, dass in Deutschland im Zusammenhang mit dem britischen CfD-System häufig von einem System, vergleichbar dem in Deutschland gängigen Fördermechanismus mit festen Abnahmepreisen für einzelne Technologien, gesprochen wird. Bei näherer Betrachtung werden jedoch mehrere ganz erhebliche Unterschiede zu den deutschen Mechanismen deutlich. Ein strukturell ganz wesentlicher Unterschied besteht dabei in der Begrenzung der auszugebenden CfD-Kontrakte. Diese sollen in Abhängigkeit von einem Budgetvolumen für einzelne Zeitperioden limitiert werden; bei einer das Budget übersteigenden Nachfrage muss demzufolge ein Zuteilungsmechanismus in Kraft treten (geplant ist zunächst die Verwendung des Windhundprinzips). Von besonderem Interesse ist zudem die Planung für die weitere Entwicklung des CfD-Fördersystems im Rahmen der Elektrizitätsmarktreform. Danach ist vorgesehen, dass ab 2017 die CfD in Ausschreibungen vergeben werden sollen.³⁴⁴ Insofern würde dann der Strike-Preis als Ausschreibungsparameter durch ein wettbewerbliches Verfahren festgesetzt. Ab 2020 ist weiter geplant, die Ausschreibungen sogar technologie-neutral durchzuführen.

306. Somit zielt das CfD-System darauf, in seiner letzten Umsetzungsstufe eine vorgegebene Ausbaumenge an EE-Anlagen (Mengensteuerung) durch ein wettbewerbliches Verfahren zu dem günstigsten Preis zu erhalten. Zwar werden den Investoren weitgehend fixe Vergütungen garantiert, jedoch ist die Zubaumenge und damit die Menge der

³⁴⁴ Vgl. Department of Energy & Climate Change, Electricity Market Reform: Policy Overview, November 2012, Tz. 32.

ausgegeben CfD vorgegeben und die Vergütungshöhe wird im Rahmen der Ausschreibung des Strike-Preises marktlich determiniert. Zudem wird mittelfristig auch eine technologieneutrale Förderung und Ausschreibung angestrebt. Das britische CfD-System ähnelt dann einer staatlichen Ausschreibung einer bestimmten Erzeugungskapazität, die im Rahmen der garantierten Vergütung finanziert wird.

307. Der Wechsel zur CfD-Förderung und die diversen Änderungen des ursprünglichen RO-Systems, dem bisher bestehenden britischen Quotenmodell, sind indes auf die verschiedenen Besonderheiten des britischen Energiemarktes zurückzuführen. So ist das britische Quotenmodell aus mehreren Gründen institutionell nicht effizient ausgestaltet. Ein hervorzuhebendes Problem liegt dabei in den hohen Risikoprämien³⁴⁵ des RO-Systems, die zur Folge haben, dass das britische Quotenmodell kostenintensiver als notwendig ist. Im RO-System liegt das Risiko der Förderhöhe für einen Investor insbesondere in der Unsicherheit über die weitere Entwicklung des Zertifikatspreises. Dieser ist neben weiteren Faktoren vor allem abhängig von der vorgegebenen Zubaumenge (der zukünftigen Soll-Quote) und dem sog. Buy-out-Preis, einer Zahlung, die von Energielieferanten anstelle des Nachweises eines Zertifikates geleistet werden kann, um ihre Soll-Quoten zu erfüllen. Im RO-System werden die Soll-Quoten und der Buy-out-Preis in der Regel jährlich von der Regulierungsbehörde Ofgem neu veröffentlicht.³⁴⁶ Die langfristige Soll-Quote und die Wirkung des Buy-out auf die tatsächlich zu erfüllende Ist-Quote sind für Investoren in Großbritannien damit nicht sonderlich transparent, womit sich das britische Modell etwa von dem in Schweden und von den Vorschlägen der Monopolkommission für ein deutsches Quotenmodell unterscheidet. Das britische RO-System erfordert aus diesem Grund vergleichsweise höhere Risikoprämien und verteuert somit die Förderung.

Der in der politischen Diskussion häufig angeführte Vergleich von Preisen für Windenergie in Deutschland und Großbritannien, welche im britischen Quotensystem höher seien als im deutschen System der Einspeisevergütung, ist jedoch nicht zielführend, um eine Aussage über die Effizienz des britischen Quotensystems oder die der deutschen Preissteuerung zu treffen. Zum einen darf bei der Berücksichtigung des britischen Börsenpreises für Energie nicht übersehen werden, dass darin bereits ein Netzentgelt im Rahmen der G-Komponente berücksichtigt wurde. Zum anderen ist ein Vergleich mit der Erzeugungstechnologie mit den in Deutschland geringsten Fördersätzen nicht aussagekräftig, da sich die Ineffizienz der deutschen Förderung eher in den Preisen für andere Technologien zeigt.

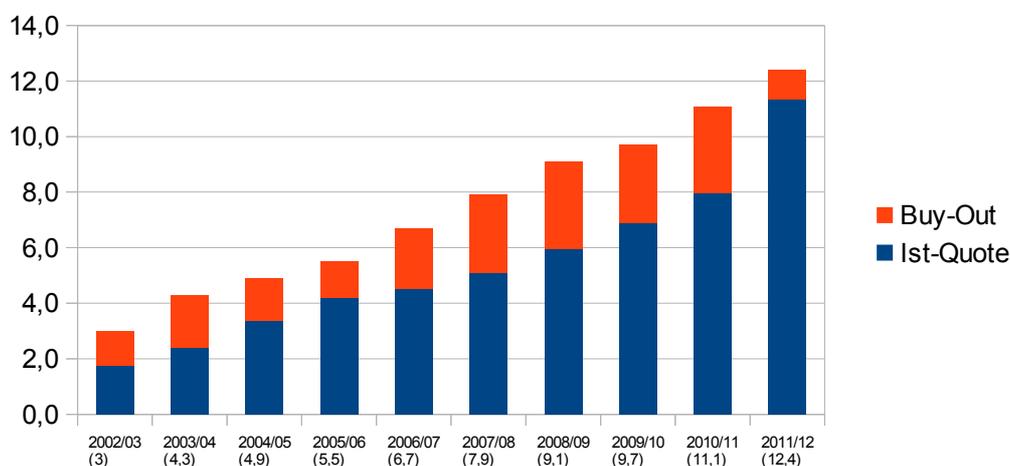
345 Zum allgemeinen Problem von Risikoprämien in einem Quotenmodell vgl. auch Abschnitt 3.3.3.3.

346 Die Berechnung der jeweils aktuellen Soll-Quote ergibt sich aus einer ministeriellen Verfügung (Renewable Obligations Order 2009). Diese sieht zwei alternative Berechnungen der im folgenden Jahr geltende Quote vor, wobei der jeweils höhere Wert die geltende Soll-Quote bestimmt. In Anhang 1 der Verfügung werden dazu zum einen für die folgenden sieben Jahre (bis 2015/2016) ansteigende Quoten vorab festgelegt. Zum anderen erfolgt eine Alternativberechnung („Headroom“), indem die jeweils zuletzt erreichte Zertifikatmenge (Anteil Ist-Quote) mit einer Prognose über den Zubau von Anlagen im Folgejahr (Anteil Quote aus Zubauerwartung) addiert wird. Auf die resultierende Zertifikatmenge wird zudem ein Aufschlag von derzeit 10 % festgelegt (bis zur Periode 2010/2011 noch 8 % und danach durch eine Änderungsverfügung – Renewable Obligations Order Amendment 2010 – angepasst) und in Verbindung mit der Verbrauchserwartung eine neue Quote kalkuliert. Für das Jahr 2013/2014 liegt die aus der Headroom-Kalkulation ermittelte Quote (20,6 %) deutlich über dem in der Verfügung festgelegten Wert (13,4 %) und ist somit bindend. Zur Berechnung für 2013/2014 vgl. Department of Energy & Climate Change, Calculating the Level of the Renewables, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65530/6527-calculating-renewables-obligation-2013-14.pdf.

308. Neben dem Problem der Risikoprämien bestand das andere erhebliche Problem des britischen Quotenmodells darin, dass die Quoten für den Zubau von EE-Anlagen tatsächlich nicht erreicht wurden. Verantwortlich dafür war insbesondere ein niedriger Buy-out-Preis, der es Lieferanten faktisch erlaubte, die nach der Quote notwendige Menge an Grünstromzertifikaten zu unterschreiten. Abbildung 3.12 zeigt, dass die jährlichen Quoten stets nur teilweise erfüllt werden, während die Buy-out-Option relativ häufig in Anspruch genommen wird. Dies ist einerseits auf das nachfolgend dargelegte Ausbauproblem der erneuerbaren Energien in Großbritannien und andererseits auf den geringen Buy-out-Preis zurückzuführen, der kontinuierlich von etwa 30 auf 39 Pfund gestiegen ist, während der Marktpreis für RO-Zertifikate (ROC) seit Beginn des RO-Systems zwischen ungefähr 38 und 52 Pfund schwankt.³⁴⁷

Abbildung 3.12:

Soll-Quoten und tatsächliche Quotenerfüllung im RO-System¹



¹ Die Angaben zur Verteilung Ist-Quote/Buy-Out enthalten ab dem Zeitraum 2005/2006 möglicherweise eine geringe Verzerrung, da die Verteilung auf Basis der Zertifikatequote im Vereinigten Königreich kalkuliert wurde. Die Soll-Quote trifft hingegen nur für Großbritannien zu, da Nordirland eigene Soll-Quoten besitzt.

Quelle: Eigene Darstellung; Berechnung auf Basis von Angaben in: Ofgem, RO Annual Reports, 2002 bis 2012

309. Des Weiteren muss die britische Situation insbesondere vor dem Hintergrund der erheblich geringeren Möglichkeiten des Ausbaus von EE-Anlagen im Vergleich zu kontinentaleuropäischen Ländern betrachtet werden. So betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix im Jahr 2011 lediglich 9 %³⁴⁸ und war damit auch aus Sicht Großbritanniens zu niedrig und vor allem nicht geeignet, die europäischen Vorgaben für den Klimaschutz und die Rückführung der CO₂-Emissionen ausreichend zu unterstützen. Dabei steht der Ausbau der erneuerbaren Energien in Großbritannien aufgrund schwieriger Voraussetzungen vor erheblichen Problemen: Vor allem Windkraftanlagen

³⁴⁷ Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die Einnahmen aus Buy-outs im RO-System auf die Inhaber der Zertifikate umverteilt werden. Die Auszahlung je Zertifikat lässt sich ex ante nur ungenau abschätzen und sorgt somit für eine zusätzliche Unsicherheit bei Investoren. Die Auszahlungen pro Zertifikat bewegen sich in der Regel im niedrigen einstelligen Pfund-Bereich. Für Daten zu ROC-Preisen und Buy-out-Preisen vgl. Ofgem, RO Annual Reports, 2002 bis 2012, <http://www.e-roc.co.uk>.

³⁴⁸ Vgl. Department of Energy & Climate Change, Digest of UK energy statistics.

leiden unter einem ganz erheblichen Akzeptanzproblem, da die (als nachteilig empfundene) Veränderung des Landschaftsbildes in Großbritannien besonders kritisch betrachtet wird. Oftmals wird die notwendige Planungsgenehmigung verweigert. Offshore-Windkraftanlagen weisen dieses Problem zwar selten auf und aufgrund der großen Küstenfläche Großbritanniens böten sich genügend Ausbaumöglichkeiten, allerdings ist der Bau und Anschluss dieser Offshore-Anlagen sehr kostenintensiv. Die Möglichkeiten zum Einsatz von Biomasse und Wasserkraft sind in Großbritannien im Vergleich zu Kontinentaleuropa begrenzt und die Kapazitäten sind bereits weitgehend ausgereizt bzw. im Falle der Biomasse lediglich durch Importe zu steigern. Der Einsatz von Photovoltaikanlagen ist zudem nicht ausreichend effizient und als einzige Technologie sehr kostenintensiv. Die problematische Situation in Großbritannien wird auch darin deutlich, dass Großbritannien derzeit sogar die Förderung von Windkraftanlagen in Irland prüft, die durch ein Unterseekabel an das britische Netz angeschlossen werden sollen.

Die besonders schwierige Lage beim kurzfristigen Ausbau der erneuerbaren Energien hat auch dazu beigetragen, dass das Land zumindest übergangsweise auf eine nach Technologien differenzierte Förderung umgestellt hat, um Ausbaupotenziale und entsprechende Kosten geeigneter kontrollieren zu können. Dass in Großbritannien zudem nicht allein die Konzentration auf den Ausbau der EE-Anlagen, sondern vielmehr die Reduktion von CO₂ und die Erfüllung europäischer Klimaschutzvorgaben im Mittelpunkt stehen, wird insbesondere daran deutlich, dass die kommende Förderung über CfD auch die (CO₂-arme) Kernkraft und CO₂-Speichertechnologien (CCS) einschließen soll. Wenn grundsätzliche Probleme des Ausbaus von EE-Anlagen gelöst sind, plant Großbritannien wieder eine Umstellung auf eine technologie neutrale Förderung durch eine entsprechende Ausschreibung von CfD.

310. Für die Diskussion um die Erfahrungen aus Großbritannien erscheinen der Monopolkommission die folgenden Beobachtungen und Schlussfolgerungen für deutsche Reformpläne relevant:

- Im britischen Quotensystem war die Zubauquote nicht langfristig vorgegeben und die faktische Preisobergrenze durch den Buy-out-Preis relativ niedrig angesetzt, was zu Unsicherheiten bei Investoren, höheren Risikoprämien und schließlich zur Umstellung auf das CfD-System beigetragen hat. Die Einführung eines effizienten Quotenmodells in Deutschland sollte daher einen langfristigen Zubaupfad und einen höheren Buy-out-Preis (z.B. in Abhängigkeit von dem Marktpreis für Zertifikate) vorgeben, wie es der Vorschlag der Monopolkommission vorsieht.
- Großbritannien sieht nach dem Auslaufen des RO-Systems auch mittels des CfD-Systems einen Fördermechanismus vor, der neben einem fixierten Preis auch Elemente einer Mengensteuerung und marktliche Ausschreibungsmechanismen enthält bzw. zukünftig enthalten soll. Sofern das bestehende deutsche Fördersystem in seiner Systematik beibehalten wird, sollte die Einführung ähnlicher wettbewerblicher Elemente vorgesehen werden, um eine höhere Effizienz der Mechanismen zu gewährleisten.
- Die Funktionsfähigkeit einer Mengensteuerung und einer technologie neutralen Förderung ist auch abhängig von dem Entwicklungsstand und der gesellschaftspolitischen Akzeptanz des Ausbaus unterschiedlicher Technologien. Die besondere Ausbauproblematik in Großbritannien hat zu einer vorübergehenden Abkehr

von einer technologieneutralen Förderung geführt. In Deutschland hat man jedoch bereits substanzielle Erfahrungen mit einer Reihe unterschiedlicher Technologien gewonnen, sodass die technologieneutrale Ausgestaltung eines deutschen Fördersystems eine höhere Effizienz verspricht.

- Kleine Anlagen, die für eine dezentrale Einspeisung von Energie erforderlich sind, bedürfen ebenfalls eines einfachen Zugangs zu einem Fördersystem. In Großbritannien wurde ein solcher Zugang durch die Einführung des FIT-Systems geschaffen. Die Vorschläge der Monopolkommission zur Einführung eines Quotenmodells in Deutschland sehen daher für eine Übergangsphase entsprechende Sonderregelungen für Kleinanlagen vor.³⁴⁹

3.4 Netzungleichgewichte – Netzausbau und alternative Mechanismen

3.4.1 Das Problem der Netzungleichgewichte

311. Während bei dem nachfolgenden Themenkomplex der langfristigen Kapazitätsmechanismen (vgl. Abschnitt 3.5.2) grundsätzlich die Frage nach dem Vorhandensein insgesamt ausreichender Stromkapazitäten gestellt wird, sind bei Netzungleichgewichten im Grundsatz zwar ausreichend Kapazitäten vorhanden, diese befinden sich aber im Ungleichgewicht zu den Verbrauchsstandorten. Als Ursache für Netzungleichgewichte werden vor allem zwei Gründe genannt: zum einen grundlegende Veränderungen bei der Erzeugerstruktur im Zuge der Energiewende und zum anderen der anvisierte gemeinsame europäische Strombinnenmarkt (Marktintegration).³⁵⁰

- Der verstärkte Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien bedingt, dass sich die Anlagenstruktur bei der Energieerzeugung verändert. So zeichnen sich die Standorte vieler Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (insbesondere Wind, Sonne, Biomasse) typischerweise durch eine – im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken – dezentrale Struktur aus. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken geben bei EE-Erzeugungsanlagen meteorologische und weitere die Vergütung berücksichtigende Faktoren den Ausschlag für den Standort der Anlagen. Zudem sind EE-Anlagen typischerweise kleiner, sodass eine große Zahl von EE-Anlagen jetzt und zukünftig an die bestehende Netzinfrastruktur und an alle Spannungsebenen und nicht mehr hauptsächlich an die Übertragungsebene angebunden werden muss. Da EE-Anlagen und Lastzentren nicht immer beieinanderliegen, muss die Netzinfrastruktur so angepasst werden, dass der EE-Strom von den Erzeugungs- zu den Verbrauchsstandorten transportiert werden kann. Befördert wird das Auseinanderdriften von Produktion und Verbrauch durch Unbundlingprozesse, da die Verbindung zwischen Erzeugung und Netzbetrieb nicht mehr besteht und Netzbetreiber Engpässe somit nicht mehr mit einem direkten Zugriff auf ihre Produktion ausgleichen können. So muss deutlich mehr Energie als bislang über große Distanzen transportiert werden. Dabei spielt in Deutschland vor allem die Nord-Süd-Achse eine wichtige Rolle. So werden im Norden Deutschlands immer größere Mengen an Windstrom erzeugt, während der 2011 beschlossene Kernenergieausstieg zu einer Re-

349 Vgl. Tz. 266.

350 Vgl. http://www.netzausbau.de/cln_1932/DE/Netzausbau/Warum_Netzausbau/warum_netzausbau_no-de.html.

duktion an Erzeugungskapazitäten, die vor allem die Versorgung im Süden sichergestellt haben, führt.

Große Strommengen, die beispielsweise wetterbedingt auf Basis von Sonnenenergie vorrangig in das Stromnetz eingespeist werden, führen dazu, dass lokal mehr Energie erzeugt als verbraucht wird. Diese überschüssige Energie „bahnt“ sich einen Weg aus dem Verteil- über das Mittelspannungs- in das Übertragungsnetz, muss abtransportiert und an anderer Stelle verbraucht werden. Dabei soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass Strom physikalisch nicht nur den kürzesten Weg zwischen zwei Punkten nimmt, sondern ein Teil des Stroms über andere Verbindungsstrecken zwischen diesen beiden Punkten fließt, da sich Strom selbst den Weg des geringsten Widerstandes durch das Netz sucht. Dieses als „Loop Flows“ (Ringflüsse) bekannte Phänomen ist eine Besonderheit von Elektrizitätsübertragungswegen. Im Elektrizitätsnetz hat die gleichzeitige Einspeisung und Entnahme an den verschiedenen Netzpunkten ebenso Auswirkungen auf das konkrete „Umgangverhalten“ wie die Gesamtsystemdeterminanten (z.B. Spannungsbeschränkungen).³⁵¹ So verursacht in vermaschten Stromnetzen insbesondere ein vermehrter Ausbau von Windenergie immer auch Loop Flows auf Nachbarsysteme (z.B. auf Nachbarstaaten), welche darauf reagieren und ihre Nettoübertragungskapazitäten anpassen müssen.

- Des Weiteren spielt bei der Frage der Netzungleichgewichte der angestrebte gemeinsame europäische Strombinnenmarkt und die damit verbundene Reduktion physischer Engpässe eine wichtige Rolle. Ein wachsender internationaler Stromhandel erfordert Netzverbindungen, mit denen nationale Energiemärkte in den europäischen Energiebinnenmarkt integriert werden können.

Derzeit befinden sich ein Leitungsbauvorhaben zwischen den Netzen der TenneT und der österreichischen Austrian Power Grid AG (APG) sowie ein Leitungsbauvorhaben zwischen 50Hertz und dem polnischen Netzbetreiber PSE-O im Planungsverfahren. Zudem wurden im Netzentwicklungsplan 2012 Ausbauvorhaben nach Norwegen, Belgien, Dänemark und Schweden genehmigt.

3.4.2 Aktuelle Situation des Netzausbaus

312. Netzungleichgewichte können durch einen Ausbau der Netze reduziert oder ganz aufgehoben werden. Nachfolgend werden daher aktuelle Entwicklungen im Bereich der Übertragungs-, Verteil- und Gasnetze dargestellt.

3.4.2.1 Übertragungsnetze

313. Ein Netzausbau ist grundsätzlich auf allen Netzebenen notwendig; bislang liegt die Priorität der Netzausbaumaßnahmen indes auf der Übertragungsebene.

Um räumliche Netzungleichgewichte beseitigen zu können, hat der Gesetzgeber in den zurückliegenden Jahren bereits mehrfach konkret auf eine Beschleunigung des Netzausbaus hingewirkt.³⁵² Ein erster Schritt war im Jahr 2009 der Erlass des Energieleitungs-

³⁵¹ Vgl. Knieps, G., Knappheitsprobleme in Netzen: Was leistet die Ökonomie?, Februar 2002, S. 3, <http://www.vwl.uni-freiburg.de/fakultaet/vw/publikationen/diskussionspapiere/disk83.pdf>.

³⁵² Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 378 ff.

ausbaugesetzes (EnLAG).³⁵³ Das EnLAG soll die Planungs- und Genehmigungsverfahren für insgesamt 24 als vordringlich erachtete Leitungsbauvorhaben im Höchstspannungsbereich beschleunigen.³⁵⁴ Das Gesetz sieht hierbei auch vor, dass die Netzbetreiber auf vier Pilottrassen den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz testen (§ 2 Abs. 1 EnLAG).

314. Unter anderem aufgrund von Verzögerungen beim Netzausbau hat die Bundesregierung im Jahr 2011 neue Instrumente zur Netzplanung und Genehmigung beschlossen. Kernelemente waren das novellierte EnWG und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG),³⁵⁵ wodurch der Bundesnetzagentur umfangreiche Aufgaben im Rahmen des Ausbaus der deutschen Höchstspannungsnetze übertragen wurden. So genehmigt die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse, prüft und bestätigt den Netzentwicklungsplan, bewertet die Umweltauswirkungen der Vorhaben und erstellt einen Umweltbericht, übermittelt der Bundesregierung den Netzentwicklungsplan als Entwurf eines Bundesbedarfsplans und wird im Rahmen der Bundesfachplanung raumplanerisch tätig.³⁵⁶ Das genaue Prozedere wird nachfolgend genauer beschrieben; dabei vollzieht sich der Ablauf des Übertragungsnetz-Ausbauprojekts in fünf Schritten (vgl. Abbildung 3.13)³⁵⁷

Abbildung 3.13:

Netzausbau in fünf Schritten



Quelle: Bundesnetzagentur, http://www.netzausbau.de/cIn_1932/DE/Netzausbau/Ablauf/ablauf_node.html

353 Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen vom 21. August 2009, BGBl. I S. 2870; geändert durch Art. 5 des Gesetzes vom 7. März 2011, BGBl. I S. 338.

354 Damit ist bereits gesetzlich verankert, dass die jeweilige Leitung gebraucht wird. Eine Diskussion darüber – während des laufenden Zulassungsverfahrens – wird verkürzt und die zuständigen Landesbehörden müssen Notwendigkeit und Bedarf nicht erst in einem zeitintensiven Prozess feststellen, wie es im Energiewirtschaftsgesetz vorgeschrieben ist (§§ 43 bis 43d). Damit ermöglicht das EnLAG den Ländern, die Bauvorhaben schneller zu genehmigen.

355 Vgl. Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1690.

356 Vgl. Die neue Verantwortung der Bundesnetzagentur, http://www.netzausbau.de/DE/Netzausbau/Rolle_der_Bundesnetzagentur/rolle_bundesnetzagentur_node.html.

357 Vgl. hierzu grundlegend BNetzA, http://www.netzausbau.de/cIn_1912/DE/Netzausbau/Ablauf/ablauf_node.html.

- Szenarien

Gemäß § 12a Abs. 1 EnWG sind Szenarien Entwicklungspfade, welche die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken sollen. Konkret ermitteln die vier Übertragungsnetzbetreiber in dem jährlichen Szenariorahmen die wahrscheinlichen Entwicklungen bei den Erzeugungskapazitäten und dem Stromverbrauch. Dabei enthält der Szenariorahmen mindestens drei unterschiedliche Szenarien für die folgenden zehn Jahre; zu einem der Szenarien gehört außerdem noch ein zweiter Teil, der die Entwicklungen der nächsten 20 Jahre prognostiziert. Dabei wird bereits in diesem frühen Stadium des Gesamtprozesses die Öffentlichkeit intensiv in die Diskussion eingebunden.

- Netzentwicklungsplan (NEP) und Umweltprüfung

In diesem Stadium werden die Netzanfangs- und -Endpunkte definiert. Seit 2012 erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich³⁵⁸ auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens einen Netzentwicklungsplan (NEP), der alle Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen des Netzes auflistet; seit 2013 zusätzlich einen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP).³⁵⁹ Dabei müssen die Übertragungsnetzbetreiber Vorgaben, wie insbesondere die Verpflichtung zur Abnahme und zum Transport von 100 % des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms, berücksichtigen. Der NEP zeigt den Stromübertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Dabei liegen Anfangspunkte in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. Kernkraftwerksstandorten, die bis zum Jahr 2022 stillgelegt sein werden. Zur Bestimmung der notwendigen Maßnahmen folgen die Netzbetreiber dem sog. NOVA-Prinzip, wonach einer Netzoptimierung stets vor einer Netzverstärkung oder einem Netzausbau der Vorzug zu geben ist.

Überdies schreibt das Energiewirtschaftsgesetz eine Strategische Umweltprüfung (SUP) vor. Hierin untersucht die Bundesnetzagentur für alle notwendigen Leitungsbauvorhaben, welche Folgen sich voraussichtlich für Menschen, Tiere, Pflanzen, Landschaft und Umwelt durch den Bau von Freileitungen und Erdkabeln in Drehstrom- oder Gleichstromtechnik ergeben können.

Der erste Netzentwicklungsplan wurde am 25. November 2012 von der Bundesnetzagentur genehmigt. Insgesamt haben die Übertragungsnetzbetreiber im NEP 2012 74 Maßnahmen vorgeschlagen. Hiervon hat die Bundesnetzagentur (nur) 51 Maßnahmen bestätigt. So hätten beispielsweise nicht bestätigte Netzausbauprojekte nach Meinung der Bundesnetzagentur eine zu geringe Auslastung aus-

358 Mit der jährlichen Erarbeitung eines Szenariorahmens und eines Netzentwicklungsplans soll zeitnah auf wechselnde Rahmenbedingungen (zum Beispiel eine Änderung der Ausbauziele für erneuerbare Energien) reagiert werden.

359 Vgl. § 17a EnWG ff. Die Windenergie gilt als wesentlicher Baustein der Energiewende; der O-NEP muss mit dem Netzentwicklungsplan Strom im Einklang stehen und den jeweils aktuellen Bundesfachplan Offshore berücksichtigen. Der Entwurf des O-NEP wird gemeinsam von der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) überprüft. Neue Haftungsregeln ergeben sich für Offshore-Windenergie aus § 17e EnWG. Hiernach muss der Übertragungsnetzbetreiber für den Fall einer Anschlussverzögerung den Kraftwerksbetreiber entschädigen. Die Kosten für Entschädigungszahlungen können Netzbetreiber bei Letztverbrauchern in Form einer Offshore-Haftungsumlage geltend machen.

gewiesen. Im Ergebnis ergibt sich ein Bedarf an neuen Stromtrassen von rund 2.800 km. Hinzu kommen Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen über eine Gesamtlänge von rund 2.900 km.

- **Bundesbedarfsplan**

Mindestens alle drei Jahre übermittelt die Bundesnetzagentur einen bestätigten Netzentwicklungsplan samt Umweltbericht an die Bundesregierung. Er ist die Basis für den Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Wesentlicher Teil des Bundesbedarfsplans ist eine Liste künftiger Höchstspannungsleitungen. Für die Summe dieser Vorhaben ist mit dem Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festge-stellt. Dies soll die nachfolgenden Verwaltungsverfahren beschleunigen, in de-nen der Bedarf der jeweiligen Leitung nun nicht mehr angefochten werden kann.

- **Trassenkorridore**

Mit dem Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes stehen die Anfangs- und End-punkte der künftigen Höchstspannungsleitungen fest. Nun müssen Trassenkorri-dore, d.h. bis zu 1.000 m breite Streifen, festgelegt werden, in denen später die Leitungen verlaufen sollen.

Zunächst schlägt der zuständige Übertragungsnetzbetreiber einen Korridorver-lauf vor. Für alle Vorhaben im Bundesbedarfsplan, die nur ein einzelnes Bundes-land betreffen, führt die zuständige Landesbehörde ein Raumordnungsverfahren durch, um über den Antrag zu entscheiden. Die Verantwortung für Höchstspan-nungsleitungen, die durch mehrere Bundesländer oder ins Ausland führen sollen, liegt dagegen gemäß Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) bei der Bun-desnetzagentur. Eine sog. Bundesfachplanung ersetzt für die länderübergreifen-den und für die grenzüberschreitenden Vorhaben das Raumordnungsverfahren. Die Bundesfachplanung soll mit einem bundesweit einheitlichen Vorgehen die Planung der dringend benötigten Leitungen beschleunigen.

Eine strategische Umweltprüfung ist auch bei diesem Schritt vorgesehen; diesbe-zügliche Stellungnahmen werden von der Bundesnetzagentur geprüft und mögli-cherweise berücksichtigt.

- **Konkrete Trassen**

Abschließend legt ein Planfeststellungsbeschluss (wie eine Baugenehmigung) alle wichtigen Details der zukünftigen Höchstspannungsleitung, wie den Tras-senverlauf sowie die Übertragungstechnik, fest.

Nach geltendem Recht liegen die Planfeststellungsverfahren in der Kompetenz der jeweils betroffenen Bundesländer. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz er-möglicht es aber auch, diese Aufgabe der Bundesnetzagentur zu übertragen. Vor-aussetzung dafür ist wie bei der Bundesfachplanung, dass die entsprechende Lei-tung eine Staats- oder Ländergrenze überquert. Ob die Zuständigkeit auf Landes-ebene verbleibt oder an die Bundesnetzagentur übergeht, wird gemäß § 2 Abs. 2 NABEG durch eine Rechtsverordnung der Bundesregierung mit Zustimmung

des Bundesrates festgelegt. So wird zukünftig gemäß Planfeststellungszuweisungsverordnung (PlfZV) diese Kompetenz bei der Bundesnetzagentur liegen.³⁶⁰

315. Auf gemeinschaftsweiter Ebene wird der Netzausbau zwischen den Regulierungsbehörden, der Europäischen Kommission und dem Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) koordiniert. ENTSO-E legt zweijährig den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) vor, der von ACER und den Regulierern in Zusammenarbeit analysiert und bewertet wird. Weiterhin dient der TYNDP als Basis für die Auswahl der nach dem dritten Energieinfrastrukturpaket der Europäischen Kommission zu fördernden Projekte.

316. Das Europäische Parlament hat am 12. März 2013 in Straßburg eine „Verordnung für die Leitlinien zur transeuropäischen Energieinfrastruktur“ verabschiedet, um Genehmigungszeiten für den Ausbau von Energienetzen zu verkürzen.³⁶¹ Im Kern sind aufgrund der Verordnung die nationalen Behörden nach spätestens dreieinhalb Jahren verpflichtet, eine Entscheidung bei ausgewählten Großprojekten in der EU zu treffen;³⁶² bislang mussten Unternehmen bis zu zwölf Jahre und länger auf eine Genehmigung warten.

3.4.2.2 Kritische Würdigung des Übertragungsnetzausbaus

317. Da seitens der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne stets von der Annahme ausgegangen werden muss, dass die erzeugte Energie auch abgenommen und transportiert wird,³⁶³ ist aus Sicht der Monopolkommission zu befürchten, dass der Netzausbau überdimensioniert sein wird und die Kosten den Nutzen des Leitungsneubaus letztlich deutlich übersteigen werden. Die Möglichkeit eines Abre-

³⁶⁰Nach Aussage der Bundesregierung spricht sich eine Mehrheit der Länder für die Beibehaltung der Vollzugsaufgaben der Planfeststellung bei den Ländern aus. Die Bundesregierung verkennt dabei nicht, dass die Länder mit der Durchführung von Raumordnung und Planfeststellung für Energieleitungen in der Vergangenheit Kompetenz aufgebaut haben. Durch die im Regierungsentwurf vorgesehenen Regelungen verbleibt die überwiegende Mehrzahl der entsprechenden Verfahren bei den Ländern. Dabei ist die Bundesregierung grundsätzlich der Auffassung, dass eine Bundesfachplanung und Planfeststellung durch die Bundesnetzagentur die sachgerechtere Lösung ist, um für Leitungen von gesamtstaatlichem Interesse zügige Genehmigungsverfahren und eine gebündelte Zuständigkeit zu gewährleisten; vgl. Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6249 vom 22. Juni 2011, S. 17. Vgl. zudem die Verordnung über die Zuweisung der Planfeststellung für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen auf die Bundesnetzagentur (Planfeststellungszuweisungsverordnung, PlfZV), <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-planfeststellung-fuer-laenderuebergreifende-grenzuergreifende-hochspannungsleitungen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

³⁶¹Vgl. Standpunkt des Europäischen Parlaments, festgelegt in erster Lesung am 12. März 2013 im Hinblick auf den Erlass der Verordnung (EU) Nr. .../2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 (EP-PE_TC1-COD(2011)0300). Die Verordnung muss noch vom Rat offiziell gebilligt werden.

³⁶²Konkret gilt dieses beschleunigte Verfahren nur für wichtige Infrastrukturen, für die sog. „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“. Nach der Verordnung handelt es sich hierbei um Vorhaben, die grenzüberschreitend sind oder für zwei oder mehr Mitgliedstaaten Vorteile bringen.

³⁶³Der vorrangige Netzanschluss und die Einspeisung erneuerbarer Energien sind gemäß EEG gesetzlich bindend.

geln sollte daher grundsätzlich – auch für den Fall negativer Börsenpreise – gegeben sein.³⁶⁴

Die jährliche Erstellung des NEP stellt alle Beteiligten vor große Herausforderungen. Die Monopolkommission würdigt die Aufgabenbewältigung durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur. Neben dem Termindruck ergeben sich aufgrund zeitlicher Überschneidungen bei der Erstellung des NEP Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Konsultationsergebnisse. Um Ergebnisse aus den Konsultationsprozessen fundiert diskutieren und entsprechende Lösungsansätze umsetzen zu können, erscheint der Monopolkommission ein einjähriger Rhythmus bei der Erstellung des NEP wenig zielführend. Derzeit fokussiert sich die Verbesserung des Erstellungsprozesses des NEP auf die Implementierung tragfähiger Berechnungsalgorithmen, z.B. auf Rahmenbedingungen für die Prognose zur EE-Entwicklung, Regionalisierung, Marktsimulation. Um diese Prozesse diskutieren und die Sichtweise und Meinungsbildung von betroffenen Stakeholdern adäquat einbinden zu können, sind längere Vorlaufzeiten notwendig. Die Monopolkommission spricht sich daher dafür aus, die NEP-Erstellung – auch in Anlehnung an ENTSO-E, der zweijährig den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan vorlegt – auf einen Zwei-Jahres-Rhythmus zu verlängern.

3.4.2.3 Verteilnetze

318. Neben der Übertragungsnetzebene ist in letzter Zeit vermehrt auch die Verteilnetzebene in das Blickfeld gerückt. Während konventionelle Kraftwerke überwiegend an die Übertragungsnetze angeschlossen sind, speisen Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger zumeist in die Verteilnetze ein; inzwischen sind in Deutschland (bezogen auf sämtliche Kraftwerke und Kraftwerkstypen) mehr Erzeugungskapazitäten an die Verteilnetze angeschlossen als an die Übertragungsnetze.³⁶⁵ Aufgrund der zunehmenden Lastferne der Stromerzeugung müssen Verteilnetze in Regionen mit geringem Stromverbrauch nun in zwei Richtungen funktionieren: Dienten sie bislang der Verteilung der Energie an die Letztverbraucher, so kommt ihnen zunehmend die Aufgabe zu, den in der Fläche von vielen kleinen Erzeugern produzierten Strom in die Übertragungsnetze zurückzuspeisen, damit er dort weitertransportiert werden kann. Viele Verteilnetze sind für diese Aufgabe noch nicht ausreichend ausgestattet; vielfach fehlt es an intelligenten Steuerungsmöglichkeiten.³⁶⁶

319. Die dena-Verteilnetzstudie³⁶⁷ hat den Aus- und Umbaubebedarf in den deutschen Stromverteilnetzen anhand zweier alternativer Ausbauszenarien für die erneuerbaren Energien untersucht. Die Ergebnisse belegen einen massiven Erweiterungsbedarf bis zum Jahr 2030. Darüber hinaus wurden technische Optionen zur Verringerung des Netzausbaubedarfs analysiert. Insbesondere der Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel, die Anpassung technischer Richtlinien sowie die Abregelung der Erzeugungsspitzen dezentraler Erzeugungsanlagen könnten den Netzausbaubebedarf verringern; allerdings besteht

³⁶⁴ Ein Abregeln sollte nicht allein bei Netzungleichgewichten (§ 13 EnWG), sondern ebenso bei negativen Börsenpreisen möglich sein. Vgl. hierzu die Ausführungen zum Quotenmodell in Abschnitt 3.3.3 sowie die Ausführungen zur Weiterführung der Preissteuerung in Abschnitt 3.3.4.

³⁶⁵ Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2011, S. 10.

³⁶⁶ Vgl. BMWi/BMU, Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, a.a.O., S. 54.

³⁶⁷ Vgl. Deutsche Energie-Agentur, dena-Verteilnetzstudie, Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Endbericht, Berlin, 11. Dezember 2012, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf.

weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Wirtschaftlichkeit und technischen Ausgestaltung dieser Maßnahmen. Weiter zeigen die Analysen der dena-Verteilnetzstudie, dass die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen Verteilnetzbetreiber mit hohem Ausbaubedarf benachteiligen. Diese erzielen keine ausreichende Rendite für die Realisierung der notwendigen Erweiterung der Netze. Konkret sollen die Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 in einer Größenordnung von 135.000 km bis zu 193.000 km ausgebaut und auf einer Länge von 21.000 bis zu 25.000 km umgebaut werden. Dafür müssen zwischen 27,5 Mrd. und 42,5 Mrd. Euro investiert werden. Der exakte Ausbau- und Investitionsbedarf richtet sich danach, wie hoch der Anteil der regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2030 ist.

3.4.2.4 Gasnetze

320. Neben dem Stromnetzausbau kommt auch dem Ausbau der Gasnetz- und Gasspeicherinfrastruktur zur Kompensation der periodischen Schwankungen der Erneuerbaren eine wichtige Bedeutung zu. Die Bundesnetzagentur nimmt für die nächsten zehn bis 20 Jahre einen zumindest konstanten Gasverbrauch an, da Gas nicht nur zum Heizen, sondern auch zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen müsse. Für den Ausbau der Gasnetze gibt es ein Prozedere, das dem des Ausbaus der Übertragungsnetze im Stromsektor gleicht. So werden die Investitionen für den bedarfsgerechten Ausbau und einer gesamtwirtschaftlich sinnvollen Optimierung der Gasnetzinfrastuktur in einem Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) festgelegt, den die Fernleitungsbetreiber gemäß § 15a EnWG erstmals zum 1. April 2012 vorgelegt haben. Im NEP Gas 2012, der auf Basis eines zuvor erstellten Szenariorahmens entwickelt wurde, konnte durch Ermittlung und Weiterverarbeitung von relevanten Daten zu Gasmengen und Kapazitäten sowie darauf aufbauende Prognosen der Netzbedarf für die kommenden zehn Jahre berechnet werden. Der NEP Gas 2012 ermittelte für den Zeitraum bis 2015 Leitungsbaumaßnahmen mit einer Gesamtlänge von knapp 200 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von 90 MW. Insgesamt ergeben sich bis 2022 Maßnahmen im Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von knapp 730 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von knapp 360 MW. Neben dem Gasnetz haben auch Erdgaskraftwerke und Gasspeicher eine wichtige Funktion. So stellen Gaskraftwerke Backup-Leistung bereit, die durch den Zubau erneuerbarer Energien verstärkt benötigt wird. Daneben haben auch Gasspeicher eine bedeutsame Rolle für die Versorgungssicherheit, welche im Engpassfall – z.B. im Februar 2012 – wesentlich zur Glättung der Importausfälle beitragen können.

3.4.3 Alternativen zum Netzausbau

321. In der öffentlichen Diskussion wird der Netzausbau zur Beseitigung von Engpässen mitunter als alternativlos dargestellt. Allerdings hängt der konkrete Umfang des Netzausbaus auf Basis einzelner Szenarien ganz entscheidend davon ab, ob und – wenn ja – in welchem Umfang Alternativen zum Netzausbau in die Planungen einbezogen werden. Nachfolgend werden Netzausbaualternativen dargestellt und erörtert.

3.4.3.1 Redispatching als derzeitiges Instrument zur Beseitigung von Netzengpässen

322. Auftretende Netzengpässe können mithilfe eines Redispatching, also einer direkten Steuerung der physikalischen Lastflüsse durch die Übertragungsnetzbetreiber, beseitigt

werden. Dabei greifen Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung physikalischer Engpässe in den geplanten Einsatz von Kraftwerken ein. Der Übertragungsnetzbetreiber muss demgemäß hinter dem Engpass die Last reduzieren oder die Erzeugung erhöhen und vor dem Engpass die Last erhöhen oder die Erzeugung reduzieren; es entstehen somit vor und hinter dem Engpass Kosten. Hierfür tritt der Übertragungsnetzbetreiber in direkten Kontakt mit einzelnen Erzeugern und Nachfragern. Die dabei entstehenden Kosten werden den Kraftwerken bzw. Nachfragern von den Übertragungsnetzbetreibern ersetzt und als Regelkosten auf die Netznutzer umgelegt.

323. Beim marktbasieren Redispatching, das auch als Countertrading bezeichnet wird, wird zur Beseitigung planbarer Engpässe die auf der jeweiligen Engpassseite erforderliche zusätzliche positive oder negative Energie im Vorfeld mit der Regelenenergie ausgeschrieben. Energieerzeuger besitzen in der Folge geringe Anreize, zusätzliche Erzeugungskapazitäten auf der Engpassseite zu errichten, auf der vergleichsweise teure Kraftwerke im Zuge des marktbasieren Redispatchings hochgeregelt werden müssen.³⁶⁸

Innerhalb des deutschen Netzes kommt insbesondere das sog. kostenbasierte Redispatching zum Einsatz. Dadurch kann sich trotz des Engpasses für das gesamte Netz ein einheitlicher Preis für Strom einstellen, auch wenn in einer temporären Engpasssituation die Produktionsgrenzkosten nicht in allen Regionen identisch sind. Nachteil des Verfahrens ist, dass durch die Kostenerstattung die Preisunterschiede zwischen den Regionen verschleiert werden und sich dadurch nur geringe Anreize zur Engpassbeseitigung ergeben.

324. Nach Angaben der Bundesnetzagentur ist die Anzahl der Stunden mit Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2011, aufgrund einer gestiegenen Zahl angespannter Netzsituationen sowie betroffener Gebiete, deutlich angestiegen und beträgt ca. 5.000 Stunden. Die Kosten für Redispatching und Countertrading sind im Jahr 2011 gegenüber dem Vorjahr folglich deutlich angestiegen und betragen nunmehr rund 130 Mio. Euro. Im Jahr 2010 waren demgegenüber nur rund 48 Mio. Euro an Kosten zu verzeichnen. Die Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen macht deutlich, dass Netzengpässe weiter zunehmen. Derzeit sind Redispatching-Kosten in den Netzentgelten „versteckt“.

325. Die Maßnahme des Redispatching im Erzeugerbereich ist in der kurzen Frist ein sinnvolles Instrument, um auftretende Netzengpässe zu beseitigen. Sofern das Redispatching als Kurzfristmaßnahme in Extremsituationen nicht ausreicht, können Netzungleichgewichte auch durch zusätzliche Instrumente wie die Kontrahierung von Reservekraftwerken seitens der Bundesnetzagentur zwecks kurzfristiger Bereitstellung von Kapazitäten (Winterreserve) ausgeglichen werden. Die Reservekraftwerke werden im Rahmen der Kapazitätsmechanismen in Abschnitt 3.5 untersucht.

Werden auch die sich aus dem Redispatching ergebenden Folgewirkungen betrachtet, dann werden mithilfe dieser Maßnahme keinerlei Anreize gesetzt, die physikalischen Netzengpässe zu beseitigen und damit eine bedarfsgerechte Netzinvestition zu tätigen sowie einen bedarfsgerechten Standort für ein Kraftwerk zu wählen. Der Einsatz kurzfristiger Instrumente ist daher mit langfristigen Ansätzen zur Lösung des Problems möglicher Netzungleichgewichte abzuwägen.

³⁶⁸ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 201.

3.4.3.2 *Alternativ-Technologien: Power-to-Gas und Speicher*

326. Alternativ-Technologien führen beim Netzausbau zu Entlastungen, da sich hierdurch temporäre und räumliche Netzungleichgewichte verringern lassen und sich eine Abschaltung von Erzeugern aus Gründen einer Netzüberlastung vermeiden lässt.

Bei der Technologie „Power-to-Gas“ kann Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff und gegebenenfalls in einem weiteren Prozessschritt (unter Zugabe von CO₂) durch Methanisierung in Methan umgewandelt werden. Dabei liegt ein wesentlicher Vorteil dieser Technologie darin, die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher ohne Errichtungskosten (mit)nutzen zu können. Dies führt zu Entlastungen bei den Anforderungen an den Stromnetzausbau und zur Verringerung räumlicher Netzungleichgewichte. Durch die Nutzung von Gasspeichern lassen sich ebenfalls temporäre Netzungleichgewichte verringern. Im Falle einer Rückumwandlung von Methan in Strom in einem hocheffizienten Gas- und Dampfkraftwerk liegt der Gesamtwirkungsgrad bei etwa 30 bis 40 %. Dieser geringe Gesamtwirkungsgrad erweist sich als problematisch. Selbst mittel- bis langfristig werden keine deutlich höheren Wirkungsgrade erwartet. Auch der Verzicht auf eine Rückverstromung des Methans und der damit verbundene Einsatz im Wärmemarkt sowie die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger wurden gegenüber der Monopolkommission von den Marktteilnehmern als nicht besonders vielversprechend bewertet, da beispielsweise die Potenziale von Wasserstoff zur Beimischung deutlich begrenzt sind und Wasserstoff nur in geringer Beimischungsmenge in Erdgasnetzen transportiert werden kann. Grundsätzlich lässt sich Wasserstoff aber alternativ (weiter)nutzen, z.B. im industriellen Bereich oder zur Stromerzeugung in Gasturbinen (als Einsparung von Methan).

Dass das Gasnetz kurz- und mittelfristig in großem Umfang als „Stromsenke“ fungieren kann, gilt zum jetzigen Zeitpunkt als unwahrscheinlich. So sind sowohl im Umgang mit dem End- oder Zwischenprodukt Wasserstoff als auch mit dem Vorprodukt CO₂ viele technische, organisatorische und ökonomische Fragen bislang ungeklärt. Eine praktische Relevanz des Themas wird in dem Szenariorahmen für den NEP Strom 2012 erst für den Zeitraum 2022 gesehen, sodass sich die Szenariowerte an dem heutigen Stand der Technik orientieren.³⁶⁹

327. Temporäre Netzungleichgewichte lassen sich überdies mit Energiespeichertechniken ausgleichen. Speichertechnologien wie Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher besitzen höhere Wirkungsgrade als die bisherigen Power-to-Gas-Technologien. So haben Pumpspeicherkraftwerke einen Gesamtwirkungsgrad von rund 76 %; Druckluftspeicher erreichen heute Wirkungsgrade von 50 bis 55 % und sollen in Zukunft bis zu 70 % Wirkungsgrad erreichen.

Das Potenzial von Stromspeichertechnologien ist allerdings Grenzen unterworfen. So sind für Pumpspeicherkraftwerke adäquate Landschaftsbedingungen beispielsweise in Form ausreichender Fallhöhen zwingend, da das Wasser aus einem Oberbecken Fallhöhen von typischerweise zwischen 200 und 300 m benötigt. Überdies beträgt die durchschnittliche maximale Betriebsdauer nur rund sechs Stunden, da die Kapazität des Oberbeckens limitiert ist.³⁷⁰ Grundsätzlich gelten Pumpspeicherkraftwerke aber als sinnvolle

³⁶⁹ Vgl. BNetzA, Genehmigung des Szenariorahmens 2011, Az. 8121-12, 20. Dezember 2012, S. 83, http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Genehmigung%20des%20Szenariorahmens%20zum%20NEP%202012.pdf?__blob=publicationFile.

³⁷⁰ Vgl. Jarass, L./Obermair, G.M., *Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende?*, Münster 2012, S. 35.

Speicheralternative und können bei den Netzausbauplänen adäquat berücksichtigt werden. Auch Druckluftspeicher sind an geologisch geeignete Standorte gebunden; sie benötigen zur Platzierung ausgehöhlte, luftdichte Salzstöcke. Der Einsatz von Batteriespeichern ist ebenfalls auf den Stundenbereich begrenzt. Im Ergebnis zeigt sich, dass Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batterien die Versorgungslücken von Wind- und Solarenergie lediglich für wenige Stunden schließen bzw. Überschüsse auffangen können und dass diese Kapazitäten begrenzt sind.

In der Konsultation zum Szenariorahmen 2011 ist eine stärkere bzw. eigenständige Berücksichtigung der Entwicklung von Speicherkapazitäten gefordert worden. Mit Ausnahme der Entwicklungspfade bei Pumpspeicherkraftwerken ist die Bundesnetzagentur dieser Forderung aufgrund der beschriebenen Beschränkungen nicht gefolgt.³⁷¹

3.4.3.3 Repowering, Smart Grid und Demand Side Management

328. Bei Repowering, Smart Grid und Demand Side Management handelt es sich um technische Netzausbaualternativen bzw. -ergänzungen.

Repowering

329. Unter Repowering³⁷² wird die – im Vergleich zu einem Netzausbau – kostengünstige Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen verstanden. Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen sind Bestandteile der Netzausbaupläne.

Bei der Netzoptimierung kann, beispielsweise neben der Möglichkeit der Regelung des Lastflusses durch Querregler, zusätzlich durch ein Leiterseiltemperaturmonitoring sehr kostengünstig eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte ermöglicht werden. Hierdurch ist auch die Änderung der Lastverteilung vergleichsweise selten erforderlich, sodass der Einsatz von Regelernergie vermindert werden kann.

Neben einer Optimierung des Stromnetzes ist auch eine Netzverstärkung von bestehenden Freileitungen möglich, indem herkömmliche Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt werden, am besten in Kombination mit Leiterseiltemperaturmonitoring. Bei Hochtemperaturleiterseilen leidet die Reißfestigkeit im Falle einer höheren Leiterseiltemperatur nicht.³⁷³ Hierdurch kann die zulässige Übertragungsleistung häufig deutlich erhöht werden.

Durch Netzverstärkungsmaßnahmen, die Bestandteil der letzten Netzentwicklungspläne sind, können die mittlere Belastbarkeit einer Leitung um mindestens 50 % und durch zusätzliches Leiterseilmonitoring die gerade bei Windenergie besonders wichtige kurzzeitige Übertragungsleistung in vielen Fällen um über 100 % gesteigert werden. Es existieren Hochtemperaturleiterseile, deren Gewicht, Umfang und Durchhang nahezu identisch mit herkömmlichen Leiterseilen sind, sodass keine Änderungen bei den Masten erforderlich sind.

371 Vgl. BNetzA, Genehmigung des Szenariorahmens 2011, a.a.O., S. 81.

372 Vgl. Jarass, M.S./ Obermair, G.M., Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende?, a.a.O., S. 95 ff.

373 Die übliche Auslegung für Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen sieht Betriebstemperaturen von etwa 80° C im Normalbetrieb und bis zu 100° C für kürzere Spitzenlasten vor. Bei Hochtemperaturleiterseilen kann die Betriebstemperatur auf deutlich über 120° C im Dauerbetrieb und auf über 200° C im Spitzenlastbereich gesteigert werden.

Smart Grid

330. Die neuen Anforderungen an das Stromnetz haben zu der Zielsetzung eines „Smart Grid“ geführt.³⁷⁴ Smart Grid, also „intelligentes (Strom-)Netz“, wird in keiner einheitlichen Definition gebraucht. Fasst man den Begriff eng, dann zeichnet sich ein Smart Grid durch den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien aus. Man versteht hierunter z.B. Prognosesysteme, smarte Haushaltsgeräte und intelligente Stromzähler („Smart Home“). Fasst man den Begriff indes weiter und bezieht alle Wertschöpfungsstufen mit ein, dann beschreibt Smart Grid den Bau neuer (leistungsfähiger) Netze, verbunden mit einer intelligenten Vernetzung von Kraftwerks-, Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten und Nachfragern. Smarte Netze können Zustandsinformationen und Lastflussdaten aus Erzeugungsanlagen, bei Verbrauchern und auch Transformatorstationen in Echtzeit abrufen und verarbeiten. So können Netzsensoren die Funktionsfähigkeit des Netzes prüfen und beispielsweise im Falle einer Störung eine rasche Reparatur veranlassen. Mittels einer Zwei-Kanal-Kommunikation können smarte, an das Netz angeschlossene Geräte veranlassen, dass Strom nicht nur einseitig von dem Kraftwerk in das Stromnetz gelangt, sondern auch im Bedarfsfall eine Rückspeisung des Stroms in das Netz veranlassen. Im Ergebnis bedeutet „smart“, dass Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, sodass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann. Verschiedene Parameter, die in einem konventionellen Netz fixiert sind, werden veränderbar und so lassen sich in smarten Netzen zum Beispiel Kapazitäten (in Abhängigkeit von der Seiltemperatur) erhöhen oder Flussrichtungen (in Abhängigkeit von der Einspeisesituation) über einzelne Leitungsabschnitte verändern.³⁷⁵

331. Eine Aufrüstung konventioneller Netze mittels (weiterer) Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechniken sowie IT- Infrastrukturen soll die Qualität, Effizienz und gegebenenfalls Kapazität steigern. Für die Wettbewerbssituation erhofft man sich durch ein Smart Grid eine größere Preissensibilität bei den Nachfragern, verbunden mit einer Glättung der (hochpreisigen) Lastspitzen (Lastflussmanagement). Überdies sollen Smart-Grid-Strukturen dazu dienen, dass zukünftig auch kleinere Netznutzer besser auf den Märkten handeln können. Hohe Investitionen sind vor allem bei den Netzbetreibern zu erwarten sowie im Bereich der dezentralen Energieerzeugung. Das neue dezentralisierte Stromsystem soll mit Informations- und Kommunikationsstrukturen hinterlegt werden. So soll die Möglichkeit geschaffen werden, auf das Angebots- und Nachfrageverhalten deutlich Einfluss nehmen zu können. Sollen zukünftig erneuerbare Energien die Hauptsäule des Stromsystems bilden, müssen sich das Angebot und zu einem gewissen Teil auch die Nachfrage an diese Entwicklung anpassen.

Demand Side Management

332. Unter Demand Side Management oder auch Laststeuerung werden Flexibilisierungsmaßnahmen der Nachfrageseite verstanden, mit der sich die Stromnachfrage in Teilen an das Stromangebot anpasst. Hierzu zählen z.B. Verschiebungen der Nachfrageseiten durch Wärmespeicher für Wärmepumpen in Privathaushalten oder industrielle Produktionsanpassungen. Dabei ist die Stromnachfrage privater Stromverbraucher bis-

³⁷⁴ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 373.

³⁷⁵ Vgl. zu den letzten beiden Sätzen BNetzA, Genehmigung des Szenariorahmens 2011, a.a.O., S. 78.

lang weitgehend preisunabhängig. Anders ist dies bei Großkunden, welche Zeitfenster für hohe und für niedrige Leistungsabnahmen vereinbaren können. Grundsätzlich sind indes die Potenziale eines Lastmanagements auch bei Haushaltskunden vorhanden; ein besonders großes Potenzial gibt es bei der Absenkung der Stromnachfrage mittels Nachtspeicherheizung und Wärmepumpen. Auch im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor bieten Heizsysteme ein großes Potenzial bei der Absenkung der Stromnachfrage. Im Industriesektor ist es die Aluminium- und Stahlindustrie, die in der Lage ist, die Stromnachfrage anzuheben, um Strom aus EE-Kraftwerken aufzunehmen.³⁷⁶

333. Potenziale für eine steuerbare Nachfrage werden auch immer wieder für den künftigen Einsatz von Elektrofahrzeugen gesehen. So besteht die Möglichkeit, den Ladevorgang zeitlich zu variieren, sodass Stromüberschüsse zwischengespeichert werden können. Zudem ist es möglich, Strom aus den Batterien zurück ins Netz zu speisen. Das Hauptproblem der Elektrofahrzeuge besteht bislang darin, dass es keine langlebigen Batterien mit ausreichend hoher Kapazität zu moderaten Preisen gibt. Zwar wird bis zum Jahr 2020 gemäß dem nationalen Entwicklungsplan der Elektromobilität mit rund 1,2 Mio. Elektrofahrzeugen gerechnet, was allerdings als eine sehr optimistische Annahme erscheint.

334. Zur Hebung von Potenzialen im Bereich „Demand Side Management“ gelten Smart Meter, denn dadurch, dass beispielsweise Privathaushalte detaillierte Informationen über die aktuellen Strompreise erhalten, wird die Möglichkeit eröffnet, das Verbraucherverhalten besser zu steuern. Aus der Verbindung intelligenter Zähler mit variablen Tarifen wird für Haushaltskunden die Möglichkeit eröffnet, mit der Verlagerung des Energieverbrauchs Geld zu sparen (Demand Side Integration).

335. Eine aktuelle Maßnahme ist in diesem Rahmen die Abschaltverordnung (AbLaV).³⁷⁷ Sie resultiert aus den neuen Absätzen 4a und 4b des § 13 EnWG. Ziel der neuen Regelungen ist, das Volumen abschaltbarer Lasten zur Stabilisierung der Übertragungsnetze und somit zur Versorgungssicherheit zu erhöhen. Mit abschaltbaren Lasten werden energieintensive Letztverbraucher bezeichnet, deren Produktionsprozesse kurzfristig deaktiviert oder gedrosselt werden können, wenn eine Gefährdung oder Störung der Systemstabilität eintritt.³⁷⁸ Die Kosten werden auf die Letztverbraucher in Form einer Umlage verteilt. Die Abschaltvergütung ist eine Kombination aus einem Leistungspreis von monatlich 2.500 Euro/MW Abschaltleistung (§ 4 Abs. 2 AbLaV) und einem Arbeitspreis von mindestens 100 Euro und höchstens 400 Euro/MW (§ 4 Abs. 3 AbLaV).

Problematik der Quantifizierbarkeit bestimmter technischer Alternativen in einem Zukunftsszenario

336. Repowering-Maßnahmen, d.h. Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen, sind im NEP 2012 berücksichtigt. Demgegenüber wurde im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen 2012 von einigen Beteiligten gefordert, die künftigen Möglichkeiten von Smart-Grid-Technologien und die verstärkte Nutzung von Lastmanagement-

³⁷⁶ Vgl. Jarass, L./Obermair, G.M., Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?, a.a.O., S. 86 ff.

³⁷⁷ Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012, BGBl. I S. 2998.

³⁷⁸ Zur Teilnahme an diesem System ist geplant, dass die Übertragungsnetzbetreiber eine Ausschreibungsplattform im Internet anbieten. Zusätzlich muss jedes Unternehmen eine Präqualifikation, d.h. einen Prüf- und Genehmigungsprozess, durchlaufen. Diese Vorgaben gleichen dem Regelenergieregime.

Maßnahmen netzausbauminimierend, insbesondere im Sinne einer Reduzierung der Jahreshöchstlast, zu berücksichtigen. Vor allem aufgrund einer fehlenden Quantifizierbarkeit dieser Maßnahmen hat die Bundesnetzagentur indes von einer spezifischen Berücksichtigung abgesehen.

337. Ebenso wie bei der Bewertung von Technologien wie Power-to-Gas oder künftigen Stromspeicheroptionen stellt sich auch an dieser Stelle die grundlegende Frage, wie gegenwärtig bekannte technische Alternativen adäquat in ein zukünftiges Energiemarktszenario integriert werden sollen. Darüber hinaus ist stets unklar, welche technischen Neuerungen es zukünftig geben wird.

Während sich die Potenziale von Repowering-Maßnahmen derzeit leicht quantifizieren lassen, sind Potenziale beispielsweise von Elektrofahrzeugen (Demand Side Management) und insbesondere von „smarten“ Energiemärkten schwer einzuschätzen. Dabei ergeben sich die Probleme der Quantifizierbarkeit von Smart-Grid-Maßnahmen bereits aus dem schwer abgrenzbaren Begriff. Um die Versorgungssicherheit zukünftig nicht zu gefährden, wird zum jetzigen Zeitpunkt von einem konservativen Szenario ausgegangen. Die Fortschreibung der Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne dürfte zukünftig eine Quantifizierung (zumindest) bisheriger technischer Potenziale erleichtern.

3.4.3.4 Market Splitting und Nodal Pricing

338. Market Splitting, Nodal Pricing und auch die (nachfolgende) G-Komponente (vgl. Abschnitt 3.4.3.5) sind Netzausbaualternativen, die bislang in Deutschland keine Anwendung finden.

Bereits in ihrem letzten Sondergutachten hatte die Monopolkommission eine Diskussion über die Möglichkeit einer (vorübergehenden) Aufteilung des deutschen Stromgroßhandelsmarktes in mindestens zwei Preiszonen (z.B. Nord und Süd) in Form eines Engpassmanagements mithilfe impliziter Auktionen angeregt.³⁷⁹ Bislang können Stromerzeuger und -händler frei wählen, wo sie Strom in das Netz einspeisen und entnehmen wollen, woraus sich Systeminstabilitäten im Stromnetz ergeben, welche die Übertragungsnetzbetreiber auszugleichen versuchen. Des Weiteren können Netzbetreiber Produktionsanpassungen aufgrund von Unbundlingprozessen nicht mehr direkt vornehmen.

Für den Fall mehrerer Preiszonen ergibt sich in jeder Region ein eigener Preis aus einem zonenspezifischen Angebot und einer zonenspezifischen Nachfrage. Die Preisdifferenz zwischen Überschuss- und Defizitregion signalisiert den Marktakteuren Existenz und Grad des Engpasses. Durch diese Signale besteht für Kraftwerksbetreiber ein Anreiz, sich in der Defizitregion anzusiedeln.

339. Eine extreme Form des Market Splitting ist das sog. Nodal Pricing.³⁸⁰ Hierbei stellen auf einem Elektrizitätsmarkt Netzknotenpunkte eine eigene Gebotszone dar. Jeder Knoten repräsentiert einen Ort der Einspeisung oder eine Entnahmestelle. Dadurch stellen die Preise die tatsächlichen Kosten des Stroms an einem bestimmten Ort dar und liefern somit Signale für den lokalen Kraftwerks- und Netzausbaubedarf. Der Nodal Price setzt sich damit zusammen aus den Produktionskosten, den Engpasskosten und den transportbedingten Verlustkosten. Typischerweise wird ein unabhängiger Systembetrei-

³⁷⁹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 389.

³⁸⁰ Vgl. zum Nodal Pricing auch Neuhoff, K., Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden, DIW Wochenbericht 78(20), 2011, S. 16-23.

ber (Independent System Operator, ISO) mit der Implementierung von Nodalpreisen beauftragt. Der ISO kann thermische, Spannungs- und andere technische Netzbeschränkungen im Auktionsmechanismus berücksichtigen, wodurch eine effektive und sichere Netznutzung ermöglicht wird.

340. 1996 wurde in Neuseeland auf dem gesamten Elektrizitätsmarkt ein Nodal Pricing eingeführt. In Neuseeland befinden sich große Verbrauchszentren im Norden (insbesondere Auckland) und eine Vielzahl von Wasserkraftwerken im Süden. Der Strom wird über eine zentrale Börse gehandelt, wobei kleine Erzeugeranlagen unter 10 MW ausgeschlossen sind. Derzeit existieren 260 Knotenpunkte. Im Gegensatz zum europäischen Netz, das aus einer Reihe von Leitungswegen zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht, verfügt Neuseeland über wenige alternative Netzwege, d.h. wenige Loop Flows, was die systemische Handhabung vereinfacht.

341. Erzeuger geben Gebote für den Knotenpunkt der Einspeisung ab, während Händler und Industrienachfrager Gebote für den Knotenpunkt der Abnahme abgeben. Der TSO (Transmission System Operator, Übertragungsnetzbetreiber) ermittelt Preise und Mengen an jedem Knotenpunkt. Die Auktionen finden alle halbe Stunde statt (Echtzeitsignale). Die Handelsplattform WITS verwaltet und veröffentlicht die Marktinformationen. Die Preise sind volatil und können kurzfristig stark voneinander abweichen.³⁸¹ Zur Absicherung gegen Preisschwankungen haben sich in Neuseeland börsliche und außerbörsliche Termingeschäfte als ein wirksames Instrument erwiesen.

342. Um zu quantifizieren, wie sich Nodalbepreisung im europäischen Markt auswirken würde, haben mehrere europäische Forschungseinrichtungen das europäische Stromsystem mit einem Nodal-Pricing-System simuliert. Im Ergebnis zeigte sich, dass aufgrund einer besseren Ausnutzung des Netzwerks bei Nodalpreisen bis zu 30 % mehr Energie zwischen verschiedenen Regionen transportiert werden kann. Das entspricht auch den Erfahrungen, die in den USA bei der Einführung von Nodalpreisen gemacht wurden.³⁸² Die Simulationsergebnisse zeigen zudem, dass durch die effektivere Nutzung der Netze jährlich Brennstoffkosten und Emissionsrechte von 1 bis 2 Mrd. Euro eingespart werden könnten.³⁸³

343. Der Unterschied zum Redispatching (vgl. Abschnitt 3.4.3.1) liegt darin, dass ein optimal ausgeführtes Redispatching zwar, ceteris paribus, zum selben Kraftwerkseinsatz und somit zur selben Ressourcennutzung wie das Nodal Pricing bei vollständiger Konkurrenz führt, dass allerdings die korrigierende Redispatching-Maßnahme nicht den Großhandelspreis beeinflusst, der innerhalb einer Gebotszone einheitlich bleibt. Somit werden im Falle des Redispatching für die Erzeugungseinheiten Engpässe verschleiert, wodurch Preissignale fehlen, die innerhalb der bereits bestehenden Netzinfrastuktur Engpässe vermeiden können.

344. Das Konzept eines Nodal Pricing ist vor dem Hintergrund der Netzausbauproblematik und der damit einhergehenden Kosten sowie der positiven Erfahrungen im Ausland eine diskussionswürdige Alternative. Dabei ist der Monopolkommission bewusst, dass dieser Gedanke aufgrund einer stückweisen Abkehr vom Konzept eines einheitli-

381 Die Plattform findet sich unter <http://www.electricityinfo.co.nz/comitFta/ftaPage.main>.

382 Vgl. Mansur, E.T./White, M.W., Market organization and efficiency in electricity markets, January 13, 2013, http://www.dartmouth.edu/~mansur/papers/mansur_white_pjmaep.pdf.

383 Vgl. Neuhoff K, u.a., Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity, DIW Discussion Papers No. 1166, Berlin 2011.

chen Binnenmarktes und damit einhergehender einheitlicher Preise³⁸⁴ sowohl politisch als auch in der konkreten Ausgestaltung schwer umsetzbar sein dürfte.

3.4.3.5 G-Komponente als sinnvoller und gut integrierbarer Steuerungsmechanismus zur Verringerung des Netzausbaubedarfs

345. Eine im Gegensatz zum Nodal Pricing leichter in das bestehende System integrierbare Alternative zur Steuerung der Erzeugung ist die G-Komponente. Im Falle eines Kraftwerksbaus in Deutschland berücksichtigt der einzelne Investor bislang nicht die möglicherweise dadurch bedingte erforderliche Notwendigkeit einer Netzverstärkung oder sogar eines -ausbaus, denn diese Kosten werden durch erhöhte Netzentgelte von den Netzbetreibern bei den Stromverteilern eingefordert, welche diese Kosten letztlich an ihre Stromverbraucher weiterreichen. Dies hat – verstärkt durch das Unbundling von Energieversorgungsunternehmen – dazu geführt, dass es an einer sinnvollen Koordination zwischen Erzeugungsstandorten einerseits und Verbrauchszentren andererseits fehlt. Dieses Koordinationsdefizit bedingt, dass über weite Strecken eine Netzinfrastruktur errichtet werden muss, um Distanzen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch zu überwinden.

346. Die G-Komponente ist eine Alternative zu Netzinvestitionen und damit zum Netzausbau. Hierbei handelt es sich um ein Netznutzungsentgelt für den Stromerzeuger („generation“ = Erzeugung). Die G-Komponente liefert dazu ex ante Signale mithilfe standortabhängiger Entgelte bzw. möglicher Prämien. Die G-Komponente hat den Vorzug, dass die Erzeugungsstandorte, bei denen ein Netzausbau vermieden werden kann, durch geringe Netzentgelte einen Wettbewerbsvorteil gegenüber den Kraftwerksstandorten erwerben, die einen Netzausbau bedingen. Insoweit reizt eine G-Komponente als Preissignal (Euro pro Megawattstunde) eine verbrauchsnahe Erzeugung für Kraftwerksinvestoren an und bedingt hierdurch z.B. eine Verringerung des Nord-Süd-Gefälles und damit des Netzausbaus oder anderer Maßnahmen zum Ausgleich von Netzungleichgewichten. Ökonomisch betrachtet stellt sie eine Einpreisung externer Effekte der Standortwahl von Stromerzeugern dar und ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich weder eine außerordentliche Belastung noch eine Beihilfe.

347. Neben der G-Komponente basiert das Netznutzungsentgelt auf einer L-Komponente („load“ = Last), welche der Stromverbraucher trägt (sog. G/L-Split). In der Summe addieren sich beide Komponenten zu 100 %, die die Gesamtmittel zur Finanzierung der Energienetze darstellen. In Deutschland zahlen bislang ausschließlich die Verbraucher 100 % des Netzentgeltes, da gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV eine Netzentgeltzahlung für Kraftwerkseinspeisungen nicht zulässig ist.

In anderen europäischen Ländern werden die Netzkosten indes sehr unterschiedlich zwischen Erzeugern und Verbrauchern aufgeteilt. Mehrere Staaten haben die G-Komponente bereits eingeführt. Diese liegt beispielsweise in Irland bei 27 %, in Schweden bei 25 %, in Norwegen bei 24 %, in Österreich und Belgien bei 15 %, in Finnland bei 13 %, in Dänemark bei 3 % und in Frankreich bei 2 %.³⁸⁵

384 Allerdings werden im europäischen Binnenmarkt auch zukünftig Preisunterschiede zwischen den EU-Staaten herrschen.

385 Vgl. ENTSO-E, Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2012, <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/working-committees/market/transmission-tariffs/>.

348. Während unmittelbar nach der Liberalisierung der Energiemärkte und bei der damaligen Festlegung der Netzentgelte das Problem der Netzungleichgewichte und damit auch der Bedarf für eine G-Komponente noch vergleichsweise gering war, hat sich die Situation mit der Energiewende deutlich verändert. Vor diesem Hintergrund schlägt die Monopolkommission die Einführung einer G-Komponente für einen unbegrenzten Zeitraum vor.³⁸⁶ Mithilfe einer geografisch differenzierten G-Komponente fänden zusätzliche bzw. vermiedene Netzausbaukosten (bzw. Kosten für alternative Maßnahmen) in die Investitionsentscheidung eines Kraftwerksbetreibers für einen Kraftwerksneu- und -ausbau sowie für eine Exit-Entscheidung³⁸⁷ Berücksichtigung. Eine größere Steuerungswirkung entfaltet die G-Komponente bei ihrer Anwendung auf Neuanlagen. Die G-Komponente könnte ex ante von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur gemeinsam festgelegt und jährlich im Rahmen des Netzentwicklungsplans angepasst werden. Diese Zuständigkeiten leiten sich daraus ab, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur den besten Überblick über Netzausbauerfordernisse haben dürften.

349. Die exakte Bestimmung der G-Komponente resultiert aus der Bestimmung der (vermiedenen) Netzausbaukosten (den langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus) und daraus abgeleitet aus der Ermittlung der geografisch differierenden G-Komponenten. Typischerweise erfolgt eine Aufteilung in Regionen mit einer positiven und einer negativen G-Komponente, welche die Monopolkommission auch für eine Umsetzung in Deutschland vorschlägt. Dazu erhalten Regionen mit netz- und verbrauchsnaher Anbindung einen positiven, Regionen mit netz- und verbrauchsferner Anbindung einen negativen Wert. Um Fehlallokationen zu vermeiden, schlägt die Monopolkommission vor, bei der Bestimmung der G-Komponente aus den (vermiedenen) Netzausbaukosten einen Sicherheitsabschlag vorzunehmen.

Bei der Festlegung der Regionen besteht ein Trade-off zwischen einer groben Abgrenzung der Zonen (und einer damit verbundenen leichten Bestimmung der G-Komponente bei schlechterer Treffsicherheit) sowie einer kleinteiligeren Zonengröße (und einer damit verbundenen steigenden Komplexität des Systems bei besserer Treffsicherheit). Die Monopolkommission empfiehlt, sich bei der Zahl der festzulegenden Regionen neben dem tatsächlichen Bedarf an den Erfahrungen in anderen Ländern zu orientieren. So hat etwa Schweden eine Einteilung in acht Zonen erhalten und bisher positive Erfahrungen mit der daraus entstehenden Anreizwirkung gemacht.

350. Im Hinblick auf den G/L-Split schlägt die Monopolkommission vor, die G-Komponente möglichst aufwandsneutral zu erheben. Ziel der G-Komponente ist aus Sicht der Monopolkommission nicht, einen zweiten Finanzierungsweg zu eröffnen, sondern Allokationssignale für eine standorteffiziente Energieproduktion zu setzen. Die Monopolkommission schlägt daher vor, Entgelte und Prämien aus der G-Komponente durch ein deutschlandweites Umlagekonto zu finanzieren. Bei Festsetzung der G-Komponente ist es das Ziel, Entgelte und Prämien so festzulegen, dass sich Einzahlungen und Auszahlungen innerhalb des Umlagekontos ausgleichen. Darüber hinaus entstehende Differen-

³⁸⁶Die G-Komponente würde für alle Anlagen, d.h. Bestands- und Neuanlagen, gleichermaßen gelten. Die Monopolkommission weist allerdings darauf hin, dass eine Netzentgeltgebühr aus Verbraucherschutzgesichtspunkten problematisch sein könnte, wenn sie auch von Betreibern bestehender EE-Anlagen erhoben wird. Derartige Risiken könnten jedoch ausgeschlossen werden, indem die Gebühr ausschließlich für neu errichtete Anlagen eingeführt wird.

³⁸⁷Bei einem bereits bestehenden Kraftwerk wurde die Entscheidung eines Markteintritts („Entry“) bereits ohne Einbezug der G-Komponente in die Investitionsentscheidung getroffen.

zen werden nach Jahresende mit den Übertragungsnetzbetreibern verrechnet, die zu diesem Zweck eine entsprechende Anpassung ihrer Erlösobergrenze für die L-Komponente erhalten. Auf diese Weise beträgt der Anteil der Erzeuger an der Finanzierung der Netzkosten im Erwartungswert Null, sodass auf den Erzeugermärkten auch keine verzerrenden Wirkungen im Wettbewerb mit Erzeugern im europäischen Ausland bestünden.

351. Ein teilweise gegen die Einführung einer G-Komponente vorgetragenes Argument sind die damit verbundenen Transaktionskosten, die sich (1) aus der Bestimmung der (vermiedenen) Netzausbaukosten, der G-Komponenten-Preiszone und der genauen Höhe der G-Komponente durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur sowie (2) aufgrund des Verwaltungsaufwandes, z.B. durch die Versendung der Rechnungsbescheide über die Höhe der G-Komponente an die Anlagenbetreiber durch die Bundesnetzagentur, ergeben. Eine im Grundsatz vollständige Kostenzuordnung auf die Verbraucherseite stelle, auch vor dem Hintergrund der europäischen Harmonisierung der Binnenmarktvorschriften, die einfachste, transparenteste und praktikabelste Form dar.³⁸⁸

Nach Ansicht der Monopolkommission sind beide Kritikpunkte nur bedingt überzeugend. So entspricht die Bestimmung der G-Komponente (1) rechnerisch den langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus. Die konkrete Bestimmung des Netzausbauumfangs und der damit verbundenen Investitionskosten als entscheidende Basisdaten für die Bestimmung der G-Komponente sind für die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur bereits jetzt verpflichtend, stellen insoweit nur einen geringen Mehraufwand dar und lassen sich in die bisherigen Abläufe integrieren.³⁸⁹ Der kritisierte Verwaltungsaufwand (2) lässt sich aus Sicht der Monopolkommission dadurch mindern, dass die Bescheide über die G-Komponente in die Abrechnungen zur EEG-Förderung und zur Marktprämie integriert werden könnten. EE-Anlagen, welche gegenüber konventionellen Anlagen in größerer Zahl betroffen wären, ließen sich so sinnvoll in bestehende Abläufe integrieren.

352. Die Monopolkommission ist sich darüber bewusst, dass Standortentscheidungen und damit verbundene Kraftwerksinvestitionen selbstverständlich von einer Reihe weiterer Faktoren abhängen (z.B. Kühlwasserverfügbarkeit bei Kernkraftwerken oder die Hafenanbindung bei Steinkohlekraftwerken). Dennoch stellt die G-Komponente aus Sicht der Monopolkommission eine sinnvolle Komponente dar, um in Deutschland ein besseres Zusammenspiel zwischen Kraftwerksneubauten und bereits bestehender Netzinfrastruktur zu bewirken und die Netzausbauerfordernisse dadurch zu reduzieren – insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Netzausbaubedarf zukünftig durch eine fortschreitende Dezentralisierung der Stromerzeugung weiter zunehmen wird. Daher ist nach Meinung der Monopolkommission die G-Komponente, welche für konventionelle Kraftwerke und EE-Anlagen Anreize einer lastnahen Standortwahl liefert, ein wirkungsvolles Instrument, um den Netzausbaubedarf zu reduzieren.

3.4.3.6 Fazit: Netzausbau unter stärkerem Einbezug vorhandener Alternativen

353. Für die Notwendigkeit eines gravierenden Netzausbaus in Deutschland werden vor allem zwei Gründe genannt: die grundlegenden Veränderungen der Erzeugerstruktur im Zuge der Energiewende und der anvisierte gemeinsame europäische Binnenmarkt. Um

³⁸⁸ Vgl. BET, „Novellierung der EU-Richtlinien und Harmonisierung der Netztarifizierung aus kommunaler Sicht: Untersuchung, Wirkungsanalyse und Gestaltung von Vorgaben der EU zur Netznutzungstarifizierung im Auftrag kommunaler Unternehmen (G:T:L-Studie), Aachen, 20. November 2002, S. 49.

³⁸⁹ Vgl. Abschnitt 3.4.1.

Netzungleichgewichte abzubauen, entstehen hohe Kosten, die aus dem Netzausbau, aber auch aus weiteren Maßnahmen, wie dem vermehrt angewendeten Redispatching, resultieren. Diese Kosten tragen bislang einseitig die Verbraucher. Vor dem Hintergrund einer weiteren Zunahme der EE-Anlagen ist es nach Ansicht der Monopolkommission wichtig, zeitnah eine effiziente Auswahl an Netzausbaualternativen vorzunehmen.

354. Wenn zudem seitens der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne von der Annahme ausgegangen werden muss, dass die gesamte erzeugte elektrische Energie auch im Netz abgenommen und transportiert werden muss, dann ist aus Sicht der Monopolkommission zu befürchten, dass der Netzausbau überdimensioniert sein wird und die Kosten den Nutzen des Leitungsneubaus letztlich deutlich übersteigen werden. Möglichkeiten des Abregelns sollten daher – auch außerhalb von Netzungleichgewichten – gegeben sein.

355. Die Monopolkommission wiederholt ihre bereits im letzten Energie-Sondergutachten geäußerte Ansicht,³⁹⁰ dass in der öffentlichen Diskussion der Fokus zur Lösung der Überwindung von Netzengpässen zu einseitig auf dem Netzausbau liegt. Dabei gibt es eine ganze Reihe von Netzausbaualternativen, welche unbedingt verstärkt in die Netzausbauplanungen einfließen sollten. Ein Netzausbau zur Beseitigung der Engpässe ist aus ökonomischer Sicht nur solange wünschenswert, wie dessen Grenzkosten geringer sind als die Grenzkosten eines Einsatzes möglicher Alternativen. So sollte ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Verhältnis zwischen dem Netzausbau einerseits und den möglichen Alternativen andererseits angestrebt werden.

356. Ebenfalls in ihrem letzten Sondergutachten hat die Monopolkommission gefordert, bei den verschiedenen Lösungswegen des Engpassproblems auch deren mögliche Interdependenzen nicht unberücksichtigt zu lassen.³⁹¹ So sollten für die Erzeugungseinheiten bewusst Preissignale gesetzt werden, um innerhalb der bereits bestehenden Netzinfrastruktur Engpässe zu vermeiden. Diese Anreize bestehen allerdings nicht im Falle des Netzausbaus und kaum im Falle von Redispatching-Maßnahmen.

Die Monopolkommission erneuert ihre Aussage, dass die derzeit in Deutschland bestehende einheitliche Preiszone im Stromsektor vor dem Hintergrund der Energiewende nicht unproblematisch erscheint. Marktbasierte Alternativen, welche den Kraftwerksinvestoren Preissignale eines Engpasses aufzeigen, stellen das Market Splitting und das Nodal Pricing dar. Während beim Market Splitting und beim Nodal Pricing der Elektrizitätsmarkt in verschiedene Preiszonen unterteilt wird, setzt eine G-Komponente den Kraftwerksbetreibern in Form einer Beteiligung an den Netzkosten Anreize, Kraftwerksinvestitionen auch am vorhandenen Stromnetz auszurichten. Vor diesem Hintergrund hält die Monopolkommission die G-Komponente für ein sinnvolles und leicht integrierbares Instrument, um den Netzausbaubedarf zu reduzieren, und schlägt die Einführung einer G-Komponente vor. Gerade vor dem Hintergrund bislang begrenzter technischer Alternativen (z.B. Power-to-Gas) sollten wirksame Steuerungsmechanismen wie die G-Komponente, die im Übrigen in einer ganzen Reihe europäischer Länder bereits Anwendung findet, auch in Deutschland eingeführt werden.

³⁹⁰ Vgl. insbesondere Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 388.

³⁹¹ Vgl. ebenda, Abbildung 4.5.

3.5 Sicherstellung der Versorgung durch Regel- und Kapazitätsmechanismen

357. Im Hinblick auf die Einbindung erneuerbarer Energien in ein System funktionsfähiger Strommärkte müssen Mechanismen geschaffen werden, die ein wettbewerbliches Marktdesign mit einer Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Einklang bringen. Dabei ist zu beachten, dass Strommärkte gegenüber gewöhnlichen Märkten eine ganze Reihe von Besonderheiten aufweisen, zu denen insbesondere ein stark schwankender Bedarf, eine kurzfristig weitgehend inflexible (unelastische) Reaktion der Nachfrager auf den Preis und die weitgehende Nichtspeicherbarkeit von Strom gehören. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss die Erzeugungsseite daher variabel genug sein, um sich stets kurzfristig an der gerade aktuellen Nachfrage nach Strom ausrichten zu können. Geschieht dies nicht, so kommt ein weiterer Unterschied von Strommärkten zum Tragen, da zum Zeitpunkt einer Unterversorgung nicht ohne Weiteres einzelne Nachfrager nach ihrer Zahlungsbereitschaft von der Versorgung mit Elektrizität ausgeschlossen werden können. Vielmehr kommt es in einer derartigen Situation aus technischen Gründen zu einem Ausfall eines ganzen Netzclusters („Blackout“), sodass zufällige Nachfragergruppen betroffen sind.

358. Bei der Schaffung eines geeigneten Strommarktdesigns sollten effiziente Mittel genutzt werden, um die Gefahr von Stromausfällen zu reduzieren und damit die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Dabei lassen sich in zeitlicher Hinsicht verschiedene Situationen differenzieren, in denen eine Gefährdung der Versorgungssicherheit vorliegen könnte:

- Kurzfristig kann jederzeit die sich gerade im Netz befindliche Energiemenge aus einer Vielzahl technischer Gründe oder aufgrund nicht ausgeglichener Bilanzkreise zu klein oder zu groß sein. Um die Systemstabilität in diesen Fällen zu gewährleisten, wird derzeit durch die Netzbetreiber sog. Regelenergie eingesetzt. Die hier bestehenden Verfahren werden auch von der Monopolkommission regelmäßig gewürdigt und erscheinen in technischer Hinsicht ausgereift.
- Des Weiteren hat sich durch Strukturveränderungen in der Energieproduktion – insbesondere durch den politisch beschlossenen Ausstieg aus der nuklearen Energieproduktion – die Situation ergeben, dass die zur Verfügung stehende Kapazität an Erzeugungsanlagen in einzelnen Regionen nicht ausreicht, um die Nachfrage auch unter Annahme extremer Bedingungen zu gewährleisten.³⁹² Zu diesem Zweck sollen Reservekraftwerke genutzt werden, die über die bestehenden Kapazitäten zum Redispatching und zur Nutzung von Regelleistung hinausgehen sollen. Insbesondere Kraftwerke, die andernfalls abgeschaltet würden, sollen zur Sicherung der Systemstabilität weiter zur Verfügung stehen (Kaltreserve, Winterreserve).
- Schließlich wird das mögliche Problem erörtert, dass die erzielbaren Energiepreise im Großhandel keine ausreichenden Anreize bieten könnten, um notwendige Investitionen in Kraftwerksneubauten sicherzustellen („Missing-Money-Problem“). Daraus folge, dass die Kraftwerkskapazitäten langfristig nicht ausreichen, um die Nachfrage nach Strom zu jedem Zeitpunkt decken zu können und

³⁹² Solche Situationen werden regelmäßig von den Übertragungsnetzbetreibern für hypothetische Szenarien erstellt. Diese betreffen in der Regel den Fall hoher Last bei gleichzeitig geringer Einspeisung aus Photovoltaikanlagen (insbesondere in Wintermonaten) und der gleichzeitigen Annahme des Ausfalls eines wesentlichen Betriebsmittels im Übertragungsnetz (sog. n-1-Fall).

damit Stromausfälle zu vermeiden. Um einem Versorgungsmangel entgegenzuwirken, wird derzeit der Einsatz sog. Kapazitätsmechanismen erwogen.

359. Während im Bereich der Regelenergie bereits eine erprobte und geregelte Systemdienstleistung besteht, welche kurzfristige Schwankungen abfedert, ist die Entwicklung von energiewirtschaftlichen Instrumenten vor allem im Hinblick auf mögliche langfristige Probleme noch nicht vergleichbar weit fortgeschritten. In allen drei Problembereichen werden zudem Auswirkungen und veränderte Anforderungen im Rahmen der Energiewende diskutiert, zum Teil ohne dass eine systematische Trennung der Problemkreise und ihrer Lösungsmöglichkeiten erfolgt. Nachfolgend hat die Monopolkommission die tatsächlichen Effekte und den Bedarf an neuen Mechanismen geprüft und bewertet.

3.5.1 Kapazitätsbedarf und Versorgungssicherheit infolge der Energiewende

360. Vor allem in den letzten Jahren wird eine Ausweitung möglicher Probleme mit der zur Bedarfsdeckung zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazität diskutiert. Ein Bedarf, an dieser Stelle mit Kapazitätsmechanismen gegenzusteuern, wird dabei ganz wesentlich auf Veränderungen der Energiemarktstruktur zurückgeführt, die infolge der Energiewende auftreten. Ein wesentlicher Aspekt betrifft dabei die Auswirkungen der zunehmenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien auf die Versorgungssicherheit. Da nicht allein der Anteil der erneuerbaren Energien stetig wächst, sondern für diese auch gemäß EEG ein Einspeisevorrang besteht, wird die Nachfrage nach Strom stets zuerst durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gedeckt. Die übrige Nachfrage (Residualnachfrage) muss durch konventionelle Kraftwerke versorgt werden. Sowohl die dargebotsabhängigen und z.B. von Windverhältnissen oder Sonneneinstrahlung abhängigen EE-Anlagen als auch solche EE-Anlagen, die im Rahmen der Einspeisevergütung pauschal gefördert werden, speisen ihren Strom dabei unabhängig von den jeweiligen Marktbedingungen ein. Dies führt zu einer zunehmend größeren Volatilität der Residualnachfrage nach Strom aus konventionellen Kraftwerken, die stets kurzfristig vor allem auf Basis von Wetterprognosen kalkuliert werden muss. Des Weiteren nimmt durch die zunehmende durchschnittliche Einspeisung der EE-Anlagen auch die durch konventionelle Kraftwerke insgesamt zu erbringende Leistung stetig ab. Aufgrund der weiterhin bestehenden Notwendigkeit, Fluktuationen in der Einspeisung von EE-Anlagen durch konventionelle Kraftwerke im Bedarfsfall auffangen zu können, werden letztgenannte Anlagen auch als Schattenkraftwerkspark bezeichnet.

361. Vor allem die Einspeisung aus wichtigen dargebotsabhängigen Erzeugungsformen, Wind und Photovoltaik, machen die Bedeutung des Schattenkraftwerksparks deutlich. Am Beispiel des Jahres 2012 zeigt sich der Einfluss des Schattenkraftwerksparks auf die Volatilität der Residualnachfrage nach konventioneller Energie an folgenden stilisierten Beispielen:³⁹³

- Während die durchschnittliche realisierte Tageseinspeiseleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Jahr 2012 bei 8.404 MW (100 %) lag, betrug sie beim Tiefstwert am 19. Dezember 2012 nur 1.166 MW (13,87 %) und beim Höchstwert am 5. Januar 2012 22.131 MW (263,33 %).

³⁹³ Alle nachfolgenden Angaben gehen aus Datensätzen von EEX und ENTSO-E über die Einspeisemengen und die Last hervor.

- Auch die seriellen Tagesschwankungen können sehr volatil ausfallen. So weist die durchschnittliche Tageseinspeiseleistung vom 24. auf den 25. November 2012 eine maximale Differenz von 13.201 MW auf, die auf einen Wetterwechsel und damit auf die Veränderung der Einspeisebedingungen zurückzuführen ist.³⁹⁴
- Mit der Einspeiseleistung aus Wind- und Photovoltaikanlagen ließen sich im Jahr 2012 durchschnittlich 14,34 % der Nachfrage nach Strom decken. Im Maximum stieg dieser Anteil am 27. Dezember 2012 zwischen 4 und 5 Uhr morgens auf 58,49 %.³⁹⁵

362. Neben diesen Einflüssen auf der Nachfrageseite besteht auch auf der Angebotsseite ein auf die Energiewende zurückzuführender Effekt; der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie führt z.B. zu einem Wegfall entsprechender konventioneller Kapazität. Daraus folgt zum einen die Veränderung der Merit Order, in der verschiedene andere Kraftwerkstypen die nicht mehr zur Verfügung stehende Grundlast der Kernkraftwerke kompensieren müssen, und zum anderen die Reduzierung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität. Insgesamt werden im Zusammenhang mit den dargelegten Veränderungen auf der Nachfrage- und auf der Angebotsseite Auswirkungen auf die eingangs dargestellten Bedarfsszenarien erwartet, in denen ein Problem mit der Versorgungssicherheit auftreten könnte und die nachfolgend systematisiert werden sollen.

3.5.1.1 Bedarf an Regelenergie stabil

363. Im Bereich des Regelenergiebedarfs lassen sich möglicherweise Auswirkungen auf die größere Volatilität der Residualnachfrage aufgrund erhöhter Prognoseungenauigkeiten bei der Einspeisung erneuerbarer Energien erwarten. So können z.B. unerwartete Lieferungsausfälle aufgrund ungenauer Wetter- und damit Einspeiseprognosen zu einer systematischen Unterspeisung von Bilanzkreisen und damit einem Bedarf an positiver Regelenergie führen. Vor allem extreme Angebots- und Nachfragebedingungen im Winter können einen erhöhten Regelenergiebedarf verursachen. So zeigte etwa die (vergleichsweise warme) Periode im Dezember 2011 eine starke Über- und die Kältewelle im Februar 2012 eine starke Unterspeisung von Bilanzkreisen. Beide Situationen waren insbesondere auf Prognosefehler der Angebotsseite (Prognose der Einspeisung aus EE-Anlagen) und der Nachfrageseite (Verbrauchsprognosen) zurückzuführen.³⁹⁶

364. Um zu klären, ob eine systematische Veränderung im Bedarf an Regelenergie vorliegt, lässt sich empirisch vor allem der Bedarf an ausgeschriebener Regelleistung der letzten Jahre untersuchen. Der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Regelleistungsvorhaltung ausgeschriebene Bedarf entwickelte sich dabei unterschiedlich, ohne dass dabei jedoch signifikante Veränderungen deutlich wurden. Im Bereich der positiven Sekundärregelleistung sank im Jahr 2011 die durchschnittliche ausgeschriebene Leistung auf 2.139 MW (in 2010: 2.425 MW) und die negative Sekundärregelleistung auf 2.102 MW (in 2010: 2.219 MW). Zum Jahresanfang 2012 lag die Leistung bei der aus-

³⁹⁴Die durchschnittliche Last betrug am 24. November 2012 2.827 MW, am 25. November 2012 hingegen 16.028 MW.

³⁹⁵Auch zwischen 3 und 4 Uhr (56,33 %) und zwischen 5 und 6 Uhr (57,04 %) morgens lag der Anteil an diesem Tag sehr hoch. Der Zeitraum mit der nächstgrößeren Lastabdeckung datiert am 31. Dezember 2012 zwischen 6 und 7 Uhr (56,32 %) morgens.

³⁹⁶Vgl. BNetzA, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, 3. Mai 2012

geschriebenen positiven Sekundärregelleistung bei 2.084 MW, zum Jahresende bei 2.109 MW. Die ausgeschriebene negative Sekundärregelleistung lag zum Jahresbeginn 2012 bei 2.114 MW, zum Jahresende bei 2.149 MW.

Die durchschnittliche ausgeschriebene positive Minutenreserve reduzierte sich im Jahr 2011 auf 1.812 MW (in 2010: 2.316 MW). In 2012 lag die positive Minutenreserve zunächst auf einem Niveau von 1.737 MW und stieg zum Jahresende hin auf 2.426 MW an. Der Anteil der vorgehaltenen negativen Minutenreserve ist demgegenüber Ende 2010 und Anfang 2011 zunächst konstant niedrig geblieben (2.118 MW) und stieg dann wieder annähernd auf das Anfangsniveau von Anfang 2010 an (2.491 MW). In 2012 lag die negative Minutenreserve bei zunächst 2.158 MW, zum Jahresende lag sie bei 2.413 MW.

Bei der Primärregelung ist im Jahr 2011 im Vergleich zu 2010 ein Rückgang auf 612 MW (in 2010: 623 MW) zu verzeichnen gewesen. In 2012 lag der Bedarf bei 567 MW.

365. Derzeit ist zumindest kein erheblicher Anstieg der potenziell von den Netzbetreibern vorgehaltenen Regelenergie festzustellen. Über die Entwicklung des Abrufs der ausgeschriebenen Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber liegen hingegen keinerlei Daten vor. Anzunehmen ist, dass einer Ausweitung der EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung eine verbesserte Prognosequalität und Verbesserungen bei der Inanspruchnahme von Regelleistung gegenüberstehen. Die letztgenannten Effekte betreffen etwa die Erweiterung des Netzregelverbundes auf benachbarte europäische Übertragungsnetzbetreiber und des damit verbundenen Vermeidens des Gegeneinanderregelns.

3.5.1.2 Bedarf an (regionaler) Reservevorhaltung zur kurzfristigen Netzstabilisierung

366. Eine über die Regelenergie hinausgehende aktuelle Diskussion betrifft den Bedarf zusätzlicher Reservekapazität, z.B. in Form einer Kaltreserve bestimmter Kraftwerke. Diese stellt eine zusätzliche Systemdienstleistung dar, die in Extremsituationen von Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt werden kann, wenn andere Mittel zur Netzstabilisierung gemäß § 13 EnWG ausgeschöpft sind.

367. Die intensive Diskussion um einen Bedarf an zusätzlichen Instrumenten begründet sich nicht zuletzt durch die Situation im Frühjahr 2012, in der die Energienetze unter einer starken Belastung standen. So war vor allem die erste Hälfte des Monats Februar durch eine extreme Kaltwetterlage geprägt. Wie die Bundesnetzagentur in ihrem Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 erläutert, verzeichnete die Systembilanz Deutschlands im Zeitraum vom 6. Februar 2012 bis zum 14. Februar 2012 mehrere über etliche Stunden anhaltende Situationen mit einer erheblichen Unterdeckung.³⁹⁷ Die den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehende positive Regelleistung in Höhe von 3.821 MW sowie der Einsatz von Redispatching-Maßnahmen war damals nicht ausreichend, um die entstandenen Leistungsungleichgewichte auszugleichen. Daher mussten die Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Maßnahmen in erheblichem Umfang ergreifen. Dazu zählen die Beschaffung von Notreserven an der Börse, der Einsatz der österreichischen und der deutschen Kaltreservekraftwerke, die Anforderung von Notreserven bei benachbarten

³⁹⁷ Vgl. ebenda.

ausländischen Übertragungsnetzbetreibern (Schweiz, Niederlande) sowie die Anweisung von Kraftwerken im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG.

368. Wie die Auswertung der Situation im Winter 2011/12 gezeigt hat, ist die damalige Unterdeckung einzelner Regionen auf zahlreiche Faktoren zurückzuführen. Dabei stand weniger eine technisch nicht ausreichende deutsche Gesamtkapazität im Vordergrund als nicht ausreichende Kapazitäten in einzelnen Regionen, die aufgrund einer Überlastung der Übertragungsnetze nicht durch Energietransporte ausgeglichen werden konnten. Solche Ungleichgewichte hängen unmittelbar mit dem Stand des Ausbaus der Übertragungsnetze zusammen.³⁹⁸ Die Ungleichgewichte werden unter anderem durch die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ausgelöst.³⁹⁹ Diese Situation führt typischerweise zum erhöhten Bedarf an Nord-Süd-Transporten von Energie, die im Falle einer Netzüberlastung nicht gewährleistet werden können. Kommt es zu einer Überlastung der Übertragungsnetze, muss die entstehende Unterdeckung mit Strom in einzelnen Netzabschnitten zunächst durch Redispatching-Maßnahmen aufgefangen werden, da dieser Unterdeckung ein Überschuss in einem anderen Netzbereich gegenübersteht.

Die Abschaltung der Kernkraftwerke und weiterer konventioneller Kraftwerke, insbesondere solcher im Süden Deutschlands, verschärft dabei das Problem einer regionalen Unterdeckung mit Strom. Entsprechend kritisch sieht insbesondere die Bundesnetzagentur einen weiteren Rückbau von konventionellen Anlagen. Verschiedentlich wird die Ursache für diesen Rückbau des Kraftwerksparks in der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und den daraus resultierenden Preiseffekten gesehen, die die Monopolkommission ausführlich in Abschnitt 3.2.2 und in ihrer Analyse des Merit-Order-Effekts untersucht hat. Zum Jahresende 2012 ist die Bundesregierung dieses Problem bereits durch die Abschaltverordnung angegangen, die allerdings einen erheblichen Eingriff in die Freiheit der Marktteilnehmer darstellt. Durch den Ende des Jahres 2012 im Rahmen des dritten Gesetzes zur Änderung energiewirtschaftlicher Vorschriften geschaffenen § 13a EnWG kann die Bundesnetzagentur der Abschaltung von Kraftwerken widersprechen, wenn durch die Abschaltung die Netzstabilität bedroht werden würde.⁴⁰⁰

369. Tatsächlich stellen Reservekapazitäten, etwa in Form einer Kaltreserve an bestimmten Netzstandorten, eine Option zur kurzfristigen Lösung außerordentlicher Systemprobleme dar, die durch das bestehende Energiemarktdesign, die Energiewende und dadurch bedingte Netzungleichgewichte hervorgerufen werden. Die Vorhaltung von Reservekapazität dient daher nicht dazu, langfristig ausreichende Kapazitäten am Markt zu gewährleisten, sondern erfolgt präventiv vor dem Hintergrund, dass die bestehenden Systemdienstleistungen, wie der Einsatz von Regelernergie und Redispatching, in bestimmten Situationen überlastet sein könnten. Insofern erkennt die Monopolkommission einen Bedarf an Reservekapazitäten im Grundsatz als gegeben an. Die effiziente Ausgestaltung einer solchen Reserve, wie sie gerade mit der Reservekraftwerksverordnung

³⁹⁸ Vgl. Abschnitt 3.5.

³⁹⁹ Die Bundesnetzagentur macht z.B. in ihrem Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 deutlich, dass Probleme wie im Winter 2011/2012 insbesondere dann entstehen, wenn die Einspeisung aus Windenergie gerade sehr hoch ist und einer hohen Nachfrage nach Strom gegenübersteht.

⁴⁰⁰ Drittes Gesetz zur Änderung energierechtlicher Vorschriften vom 20. Dezember 2012, BGBl I S. 2730.

umgesetzt wurde, ist allerdings mit anderen Möglichkeiten zur Stabilisierung von Netzungleichgewichten abzuwägen.⁴⁰¹

3.5.1.3 Bedarf langfristiger Kapazitätsmechanismen: Gibt es ein Missing-Money-Problem?

370. Thematisch verbunden mit den Bemühungen um die Vorhaltung zusätzlicher Reservekapazität ist derweil der Diskurs um die Einführung langfristiger Kapazitätsmechanismen im deutschen Energiemarkt. Auch wenn langfristige Kapazitätsmechanismen ebenfalls der Kapazitätssicherung dienen, zielen sie jedoch nicht direkt auf eine Sicherung der Stromversorgung bei Überlastung anderer Systemdienstleistungen. Vielmehr geht es bei einem möglichen Bedarf an langfristigen Kapazitätsmechanismen darum, inwieweit das gegenwärtige Marktdesign grundsätzlich ausreichende Anreize setzt, damit in Deutschland auch in Zukunft genügend konventionelle Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Bei dem mit dieser Frage angesprochenen Thema handelt es sich um ein komplexes ökonomisches Problem des Energiemarktdesigns. Es soll sichergestellt werden, dass für Akteure im Energiemarkt ausreichende Anreize zum Bau von Kraftwerken bestehen und alte Anlagen somit stets durch geeignete, neue Anlagen ersetzt werden. Um einen solchen Bedarf zu bewerten, sind theoretische und empirische Überlegungen zum Energiemarktdesign und zu den Wirkungen der Energiewende anzustellen.

371. Ausgangspunkt der Frage nach dem Bedarf an Kapazitätsmechanismen bildet die derzeitige Struktur des deutschen Energiemarktes. In Deutschland wird derzeit die reine Bereitstellung konventioneller Versorgungskapazität, d.h. die Möglichkeit der Versorgung mit Strom durch den Betrieb von Erzeugungsanlagen, nicht explizit gehandelt. Vielmehr muss die von den Energieversorgungsunternehmen angebotene Erzeugungskapazität alleine durch den Handel mit dem erzeugten Strom finanziert werden. Es wird vor diesem Hintergrund auch vom Konzept des „Energy-only-Marktes“ gesprochen. Dieses Konzept entspricht prinzipiell dem Design gewöhnlicher Märkte, auf denen sich Produktionsanlagen – als typische Fixkosten – aus den Deckungsbeträgen finanzieren müssen, die im Rahmen der Produkterlöse erwirtschaftet werden. Im Hinblick auf die geschilderten besonderen Eigenschaften von Energiemärkten werden zunehmend Bedenken geäußert, ob dieses Konzept die erforderliche Versorgungssicherheit garantieren kann.

Missing-Money-Problem der Kapazitätsfinanzierung am Energy-only-Markt aus theoretischer Sicht

372. Aus einer einfachen industrietheoretischen Perspektive lassen sich Zweifel an der Funktion eines Energy-only-Marktes infolge der Annahme erhärten, dass sich die erzielbaren Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom an den Grenzkosten der Erzeugung und damit an den variablen Kosten der hochpreisigsten, noch eingesetzten Kraftwerke orientieren. Da Grenzkosten definitiv jedoch keinen Deckungsbeitrag beinhalten, können Grenzkraftwerke ihre (bei der Energieerzeugung stets erheblichen) Fixkosten nicht decken und somit auch nicht rentabel wirtschaften. Der Betrieb eines Grenzkraftwerks böte daher keine Aussicht auf Refinanzierung, sodass Unternehmen Investitionen in solche Kraftwerke nicht tätigen werden (Missing-Money-Problem). Zudem liegt vor diesem Hintergrund nahe, dass das Refinanzierungsproblem insbesondere Spitzenlastkraftwerke betrafte, die aufgrund ihrer hohen variablen Kosten tendenziell zu Preisen an-

401 Vgl. Abschnitt 3.4.

böten, welche eine Fixkostendeckung ausschließen. In der Praxis handelt es sich dabei vor allem um Gasturbinenkraftwerke.⁴⁰²

373. Tatsächlich ist das Problem der Preisbildung auf Energiemärkten jedoch schwieriger abzubilden, als es das zuvor beschriebene Marktmodell suggeriert. Dabei ist vor allem unklar, ob sich auf Energiemärkten unter realistischen Marktbedingungen Preise nahe den Grenzkosten einstellen (Grenzkostenpreise entsprechen dabei der Annahme vollständiger Konkurrenz), die eine Refinanzierung der notwendigen Kapazitäten ausschließen würden. Wie eine theoretisch wohlfahrtsoptimale Preisbildung am Energiemarkt aussehen könnte, die zudem eine ausreichende Kapazität sichern würde, lässt sich indes aus dem ökonomischen Modell der Spitzenlasttarifierung (Peak-Load Pricing) ableiten.⁴⁰³ Danach können die Kosten der Kapazitätsbereitstellung wohlfahrtsoptimal durch Preisspitzen („fly-ups“) in den Zeiten hoher Last gedeckt werden. Das Modell des Peak-Load Pricing und gängige Erweiterungen dazu unterstellen jedoch ein normatives Verhaltenskalkül eines öffentlichen Monopolunternehmens, das an einer Optimierung der Wohlfahrt interessiert ist. In der Realität agieren hingegen gewinnmaximierende Unternehmen in einer bestimmten Wettbewerbssituation. Dabei dürfte auf Energiegroßhandelsmärkten – hierbei liegt zudem der Fokus auf dem noch enger gefassten Markt für Spitzenlastkraftwerke – tatsächlich jedoch auch kein vollkommener Wettbewerb herrschen. Ob sich dadurch jedoch dauerhaft Grenzkostenaufschläge und Preisspitzen einstellen, die eine Refinanzierung der Kapazitätskosten erlauben und dabei langfristig eine ausreichende Kapazitätsversorgung sicherstellen, ist theoretisch nicht eindeutig herleitbar.⁴⁰⁴

374. Für die modelltheoretische Annäherung an reale Bedingungen existierender Energiemärkte ist zudem die spezielle Funktion der Nachfrageseite von enormer Bedeutung. In einfachen Marktmodellen wird in der Regel angenommen, dass die Nachfrage auf Preisänderungen reagiert. Wird eine bestimmte Menge Strom am Markt nachgefragt, welche die maximale verfügbare Kapazität übersteigt, dann steigt der Preis so lange, bis die Nachfrage entsprechend zurückgeht.⁴⁰⁵ Realistischer sind jedoch die Annahmen, dass die Nachfrage nach Strom nicht nur stark schwankt, sondern zudem kurzfristig nur geringfügig auf Preisänderungen reagiert. Entspricht die Kraftwerkskapazität dem Optimum, dann hat der Betreiber des Grenzkraftwerks zu Zeitpunkten, zu denen die Last maximal ist, keine weiteren Wettbewerber und würde somit über erhebliche Marktmacht verfügen, weshalb zu diesen Zeitpunkten wiederum Preisspitzen entstehen könnten. Tat-

402 Um die hohen Kosten von gasbetriebenen Kraftwerken deutlich zu machen, eignet sich ein Vergleich der Brennstoffeinsatzkosten von Gaskraftwerken und Kohlekraftwerken. Unter Annahme von durchschnittlichen Brennstoffpreisen des Jahres 2012 und typischen technischen Wirkungsgraden (Kohle 38 %, Gas 49 %) kostet die Produktion von 1 MWh Strom in einem Gaskraftwerk 65 Euro, in einem Kohlekraftwerk jedoch nur 30 Euro und damit weniger als die Hälfte; vgl. „et“-Redaktion, Zur Wettbewerbssituation von Gas und Kohle sowie zur notwendigen Kapazitätsvorhaltung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(6), 2013, S. 54.

403 Vgl. Williamson, O. E., Peak-Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints, *American Economic Review* 56(4), 1966, S. 810-827.

404 Zöttl beschreibt in einem modelltheoretischen Papier die Situation eines Peak-Load Pricing für ein Cournot-Oligopol. Das Papier hat jedoch einen etwas anders gelagerten Fokus und zeigt insbesondere, dass die Festlegung einer Preisobergrenze in einer bestimmten Höhe zu einem optimalen Kapazitätsniveau führen kann; vgl. Zöttl, G., On Optimal Scarcity Prices, *International Journal of Industrial Organization* 29(5), 2011, S. 589-605.

405 Insofern wird die Zahlungsbereitschaft für die letzte Einheit Strom auch – angelehnt an die Opportunitätskostenüberlegung – als „Value of Lost Load“ bezeichnet.

sächlich kann sich die maximal benötigte Kapazität jedoch bereits deswegen nicht exakt einstellen, da Kraftwerksneubauten mehrere Jahre im Voraus erfolgen müssen, während die erforderliche Kapazität in diesem Moment jedoch noch unbekannt ist. Richtet sich die aufgebaute konventionelle Kapazität lediglich an der erwarteten (Residual-)Nachfrage (nach Abzug erneuerbarer Energien) aus, so kann es in einer Extremsituation zu einem Stromausfall kommen, bei dem Nachfrager unabhängig von ihrer Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit nicht mehr mit Strom beliefert werden können. Um solche Stromausfälle mit einer hohen Wahrscheinlichkeit ausschließen zu können, ist daher eine ausreichende Menge an Überkapazitäten erforderlich, deren langfristige Bereitstellung vor dem Hintergrund der Anreize, die von der Preissetzung des Energy-only-Marktes ausgehen, jedoch unklar bleibt.⁴⁰⁶

Aktuelle Marktlage und Wirkung der Energiewende

375. Theoretisch kann nicht zweifelsfrei geklärt werden, ob die Finanzierung einer gewissen Überkapazität im gegenwärtigen deutschen Markt sichergestellt werden kann. Zwar existieren verschiedene empirische Simulationsstudien, die versuchen, die Fixkostendeckung gemäß den auf einzelnen internationalen Energiemärkten gegebenen Bedingungen zu analysieren.⁴⁰⁷ Gleichwohl lässt sich die deutsche Situation und speziell die Wirkung der Energiewende in der langen Frist jedoch nicht durch retrospektive bzw. extrapolative Ergebnisse auf anderen Märkten verlässlich erfassen. Allerdings wird vor allem die gegenwärtige Situation auf den deutschen Großhandelsmärkten häufig zum Anlass genommen, das Vorhandensein ausreichender Kapazitätssicherungsanreize im deutschen Marktdesign kritisch zu hinterfragen. So zeigen verschiedene Parameter, dass die Refinanzierungsbedingungen zumindest für bestimmte Kraftwerkstypen zuletzt ungünstiger geworden sind.

376. Eine geeignete Annäherung an die aus Stromverkäufen erzielbaren Umsätze stellt der lastgewichtete Jahresdurchschnittspreis für Strom dar. Aus Tabelle 3.4 wird ersichtlich, dass für den Durchschnittspreis kein erheblicher Preisverfall an der EPEX SPOT erkennbar ist. Nur im Bezug auf das Jahr 2008, in dem ein außergewöhnlich hoher Börsenpreis erzielt wurde, zeigen die Durchschnittspreise der darauffolgenden Jahre stets ein geringeres Niveau. Daraus ergeben sich zunächst keine starken Hinweise dafür, dass sich – etwa infolge eines möglichen und in Abschnitt 3.2.2 untersuchten Merit-Order-Effekts der Energiewende – die Finanzierungsbedingungen für Kraftwerke deutlich verschlechtert hätten. Allerdings lässt sich an der Entwicklung der Standardabweichung der aufgerufenen Strompreise und besonders an der Anzahl der Stunden, in denen der Preis

⁴⁰⁶ Ökonomisch betrachtet kann ein möglicher Stromausfall gegenüber dem Aufbau von Überkapazitäten die effiziente Lösung sein, wenn der Erwartungsschaden geringer ist als die Kosten der Vorhaltung von Überkapazität. Da jedoch eine Diskriminierung der von einem Blackout betroffenen Nachfrager nach deren individueller Zahlungsbereitschaft derzeit nicht möglich ist, da beispielsweise wesentliche Einrichtungen des Gemeinwesens (z.B. Krankenhäuser) betroffen sein können und der mögliche Schaden daher als sehr hoch angenommen werden muss, erscheinen gewisse Überkapazitäten aus Sicht der Monopolkommission vertretbar.

⁴⁰⁷ So untersucht Joskow z.B. die Fixkostendeckung eines hypothetischen Spitzenlastkraftwerks anhand von Handelspreisen einer amerikanischen Energiebörse. Er kann zeigen, dass das Missing-Money-Problem auftritt und demnach der Markt keine ausreichenden Investitionsanreize setzt; vgl. Joskow, P., *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*, in: Helm, D. (Hrsg.), *The New Energy Paradigm*, Oxford 2007, S. 76-121.

über den doppelten Durchschnittspreis angestiegen ist, erkennen, dass der Markt zuletzt eine deutlich geringere Volatilität aufweist und seltener zu Preisspitzen neigt. Eine Erklärung für den Wegfall der Preisspitzen bietet die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die zu einer kontinuierlichen Absenkung der Residuallast führt. Entstehende Lastspitzen werden entsprechend der Merit Order zunächst aus regelbaren Grund- und Mittellastkraftwerken bedient, welche die Volatilität des Marktes auffangen, ohne dass Preisveränderungen den Einsatz von Spitzenlastkraftwerken signalisieren.

Tabelle 3.4:

**Entwicklung von Kennziffern für die Bedingungen
der Kraftwerksrefinanzierung**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Lastgewichteter Day-ahead-Durchschnittspreis (in Euro)	54,46	41,04	69,02	41,36	46,27	53,03	45,12
Standardabweichung der Day-Ahead-Börsenpreise	49,42	30,35	28,65	19,40	13,37	13,60	18,69
Anzahl Hochpreisstunden, definiert als: Preis > doppelter lastgewichteter Jahresdurchschnittspreis	183	467	135	160	19	7	78

Quelle: Eigene Auswertungen basierend auf Daten von EPEX SPOT, ENTSO-E

377. Die aktuelle Marktlage reduziert vor allem die gegenwärtigen Laufzeiten von Spitzenlastkraftwerken, insbesondere von Gasturbinenkraftwerken und GuD-Kraftwerken, die sich erst bei Preisspitzen refinanzieren lassen. Die aktuelle Deckung einer volatilen Last durch Mittellastkraftwerke führt jedoch zunehmend zu Problemen, die (gegenüber Spitzenlastkraftwerken höheren) Fixkosten dieses Kraftwerkstyps zu decken. Die Extrapolation der gegenwärtigen Marktlage begründet derweil – gemeinsam mit anderen Faktoren – eine aktuelle Zurückhaltung beim Neubau von Kraftwerken. Ob diese Situation weiterhin anhalten wird und damit ein Kapazitätsproblem des Energy-only-Marktes begründet, ist derzeit allerdings nicht abzusehen. Nicht auszuschließen ist vielmehr, dass das sukzessive Ausscheiden älterer Kraftwerke mittelfristig wieder zu Preisspitzen und einer verbesserten Finanzierungssituation auch für Spitzenlastkraftwerke führen wird.

378. Um die gegenwärtige Situation des deutschen konventionellen Kraftwerksbestandes insgesamt – ungeachtet gesonderter Probleme wie der Unterkapazität in einigen Regionen – zu skizzieren, hat die Monopolkommission ein einfaches Szenario der Lastabdeckung für eine hypothetische Extremsituation für das Jahr 2012 berechnet. Dazu hat sie die in Abschnitt 2.2.2.1 beschriebenen Daten verwendet und anhand dieser den Eintritt schwieriger Kapazitätsbedingungen simuliert. (vgl. Tabelle 3.5).

Tabelle 3.5:

**Simulation der bestehenden Kapazitätsabdeckung
in einer Extremsituation¹**

<i>Simulationsbedingungen</i>	<i>Wert</i>
Nachfrageseite	
Höchste im Jahr 2012 gemessene Last (8. Februar zwischen 18 und 19 Uhr)	81.840,659 MW
Produktionsseite	
Kraftwerkskapazität insgesamt	103.609,1 MW
Geringste gemessene Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2012	180,225 MW
Geplante Ausfälle von Kraftwerksleistung zum Lastzeitpunkt (8. Februar 2012 zwischen 18 und 19 Uhr)	2.057,5 MW
Maximale ungeplante Leistungsausfälle im Jahr 2012	6976 MW
Abdeckungsquote (gerundet)	116 %
Maximale Stromexporte im Jahr 2012	13.033 MW
Abdeckungsquote (gerundet)	100 %

¹ Nach Angaben der Bundesnetzagentur decken die Daten zur Kraftwerksleistung ca. 95 % der tatsächlich vorhandenen Kapazität ab. Demgegenüber liegen bezüglich der Ausfallzeiträume nur Daten für Kraftwerke über 100 MW Leistung vor. Berücksichtigt man die gegenläufigen Wirkungen dieser Einschränkungen der Datengrundlage, dann kann angenommen werden, dass die berechnete Leistung näherungsweise der tatsächlichen Leistung entspricht.

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Daten von Bundesnetzagentur, ENTSO-E, EEX

379. Im Ergebnis ergibt sich eine theoretische Lastabdeckung durch konventionelle Kraftwerke von ca. 116 %. Wird erschwerend unterstellt, dass trotz der Hochlast Strom ins Ausland exportiert wird (z.B. aufgrund von Termingeschäften, ebenfalls bestehenden Engpässen im Ausland), und die Kapazität um die maximal gemessenen Stromexporte korrigiert, so verbleibt eine Lastabdeckung von ca. 100 %. Dabei sei darauf hingewiesen, dass die Einspeisung weiterer Anlagen, über die keine Daten vorliegen (insbesondere andere EE-Anlagen als Windkraft und Photovoltaik), ebenfalls einen Teil dieser Last tragen. Die tatsächliche Abdeckungsquote liegt in einer solchen unwahrscheinlichen Situation daher sogar höher. Diese Simulation veranschaulicht, dass derzeit noch kein spezifisches Problem bei der Gesamtkapazität vorliegt, jüngst zurückliegende Engpasssituationen daher vor allem auf Netzungleichgewichte und Fehlprognosen zurückzuführen sind. Eine Extrapolation für die Marktentwicklung in den nächsten Jahren, die durch die Abschaltung älterer Kraftwerke, insbesondere von Kernkraftwerken, und durch den Zubau von Anlagen für erneuerbare Energien maßgeblich beeinflusst wird, lassen diese Daten nicht zu.

Fazit: Unsichere Indizien für kritische Kapazitätsprobleme

380. Derzeit liegen zu wenige verlässliche Hinweise darüber vor, dass der deutsche Energy-only-Markt keine ausreichenden Anreize setzt, um auch langfristig eine erforderliche Versorgungskapazität aufrechtzuerhalten. Bei einer starken gesellschaftlichen Präferenz für Versorgungssicherheit und gleichzeitig relativ geringem gesellschaftlichem Bewusstsein für die dafür langfristig aufzuwendenden Kosten könnte bereits eine gerin-

ge Auftrittswahrscheinlichkeit für eine Versorgungsunsicherheit bzw. für ein Problem eines Energy-only-Marktes ausreichend sein, um die Politik zur Schaffung von Überkapazitäten zu veranlassen. Dies trifft zwar aufseiten einzelner Energieversorger auf Zustimmung, da die Vermarktung von Kapazitäten im Rahmen von Kapazitätsmechanismen Erlöse verspricht, die mit bestimmten Kraftwerkstypen am Markt derzeit nicht zu erzielen sind. Gleichwohl stimmen diese Erwägungen nicht zwingend mit einer effizienzbasierten Vorgehensweise überein; eine Entscheidung über den Aufbau komplexer Kapazitätsmechanismen sollte daher von der Politik verantwortungsvoll angegangen werden.

381. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass die Reaktion auf ein potenzielles Problem mit umfangreichen Kapazitätsmechanismen einen erheblichen Eingriff in den Strommarkt darstellen kann, der weitestgehend irreversibel wäre. Sie spricht sich daher dafür aus, in der Diskussion um Kapazitätsmechanismen nichts zu überstürzen. Das effiziente Institutionendesign von Kapazitätsmechanismen ist vor allem im europäischen Energieverbund sorgfältig zu prüfen. Währenddessen sollte untersucht werden, ob sich aus dem Markt heraus weitere Hinweise ergeben, die den Bedarf für Kapazitätsmechanismen stützen.

3.5.2 Optionen für langfristige Kapazitätsmechanismen und Kapazitätsmärkte

3.5.2.1 Überblick

382. Im vorigen Abschnitt hat die Monopolkommission zunächst den Bedarf an Instrumenten zur Sicherung der Systemstabilität systematisiert und im Einzelnen bewertet. Die zuletzt in Politik und Fachwelt intensiv geführte Diskussion um mögliche Kapazitätsmechanismen und Kapazitätsmärkte zielt vor allem auf das Problem, auch langfristig eine ausreichende Kapazität zur Abdeckung der Nachfrage zu sichern und einem möglichen Missing-Money-Problem vorzubeugen. Teilweise werden in entsprechenden Modellen jedoch auch Möglichkeiten angesprochen, um auch anderen bestehenden Systemproblemen – etwa auftretenden Netzungleichgewichten – zu begegnen, z.B. indem in einigen Vorschlägen die Möglichkeit einer räumlichen Kapazitätssteuerung in Erwägung gezogen wird.

383. Das Kapazitätsproblem ist durch verschiedene Institutionen insbesondere aus der Politikberatung zuletzt intensiv analysiert worden. Auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat die damit verbundenen Fragen seit September 2011 regelmäßig im Rahmen eines Kraftwerksforums mit Ländern und Verbänden erörtert und mittlerweile einen Abschlussbericht erstellt. Zur Konkretisierung möglicher Maßnahmen, die zu einer Lösung langfristiger Kapazitätsprobleme führen können, liegen deshalb zahlreiche Studien vor, die jedoch zu unterschiedlichen Ergebnissen über den Bedarf und die Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus kommen. Neben Maßnahmen, die bei der Steuerung der Nachfrageseite (Demand Side Management)⁴⁰⁸ und bei der Speicherung von Strom⁴⁰⁹ ansetzen, werden dabei vor allem Lösungen diskutiert, die eine ausreichende Erzeugungskapazität für jeden Bedarfsfall absichern sollen.

408 Für eine Erläuterung des Modells eines Demand Side Management im Zusammenhang mit dem Problem der Netzungleichgewichte vgl. Abschnitt 3.5.2.3.

409 Für die Untersuchung des Einsatzes von Speichertechnologien im Zusammenhang mit dem Problem der Netzungleichgewichte vgl. Tz. 327.

384. Einen Sonderfall im Rahmen der Kapazitätsmechanismen stellen Vorschläge dar, die einen weitgehend unregulierten Mechanismus vorsehen, durch den sich eine ausreichende Kapazitätsdeckung einstellen soll. Diese Lösungsvorschläge zielen typischerweise darauf ab, den Bilanzkreisverantwortlichen eine stärkere Systemverantwortung zu übertragen. Dies könnte z.B. durch eine Verpflichtung zur Einstellung erneuerbarer Energien in den Bilanzkreis oder durch entsprechende Anreize erfolgen. Es wird argumentiert, dass Bilanzkreisverantwortliche in diesem Fall ein eigenes Interesse hätten, entsprechende Kapazitäten etwa durch flexible langfristige Lieferverträge über konventionelle Kapazität abzusichern. In wichtigen Punkten decken sich diese Vorschläge allerdings mit den bestehenden Bemühungen, den Energy-only-Markt etwa durch eine zunehmende Direktvermarktung marktnäher zu gestalten. Mit dem Grundvertrauen in den Energy-only-Markt teilen solche Ansätze allerdings auch, dass sich die tatsächlichen Wirkungen auf das Investitionsklima und die längerfristige Versorgungssicherheit nicht absehen lassen.

385. Sofern konkrete, maßgeschneiderte Kapazitätsmechanismen gefordert werden, lassen sich unter diesen zwei Grundformen unterscheiden. Auf der einen Seite wird erwo-gen, den Ansatz des Energy-only-Marktes weiterzuverfolgen und – sofern dieser lang-fristig nicht die erforderlichen Kapazitäten garantieren sollte – zu dessen Absicherung eine zusätzliche strategische Reserve einzurichten. Auf der anderen Seite steht die Op-tion einer kompletten Abkehr vom bestehenden System des Energy-only-Marktes und dem Aufbau eines expliziten Kapazitätsmarktes, der eine vordefinierte Kapazität im Markt sicherstellt.

3.5.2.2 Vor- und Nachteile der Schaffung expliziter Kapazitätsmärkte

386. Vorschläge, die eine Einführung expliziter Kapazitätsmärkte betreffen, sehen vor, die Finanzierung von Kraftwerken zur Stromerzeugung auf zwei Säulen zu verlagern: zum einen auf den weiterhin bestehenden Großhandelsmarkt für Strom und zum ande-ren auf einen bestimmten, neu zu schaffenden Markt für Kraftwerke – den Kapazitäts-markt –, der dafür sorgen soll, dass eine bestimmte ausreichende Kapazität dem Markt stets zur Verfügung steht. Auf dem Kapazitätsmarkt werden dazu Verträge über die Be-reitstellung der gewünschten Kapazität geschlossen. Für die konkrete Ausgestaltung ei-nes solchen Kapazitätsmarktes bestehen allerdings zahlreiche Umsetzungsmöglichkei-ten. In der vorherrschenden Diskussion befinden sich derzeit drei grundlegende Ansätze aus der Politikberatung, die bereits konkrete Vorstellungen zu einem entsprechenden Marktmechanismus enthalten: das Konzept der „Kapazitätssicherungsverträge“⁴¹⁰, der Ansatz der „fokussierten Kapazitätsmärkte“⁴¹¹ und das Modell „dezentraler Kapazitäts-märkte“⁴¹².

387. Ein grundlegendes Unterscheidungsmerkmal bei den verschiedenen Kapazitätsme-CHANISMEN stellt die Bestimmung und Beschaffung der gewünschten Kapazität dar. In

410 Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Untersuchungen zu einem zu-kunfts-fähigen Strommarktdesign, Köln 2012.

411 Vgl. Öko-Institut e.V./Raue LLP, Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Über-gang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF, Berlin. 8. Oktober 2012.

412 Vgl. Enervis energy advisors GmbH/BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Ein zukunfts-fähiges Energiemarktdesign für Deutschland, 1. März 2013; http://www.vku.de/fileadmin/get/?24103/EMD_Gutachten__Langfassung.pdf.

den Ansätzen „Kapazitätssicherungsverträge“ und „fokussierter Kapazitätsmarkt“ wird dies von einer zentralen Stelle übernommen, die das insgesamt erforderliche Kapazitätsniveau ermitteln und beschaffen soll. Diese Kapazität wird dann rechtzeitig im Rahmen von Auktionen ausgeschrieben, um auch einen notwendigen Neubau von Kraftwerken zu ermöglichen. Typischerweise wird ein Vorlauf von fünf bis sieben Jahren vorgeschlagen. Die Kosten der Auktion werden von den Stromverbrauchern z.B. in Form einer Umlage auf den Strompreis getragen.

Neben weiteren Abweichungen im institutionellen Design unterscheiden sich die Modelle „Kapazitätssicherungsverträge“ und „fokussierte Kapazitätsmärkte“ vor allem darin, inwieweit bei der Ausschreibung der Kapazität zwischen unterschiedlichen Kapazitätstypen zu differenzieren ist. Im Falle der Kapazitätssicherungsverträge erfolgt eine (bis auf die Laufzeit der Kapazitätsverträge) weitgehende Gleichbehandlung der Anbieter von Kapazität, während bei den fokussierten Kapazitätsmärkten eine Segmentierung von Märkten und teilnahmeberechtigten Kraftwerken vorgenommen wird. Insbesondere wird im Falle der fokussierten Kapazitätsmärkte zwischen Bestands- und Neubuanlagen, nach Stilllegungsgefahr von Bestandsanlagen und nach technischen Präqualifikationsanforderungen unterschieden. Im Falle der Kapazitätssicherungsverträge wird eine Unterscheidung, etwa zwischen Bestands- und Neuanlagen, mit dem Argument vermieden, dass sämtliche Anlagen der Kapazitätssicherung dienen und mögliche Preiswirkungen auf dem bestehenden Stromgroßhandelsmarkt (etwa aufgrund zunehmender Angebotskapazitäten) auch von diesen zu tragen sind.

388. Wie der Name des dritten Modells „dezentraler Kapazitätsmärkte“ bereits deutlich macht, wird die Nachfrage nach Kapazität bei diesem Ansatz dezentral determiniert. Dazu sieht das Modell vor, auf einem Kapazitätsmarkt – auch Leistungsmarkt genannt – die ausreichende Kapazität durch handelbare Zertifikate sicherzustellen. Mit der Ausgabe eines Zertifikates garantieren die Erzeuger von Strom die Vorhaltung von Kapazität. Auf der anderen Seite können Nachfrager nach Energie eine gewisse Kapazität durch den Kauf dieser Zertifikate absichern. Der Ansatz unterscheidet zwischen technisch flexiblen und unflexiblen Nachfragern. Für Letztere wird automatisch ausreichende Kapazität durch einen Agenten eingekauft. Technisch flexible Kunden können hingegen durch den Kauf von Zertifikaten eine in einer Engpasssituation zur Verfügung stehende Kapazität selbstständig absichern. Kommt es zum Engpass, so trifft der Stromausfall diejenigen Kunden, die sich nicht mit ausreichend Kapazität versorgt haben. Der Ausfall wird von diesen Kunden jedoch kalkuliert, die effiziente Kapazitätsabdeckung wird daher bei diesen Kunden endogen ermittelt, sodass das Konzept in diesem Punkt tatsächlich eine Verknüpfung des Kapazitätsmarktmodells mit dem Demand-Side-Management-Ansatz darstellt.

389. In allen Fällen, in denen Kapazitätsmärkte zur Ergänzung des Stromgroßhandels geschaffen werden sollen, käme es zudem dazu, dass Stromerzeuger über zwei Finanzierungsquellen konventioneller Kraftwerke verfügen. Durch die Möglichkeit, Kraftwerke sowohl auf dem Kapazitätsmarkt als auch auf den Großhandelsmärkten für Strom zu vermarkten, könnte es jedoch zu einer Erzielung doppelter Renten und damit einhergehender Ineffizienzen auf Kosten der Verbraucher kommen. Im Rahmen von Kapazitätsmarktmodellen werden daher Wege diskutiert, welche die Möglichkeit doppelter Rentenerzielung vermeiden sollen. Zur Lösung dieses Problem wird bei den beiden zentra-

len Ansätzen, „Kapazitätssicherungsverträge“ und „fokussierter Kapazitätsmarkt“, jeweils die Ausgabe einer sog. Call-Option durch den Anbieter der Kapazität vorgesehen.⁴¹³ Angeboten und nachgefragt werden somit immer Kapazität und Option. In der Option wird ein sog. Ausübungspreis festgelegt. Liegt der Spotmarktpreis für Strom über dem Ausübungspreis, muss die Differenz vom Anbieter der Kapazität zurückerstattet werden. Ist die kontrahierte Kapazität optimal bemessen, entsprechen sich Rückzahlung und Kapazitätzahlung, sodass der Kunde nur den Stromgroßhandelspreis zu entrichten hätte. In Abhängigkeit von der konkreten und tatsächlich realisierbaren Ausgestaltung des Preismechanismus ist die Möglichkeit einer ineffizienten Überkompensation der Anlagenbetreiber allerdings nicht auszuschließen.

Neben der Absicherung der Kunden hat das Konzept einer Call-Option den Vorteil, dass Anreize zum Missbrauch möglicher Marktmacht durch Kapazitätzurückhaltung im gewöhnlichen Stromgroßhandel reduziert werden. Einen vergleichbaren Mechanismus zur Integration des Stromgroßhandels mit dem Kapazitätshandel sieht das Modell der dezentralen Kapazitätsmärkte hingegen nicht vor; aufgrund der flexibel handelbaren Kapazitätsrechte wäre eine solche Integration in diesem Modell auch schwieriger umzusetzen.

390. Die Monopolkommission sieht einen wesentlichen Vorteil aller Modelle für die Einführung möglicher Kapazitätsmechanismen darin, dass sie eine langfristige Lösung des Kapazitätsproblems auf Basis marktnaher Mechanismen (Auktionierung, Zertifikatehandel) versprechen. Allerdings ist in diesem Zusammenhang auch auf die Erfahrungen mit Kapazitätsmärkten im Ausland zu verweisen. Dort zeigt sich, dass die komplexen Mechanismen administrativ installierter Kapazitätsmärkte sehr häufig Anpassungen erfordern, wodurch die mit dem Markt intendierte Investitionssicherheit oft erheblich geschmälert wird.⁴¹⁴

391. Unter den dargestellten Vorschlägen zur Einführung von Kapazitätsmärkten in Deutschland würdigt die Monopolkommission die Herangehensweise des Modells dezentraler Kapazitätsmärkte, mögliche Reaktionsmöglichkeiten der Nachfrageseite mit zu berücksichtigen und die benötigte Kapazität nicht exogen zu determinieren. Die beiden zentralen Ansätze erscheinen jedoch nicht nur vergleichsweise geringere Umsetzungsschwierigkeiten und geringere Transaktionskosten aufzuweisen, sondern bieten durch die vorgeschlagene Call-Option die Möglichkeit, einer verbraucherschädigenden Überkompensation der Erzeuger entgegenzuwirken. Ein erheblicher Nachteil sämtlicher Modelle ist jedoch, dass ihre Implementierung einen erheblichen, komplexen und in seinen Wirkungen auf Kosten und Effizienz nicht eindeutig absehbaren Eingriff in das bestehende Marktdesign bedeutet. Einmal umgesetzt ist die damit verbundene Abkehr vom bestehenden Energy-only-Markt kaum reversibel und sollte daher auf einer klaren Diagnose basieren.

413 Dieser Ansatz geht dabei auf einen Vorschlag aus dem Jahr 2006 zurück; vgl. Cramton, 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>.

414 Ein gut dokumentiertes Beispiel stellt in diesem Zusammenhang der auf dem sog. „Reliability Pricing Model“ (RPM) basierende Kapazitätsmarkt von PJM Interconnection LLC dar, der am 1. Januar 2007 eingeführt wurde. PJM ist ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber an der nördlichen Ostküste der Vereinigten Staaten und organisiert die Erzeugung, die Übertragung und den Großhandelsmarkt in seinem Versorgungsgebiet. Der PJM-Kapazitätsmarkt war in der Vergangenheit sehr häufigen Anpassungen des komplexen Marktdesigns ausgesetzt.

3.5.2.3 Vor- und Nachteile des Einsatzes einer strategischen Reserve

392. Eine strategische Reserve stellt eine neu zu schaffende Reservekraftwerksleistung dar, die für bestimmte Zeitpunkte kritischer Kapazitätsprobleme vorgehalten wird und von verschiedenen Institutionen zur Lösung von Kapazitätsproblemen vorgeschlagen wurde.⁴¹⁵ Sie ist am ehesten einer Ergänzung zu den bestehenden Systemdienstleistungen der Netzbetreiber vergleichbar (z.B. dem Einsatz von Regelenergie), durch die die Netzstabilität gewährleistet wird. Allerdings bestehen gegenüber den bereits existierenden Systemdienstleistungen mehrere zentrale Unterschiede. Zum einen sieht eine strategische Reserve eine langfristige Kontrahierung von Kraftwerkskapazitäten vor und zielt somit darauf ab, Kapazitätsproblemen entgegenzuwirken, die aus einem langfristig suboptimalen Kraftwerksbestand resultieren könnten. Zum anderen besteht ein wesentlicher Unterschied in der Auslösung der strategischen Reserve, die nicht durch einen Abruf des Netzbetreibers, sondern durch ein Preissignal erfolgt. Dahinter steht die Annahme, dass im Falle eines Kapazitätsproblems am Energy-only-Markt der Preis für Strom sprunghaft um ein Vielfaches seines Durchschnittsniveaus ansteigen würde. Dieser Preisanstieg kommt zustande, da das letzte verfügbare Kraftwerk, das Grenzkraftwerk, im Falle eines Nachfrageüberhangs über Marktmacht verfügt. Für diesen Fall eines kritischen Kapazitätsmangels wird ein bestimmter sog. Auslösungspreis festgelegt, ab dem die strategische Reserve einsetzt. Der Auslösungspreis ist somit gleichbedeutend mit einer Preisobergrenze für den Energy-only-Markt.

393. Ein Vorzug der strategischen Reserve ist, dass sie im Vergleich zum Aufbau expliziter Kapazitätsmärkte eine schlanke und marktkonforme Lösung möglicher Kapazitätsprobleme darstellt. Konzeptionell führt sie zu einer Absicherung des Energy-only-Marktes, ohne diesen in seiner bestehenden Form grundsätzlich zu verändern. Die strategische Reserve wird daher vor allem von Institutionen befürwortet, die ein grundsätzliches Versagen des Energy-only-Marktes als unwahrscheinlich ansehen. Sie dient somit als Form der Versicherung gegen den Fall, dass es doch in bestimmten Situationen zu kritischen Kapazitätsproblemen kommen sollte. Falls der Einsatz der strategischen Reserve im Einzelfall funktioniert, dann ist das Resultat nahe einer Marktlösung. Zeigt sich hingegen, dass der Energy-only-Markt alleine in der Lage ist, eine ausreichende Marktabdeckung zu gewährleisten, dann lässt sich die Reserve vergleichsweise einfach wieder auflösen.

394. Ein wesentlicher Kritikpunkt an der strategischen Reserve ist, dass mit ihrem grundlegenden Mechanismus stets gewisse allokativen Ineffizienzen verbunden sind. Dabei erscheinen folgende Aspekte besonders relevant:

- Einfluss auf die Höhe der Ineffizienzen hat dabei vor allem der festgelegte Auslösungspreis, der langfristig festgelegt werden sollte, um im Energy-only-Markt eine gewisse Sicherheit zu schaffen. Wird ein niedriger Auslösungspreis be-

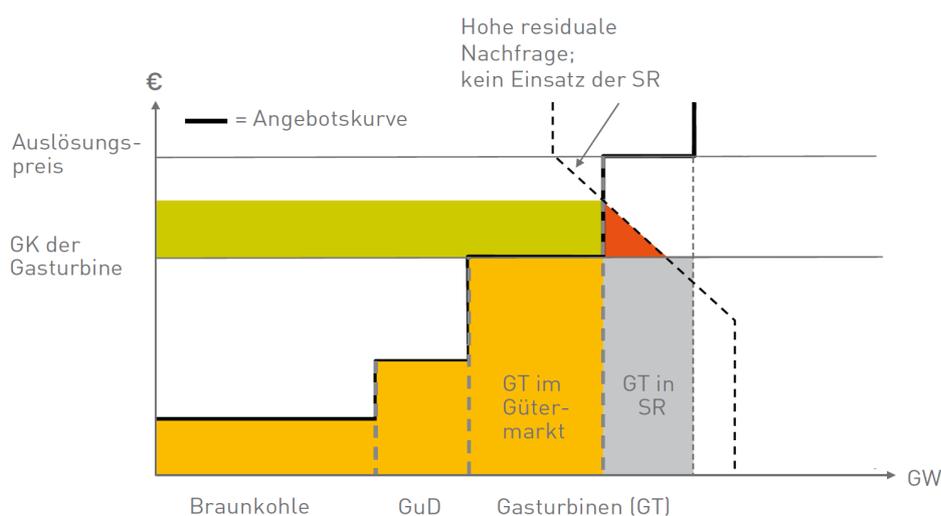
⁴¹⁵Vgl. r2b Energy Consulting, Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse, Erkenntnisse der ökonomischen Theorie vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion, 2011; Consentec, Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung 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).

stimmt, bedarf es einer größeren strategischen Reserve, die tendenziell häufiger zum Einsatz kommt und die kontrollierte Zurückhaltung von Nachfrage (Demand Side Management) als alternative Steuerungsmöglichkeit verdrängt. Tatsächlich ist ein effizienter Auslösungspreis aber a priori schwer zu bestimmen. In der Regel wird oft von einem vergleichsweise hohen Auslösungspreis ausgegangen, um die strategische Reserve klein zu halten. Dabei stünden Kraftwerke der strategischen Reserve auch dann still, wenn ihr Einsatz kostengünstiger wäre als das Demand Side Management (vgl. Abbildung 3.14, rotes Dreieck).

- Ein hoher Auslösungspreis hätte weiter zur Folge, dass der Marktpreis in einer Engpasssituation zunächst über die Grenzkosten des letzten Kraftwerks am Energy-only-Markt ansteigen kann, bis der Auslösungspreis erreicht ist. Moniert wird etwa, dass sich daher in Knappheitssituationen Preise einstellen können, die auch über die Grenzkosten der strategischen Reserve hinausgehen (vgl. Abbildung 3.14, grünes Rechteck). Allerdings kann dies theoretisch mit einem effizienten Preisniveau vereinbar sein, wenn berücksichtigt wird, dass Grenzkostenpreise am Energy-only-Markt nicht kostendeckend sind.⁴¹⁶ Faktisch macht dieser Punkt deutlich, dass das vermutete Problem auf dem Energy-only-Markt tatsächlich nicht eindeutig ist, da Übergrenzkostenpreise Investitionsanreize setzen und tendenziell Engpasssituationen reduzieren.
- Schließlich kann sich auch dann eine Ineffizienz beim Einsatz einer strategischen Reserve einstellen, wenn die Grenzkosten der in der Reserve vorgehaltenen Kraftwerke unter den Grenzkosten der Kraftwerke des Energy-only-Marktes liegen. Da die strategische Reserve qua Definition in Situationen einsetzt, in denen andere Kraftwerkskapazitäten ausgeschöpft wurden, kann es vorkommen, dass die Nachfrage nicht durch die günstigsten Kraftwerke versorgt wird und die Reserve zu allokativ ineffizienten Preisen führt.

Abbildung 3.14:

Mögliche Ineffizienzen des Modells der strategischen Reserve



Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Köln 2012, S. 52; Darstellung leicht modifiziert

⁴¹⁶ Vgl. hierzu auch die Diskussion um das Peak-Load Pricing in Abschnitt 3.5.1.3.

395. Letzterer Aspekt führt dabei unmittelbar zu einer weiteren konzeptionellen Frage zur möglichen Ausgestaltung einer strategischen Reserve. Dabei geht es darum, ob für die Reserve tatsächlich Bestandskraftwerke oder neu zu bauende Kraftwerke kontrahiert werden sollen. Die Kontrahierung von älteren und weniger effizienten Bestandskraftwerken hätte den Vorteil, dass dadurch die effiziente Preisbildung am Energiemarkt weitgehend unverzerrt bliebe. Da es sich bei den Reservekraftwerken in der Folge überwiegend auch um solche Kraftwerke mit hohen Grenzkosten handeln würde, wäre ihr später Einsatz (de facto am Ende der Merit Order) produktionstechnisch effizient. Es bleibt jedoch unklar, ob sich durch die Kontrahierung älterer und weniger rentabler Kraftwerke das Problem fehlender Anreize für notwendige Kraftwerksneubauten überhaupt lösen lässt. Denn diese Kraftwerke würden – ob ihrer hohen Grenzkosten am Energy-only-Markt – ohnehin eher selten eingesetzt, sodass sie dort kaum zu einer Mengenverknappung führen und damit keine Investitionsanreize auslösen würden. Es bleibt jedoch fraglich, ob mit der strategischen Reserve eine ausreichende Gesamtkapazität überhaupt langfristig sichergestellt werden kann. Die Ausschreibung von Neubauanlagen für die strategische Reserve würde diesem Problem zwar entgegenwirken, hätte aber zur Folge, dass möglicherweise neue und technisch hochwertige Kraftwerke in der Reserve vorgehalten werden, die faktisch nicht oder nur selten zum Einsatz kommen. Sinnvoll erscheint daher für die Einrichtung einer strategischen Reserve, einen Mix aus Neubau- und Bestandskraftwerken vorzuhalten.

3.5.2.4 Mögliche Spill-over-Effekte bei nationaler Umsetzung von Kapazitätsmechanismen

396. Ein wesentliches Prüfkriterium für die effiziente Darstellung von Kapazitätsmechanismen betrifft die durch die Mechanismen gesicherten Märkte und Netze sowie ihre geografische Ausdehnung. Wie die Analyse in Abschnitt 2.1.2.3 deutlich gemacht hat, sind die europäischen Energiemärkte zunehmend verwoben, sodass bereits heute in erheblichen Zeiträumen eines Jahres ein gemeinsamer Markt zwischen einzelnen europäischen Ländern angenommen werden kann. Vor diesem Hintergrund ist die Absicherung einer ausreichenden Versorgungskapazität auch im europäischen Kontext zu betrachten. Dabei ist bereits festzustellen, dass eine zunehmende Zahl europäischer Länder Kapazitätsmechanismen bereits eingeführt hat oder diese in Zukunft einführen möchte (vgl. Abbildung 3.15).

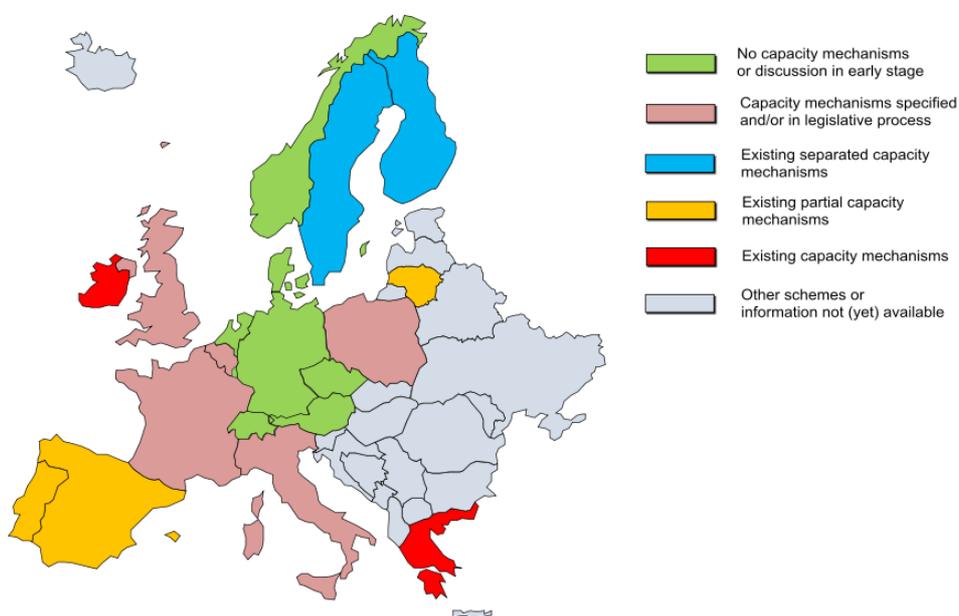
397. Theoretisch basiert der Einfluss des europäischen Binnenmarktes auf den Bedarf und den Einsatz von Kapazitätsmechanismen vor allem auf folgenden Zusammenhängen: Zum einen kann ein Land im Binnenmarkt seinen Bedarf zunehmend aus Stromimporten aus Nachbarstaaten decken. Die Möglichkeit, kurzfristig Strom zu importieren, reduziert die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Engpässen und damit auch den Bedarf an Kapazitätsmechanismen. Zum anderen sind Kapazitätsmechanismen in einem Land dem möglichen Export der durch sie bereitgestellten Kapazität ausgesetzt, sodass sich externe Auswirkungen rein national installierter Kapazitätsmechanismen ergeben können.

Die Implikationen lassen sich für den Fall darstellen, dass ein Land A einen Kapazitätsmarkt errichtet, der die ausreichende Kapazität in diesem Land finanziert, während ein anderes Land B des Binnenmarktes weiterhin auf den Energy-only-Markt vertraut und diesen Markt gegebenenfalls mit einer strategischen Reserve absichert. Während Land A

durch den errichteten Kapazitätsmarkt stets über eine ausreichend eigene Kapazität verfügen sollte, kann Land B bei einem möglichen Engpass darauf vertrauen, seine Unterkapazität zunächst aus Stromimporten aus Land A zu decken. Der Kapazitätsmarkt in Land A sichert somit den Kapazitätsbedarf in Land B zusätzlich ab. Selbst wenn Land B eine zusätzliche strategische Reserve einführen sollte, fällt die notwendige Reserveleistung durch die Möglichkeit der Stromimporte geringer aus (vgl. Abbildung 3.16). Somit kommt es automatisch zu einem positiven externen Effekt (Spill-over) der Länder, die explizite Kapazitätsmärkte aufbauen, auf solche Länder, die keinen entsprechenden Mechanismus installiert haben.

Abbildung 3.15:

Kapazitätsmechanismen in Europa



Quelle: Öko-Institut e.V./Raue LLP, Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem, Berlin, 8. Oktober 2012, S. 78

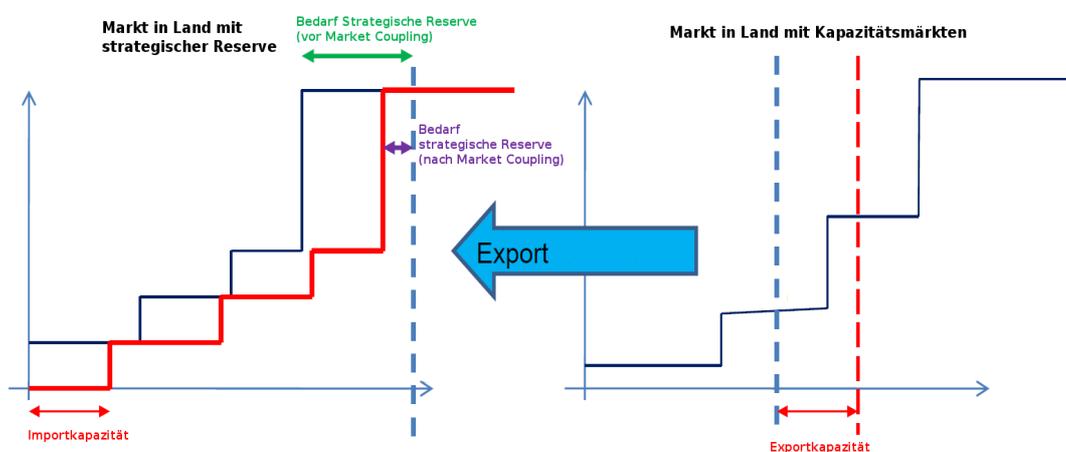
398. Eine weitere externe Auswirkung nationaler Kapazitätsmärkte im europäischen Strombinnenmarkt betrifft die Investitionsanreize für Kraftwerksbetreiber. Anzunehmen ist, dass diese in Ländern mit einem expliziten Kapazitätsmarkt aufgrund der gesicherten Kapazitätsfinanzierung höher sind, sodass es zu einem stärkeren Zubau neuer Kapazitäten in diesem Land kommt. Der Stromgroßhandelspreis in Ländern, in denen keine Kapazitätsmechanismen existieren, kann diesen Anreizeffekt auch nicht ausgleichen, da sich durch die Engpassbewirtschaftung (insbesondere bei einem Market Coupling) die Preise stets einander angleichen. Der verzerrte Kapazitätszubau hätte wiederum eine Ausweitung der bestehenden Netzengpässe an den Grenzübergangspunkten zur Folge und würde damit den europäischen Strombinnenmarktbemühungen entgegenlaufen.

399. Diese Überlegungen machen deutlich, dass die nationale Einführung von Kapazitätsmechanismen einer Abstimmung mit den europäischen Nachbarländern bedarf, ins-

besondere wenn die benachbarten Märkte – wie es derzeit vor allem im CWE-Raum der Fall ist – eng mit dem eigenen Markt verbunden sind. Im Falle der Einführung von Kapazitätsmärkten sollte daher ein abgestimmter europäischer Mechanismus vorgesehen werden, um den Handel mit Kapazitätsrechten zu ermöglichen und gleichzeitig unerwünschte externe Wirkungen zu vermeiden. Die Einführung einer strategischen Reserve hätte indes gegenüber dem Status quo kaum wesentliche externe Effekte zur Folge, da der Energy-only-Markt als zentraler Koordinationsmechanismus erhalten und weitgehend unbeeinflusst bliebe.

Abbildung 3.16:

Spill-over-Effekt eines Landes mit Kapazitätsmärkten auf ein Land mit strategischer Reserve



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Cailliau, M., EURELECTRIC Analysis on Capacity Remuneration Mechanisms: Preliminary Findings, Vortrag vom 8. April 2011, S. 25

3.5.2.5 Fazit: Vertrauen in den Energy-only-Markt nicht vorschnell aufgeben

400. Die Monopolkommission sieht in der Sicherung der langfristigen Erzeugungskapazitäten einen wichtigen Baustein für ein tragfähiges Energiemarktdesign. In der Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmechanismen weist sie allerdings darauf hin, dass ein mögliches Versagen des bestehenden Energy-only-Marktes bisher noch nicht hinreichend durch theoretische und empirische Studien belegt ist. Vor diesem Hintergrund zeigt sich die Monopolkommission skeptisch im Hinblick auf die mögliche Implementierung solch umfassender Konzepte, wie sie die Vorschläge zum Aufbau expliziter Kapazitätsmärkte in Deutschland vorsehen. Vielmehr machen die unterschiedlichen Vorschläge zur Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten deutlich, dass ihre Umsetzung durch eine Vielzahl von Parametern beeinflusst wird. Die tatsächlichen Effizienzwirkungen einer bestimmten Ausgestaltungsform lassen sich derweil nur bedingt einschätzen, wodurch nachträgliche Änderungen einer langfristigen Investitionssicherheit entgegenstehen.

401. Auch erscheint es der Monopolkommission essenziell, für eine effiziente Funktionsfähigkeit von Kapazitätsmarktmodellen ihre grenzüberschreitenden Wirkungen im europäischen Binnenmarkt genauer zu erkunden. So müsste zunächst ein Konzept erarbeitet werden, das aufzeigt, auf welche Weise auch für den Handel erforderlicher Kapa-

zitäten ein Binnenmarkt entstehen könnte, wie dies heute mit der zunehmenden Verknüpfung der Großhandelsmärkte für Strom bereits der Fall ist. Im ungünstigsten Fall könnte eine asymmetrische Umsetzung nationaler Kapazitätsmärkte im Binnenmarkt zu zusätzlichen Kosten und Handelsbeschränkungen führen.

402. Die Monopolkommission schlägt vor, das Vertrauen in den wettbewerblichen und bereits hoch entwickelten Energy-only-Markt nicht vorschnell aufzugeben. Sie regt vielmehr an, diesen Markt weiterhin laufend zu beobachten, um Anhaltspunkte dafür zu sammeln, wie sich der Kapazitätsbedarf und die Kapazitätsfrage zukünftig weiterentwickeln werden. Zu diesem Zweck könnte auf vorhandene Institutionen und Instrumente wie auf die Markttransparenzstelle und die Marktbeobachtungen der Bundesnetzagentur zur Entwicklung von Kraftwerken zurückgegriffen werden.

Nach Auffassung der Monopolkommission sind die langfristigen Kosten- bzw. Effizienzwirkungen einer strategischen Reserve gegenüber einem beliebigen Modell eines Kapazitätsmarktes nicht exakt zu ermitteln. Allerdings handelt es sich bei der strategischen Reserve um das in seinem Umfang vergleichsweise besser anpassbare und in seinen Wirkungen besser überschaubare Instrument, das zudem einen geringeren Eingriff in den Markt erfordern würde. Demgegenüber stellt ein geeignet ausgestalteter Kapazitätsmarkt einen Mechanismus dar, der besonders dann eine effiziente Lösung verspricht, wenn es auf Basis des Energy-only-Marktes langfristig zu regelmäßigen Kapazitätsengpässen kommen sollte.

Da voraussichtlich ein längerfristiger Zeitrahmen für die Beobachtung der Märkte und zur Bewertung der zu erwartenden Effekte erforderlich ist, sollte der Energy-only-Markt daher kurzfristig um eine geringe strategische Reserve aus Bestands- und Neubaukraftwerken ergänzt werden. Die strategische Reserve sollte erst bei einem relativ hohen Auslösungspreis einsetzen und zunächst mit geringer Kapazität ausgestattet werden. Die zu kontrahierenden Kraftwerkskapazitäten sollten ausgeschrieben werden. Die Teilnahme von Kraftwerken an der Ausschreibung sollten geografisch nur insofern begrenzt werden, dass diese direkt an die deutschen Übertragungsnetze angeschlossen sein müssen, um einem Einfluss auf die bestehenden Energy-only-Märkte auszuschließen.⁴¹⁷ Sollte sich infolge der vorgeschlagenen Marktbeobachtungen tatsächlich ein größeres Kapazitätsproblem absehen lassen, so könnte die strategische Reserve zunächst ergänzt und der mittelfristige Übergang in ein System mit Kapazitätsmärkten geplant werden.

3.5.3 Bewertung der Umsetzung der Reservekraftwerksverordnung (Winterreserve)

403. Am 12. Juni 2013 hat die Bundesregierung mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV)⁴¹⁸ einen Mechanismus geschaffen, der auf den ersten Blick eng an das Konzept der strategischen Reserve angelehnt ist. Faktisch übernehmen die von der Verordnung

⁴¹⁷Die Kontrahierung von Kraftwerken, die an im Ausland verlaufende Übertragungsnetze angeschlossen sind, würde hingegen die dauerhafte Buchung von Grenzübergangskapazitäten erfordern, um im Falle eines Abrufs die Leistung in das deutsche Netz zu transferieren. Ob dies technisch auch im Falle eines Engpasses im Ausland möglich wäre, ist fraglich. Zudem würde der Abruf von ausländischer Reservekapazität stets die Möglichkeit eines Ausgleichs durch eigene Importe schmälern.

⁴¹⁸Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung, ResKV) vom 27. Juni 2013, BGBl I S. 1947.

betroffenen Reservekraftwerke – auch als Netzreserve bezeichnet – jedoch eine andere Aufgabe. Durch die Verordnung sollen die Übertragungsnetzbetreiber geordnet in die Lage versetzt werden, das Netz auch bei extremen Netzungleichgewichten kurzfristig stabilisieren zu können.⁴¹⁹ Dazu sieht die Reservekraftwerksverordnung Regelungen zu einer Netzreserve vor, die sich aus stilllegungsbedrohten Kraftwerken und im Ausnahmefall auch aus Neubaukraftwerken speisen soll. Sind andere Möglichkeiten der Netzstabilisierung (z.B. Redispatching, Regelenergie) aufgebraucht, dann steht mit der Netzreserve ein zusätzliches Notfallinstrument bereit. Des Weiteren regelt die Reservekraftwerksverordnung die Aufnahme eines systemrelevanten Kraftwerks in die Reserve, für das ein Stilllegungsantrag gestellt wurde.

404. Bereits seit 2011 bzw. 2012 kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber Reservekraftwerke, um die Systemstabilität vor dem Hintergrund ihrer Aufgaben gemäß § 13 EnWG sicherzustellen. Diese Reserve war vorher vor allem unter dem Begriff Kaltreserve bekannt. Die entsprechenden Kontrakte waren für Außenstehende jedoch weitgehend intransparent. So waren z.B. bislang keine Informationen darüber erhältlich, von wem und zu welchen Konditionen Anlagen für die Kaltreserve zur Verfügung gestellt werden können.

Vor dem Hintergrund der in den Wintermonaten zunehmend auftretenden regionalen Versorgungsengpässe hatte der Deutsche Bundestag zudem bereits Ende 2012 mit dem Dritten Gesetz zur Änderung energierechtlicher Vorschriften verschiedene Neuregelungen zur Netzsicherheit beschlossen.⁴²⁰ Dazu gehörten die Verpflichtung, die Stilllegung von Kraftwerken zwölf Monate im Voraus anzuzeigen, die Möglichkeit, systemrelevante Kraftwerke gegen Kostenerstattung in Betrieb zu halten, und die Absicherung des Betriebs wichtiger Gaskraftwerke bei Versorgungsengpässen. Zudem führte das Gesetzespaket eine Verordnungsermächtigung in das EnWG ein, um die bestehende Praxis der Kontrahierung von Reservekraftwerken zu systematisieren.

405. Die im Zuge der Verordnungsermächtigung entstandene Reservekraftwerksverordnung enthält im Kern die folgenden Regelungen:

- Der Bedarf einer Netzreserve wird jährlich neu ermittelt (§ 3 ResKV). Daraufhin erfolgt ein Verfahren der Interessensbekundung, in dem sich Betreiber von (stilllegungsbedrohten) Kraftwerken, die bestimmte Anforderungen erfüllen (§ 5 ResKV), mit diesen für die Reserve bewerben können. Im Hinblick auf die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems muss nur bei gleicher technischer Eignung mehrerer angebotener Anlagen der betroffene Übertragungsnetzbetreiber das preisgünstigste Angebot berücksichtigen (§ 4 Abs. 2 ResKV). Vergütet werden Erzeugungsauslagen (Arbeitspreis, z.B. Kosten für Brennstoffe) sowie einmalige und dauerhafte Betriebsbereitschaftsauslagen (§ 6 ResKV). Die Anlagen werden im Anschluss stillgelegt und dürfen nach Vertragende nicht mehr am Energiemarkt eingesetzt werden (§ 5 Abs. 2 Nr. 2 ResKV), um eine strategische Auslagerung von Kraftwerken in die Reserve zu vermeiden.

419 Vgl. Abschnitt 3.5.3.

420 Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20. Dezember 2012, BGBl. I S. 2730.

- Im Ausnahmefall kann der Übertragungsnetzbetreiber auch den Neubau von Kraftwerken für die Reserve vorschlagen, der durch die Bundesnetzagentur genehmigt werden muss. In diesem Fall ist ein Ausschreibungsverfahren vorgesehen (§§ 8, 9 ResKV).
- Die Möglichkeit eines Kraftwerkbetreibers, sein Kraftwerk endgültig oder vorübergehend stillzulegen, sind bereits durch die Ende 2012 neu geschaffenen Regelungen des § 13a EnWG eingeschränkt. Ein Stilllegungsantrag muss mindestens zwölf Monate vor der beabsichtigten Stilllegung erfolgen. Die Reservekraftwerksverordnung regelt Weiteres zum Verfahren und zu einer möglichen Behandlung systemrelevanter Kraftwerke infolge eines Stilllegungsantrags. Letzterer löst eine Prüfung der Gefährdung der Systemsicherheit durch den Übertragungsnetzbetreiber aus. Ist die Anlage für die Systemsicherheit essenziell, so muss sie weiterbetrieben werden und wird faktisch in die Netzreserve aufgenommen.⁴²¹ Dem Betreiber wird eine Kostenerstattung gewährt, die systematisch an die Kostenerstattung für andere Bestandskraftwerke der Netzreserve angelehnt ist. Die Reservekraftwerksverordnung regelt insbesondere eine mögliche Rückkehr von vorübergehend stillgelegten Anlagen in den Markt, die nun bei Rückzahlung der Investitionsvorteile möglich ist.

406. Die Regelungen zur Einrichtung einer Netzreserve sind eine Folge der Netzungleichgewichte, die vor allem durch die zunehmende Problematik innerdeutscher Energietransporte entstehen. Da der Leitungsbau und weitere das Problem abschwächende Maßnahmen nicht kurzfristig wirksam sind, wächst die Gefahr einer regionalen Kapazitätsunterdeckung in Extremsituationen. In diesen Situationen soll die Versorgungssicherheit durch die Netzreserve sichergestellt werden. Wettbewerbspolitisch ist das Verfahren zur Aufnahme von Bestandskraftwerken zwar problematisch, da es den Übertragungsnetzbetreibern bei Auswahl der Anbieter faktisch einen diskretionären Spielraum überlässt. Allerdings erscheint der Monopolkommission diese Regelung auch notwendig zu sein, da das Ziel der Netzreserve sehr spezifische Anforderungen an die vorzuhaltenden Kraftwerke mit sich bringt.

407. Insgesamt erscheinen die Regelungen der Reservekraftwerksverordnung aus Sicht der Monopolkommission nachvollziehbar, da vor dem Hintergrund der im Rahmen der Energiewende entstehenden Netzungleichgewichte ein entsprechender Notfallmechanismus unabdingbar geworden ist. Allerdings gibt die Monopolkommission zu bedenken, dass das Problem der Netzungleichgewichte langfristig auf verschiedenen, in Abschnitt 3.4 ausführlich analysierten Wegen angegangen werden kann, zu denen beispielsweise auch ein von der Monopolkommission gefordertes Netzentgelt für die Erzeuger von konventioneller und erneuerbarer Energie gehört (G-Komponente). Langfristig sollten effiziente Instrumente gefunden werden, um das Problem der Netzungleichgewichte auch ohne das Erfordernis einer Netzreserve zu lösen. Die Monopolkommission begrüßt daher, dass die Reservekraftwerksverordnung nicht nur als nachrangiges Instrument ausgestaltet wurde (§ 7 Abs. 2 S. 2 ResKV), sondern zudem eine Befristung bis Ende 2017 enthält (§ 14 Abs. 2 ResKV). Ordnungspolitisch erscheint es zudem empfehlenswert, einen möglichen Aufbau einer strategischen Reserve zur Lösung langfristiger Kapazitätsprobleme selbstständig und möglichst grenzüberschreitend zu regeln und nicht mit

⁴²¹ Der Einsatzzweck für stillgelegte Kraftwerke entspricht nach § 7 ResKV der Regelung für die Netzreserve.

Instrumenten zur Lösung von Netzungleichgewichten, wie dem der Netzreserve, zu verbinden.

3.6 Empfehlungen für eine erfolgreiche und effiziente Verwirklichung der Energiewende

408. Das Projekt der Energiewende betrifft eine Vielzahl von Problemfeldern auf mehreren Politikebenen und in unterschiedlichen Bereichen des Energiesektors. Dabei ist der ökologische Zweck nicht aus den Augen zu verlieren, den die mit der Energiewende angedachten Veränderungen erfüllen sollen. Bei den deutschen Bemühungen zur Verwirklichung der Energiewende sollten daher auch die tatsächlichen Wirkungen auf die Reduzierung des Ausstoßes von Treibhausgasen im Mittelpunkt stehen. Gerade hier werden jedoch die wichtigsten Probleme der Energiewende deutlich, wenn aus dem Blick verloren wird, dass nationale Bemühungen der CO₂-Vermeidung wirkungslos sind, wenn das Niveau des CO₂-Ausstoßes in Europa durch den Emissionshandel bereits geregelt wird. Nationale Bemühungen zur Reduzierung von Treibhausgasen sollten daher europäisch abgestimmt, mit dem Emissionshandelssystem verknüpft und auf ihre ökologische Wirkung geprüft werden. Die Monopolkommission sieht vor diesem Hintergrund die wichtigsten Aufgaben darin, einerseits deutsche und supranationale Ziele in Einklang zu bringen und andererseits eine effiziente Verwirklichung der deutschen Ziele anzustreben.

409. Um in Deutschland die im EEG festgeschriebenen Quotenziele einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von mindestens 35 % bis 2020 und von mindestens 80 % bis 2050 kostengünstiger als bisher und unter Wahrung der Versorgungssicherheit zu erreichen, sind Veränderungen im Marktdesign und der Abbau von Wettbewerbsdefiziten notwendig. Maßgeblich verantwortlich für die Zunahme der erneuerbaren Energien ist die Förderung durch das EEG. Das Konzept des EEG hat sich im Hinblick auf die Zielerreichung als erfolgreich erwiesen, weist jedoch zugleich erhebliche Effizienzdefizite, vor allem durch die Überförderung ineffizienter Technologien, auf. Daher ist eine Novelle des EEG notwendig. Die Monopolkommission empfiehlt, zukünftig sowohl die Wahl förderungswürdiger Technologien als auch den dafür notwendigen Finanzierungsbedarf beim Zubau von EE-Anlagen durch den Wettbewerb steuern zu lassen. Dazu sollte das EEG zu einem Quotenmodell nach schwedischem Vorbild umgebaut werden:

- Die im EEG bereits festgeschriebenen Mengenziele sollten in einem überarbeiteten Fördersystem in den Mittelpunkt gestellt werden und den Zubaubedarf vorgeben. Für Stromhändler und bestimmte Letztverbraucher sollte daher ein steigender Anteil erneuerbarer Energien im Portfolio langfristig festgeschrieben werden; ein Nachweis sollte jährlich erfolgen müssen. Eine kostenintensive Übererfüllung wird somit vermieden.
- Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten zukünftig Grünstromzertifikate. Diese werden auf einem eigenen Markt gehandelt und garantieren den Zuwachs einer bestimmten Menge an erneuerbarer Energie, indem Händlern und Letztverbrauchern eine Nachweispflicht für erneuerbare Energien verordnet wird. Der hieraus entstehende Preis für die Zertifikate entspricht einer

effizienten Förderhöhe, die zur Erreichung der Ziele der Energiewende notwendig ist.

- In Zeiten von negativen Börsenpreisen werden keine Zertifikate ausgegeben.
- Jährlich werden die für den Nachweis der Quote verwendeten Zertifikate an einem Stichtag gelöscht. Ungenutzte Zertifikate sollten gültig bleiben, für nicht erreichte Quoten sollte ein Preis in Höhe von 150 % des durchschnittlichen Zertifikatspreises anfallen.
- Für eine Übergangsperiode sollte den Betreibern kleiner Anlagen (z.B. bis 100 kW) die Möglichkeit gelassen werden, die Übertragungsnetzbetreiber gegen ein Entgelt mit der Stromvermarktung zu betrauen.

410. Sofern politische Gründe dafür sprechen sollten, zumindest vorerst den Ansatz der bestehenden EEG-Förderung beizubehalten, hält es die Monopolkommission für erforderlich, in einem ersten Schritt das bestehende Modell der Direktvermarktung im Rahmen der EEG-Marktprämie effizient auszubauen. Dazu sollte die Direktvermarktung zukünftig das einzige Fördermodell für Neuanlagen darstellen. Um den Wettbewerb zwischen EE-Technologien zu beleben, sollte ein einheitlicher Fixpreis festgelegt werden, von dem ausgehend zukünftig die Höhe der Marktprämie zu bestimmen ist. Für Zeiträume negativer Börsenpreise sollte keine Vergütung erfolgen, um die kostensteigernden Anreize der Stromproduktion in diesen Zeiträumen zu reduzieren. Um den möglichen Schaden im Falle eines zu hoch gewählten Fixpreises zu begrenzen, sollte zudem eine jahresbasierte Mengenbegrenzung für die Registrierung von Neuanlagen vorgesehen werden.

Flankierend zu diesem Vorgehen sollte das Doppelvermarktungsverbot gemäß § 56 EEG gestrichen werden. Die Betreiber von EE-Anlagen sollten die Möglichkeit erhalten, den Wert, den die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien für Verbraucher am Markt besitzt, durch die Ausgabe von handelbaren Herkunftsnachweisen selbstständig zu nutzen, wodurch sie faktisch eine zusätzliche Vergütung erhalten. Der Handel mit Herkunftsnachweisen und die entstehende Zusatzvergütung ermöglicht in der Folge eine tendenzielle Reduktion der Marktprämie und damit der EEG-Umlage, was schlussendlich den Strompreis senkt. Sofern – etwa bei privaten Kleinanlagen – zumindest Übergangsweise eine Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin vorgesehen wird, könnten die Einnahmen aus dem Handel mit Herkunftsnachweisen hälftig zur Erhöhung der Vergütung der Anlagenbetreiber und zur Senkung der EEG-Umlage eingesetzt werden.

411. Da durch den vorgeschlagenen Umbau der Förderung der Umfang des Zubaus von EE-Anlagen und die zu transportierenden Mengen besser abschätzbar werden, ergeben sich zudem günstige Auswirkungen auf solche Kosten, die durch den Anpassungsbedarf der Energieversorgungsnetze ausgelöst werden. Zudem sorgt die Einstellung der Förderung in Zeiten einer Überproduktion (negative Börsenpreise) dafür, dass keine Energie transportiert werden muss, für die kein Bedarf existiert.

412. Bei der Lösung zur Überwindung von Netzengpässen sollte der Fokus nicht einseitig auf dem Netzausbau liegen. Alternativ gibt es eine ganze Reihe von Netzausbaualternativen, welche unbedingt verstärkt in die Netzausbauplanungen einfließen sollten. So sollte die Bundesregierung prüfen, ob der notwendige Netzausbau durch zusätzliche

Maßnahmen effizient reduziert werden kann. Die Monopolkommission schlägt insbesondere vor, ein von den Erzeugern von Strom zu tragendes Netzentgelt bzw. eine Netzprämie einzuführen, die den Zu- und Rückbau von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen räumlich steuern soll. Eine solche Netzentgeltkomponente (G-Komponente) könnte wie folgt ausgestaltet werden:

- Im Rahmen des jährlichen Netzentwicklungsplans werden Netzengpässe seitens der Übertragungsnetzbetreiber und mit Genehmigung der Bundesnetzagentur identifiziert. Die Übertragungsnetzbetreiber kalkulieren zudem langfristige Grenzkosten bzw. den Grenznutzen der Netzbelastung bzw. die Entlastung durch die Einspeisung von Strom in verschiedenen Netzzonen.
- Als Folge der Analyse definieren die Übertragungsnetzbetreiber Preiszonen, in denen aus der langfristigen Grenzbelastung/Entlastung ein negatives/positives Netzentgelt (G-Komponente) berechnet wird (Euro pro Megawattstunde Einspeisung). Negative und positive Zahlungen sollten dabei so kalkuliert werden, dass sie sich innerhalb eines Jahres aufheben, sodass die G-Komponente letztlich aufwandsneutral den Zubau von Erzeugungsanlagen räumlich steuert.
- Erzeuger von konventionellem und erneuerbarem Strom zahlen zukünftig jährlich ein an ihren Einspeisungen bemessenes Entgelt aus der G-Komponente oder erhalten eine Prämie. Bei Betreibern von EE-Anlagen lässt sich die Abrechnung der G-Komponente mit verhältnismäßig geringem Aufwand in die Abrechnungen zur EEG-Förderung und zur Marktprämie integrieren.

413. Ob zudem zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit langfristig Mechanismen notwendig werden, die den bestehenden Großhandel von Strom durch Kapazitätskomponenten ergänzen, lässt sich derzeit nicht eindeutig beantworten. Vorliegende Konzepte zu Kapazitätsmechanismen sollen sicherstellen, dass auch zukünftig ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, um selbst unter sehr ungünstigen Bedingungen die Versorgung mit Strom sicherzustellen. Aufgrund des gravierenden Markteintritts und der enormen Kosten, die mit dem Aufbau solcher Mechanismen verbunden sind, deren Bedarf aber gleichwohl nicht ausreichend belegt ist, ist eine vorsichtige Herangehensweise vorzuziehen:

- Durch die Markttransparenzstelle und anhand der Marktbeobachtungen der Bundesnetzagentur sollte der Bedarf an Kapazitätsmechanismen laufend evaluiert werden.
- Kurzfristig sollte eine kleine strategische Reserve aus Bestands- und Neubaukraftwerken eingerichtet werden, die bei einem hohen Auslösungspreis einsetzt, um den bestehenden Markt so gering wie möglich zu beeinflussen.
- Sollte sich infolge der Marktbeobachtungen tatsächlich ein größeres Kapazitätsproblem absehen lassen, so könnte die strategische Reserve zunächst ergänzt und der mittelfristige Übergang in ein System mit Kapazitätsmärkten geplant werden.
- Für eine mögliche spätere Einrichtung expliziter Kapazitätsmärkte sollte derweil ein Konzept erarbeitet werden, wie auch ein Binnenmarkt für den Handel erforderlicher Kapazitäten entstehen könnte, so wie dies heute mit der zunehmenden Verknüpfung der Großhandelsmärkte für Strom der Fall ist.

414. Die deutschen Bemühungen einer Umsetzung der Energiewende konzentrieren sich derzeit darauf, eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der deutschen Stromerzeugung herbeizuführen und dabei die Atomkraft zu ersetzen. Um dieses Ziel zu erreichen, sollte die Bundesregierung einen ganzheitlichen Ansatz verfolgen und die verschiedenen Problemfelder nicht dogmatisch, sondern unter Berücksichtigung wirtschaftspolitischer Interdependenzen angehen. Allein die Tatsache, dass die erneuerbaren Energien (weiterhin) einer Förderung bedürfen, bedingt, dass mit der Umsetzung der Energiewende unmittelbare Kostensteigerungen einhergehen. Weitere Kosten ergeben sich aus den Auswirkungen auf nachgelagerte Märkte und Wertschöpfungsstufen. Um die Belastung für die Wirtschaft und die privaten Verbraucher so gering wie möglich zu halten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sollte umgehend eine nachhaltige und wettbewerbsnahe Weiterentwicklung des bestehenden Marktde-signs umgesetzt werden.

4. Netzebene Strom und Gas: Wirksamkeit von Wettbewerbs- und Regulierungsrecht

4.1 Komplexität der Regulierung

415. Die Notwendigkeit einer Regulierung des Netzbereichs ergibt sich aus der Eigenschaft eines natürlichen Monopols von Strom- und Gasnetzen. Seit Beginn der Liberalisierung im Jahr 1998 ist in Deutschland ein komplexes Regulierungsregime entstanden, das fortlaufend verändert und immer weiter ausdifferenziert wird.⁴²² Neben originären Regulierungsthemen wie Entflechtung⁴²³ oder Entgeltregulierung⁴²⁴ wurden beispielsweise im Rahmen des Netzausbaus und der Neugestaltung der Energiegroßhandelsüberwachung durch ACER und MTS die Anforderungen an Regulierer und Unternehmen sogar erweitert.⁴²⁵

Die Komplexität der (Energie-)Regulierung äußert sich zum einen in der Vielzahl einzelner Regelungen und ihrer Querverbindungen (Komplexität des Regelwerks); daraus resultieren oftmals Rechtsunsicherheiten und nicht selten ungewollte Nebeneffekte. Zum anderen steigen mit zunehmender Komplexität der Anwendungs- und Kontrollaufwand für die Behörden sowie die Regelbefolgungs- oder Compliancekosten für die Unternehmen (Komplexität der Regulierungspraxis).

416. Anschauliches Beispiel für die Regulierungsdichte sind die inzwischen fast 4.000 verschiedenen, parallel geltenden Einspeisetarife für erneuerbare Energien, wobei für Photovoltaikanlagen monatlich neu angepasste Einspeisetarife hinzukommen.⁴²⁶ Auch stellt beispielsweise seit 2009 die Anreizregulierung in ihrer ersten Regulierungsperiode die Bundesnetzagentur und die Netzbetreiber vor einige Start- bzw. Umsetzungsschwierigkeiten, die in Deutschland vor allem aus der teilweise noch unklaren Rechtslage nach Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)⁴²⁷ oder aus Folgeproblemen vorangegangener Abläufe resultieren. Hierzu zählen beispielsweise die Umsetzung der Mehrerlösabschöpfung oder das Mitführen der Salden aus der periodenübergreifenden Saldierung. Insoweit übersteigt bislang – nach eigenen Angaben der Bundesnetzagentur – der mit den Einzelprozessen einhergehende Aufwand aufseiten der Regulierungsbehörde und der Netzbetreiber in Teilen die an das Instrument ursprünglich geknüpften Erwartungen bezüglich einer möglichen Vereinfachung der Abläufe gegenüber einer regelmäßigen Kostenprüfung.

422 Für den Bereich erneuerbare Energien vgl. z.B. auch Abbildung 3.3.

423 So waren beispielsweise zuletzt im Bereich der Entflechtung die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber angehalten, die Unbundlinganforderungen aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket in Form des „ITO-Modells“ (§§ 10 ff. EnWG) umzusetzen. Das ITO-Modell zielt – im Vergleich zur eigentumsrechtlichen Entflechtung und dem ISO-Modell – nicht auf eine völlige Umgestaltung des bisherigen Entflechtungsregimes, sondern kann als Weiterentwicklung der bereits rechtlich und organisatorisch entflochtenen Netzbetreiber angesehen werden, mit der die tatsächliche Unabhängigkeit des Netzbetriebs insbesondere im Interesse eines diskriminierungsfreien Informationsflusses sowie eines bedarfsgerechten Netzausbaus gewährleistet werden soll; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 404 ff.

424 Vgl. hierzu nachfolgend Abschnitt 4.2.

425 Vgl. hierzu die Abschnitte 3.4 und 2.3.

426 Stand Ende 2012. Vgl. BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, a.a.O., S. 51. Zur Systemkomplexität des EEG-Fördersystems vgl. Abschnitt 3.3.2.4.

427 Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007, BGBl. I S. 2529; zuletzt geändert durch Art. 7 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012, BGBl. I S. 2730.

417. Die grundsätzliche Problematik der mit der Anreizregulierung verbundenen hohen Regulierungsdichte – z.B. zulasten einer flexiblen Investitionssteuerung – hat die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten aufgegriffen.⁴²⁸ In Großbritannien, wo die Anreizregulierung bereits seit etwa 20 Jahren Anwendung findet, hat die Regulierungsbehörde Ofgem unter Beteiligung von Stakeholdern und Wissenschaftlern eine Überprüfung der Anreizregulierung durchgeführt und in der Folge unter dem Namen „RIIO“ (Revenue set to deliver strong Incentives, Innovation and Output) ein verändertes Konzept für die Regulierung der Strom- und Gasversorgungsnetze vorgelegt.⁴²⁹ Wesentliche Neuerungen sind hier insbesondere die Verlängerung der Regulierungsperioden und eine stärkere Outputorientierung.⁴³⁰ Ungeachtet der Ergebnisse in Großbritannien erscheint eine regelmäßige Evaluation der Regulierungspraxis sinnvoll. Insbesondere in den angelsächsischen Ländern wird eine Evaluation regelmäßig durchgeführt.

418. In Deutschland wird die Regulierung von einigen Netzbetreibern als „überbürokratisiert“ empfunden. Dabei ist die gesteigerte Komplexität nicht zuletzt auch auf Forderungen von Unternehmen zurückzuführen, die dem Regulierer gegenüber eine höhere Einzelfallgerechtigkeit anmahnen. Im Zuge der Regulierung ergeben sich für die Unternehmen eine ganze Reihe von Handlungspflichten. Hierzu zählen im Wesentlichen Informations-, Zahlungs-, Kooperations-, Überwachungs- und Qualifikationspflichten. Steigt die Komplexität der Regulierung, dann steigen die Kosten der Unternehmen für die Umsetzung der Regulierungsanforderungen. Insbesondere für kleine Netzbetreiber erscheint der Aufwand dabei verhältnismäßig hoch, weil bei ihnen kaum Größen- und Verbundvorteile anfallen. Ein (zu) komplexes Regelsystem bindet auf beiden Seiten, d.h. aufseiten des Regulierers und auf Unternehmensseite, erhebliche Ressourcen und könnte zudem eine Eintrittsbarriere für Newcomer darstellen.

419. Bei der Bewertung derartiger Beschwerden aus Unternehmenskreisen ist zu beachten, dass spezialisierte Berater, Unternehmensverbände sowie immer leistungsfähigere IT-Systeme die Bewältigung von Regulierungskomplexität erleichtern können. Zudem geht in aller Regel nach einer aufwendig(er)en Initialphase der Anwendungsaufwand auf Behörden- und auf Unternehmensseite deutlich zurück. Ähnliches gilt für Rechtsunklarheiten. Allerdings wird diese Entwicklung eines insoweit sinkenden Aufwandes typischerweise nicht durch eine Verschlankung der behördlichen Strukturen abgebildet. Die Bundesnetzagentur beispielsweise beschäftigt nach Angaben ihres Präsidenten mittlerweile insgesamt 2.700 Mitarbeiter.⁴³¹ Relativierend muss angemerkt werden, dass derartige Lerneffekte immer eine gewisse Kontinuität hinsichtlich der Rechtslage und -anwendung voraussetzen, die in den letzten Jahren, insbesondere vor dem Hintergrund der Energiewende, in vielen Bereichen gefehlt hat.

428 Vgl. Monopolkommission Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 342.

429 Vgl. Ofgem, Regulation energy networks for the future: RPI-X@20 Recommendations, 26. Juli 2010, <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/ConsultDocs/Documents1/RPI-X@Recommendations.pdf>.

430 Letztere bezeichnet eine gemeinsame Festlegung von Primärzielen durch die Stakeholder vor einer Regulierungsperiode.

431 Vgl. Ein hochkomplexes System, Interview mit dem Chef der Bundesnetzagentur Jochen Homann, Handelsblatt, 21./22./23. Juni 2013, S. 12.

420. Die Notwendigkeit einer Regulierung ist unbestritten, doch droht gemäß Bürokratietheorie die Gefahr einer Verselbstständigung von Bürokratien.⁴³² Lösungen und Initiativen zum Bürokratieabbau werden unter Begrifflichkeiten wie „smart regulation“ oder „better regulation“ (intelligente, bessere Regulierung) diskutiert.⁴³³ In Deutschland wurde ein Normenkontrollrat mit dem Ziel etabliert, neben Stellungnahmen und Empfehlungen zum Bürokratieabbau insbesondere ex ante bei der Erarbeitung von Gesetzesvorlagen der Bundesregierung deren Erfüllungsaufwand zu überprüfen.

421. Zur Reduktion bereits vorhandener Regulierungen kommen eine Vielzahl von Lösungsmöglichkeiten infrage wie z.B.:

- Einführung einer „One-in-two-out“-Regel: Für jede neue Regelungsvorschrift sollten möglichst zwei obsoletere Vorschriften abgeschafft oder vereinfacht werden;
- Ex-ante-Prüfung von Befristungsmöglichkeiten bestimmter Regulierungen;
- Optimierung von Konsultationsprozessen (z.B. durch Vermeidung von Doppelabfragen verschiedener Beschlusskammern innerhalb der Bundesnetzagentur).

422. Neben den Regulierungspflichten selbst spielt darüber hinaus auch – wie bei den Ausführungen zur Marktüberwachung ausführlich dargestellt⁴³⁴ – die Ausgestaltung der Datenerfassung eine wichtige Rolle. Der Arbeitsaufwand seitens des Regulierers und des betroffenen Unternehmens kann dabei gegebenenfalls erheblich reduziert werden. So sollten beispielsweise Redundanzen und Doppelabfragen vermieden werden, wie dies für die Markt- und Handelsdatenerfassung im Rahmen von REMIT und des MTS-Gesetzes explizit vorgeschrieben ist. Zur Absenkung der Regulierungskomplexität und der Rechtsbefolgungskosten sind auch Konsultationsprozesse, wie sie im Bereich der Energiegesetzgebung regelmäßig stattfinden, sehr wertvoll.

423. Sinnvoll erscheint der Monopolkommission eine Ex-post-Evaluierung der Regulierungsdichte unter Einbeziehung aller Beteiligten, d.h. der Regulierer, Unternehmen, Verbände, Ministerien und Wissenschaftler. Eine Ex-post-Evaluierung hat den Vorzug, dass neben einem detaillierten Einblick in das Regulierungsregime überdies eine Gesamtschau auf das Regulierungsregime ermöglicht wird und so Reformschritte sinnvoll gelingen können. Ein Vorteil des Einbezugs der Regulierungsunterworfenen ist aus Sicht der Monopolkommission, dass die Legitimität des Regulierers und der Regulierungs-

432 Vgl. im Ursprung Weber, M., *Wirtschaft und Gesellschaft*, Tübingen 1921/22, und zum Bürokratiwachstum Niskanen, W.A. *Bureaucracy and Representative Government*, Chicago u.a. 1971. Vgl. allgemeiner aus Sicht der jüngeren Public-Choice-Theorie etwa Crew, M.A./Rowley, C.K., *Toward a public choice theory of monopoly regulation*, *Public Choice* 57, 1988, S. 49-67. Vgl. aktuell aus theoretischer Sicht Armstrong, M./Sappington, *Recent Developments in the Theory of Regulation*, in: Armstrong, M./Porter, R. (Hrsg.), *Handbook of Industrial Organization*, Vol. 3, Amsterdam 2007, S. 1557-1700, sowie aus regulierungspolitischer Sicht OECD, *Regulatory Policy and the Road to Sustainable Growth*, 2010, <http://www.oecd.org/regreform/policyconference/46270065.pdf>.

433 Vgl. z.B. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – *Intelligente Regulierung – Anpassung an die Bedürfnisse kleiner und mittlerer Unternehmen*, COM (2013) 122 final, Brüssel, 7. März 2013, sowie OECD, *Better Regulation in Europe*, The EU-15 project. Für Deutschland vgl. OECD, *Bessere Rechtssetzung in Deutschland*, 2010, <http://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/45054197.pdf>. Vgl. auch die Stellungnahmen des Nationalen Normenkontrollrates zur Novelle des EnWG 2012, BT-Drs. 17/10754 vom 24. September 2012, Anlage 2, S. 36 ff., sowie zum MTS-Gesetz BR-Drs. 253/12 vom 4. Mai 2012, Anlage, S. 57 ff.

434 Vgl. hierzu Abschnitt 2.3.

pflichten erhöht werden kann. In Verbindung mit der vorgeschlagenen Ex-post-Evaluati-
on der Ausgewogenheit von Regulierungsaufwand und -nutzen könnte auch eine Über-
prüfung des Erfolgs bestimmter Regulierungsinstrumente, insbesondere im Bereich der
Anreizregulierung, erfolgen.⁴³⁵

4.2 *Verschiedene Entwicklungen im Bereich der Netzentgeltregulierung*

4.2.1 *Adäquate Finanzierung des Ausbaubedarfs in Verteilnetzen im Rahmen der Anreizregulierung*

424. Die Netzinfrastruktur im Energiesektor muss sich dynamisch den Veränderungen
der Nachfrage anpassen, indem Netzbetreiber in effizientem Maße sowohl Ersatz- als
auch Erweiterungsinvestitionen tätigen. Mit der Energiewende hat der Aus- und Umbau-
bedarf der Netze erheblich zugenommen, da die dezentrale Energieerzeugung aus erneu-
erbaren Energien neue Anforderungen an die Netzkonfiguration mit sich bringt. Wie
eine neuere Analyse der Deutschen Energie-Agentur (dena) zeigt, schlägt sich der mit
der Energiewende verbundene Aus- und Umbaubedarf neben den Übertragungsnetzen
für Strom und den Gasfernleitungsnetzen auch auf der Verteilnetzebene nieder.⁴³⁶ Der im
Dezember 2012 veröffentlichte Abschlussbericht der dena-Verteilnetzstudie quantifiziert
den Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 mit 27,5 Mrd. Euro (im Szenario Netzent-
wicklungsplan 2012b) bzw. 42,5 Mrd. Euro (im Bundesländerszenario). Die Analyse der
Deutschen Energie-Agentur hat zudem erneut die Diskussion entfacht, ob das bestehen-
de System der Anreizregulierung besonders im Bereich der Verteilnetze geeignet ist, den
Netzbetreibern den Ausbau ihrer Netze unter marktkonformen Anreizen zu ermögli-
chen.

425. Netzinvestitionen müssen von den Betreibern von Energieversorgungsnetzen in
Deutschland durch die Netzentgelte finanziert werden. Da Strom- und Gasnetze in der
Regel natürliche Monopole darstellen, sind die Netzentgelte gemäß §§ 21 ff. EnWG ei-
ner Ex-ante-Entgeltregulierung unterworfen, die von der Bundesnetzagentur ausgeübt
wird.⁴³⁷ Während das Energiewirtschaftsgesetz prinzipiell zwei alternative Verfahren zur
Regulierung der Netzzugangsentgelte kennt, ist die Entgeltregulierung seit dem Jahr
2009 allgemein als Anreizregulierung ausgestaltet worden. Zur Umsetzung regelt die
Anreizregulierungsverordnung die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines
Netzbetreibers aus Netzentgelten über eine fünfjährige Regulierungsperiode. Dazu er-
folgt einmalig vor einer Regulierungsperiode eine Kostenprüfung, welche die Basis für
den berechneten Erlöspfad darstellt. Im Hinblick auf die Investitionen der Netzbetreiber
hat dies zur Folge, dass Investitionen, die im Rahmen der folgenden Regulierungs-
periode notwendig werden, bereits vorab in die Erlösobergrenze eingepreist werden
müssen. Nimmt der Netzbetreiber indes darüber hinaus Investitionen vor, so werden die-
se frühestens in der folgenden Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze berücksich-
tigt, sodass ein Zeitverzug von mehreren Jahren entstehen kann.

435 Vgl. hierzu auch den Vorschlag in Tz. 429.

436 Zum allgemeinen Problem des Netzausbaus infolge der Energiewende vgl. auch Abschnitt 3.4, zum
Verteilnetzausbau insbesondere Tz. 318.

437 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 250 ff.; Sondergutachten 54, a.a.O.,
Tz. 140 ff.; Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 328 ff.

426. Auch wenn das grundlegende Konzept der Anreizregulierung gegenwärtig als vergleichsweise effizientes Verfahren zur Entgeltregulierung gilt, weist es regulierungsökonomisch im Hinblick auf die Anreize zur Durchführung von Erweiterungsinvestitionen verschiedene Nachteile auf.⁴³⁸ Dies ist vor allem mit Blick auf die erheblichen Um- und Ausbauanforderungen im Zusammenhang mit der Energiewende von Belang. Die praktizierten Formen der Anreizregulierung begegnen diesem Problem in verschiedenen Ländern durch ganz unterschiedliche Mechanismen. Die deutsche Anreizregulierungsverordnung kennt dazu die Verfahren der Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV, insbesondere für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber) und den Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV, nur für Verteilnetzbetreiber).

Investitionsmaßnahmen, bis zu einer Änderung im Jahre 2012 auch als Investitionsbudgets bezeichnet, stellen eine Form einer die Anreizregulierung ergänzenden kostenbasierten Regulierung für einzelne Projekte dar, welche die Investitionstätigkeit zwischen den Regulierungsperioden aufrechterhalten soll. Entsprechende Projekte müssen einzeln von der Bundesnetzagentur genehmigt werden und sind daher primär für die überschaubare Zahl der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehen. Bis 2012 wurden dabei nur die tatsächlichen Kosten (Ist-Kosten) anerkannt, sodass es typischerweise zu einem Zeitverzug bei der Refinanzierung von Investitionen kam. Vor dem Hintergrund des erheblichen Ausbaubedarfs im Rahmen der Energiewende kam es 2012 jedoch zu einer Änderung der Anreizregulierungsverordnung, sodass nun bereits Schätzwerte (Plan-Kosten) anerkannt werden und der Zeitverzug nicht mehr existiert.⁴³⁹

Die ca. 900 deutschen Verteilnetzbetreiber können nur in bestimmten, in § 23 Abs. 6 ARegV spezifizierten Fällen auf das Instrument der Investitionsbudgets zugreifen. Bisher zeigte sich auch die Bundesnetzagentur sehr zurückhaltend mit der Anwendung dieser Ausnahme. Vielmehr sind die Verteilnetzbetreiber in der Regel darauf angewiesen, einen Netzausbau während der Regulierungsperiode durch den Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV vergütet zu bekommen. Dabei handelt es sich um einen Bestandteil der Anreizregulierungsformel, durch den sich die Erlösobergrenze während der Laufzeit in Abhängigkeit zu verschiedenen Parametern verändern kann. Die Parameter (unter anderem die Zahl der Einspeisepunkte) sollen die notwendigen Erweiterungsinvestitionen abbilden und stellen somit eine Art Heuristik dar, durch die der Investitionsbedarf während der Anreizregulierungsperiode in die Erlösobergrenze einfließen soll.

427. Inwieweit der Erweiterungsfaktor ein adäquates Instrument zur Steuerung der Investitionen von Verteilnetzbetreibern darstellt, ist umstritten. Im Rahmen der Verteilnetzstudie der Deutschen Energie-Agentur wurde erstmals eine tiefere Simulationsanalyse des Erweiterungsfaktors durchgeführt, die zu einem kritischen Ergebnis kommt.⁴⁴⁰ So haben kleine Änderungen in den zugrunde liegenden Daten gegebenenfalls relativ große Auswirkungen auf die Erlöse. Insbesondere werden vier Effekte hervorgehoben:

- Bei einem größeren Netz wirkt sich ein zusätzlicher Anschlusspunkt vergleichsweise geringfügig auf eine Erhöhung des Erweiterungsfaktors aus. Der Faktor trifft dafür jedoch auf eine größere Kostenbasis. Vor dem Hintergrund dieser ge-

438 Für eine ausführliche allgemeine Analyse dieses Problems vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 339 ff.

439 Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 14. März 2012, BGBl. I S. 489.

440 Vgl. Deutsche Energie-Agentur, dena-Verteilnetzstudie, a.a.O., S. 351.

genläufigen Effekte bleibt unklar, ob vergleichbare Ausbaurkosten in unterschiedlich großen Netzen auch vergleichbar abgebildet würden.

- Da die Wirkung des Erweiterungsfaktors an der Kostenbasis ansetzt, hängt die Veränderung der Erlösobergrenze auch davon ab, ob es sich um ein altes, bereits abgeschriebenes Netz (geringe Kostenbasis) oder um ein relativ neues Netz (hohe Kostenbasis) handelt. Bei gleicher Netzgröße kann somit der Ausbau eines zusätzlichen Anschlusspunktes eine sehr unterschiedliche Erlösveränderung (und damit Investitionsvergütung) auslösen.
- Die Art des Ausbaubedarfs kann sehr unterschiedliche Auswirkungen auf die Erlösobergrenze haben. Die Studie vergleicht unter anderem einen Netzausbau, der durch den Anschluss von Windrädern bedingt ist, mit einem durch den Anschluss von Photovoltaikanlagen bedingten Netzausbau. Obwohl Windräder und Photovoltaikanlagen ähnliche Auswirkungen auf den Erweiterungsfaktor haben (neuer Anschlusspunkt) unterscheidet sich der jeweils entstehende Investitionsbedarf erheblich voneinander.
- Zudem wird die Bedeutung von Rückspeisungen in Übertragungsnetze problematisiert. Diese werden, nach Ansicht der Studie, nicht ausreichend in den Parametern des Erweiterungsfaktors abgebildet.

Als Folge der dargestellten Ungenauigkeiten kann selbst bei insgesamt ausreichenden Finanzierungsmitteln, die durch die kumulierten Veränderungen der Erlösobergrenzen bereitgestellt werden, ein Verteilungs- und Allokationsproblem vorliegen. So ist anzunehmen, dass der Erweiterungsfaktor bei manchen Netzbetreibern zu einer Überfinanzierung, bei anderen zu einer Unterfinanzierung führt. Selbst im Falle einer Überfinanzierung kann jedoch ein Unterinvestitionsproblem vorliegen, wenn der Erweiterungsfaktor Anreize setzt, nur bestimmte Investitionen durchzuführen, die eine Verbesserung der den Faktor beeinflussenden Parameter auslösen.

428. Vor dem Hintergrund der Energiewende und der mit ihr verbundenen Investitionen wird gegenwärtig vor allem die Gefahr einer Unterinvestition aufgrund einer fehlenden Treffsicherheit des Erweiterungsfaktors intensiv diskutiert. Die Verteilnetzstudie der Deutschen Energie-Agentur hat in diesem Zusammenhang die Auswirkungen verschiedener Regulierungsregime miteinander verglichen. Im Ergebnis wird der Ansatz präferiert, der die Aufnahme einer Investition in längerfristige Anlagengüter zu Buchwerten unmittelbar und ohne vorherige Effizienzprüfung in die Erlösobergrenze vorsieht. Dabei wird eine Ansetzung in Höhe der Plan-Kosten anstelle von Ist-Kosten bevorzugt, um einen Zeitverzug gänzlich zu vermeiden.⁴⁴¹ Eine Ex-post-Effizienzprüfung (§§ 12 ff. ARegV) sollte dann im Rahmen der nächsten Anreizregulierungsperiode erfolgen. Veränderungen der Betriebsausgaben im Zusammenhang mit einer Investition sollten derweil heuristisch erfasst werden, wobei ein Ansatz diskutiert wird, der mit dem bestehenden Erweiterungsfaktor vergleichbar ist.

429. Wie die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten zum Energiesektor erläutert hat, ist die Finanzierung von Erweiterungsinvestitionen ein zentrales

⁴⁴¹ Dabei ist ein entsprechender Ausgleichsmechanismus nach Vorliegen der Ist-Kosten erforderlich, vergleichbar mit dem Ansatz, der im Rahmen der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV gewählt wurde.

Problem der Anreizregulierung. Insbesondere für die Verteilnetze ist die Ermittlung eines geeigneten Verfahrens aufgrund der hohen Anzahl an Verteilnetzen diffizil. Der gesuchte Mechanismus sollte garantieren, dass die Ziele einer verlässlichen Finanzierung, geeigneter Effizianzanreize und eines geringen Regulierungsaufwandes in einem ausgewogenen Verhältnis zueinander stehen. Der diskutierte Vorschlag, Neuinvestitionen in längerfristige Anlagegüter aus der Anreizregulierung herauszunehmen und lediglich einer Ex-post-Effizienzprüfung zu unterziehen, erscheint vielversprechend, bedarf jedoch einer weitergehenden Überprüfung im Hinblick auf die mögliche Ausgestaltung und denkbare Folgewirkungen. Die Monopolkommission fordert daher die Bundesregierung und die Bundesnetzagentur auf, eine entsprechende Prüfung der Anreizregulierung einzuleiten.

4.2.2 Wettbewerbliche Wirkungen der Gasnetzentgeltstruktur

430. Eine Vielzahl von Veränderungen im Gasmarktdesign haben in den letzten Jahren zu erhöhter Liquidität und intensiverem Wettbewerb im Gashandel beigetragen. Hervorzuheben sind insbesondere die sukzessive Zusammenlegung von Gasnetzen zu größeren Marktgebieten, die Einführung eines einfachen Netzzugangssystems durch das Zweivertragsmodell (Entry-Exit-Buchung) und die Neuregelungen zum Kapazitätsmanagement.⁴⁴² Derzeit werden vermehrt die Ergebnisse dieser Anpassungen diskutiert. Ein Thema in diesem Zusammenhang ist die Erhebung von Entgelten für die Nutzung der Fernleitungsnetze innerhalb eines Marktgebietes. Fraglich ist dabei, inwieweit die bestehende Entgeltstruktur die tatsächlich relevanten Kosten wettbewerbskonform abbildet. Ein Aspekt dabei ist die Behandlung von Kosten, die durch den Netzaus- und -umbau im Rahmen des Netzentwicklungsplans entstehen und von denen die Fernleitungsnetzbetreiber in unterschiedlichem Maße betroffen sind.

431. Um sich dem Problem einer adäquaten Struktur der Netzentgelte inhaltlich zu nähern, ist zunächst eine Analyse der derzeitigen Situation vorzunehmen. Der deutsche Gasfernleitungsmarkt besteht aus verschiedenen, in Länge und Beschaffenheit heterogenen Netzen, die von zwölf Gasfernleitungsnetzbetreibern bewirtschaftet werden. Mehrere Fernleitungsnetze sind zu insgesamt zwei Marktgebieten zusammengeschlossen, in denen Transportkunden Gas durch zwei Buchungspunkte (Ein- und Ausspeisebuchung) transportieren können. Ein Transportpfad muss nicht mehr vorgegeben werden, sodass von einem Transport tatsächlich die Netze mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber betroffen sein können. Finanziert werden die Gasfernleitungsnetze durch ein Entgelt für die Buchung des Ein- und des Ausspeisepunktes und die Bezahlung dieses Entgeltes an den jeweiligen Netzbetreiber. Ein Ausgleich dafür, dass das durch Einspeisungen in das Netz eines Gasfernleitungsnetzbetreibers in ein Marktgebiet gelangte Gas auch von anderen Netzbetreibern durchgeleitet wird, erfolgt dabei nicht.

Vor dem Hintergrund dieses Systems war fraglich, ob es sich bei den Gasfernleitungsnetzen überhaupt um natürliche Monopole handelt, die der kostenorientierten Entgeltregulierung durch die Bundesnetzagentur unterliegen, oder ob die verschiedenen Netze miteinander im Durchleitungswettbewerb stehen. Diese Frage hat das Oberlandesgericht

⁴⁴² Sämtliche Prozesse wurden von der Monopolkommission insbesondere in ihren Sondergutachten zum Energiesektor gefordert oder in ihrer Umsetzung begleitet. Für eine Darstellung der wichtigsten Regelsysteme im Gasmarkt vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Abschnitt 4.

Düsseldorf im Jahr 2010 entschieden und einen wirksamen Wettbewerb auf der Gasfernleitungsebene verneint.⁴⁴³ Ein wichtiges Argument, das nach Auffassung des Gerichtes gegen einen entsprechenden Durchleitungswettbewerb sprach, betraf die Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten, die teilweise viele Jahre im Voraus ausgebucht seien und damit nicht im Wettbewerb stünden. Mit diesem Urteil wurde klargestellt, dass die Gasfernleitungsnetzbetreiber einer Erlösobergrenze im Rahmen der Entgeltregulierung unterliegen.⁴⁴⁴

432. Seit dem Urteil des Oberlandesgerichtes Düsseldorf hat sich die Situation im Hinblick auf die Überbuchung von Transportkapazitäten teilweise verändert. Ursächlich hierfür ist die im Herbst 2010 in Kraft getretene Veränderung der Gasnetzzugangsverordnung und die Festlegung der Bundesnetzagentur in Sachen Kapazitätsregelung und Auktionsverfahren. Ob diese Veränderungen dazu geführt haben, dass die Sachlage im Hinblick auf einen möglichen Durchleitungswettbewerb der Gasfernleitungsnetzbetreiber mittlerweile anders zu bewerten ist, ist bislang unklar. Allerdings geht die Monopolkommission davon aus, dass der Wettbewerb derzeit – in jedem Fall – nicht ausreichend ist, um von einer Regulierung der Entgelte vollständig abzusehen.

433. Auch unter der Annahme, dass Wettbewerb bei der Gasdurchleitung nur eingeschränkt möglich ist, schließt dies gewisse Wettbewerbseffekte bzw. deren Verstärkung nicht aus. Gasfernleitungsnetzbetreiber äußerten gegenüber der Monopolkommission, dass solche Fälle beispielsweise bei verschiedenen Einspeisepunkten aus ausländischen Netzen möglich seien. So habe ein Transportkunde, der Gas aus Holland am holländischen Einspeisepunkt Oude in das Gaspool-Marktgebiet einspeisen wolle, prinzipiell die Wahl zwischen einer Einspeisung in die Fernleitungsnetze von Gasunie Deutschland (Einspeisepreis 2,865 Euro/kWh/h/a), Gascade (2,65 Euro/kWh/h/a) und GTG Nord (0,9766 Euro/kWh/h/a). Dabei werde der Wettbewerb zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern jedoch durch die unterschiedlichen Kosten der Netze verzerrt, die mit zunehmender Größe zunehmen. Allerdings sei die größere Netzlänge nicht ineffizient, sondern notwendig, um die von allen Netzbetreibern in Anspruch genommene Transportfähigkeit des Marktgebietes zu gewährleisten. Durch die im Netzentwicklungsplan beschriebenen Investitionen in die Gasfernleitungsnetze könnte sich dieser Effekt zudem weiter verstärken, wenn sie zulasten der Fernleitungsnetzbetreiber anfielen. Wenn beispielsweise Investitionen umgesetzt würden, um bei veränderter Gasförderung neue Einspeisepunkte zu erschließen, kämen die Einnahmen aus den Ausspeisungen zwar auch anderen Netzbetreibern zugute, die Investitionskosten fielen jedoch nur bei einem Netzbetreiber an.

434. Aus Sicht der Monopolkommission handelt es sich bei dem heutigen Modell eines aus mehreren Netzbetreibern bestehenden Marktgebietes um ein System, in dem von jedem einzelnen Netzbetreiber stets Wirkungen auf die anderen Netzbetreiber ausgehen. Während nur an den Ein- und Ausspeisepunkten des Netzes Entgelte erhoben werden, entstehen externe Effekte, da alle Fernleitungsnetzbetreiber auch auf die Güter „Weiterleitung“ und „Speicherung“ von Gas der jeweils anderen Netzbetreiber eines Marktgebietes zugreifen können, ohne dass die Zugriffe separat vergütet werden. Ein möglicher-

443 OLG Düsseldorf, Beschluss vom 21. April 2010, VI-3 Kart 67/08 (V).

444 Zu den Hintergründen einer Erlösobergrenzenregulierung vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 328 ff.

weise bestehender Wettbewerb an einzelnen Ein- oder Ausspeisepunkten ist in dieser Situation nur dann effizient möglich, wenn sich diese externen Effekte gegenseitig ausgleichen und ihre Verrechnung daher nicht notwendig ist.⁴⁴⁵ Auch wenn faktisch kein Wettbewerb besteht, können starke asymmetrische externe Effekte mit Verteilungsproblemen verbunden sein, z.B. wenn die abhängigen Nutzer eines bestimmten Fernleitungsnetzes die Kosten eines anderen Netzes mittragen.

435. Zwar liegt eine heterogene Struktur bei den Fernleitungsnetzbetreibern im Gassektor vor. Ob es unter dem bestehenden System jedoch tatsächlich zu Ineffizienzen kommt, lässt sich ohne eine eingehende Prüfung derzeit nicht feststellen. Die Bundesnetzagentur sollte diesen Aspekt der externen Effekte beobachten. Für den Fall, dass ein erhebliches Problem bestehen sollte, sieht die Monopolkommission jene Lösungsvorschläge kritisch, die eine Vereinheitlichung der Ein- und Ausspeiseentgelte und/oder von Kostenpositionen vorsehen und damit einem möglicherweise entstehenden Durchleitungswettbewerb entgegenstehen. Vielmehr regt die Monopolkommission an, in diesem Fall Möglichkeiten eines Kostenausgleichs für derzeit unvergütete Durchleistungsleistungen zu prüfen. Ein solches Ausgleichssystem sollte so ausgestaltet sein, dass es weder Effizianzanreize mindert, noch einem Durchleitungswettbewerb zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern konterkariert.

4.2.3 Umgestaltung der Netzentgelte zur Lösung des Problems einer Netzparität

436. Trotz einer Absenkung der Fördersätze sowie einer Mengenbegrenzung des Zubaus ist der Boom bei der Photovoltaik ungebrochen. Ein Grund hierfür liegt in der stark rückläufigen Kostenentwicklung bei PV-Aufdachanlagen, welche die Rentabilitätsspanne selbst für die inzwischen geringeren Einspeisetarife weiterhin attraktiv erscheinen lässt.⁴⁴⁶ Parallel zu dieser Entwicklung steigen auf dem Endkundenmarkt die Strompreise für Haushaltskunden in den letzten Jahren immer weiter an.

437. Der Begriff Netzparität („grid parity“) beschreibt eine Situation, in der selbst erzeugter (Solar-)Strom nicht mehr kostet als der über das Netz bezogene Fremdstrom.⁴⁴⁷ Während im Preis für Netzstrom unter anderem Netznutzungsentgelt, Strom- und Mehrwertsteuer, Konzessions-, EEG- und KWK-Umlage enthalten sind, fallen diese Kosten beim Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht an.

Der Anreiz, Solarstrom für den Eigenverbrauch zu produzieren, wird aktuell dadurch gestärkt, dass die Vergütungssätze für die Einspeisung von Solarstrom sinken und gleichzeitig die Strompreise für Haushaltskunden auf den Endkundenmärkten steigen. 2013 beträgt der durchschnittliche Preis für einen Drei-Personen-Haushalt etwa 28,7 Cent/kWh; im Jahr 2007 lag der Preis noch bei etwa 20,6 Cent/kWh.⁴⁴⁸ Gegenwärtig

⁴⁴⁵ Damit besteht hier eine Parallele zum Telekommunikationssektor, in dem – z.B. beim Mobilfunk – ein Telefonat mehrere Netze betreffen kann, obwohl in Deutschland nur der Anrufende eine Gesprächsgebühr an seinen Netzbetreiber entrichtet. Im deutschen Mobilfunk erfolgt daher eine Vergütung des Empfangsnetzbetreibers im Rahmen der Terminierungsentgelte. Diskutierte alternative Regulierungsmöglichkeiten – etwa das „Bill-and-Keep-Modell“ – sehen keine Terminierungsentgelte vor und basieren auch auf der Annahme, dass sich die externen Effekte der Netzinterkonnektion ausgleichen.

⁴⁴⁶ Vgl. Abschnitt 3.3.1.2.

⁴⁴⁷ Vgl. Abschnitt 3.3.2.4.

⁴⁴⁸ Vgl. BDEW, Strompreisanalyse Mai 2013, Haushalte und Industrie, Berlin, 27. Mai 2013, S. 6, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/13%2005%202](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/13%2005%202)

tig beträgt die Einspeisevergütung zum 1. Mai 2013 bei der Inbetriebnahme einer Dachanlage bis 10 kWp 15,6 Cent.⁴⁴⁹ Damit liegt der Preis für Netzstrom für Besitzer kleiner Neuanlagen bereits um mehr als 10 Cent/kWh über dem derzeitigen Einspeisetarif.

438. Sofern eine Eigenversorgung mittels einer Photovoltaikanlage erfolgt, bedeutet dies aufgrund der Witterungsabhängigkeit der Stromerzeugung und fehlender umfangreicher Speicherlösungen nicht, dass der entsprechende Haushalt keinen Strom außerhalb des selbst erzeugten Stroms beziehen wird.⁴⁵⁰ Auch liegt der optimierte Eigenverbrauch selbst mit Technologien wie Wärmepumpen und Batterien bei etwa 70 %, ⁴⁵¹ ohne Stromspeicher bei lediglich etwa 20 bis 30 %, d.h. dass eine „Überschussmenge“ selbst erzeugten Stroms immer auch in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.⁴⁵²

Zukünftig ist aufgrund steigender Stromkosten, sinkender Einspeisetarife von Neuanlagen, günstigerer Batterieprodukte für Solaranlagen sowie Smart-Grid-Lösungen eine weitere Zunahme des Eigenverbrauchs zu erwarten.

439. Zwar werden durch den erhöhten Eigenverbrauch das Stromnetz und die EEG-Umlage in gewissem Umfang entlastet, allerdings muss grundsätzlich auch für Besitzer von Photovoltaikanlagen die Netzinfrastruktur vorgehalten werden. Problematisch erscheint dabei, dass deren Verbrauch an Netzstrom und damit vor allem der zu leistende Kostenanteil an der Netzinfrastruktur kontinuierlich sinkt.⁴⁵³ Die vergütungsfähige Strommenge bei Solarstrom-Gebäudeanlagen mit einer Gesamtleistung von über 10 kW ist gemäß § 33 Abs. 1 EEG auf 90 % der Erzeugung pro Jahr limitiert. Für den Fall einer Direktvermarktung außerhalb des EEG und des KWKG erhält der Betreiber von dezentralen

7%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf. Die Preise sind Durchschnittspreise für einen Drei-Personen-Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh, Stand April 2013.

449 Vgl. zu den Vergütungssätzen die Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Erneuerbare-Energien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html. Der Eigenverbrauch erscheint als neues Geschäftsmodell zur Erwirtschaftung hoher Renditen. Auf der Homepage der aleo solar AG, einem Solarmodulhersteller, heißt es: „Standen bislang attraktive Renditen aus der Einspeisung des Stroms im Vordergrund, so rechnet sich heute und in Zukunft Ihre PV-Anlage primär über die Stromkostensparnis. Das bedeutet, je mehr Solarstrom Sie selbst verbrauchen, desto wirtschaftlicher ist Ihre Photovoltaik-Anlage. [...] Durch die weiter steigenden Strompreise wird Eigenverbrauch immer attraktiver.“; vgl. Broschüre, Speicherlösung, S. 2, http://www.aleo-solar.de/fileadmin/fachhaendler/broschueren/aleo_Speicherloesung.pdf.

450 Stromzähler müssen die Energieerzeugung, den Netzbezug und die Netzeinspeisung erfassen.

451 Es handelt sich bei den Zahlen um Schätzungen; im Einzelfall müssen Parameter wie beispielsweise das Verbraucherverhalten oder die Leistung der Solaranlage genauer betrachtet werden; vgl. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, ZSW ermittelt Potenziale für den solaren Eigenverbrauch in Wohngebäuden, Presseinformation 5/2013, Mit Wärmepumpen und Batterien mehr eigenen Solarstrom nutzen, <http://www.zsw-bw.de/uploads/media/pi05-2013-ZSW-SolareEigenverbrauchmitSpeichern.pdf>.

452 Vgl. aleo solar AG, Dank Speicher niedrige Stromrechnung, 2013, <http://www.aleo-solar.de/produkte/solarstrom-speicher>.

453 Die von Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte sind ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Einspeisepunkt des Stroms und dem Ort seiner Entnahme. Die Netzentgelte richten sich nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, den jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an der Entnahmestelle sowie der jeweiligen Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle (§ 17 Abs. 1 StromNEV). Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Dabei entspricht das Jahresleistungsentgelt dem Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt entspricht dem Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden (Art. 17 Abs. 2 StromNEV).

tralen Erzeugungsanlagen gemäß § 18 StromNEV vom Betreiber des Elektrizitätsverteilnetzes, in dessen Netz er einspeist, ein Entgelt. Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen.

440. Problematisch erscheint, dass die Kosten der gesamten Infrastruktur auf immer weniger, nicht privilegierte Kunden umgelegt werden, während die Fixkosten, die für einen Netzbetreiber beispielsweise für Wartung und Instandhaltung des Netzes, die Netzanlagen und Personal anfallen, auch bei erhöhter Eigenversorgung unverändert bestehen bleiben.

441. Derzeit bestehen die Netznutzungsentgelte im Standardlastprofil aus einem Leistungspreis, der für die Bereitstellung elektrischer Leistung anfällt (Euro/a) und einem Arbeitspreis, der für jede abgenommene Kilowattstunde (Cent/kWh) berechnet wird. Die derzeitige Systematik der Entgelte für die Stromnetznutzung mit einer Arbeits- und einer Leistungskomponente bzw. einem Grundpreis ist allerdings nach Ansicht der Monopolkommission nicht zielführend, weil die Kosten des Netzes im Wesentlichen durch die vorzuhaltende Infrastruktur determiniert werden. Zukünftig sollte daher die Leistungsbereitstellung der Netzinfrastruktur stärker als bislang – und nicht allein in Abhängigkeit von der verbrauchten Strommenge – in den Netzentgelten abgebildet werden. Plausibel erscheint der Umstieg auf ein Finanzierungsmodell, das nicht mehr die überwiegenden Kosten für das Stromnetz auf den Verbrauch umlegt, sondern für Haushalte und Unternehmen eine monatliche Gebühr, einen Leistungspreis, für den Anschluss an das Stromnetz vorsieht.

4.3 Regulierung und Harmonisierung auf nationalen und europäischen Gasmärkten

4.3.1 Maßnahmen zur Förderung der Marktintegration auf nationaler und europäischer Ebene

4.3.1.1 Entwicklungen in Deutschland

442. Ein Ziel der in Deutschland bislang ausgearbeiteten Maßnahmen zur Förderung einer Integration der Gasmärkte ist es, langfristig eine Marktharmonisierung auf europäischer Ebene einzuleiten. Geltendes nationales Recht ist nach europäischen Vorgaben anzupassen, es ist folglich subsidiär gegenüber europäischem Recht.

So sind von der Bundesnetzagentur in Bezug auf eine Anpassung des nationalen an den europäischen Regulierungsrahmen (vgl. Abschnitt 4.3.2) folgende Änderungen und Maßnahmen festgelegt worden:

- Hinsichtlich des Beschlusses in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor („KARLA Gas“)⁴⁵⁴ wurde durch einen aktuellen Beschluss⁴⁵⁵ festgelegt, dass seit dem 1. Januar 2013 der bei einer Versteigerung von Day-ahead-Kapazitäten erzielte Preis nicht mehr dem Gesamtpreis entsprechen soll. Der Startpreis bei Day-ahead-Auktionen lag bis dahin bei 0 Euro. Im Vergleich werden Kapazitätsprodukte mit einer längeren Laufzeit mittels Aufpreisauktionen versteigert, d.h. zusätzlich zum regulierten Basisentgelt wird der

454 Vgl. BNetzA, Beschluss vom 24. Februar 2011, BK7-10-001.

455 Vgl. BNetzA, Beschluss vom 31. Oktober 2012, BK7-12-201.

bei der Auktion erzielte Preis aufgeschlagen. Nunmehr gilt auch bei Day-ahead-Auktionen das regulierte Tagesentgelt als Startpreis.

- In Bezug auf die Sicherstellung eines qualitätsübergreifenden Handels von L-Gas und H-Gas gelten seit dem 1. Oktober 2012 neue Konvertierungsentgelte, die bis zum 1. Oktober 2016 sukzessive um ca. 25 % jährlich abgesenkt werden müssen.⁴⁵⁶ Die Konvertierungsumlage, die erst realisiert wird, wenn die Konvertierungskosten das Konvertierungsentgelt übersteigen, soll erstmals voraussichtlich ab 1. Oktober 2015 erhoben werden. Eine Anpassung des Konvertierungsentgeltes sowie der Konvertierungsumlage soll halbjährlich erfolgen. Zudem werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur umfassende Informationen über die Kalkulation und die Prognose zur Entwicklung der Konvertierungsumlage sowie des Konvertierungsentgeltes zu übermitteln. Zudem müssen sie der Bundesnetzagentur bis spätestens zum 1. Februar eines Jahres einen Evaluierungsbericht über die Entwicklung des Konvertierungssystems vorlegen.⁴⁵⁷
- In dem am 26. März 2012 erlassenen Beschluss zum Änderungsverfahren „GABi Gas“ wurde die zeitweilig bereits ausgesetzte 5 %-Toleranzgrenze bei RLM-Entnahmestellen auf 0 % herabgesetzt. Die in dieser Höhe resultierende Gasmenge hätte unter Umständen an Endverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungsverfahren geliefert werden müssen. Die Regelenergieumlage wurde demzufolge nicht auf RLM-Entnahmestellen ausgeweitet.⁴⁵⁸
- Am 1. Oktober 2011 wurde außerdem gemäß einem Beschluss der Bundesnetzagentur⁴⁵⁹ das Entgelt für VHP wiedereingeführt. Dieser räumt den Marktgebietsverantwortlichen ein, ein Entgelt für die jede nominierte Übertragung von Gasmengen zwischen zwei Bilanzkreisen am VHP innerhalb des Marktgebietes von allen Bilanzkreisverantwortlichen zu erheben. Bilanzkreisverantwortliche des einspeisenden wie des ausspeisenden Bilanzkreises sind zur Zahlung des Entgeltes gleichermaßen verpflichtet, Clearinghäuser hingegen sind davon ausgenommen. Die Geltungsdauer beträgt ein Jahr, wobei Veröffentlichungspflicht für die Entgelttaxierung seitens des Marktgebietsverantwortlichen bis spätestens einen Monat vor dem Geltungszeitraum besteht. Ebenso besteht die Pflicht zu einer jährlichen Marktkonsultation der angebotenen Dienstleistungen des VHP. Dem vorausgegangen war eine temporäre Aufhebung der Entgelte durch § 22 Abs. 1 S. 6 GasNZV a.F.

443. Orientiert am Netzkodex BAL (vgl. Tz. 452) haben die Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL und NCG in Kooperation mit der Bundesnetzagentur sowie den Fernleitungsnetzbetreiber ein Konzept zur Vereinheitlichung der Beschaffung von Regelenergie erstellt, das zum 1. Oktober 2013 umgesetzt werden soll.⁴⁶⁰ Dieses Konzept sieht vor, die Beschaffung von Regelenergie mittels standardisierter Produkte vorwiegend über die Spotmärkte auf Großhandelsmärkten sowie pan-europäischen Handelsplattformen (vgl. Tz. 447) sicherzustellen. Zur Absicherung der Verfügbarkeit von Men-

⁴⁵⁶ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 27. März 2012, BK7-11-002.

⁴⁵⁷ Für eine ausführliche Beschreibung vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 269 f.

⁴⁵⁸ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 27. März 2012, BK7-11-044.

⁴⁵⁹ Vgl. BNetzA, Beschluss vom 23. August 2011, BK7-11-003.

⁴⁶⁰ Vgl. GASPOOL, <http://www.gaspool.de/438.html>; NCG, <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-95541194-90C845E9/ncg/hs.xsl/2752.htm>.

gen auf der Angebotsseite können für den Fall unzureichender Liquidität am Großhandelsmarkt Produkte auch langfristig kontrahiert werden. Sofern der Gasbedarf nicht durch Standardprodukte abgedeckt werden kann, soll auf nicht standardisierte Regenergieprodukte zurückgegriffen werden. Dabei soll regelmäßig überprüft werden, wie groß der kurzfristige Bedarf an standardisierten Kurzfristprodukten ist bzw. inwieweit zusätzlicher Bedarf an standardisierten und nicht standardisierten Langfristprodukten besteht.

444. Die Monopolkommission begrüßt zunächst ausdrücklich die Harmonisierung nationaler und europäischer Regulierungsvorschriften. Die seitens der Bundesnetzagentur konzipierten Festlegungen zu Bilanzierungsregelungen, Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren, für einheitliche Standards bei Geschäftsprozessen und beim Datenaustausch sowie zum Konvertierungsentgeltsystem dürften die für eine Marktintegration auf europäischer Ebene notwendigen institutionellen Rahmenbedingungen merklich verbessern und zum Teil bereits zeitnah umsetzbar sein.⁴⁶¹

Die Monopolkommission schließt sich der Argumentation der Bundesnetzagentur zu den Startpreisen von Day-ahead-Auktionen an. So ist durch die Änderung zu erwarten, dass der plattformbasierte Handel zukünftig effizienter verläuft. Ebenso sollte dadurch sichergestellt werden, dass nicht mehr freie Kapazitäten, sondern renominierte bzw. zurückgegebene Transportkapazitäten in Auktionsverfahren vermarktet werden. Positiv bewertet die Monopolkommission die ausgearbeitete Festlegung zum qualitätsübergreifenden Handel von L-Gas und H-Gas. So dürfte vor allem mit Blick auf die zukünftig erheblich dezimierten Importmengen von L-Gas aus den Niederlanden eine vorerst praktikable Lösung mit der Festlegung von Konvertierungsentgelten bzw. -umlagen einerseits sowie von umfassenden Berichtspflichten andererseits gefunden worden sein. Als positiv erachtet die Monopolkommission außerdem die Absetzung der Toleranzgrenze bei RLM-Entnahmestellen angesichts der Tatsache, dass damit eine bereits nicht mehr zur Anwendung kommende Ausnahmeregelung abgeschafft wird, was zu mehr Stringenz und Transparenz bei den Regulierungsvorschriften führen sollte. Neutral bewertet die Monopolkommission die Wiedereinführung eines Entgeltes für eine Transmission von Erdgas zwischen zwei Bilanzkreisen am VHP innerhalb eines Marktgebietes. Nach Auffassung der Monopolkommission sollte seitens der Bundesnetzagentur eine Prüfung vorgenommen werden, inwieweit die Berechnungsmethodologie des Entgeltes mit den Leitlinien des Netzkodex TAR (vgl. Abschnitt 4.3.2.2) vereinbar sein wird; eine entsprechende Adjustierung wäre gegebenenfalls vorzunehmen.

Als außerordentlich begrüßenswert bewertet die Monopolkommission die konstruktive Zusammenarbeit der Marktgebietsverantwortlichen, der Fernleitungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur bei der Erstellung eines Konzeptes zur Beschaffung von Regenergie angelehnt an die europäischen Regulierungsvorschriften. Auf dieser Grundlage könnte ein wichtiger Schritt in Richtung Marktintegration und -harmonisierung gemacht werden. Gleichwohl ist derzeit noch nicht abzusehen, welche vorgeschlagenen Maßnahmen das Konzept schlussendlich enthält und wie es sich in der Praxis bewähren wird.

⁴⁶¹ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 191 f.

4.3.1.2 *Entwicklungen in Europa*

445. Auf europäischer Ebene verstetigt sich die Marktintegration. Sowohl beim Handel von Gasprodukten wie bei demjenigen von Kapazitätsrechten haben sich seit dem letzten Energie-Sondergutachten einige Änderungen auf dem europäischen Gasmarkt ergeben. So können seit dem 1. April 2013 auf der von einem aus derzeit 20 Fernleitungsnetzbetreibern bestehenden Konsortium betriebenen Handelsplattform “PRISMA European Capacity Platform“ Kapazitätsrechte für den pan-europäischen Gastransport via Gasfernleitungs- und verteilnetze gehandelt werden.⁴⁶² Seit dem 29. Mai 2013 bieten die beiden Börsen EEX und Powernext den Handel von Gasprodukten auf der gemeinsamen Handelsplattform „Pan-European Gas Cooperation“ (PEGAS) an.⁴⁶³

446. Die Bewirtschaftung von Engpässen bei grenz- bzw. marktgebietsüberschreitenden Transmissionen von Erdgas an Netzpunkten zwischen Deutschland und seinen westeuropäischen Anrainerstaaten⁴⁶⁴ ist seit April dieses Jahres mittels des Handels von Kapazitätsrechten auf der Handelsplattform PRISMA möglich. Während es zuvor drei parallel existierende Handelsplattformen gab⁴⁶⁵, sollen zukünftig alle Transaktionen im Bereich der Transportkapazitäten auf PRISMA vorgenommen werden. Orientiert am Netzkodex Capacity Allocation Mechanism (NC CAM)⁴⁶⁶ sollen durch die Konsolidierung der Handelsplattformen sowohl die Transaktionskosten gesenkt als auch ein diskriminierungsfreier Zugang zu den bestehenden Fernleitungs- und Verteilnetzen für Gashändler wie Fernleitungsnetzbetreiber geschaffen werden. Neben der Nutzung einer gemeinsamen, länderübergreifenden Handelsplattform und dem Abbau von Informationsasymmetrien durch die Versorgung aller Marktteilnehmer mit derselben Informationsmenge werden Auktionen für Day-ahead-, Monthly-ahead-, quartalsbezogene sowie jahresbezogene Kapazitäten angeboten. Je nach Handelszweck ist zwischen zwei Handelsplattformen zu differenzieren. So ist der Handel von festen und unterbrechbaren, gebündelten und ungebündelten Transportkapazitäten an Grenz- und Marktübergangspunkten in der Handelsplattform TRAC-X primary vorzunehmen. Die Abwicklung der Transaktionen erfolgt überwiegend in Auktionsverfahren⁴⁶⁷, ist aber subsidiär gegenüber länder-spezifischen Regulierungsvorgaben. In Deutschland werden z.B. Kapazitätsbuchungen nach dem Prinzip „first-come-first-served“ vollzogen, weshalb Auktionsverfahren hier tendenziell nicht zur Anwendung kommen. Der Handel bereits gebuchter Transportkapazitäten ist hingegen in der Handelsplattform TRAC-X secondary zu tätigen. Hierbei stehen vier Verfahren zur Auswahl. Neben dem konventionellen Auktionsverfahren, bei dem der Höchstbietende den Zuschlag für die Transportkapazität erhält, und der Option eines Sofortkaufs bei vorheriger Festlegung des Festpreises, gibt es die Optionen eines anonymisierten Angebotsverfahrens, bei dem der Anbieter aus den Geboten auf die von

462 Vgl. <https://corporate.prisma-capacity.eu/web/start/> sowie <https://secondary.prisma-capacity.eu/prisma/index.do>.

463 Vgl. <http://www.pegas-trading.com/en/>.

464 Österreich, Dänemark, Frankreich, Italien, Belgien und die Niederlande.

465 Bisläng wurden grenz- bzw. marktüberschreitende Transmissionen von Erdgas jeweils über die Plattformen Capsquare, Link4Hubs und TRAC-X vorgenommen. Aus der Fusion dieser drei Plattformen ging PRISMA hervor.

466 Vgl. Tz. 451.

467 Die Fernleitungsnetzbetreiber sind zudem verpflichtet, mindestens einmal jährlich Auktionsverfahren unter Beteiligung der tatsächlichen und potenziellen Auktionsteilnehmer zu evaluieren; vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 24. Februar 2011, BK7-10-001, und vom 31. Oktober 2012, BK7-12-201.

ihm anonymisiert abgegebenen Offerten wählen kann, sowie eines Gesuchverfahrens, bei dem der Nachfrager aus den Offerten der Anbieter auf die von ihm gestellte Suchanfrage wählen kann.

447. Der Handel von Transportkapazitäten geht oftmals mit dem Handel von Erdgas einher. Im Rahmen einer Kooperation der beiden Börsen für Erdgas, der EEX und Powernext, werden seit Mai dieses Jahres die Gasprodukte beider Börsen auf der gemeinsamen pan-europäischen Handelsplattform PEGAS angeboten. Im Gegensatz zu PRISMA umfasst das Einzugsgebiet nur Deutschland, Frankreich und die Niederlande. Zudem resultiert PEGAS nicht aus einer Fusion, da sowohl EEX wie auch Powernext weiterhin eigenständig bleiben und ihre Gasprodukte separat voneinander anbieten.⁴⁶⁸ Gleichwohl wird durch PEGAS ein Zugang zu allen Spot- und Terminmärkten gewährt, auf denen gemeinsame Spreadprodukte der einbezogenen Marktgebiete (NCG/TTF, PEG Nord/TTF, GASPOOL/NCG, PEG Süd/PEG Nord, GASPOOL/TTF und PEG Nord/NCG) gehandelt werden können, welche die Preisunterschiede der Produkte auf beiden Börsen erfassen. Das Clearing und die Abwicklung der Transaktionen werden von der European Commodity Clearing AG (ECC) übernommen.

448. Die Monopolkommission begrüßt die Einführung von PRISMA und PEGAS ausdrücklich, da beide Marktplattformen eine Verknüpfung europäischer Gasmärkte fördern. Insbesondere die Neuregelung des Handels mit Kapazitätsrechten in einem Einzugsgebiet, das nahezu alle mitteleuropäischen Länder umfasst, kann wichtige Weichen hinsichtlich einer Marktharmonisierung unter Berücksichtigung länderspezifischer bzw. marktgebietspezifischer Charakteristika stellen. Die Monopolkommission spricht sich daher dafür aus, dass der Handel mit Kapazitätsrechten auf weitere europäische Marktgebiete – konform mit den Vorstellungen des Council of European Energy Regulators (CEER) über einen integrierten und wettbewerblichen Gasmarkt⁴⁶⁹ – ausgeweitet wird. Dies betreffe z.B. auch die Marktgebiete PEG Nord und PEG Süd, deren Kapazitätsmechanismus seit dem 1. Juli 2011 durch ein Gas Target Model der GRTgaz und Powernext geregelt wird.⁴⁷⁰ Weitere Potenziale sollten auch beim Börsenhandel von Erdgas geschöpft werden, um einen effizienten Handel zu gewährleisten. So wäre eine zeitnahe Aktivierung aller von der EEX angebotenen Gasprodukte auf PEGAS zu begrüßen.⁴⁷¹ Hiervon abhängig wären wiederum Erwägungen in Bezug auf eine Einstellung des eigenständigen Gashandels der EEX und Powernext auf lange Frist, obwohl erst durch die Eigenständigkeit beider Börsen Spreadprodukte, welche insbesondere für die Terminmärkte und damit für das Handelsvolumen von Relevanz sind, gehandelt werden können.

468 So betreibt die EEX weiterhin einen Spot- und Terminmarkt für die deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG, während Powernext den Erdgashandel für Marktgebiete in Frankreich und den Niederlanden übernimmt.

469 Vgl. CEER, Vision for a European Gas Target Model, Conclusions Paper, Ref: C11-GWG-82-03, 1. Dezember 2011.

470 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 284 f. Seit Einführung des Gas Target Models sind z.B. die festen Day-ahead-Kapazitäten von 10 GWh/Tag auf 15 GWh/Tag angestiegen; vgl. http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/fournisseurs/documents/en/15_more_about_market_coupling_02012013.pdf; EDF, Moving Toward the Gas Target Model: What Role Could Market Coupling Play?, UNECE Gas Centre Task Force Group (Brüssel), Präsentation vom 11. Dezember 2012, S. 14.

471 Während bereits alle Gasprodukte von Powernext via PEGAS gehandelt werden können, erfolgt derzeit eine sukzessive Aktivierung der Gasprodukte von EEX; vgl. PEGAS, PEGAS erfolgreich gestartet, Pressemitteilung vom 29. Mai 2013.

4.3.2 Harmonisierung des europäischen Rechtsrahmens für Erdgas

449. Für eine Harmonisierung der europäischen Gasmärkte bedarf es ebenfalls einheitlicher Rahmenbedingungen bei den rechtlichen Vorgaben. Das am 3. März 2011 in Kraft getretene dritte Energiebinnenmarktpaket sieht ein dynamisches, vielschichtiges System zur Konzipierung und Implementierung EU-weit verbindlicher Vorgaben, sog. Netzkodizes, vor.⁴⁷² Danach legt die Europäische Kommission die strategischen Ziele sowie die priorisierenden Maßnahmen fest und überarbeitet diese jährlich. Für den Bereich Gas konsultiert sie insbesondere vorab die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und das Europäische Netz der Gasfernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-G). Nach Festlegung der Prioritätenliste durch die Europäische Kommission hat ACER binnen sechs Monaten eine unverbindliche Liste mit Leitlinien für die Konzipierung der Netzkodizes zu erstellen. Die Liste mit den Leitlinien wird im Anschluss der Europäischen Kommission vorgelegt, die diese nach entsprechender Prüfung an ENTSO-G weitergibt. ENTSO-G hat daraufhin binnen eines Jahres eine Vorlage für einen Netzkodex zu verfassen und diese nach Fertigstellung wiederum ACER zur Prüfung vorzulegen. Sofern der erstellte Netzkodex den von ACER ausgearbeiteten Leitlinien entspricht und mit dem dritten Energiepaket konform ist, wird die Vorlage zum Netzkodex der Europäischen Kommission mit der Empfehlung zur Annahme zur Verrechtlichung in einem Komitologie-Verfahren übermittelt. Derzeit werden vier Netzkodizes erarbeitet.⁴⁷³ Darüber hinaus ist am 28. Dezember 2011 eine Verordnung zur Steigerung der Markttransparenz und zur Bekämpfung von Insiderhandel und Marktmanipulation auf dem europäischen Energiegroßhandelsmarkt in Kraft getreten (vgl. Abschnitt 2.3).

4.3.2.1 Empfehlungen zum Verfahren für das Engpassmanagement (CMP)

450. In Bezug auf die Asymmetrie zwischen gebuchten und tatsächlich in Anspruch genommenen Transportkapazitäten sowie den sich daraus mitunter ergebenden Kapazitätsengpässen hat die Europäische Kommission am 24. August 2012 die Neuregelung „Congestion Management Procedures“ (CMP) verabschiedet.⁴⁷⁴ Mit diesen Neuregelungen soll zusätzlich zu den derzeit erarbeiteten Leitlinien betreffend die Verfahren zur Kapazitätsallokation (Capacity Allocation Mechanism, CAM) der besonderen Problematik des häufig eingeschränkten Zugangs zu Kapazitäten an Marktgebietsgrenzen Rechnung getragen werden. Ziel ist es, sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite Anreize für eine effiziente Nutzung der Transportkapazitäten an den Marktgebietsgrenzen zu schaffen und damit die Funktionsfähigkeit integrierter Gasmärkte in der EU sicherzustellen. Eine Empfehlung zur Vermeidung von Engpässen dient der Steigerung der Kapazitätsverfügbarkeit. Demnach könnte eine exaktere Kapazitätsberechnung, orientiert an Laufzeiten und technisch bedeutsamen Indikatoren, die Kurzfristprognose verbessern und das Angebot erhöhen, ebenso wie dies die Ausweisung eines (ver-

⁴⁷² Vgl. EU-Kommission, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/codes/codes_de.htm.

⁴⁷³ Für eine graphische Übersicht zu den Entwicklungsprozess der jeweiligen Kodizes, vgl. EU-Kommission, Dreijahresplan Gas, 6. Juni 2013, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/codes/doc/20130606_3years_gas_april.pdf.

⁴⁷⁴ Vgl. Beschluss der Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, ABl. EU Nr. L 231 vom 28. August 2012, S. 16.

pflichtenden oder anreizgetriebenen) Überangebot an Kapazitäten durch die Fernleitungsnetzbetreiber tät. Eine weitere Empfehlung sieht vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber gebuchte, aber ungenutzte Kapazitäten im Falle eines Engpasses von den Netznutzern zurückkaufen können. Auch eine Kapazitätsrückgabe seitens der Netznutzer und der Entzug systematisch ungenutzter Kapazitäten gemäß dem Prinzip „use-it-or-lose-it“ werden thematisiert. Um kurzfristig die Auslastung der Kapazitäten effizient zu gestalten, wird außerdem eine Beschränkung der Renominierungsrechte bei festen Day-ahead-Kapazitäten in Abhängigkeit von der gebuchten Kapazitätsmenge vorgeschlagen.

4.3.2.2 *Netzkodizes*

451. Die ausgearbeiteten Empfehlungen zu den CMP sind als Ergänzung zum Netzkodex CAM zu sehen. Die verfolgten Ziele des CAM stimmen mit denen der CMP überein.⁴⁷⁵ Die aktuell ausgearbeitete Fassung von ACER respektive ENTSO-G sieht unter anderem vor, dass sich der geografische Geltungsbereich des CAM auf die Kapazitäten an Marktgebietsgrenzen der EU-Mitgliedstaaten beziehen soll, wobei gleichwohl für Nichtmitgliedstaaten die Option einer Adaption des Netzkodexes offengelassen werden soll. Dabei gelten die Leitlinien des Netzkodex CAM explizit nur für registrierte Netzwerknutzer, d.h. für Marktteilnehmer, die einen gültigen Vertrag mit einem Fernleitungsnetzbetreiber besitzen. Gehandelt werden sollen vornehmlich gebündelte sowie standardisierte Kapazitäten, und zwar auf einer einzigen europäischen Handelsplattform mit einem Markt für Primär- sowie Sekundärkapazitäten innerhalb des Geltungsbereichs. Die Allokation der Kapazitäten soll nach dem CAM überwiegend in Auktionen vollzogen werden. Andere Allokationsverfahren, bedingt durch länderspezifische Vorgaben, wie z.B. das bis dato in Deutschland auf der Handelsplattform TRAC-X primär praktizierte Prinzip „first-come-first-served“, sollen zukünftig nur noch für Intraday-Allokationen zur Anwendung kommen. Bei einem technischen Ungleichgewicht zwischen zwei Netzsystemen an einer Marktgebietsgrenze soll den Fernleitungsnetzbetreibern außerdem zukünftig gestattet werden, mit einer Vorlaufzeit von nunmehr bis zu fünf Jahren gebündelte Kapazitäten als ungebündelte Kapazitäten in Auktionsverfahren zu veräußern, um für die Behebung des technischen Ungleichgewichtes einen ausreichend langen Zeitkorridor zu gewähren und damit die Wahrscheinlichkeit einer Gastransmission mit ungebündelten Kapazitäten zu senken. Hieran anknüpfend sollen Pufferkapazitäten bereitgestellt werden, welche dem Markt vor der Durchführung von Auktionsverfahren a priori entzogen werden und bei Engpässen zum Einsatz kommen könnten. Aufgrund des Umfangs und der Komplexität der umzusetzenden Maßnahmen soll der CAM nach Empfehlung von ENTSO-G frühestens 27 Monate nach dem Veröffentlichungszeitpunkt des CAM in Kraft treten.

452. Der Netzkodex Bilanzierung (Balancing, BAL)⁴⁷⁶ soll EU-weit einheitliche Rahmenleitlinien zur Bilanzierung der Ausgleichsenergie, d.h. des täglichen Bedarfs an Erdgas zur Deckung der Residualmenge zwischen tatsächlichem und prognostiziertem Gas-

⁴⁷⁵ Vgl. ENTSO-G, Summary of ENTISOG Positions on CAM NC, EGM404-12, 15. Januar 2013, sowie ACER, Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms for the European Gas Transmission Network, FG-2011-G-001, 3. August 2011.

⁴⁷⁶ Vgl. ENTSO-G, Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks, Balancing Network Code BAL500-13, 21. Februar 2013, sowie ACER, Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems, FG-2011-G-002, 18. Oktober 2011.

verbrauch eines Bilanzkreises, festlegen. Eine Ursache für die Implementierung des Netzkodex BAL liegt in der bis dato vorherrschenden Heterogenität der Gasmärkte, die den Fernleitungsnetzbetreibern immer noch die Möglichkeit lässt, Netznutzer unzureichend mit Marktinformationen zu versorgen und ihnen den Zugang zu Großhandelsmärkten zur Deckung des Bedarfs an Ausgleichsenergie artifiziell zu erschweren. Die Folge sind steigende Ausgleichsentgelte, welche die Netznutzer an die Fernleitungsnetzbetreiber zu entrichten haben. Dass die Fernleitungsnetzbetreiber größtenteils für den Netzausgleich verantwortlich sind und auf Basis langfristiger Verträge über ausreichend Kapazitätsreserven verfügen, die dem Markt bereits vorab entzogen wurden, erhöht zusätzlich ihre Marktmacht. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, soll unter anderem eine Tagesbilanzierung eingeführt werden. Diese sieht vor, alle Ein- und Ausspeisungen eines Bilanzkreises pro Bilanzierungsperiode bzw. Gastag zu saldieren und zu verrechnen. Untertägige Anreize zur Überschreitung der Toleranzgrenzen bei Ein- und Ausspeisungen durch die Netznutzer, die in der Folge zu Mehrkosten für den Bilanzkreisverantwortlichen, in aller Regel ein Fernleitungsnetzbetreiber, führen, werden explizit nicht unterbunden. Zur Gewährleistung einer ausreichenden Informationsversorgung der Netznutzer soll ein einheitlicher Mindeststandard an Quantität und Qualität der Datenübermittlung festgelegt werden. Es ist geplant, dass gemessene Daten (RLM) mindestens zweimal täglich und prognostizierte Daten (SLP) mindestens einmal täglich übermittelt werden sollen. Die Regelenergie soll der Fernleitungsnetzbetreiber größtenteils kurzfristig und in standardisierter Form am Großhandelsmarkt beschaffen, um nicht von eigenen Kapazitätsreserven zu profitieren und um die Ausgleichsentgelte auf eine marktkonforme Kostenbasis zu stellen. Die Ermittlung der Ausgleichsentgelte soll sich nach den Grenzkosten der jeweiligen Marktgebietsverantwortlichen für die Beschaffung der Regelenergie richten. Hierzu soll ein gewichteter Durchschnitt der Regelenergiepreise von Käufen und Verkäufen unter Einschluss von Zu- bzw. Abschlägen ermittelt werden.

453. Mit dem Netzkodex zur Interoperabilität (Interoperability, IO) sollen Rahmenleitlinien zur Verknüpfung der europäischen Gasfernleitungsnetze erstellt werden.⁴⁷⁷ Hierbei stehen insbesondere detaillierte Vorgaben zur technischen Umsetzung der IO sowie zum Datenaustausch zwischen Fernleitungsnetzbetreibern im Vordergrund. Ziel des Netzkodexes IO ist es, sowohl den Gashandel als auch den Gastransport durch die Fernleitungsnetze im Hinblick auf eine effizientere Marktintegration zu fördern und den grenzüberschreitenden Handel sowie die Marktliquidität jeweils auf beiden Seiten der Marktgebietsgrenze zu steigern. Hierzu werden unter anderem Netzkopplungsverträge mit einheitlichen Vorgaben zum Matchingprozess bei Gastransmissionen über Marktgebietsgrenzen sowie Standards zur Messung der transferierten Gasquantität und -qualität beschrieben. Der Datenaustausch aller Marktakteure soll dahin gehend europaweit vereinheitlicht werden, dass nicht mehr wie bislang üblich per E-Mail, sondern mittels eines Protokollsystems kommuniziert wird. Dies betreffe den Informationsaustausch der Fernleitungsnetzbetreiber, der Betreiber von Verteilnetzen, der Betreiber von Gasspeichern, der Händler und der Industriekunden gleichermaßen. Die mit den Vorgaben verbundenen Kosten würden auf die Fernleitungsnetzbetreiber entfallen, die diese durch eine Er-

⁴⁷⁷ Vgl. ENTSO-G, Draft Network Code on Interoperability and Data Exchange Rules, INT0352, 27. Februar 2013; Supporting Document for Public Consultation draft Network Code on Interoperability and Data Exchange Rules, INT0367, 27. Februar 2013.

hebung von Gebühren auf die Netznutzer überwälzen können sollen. Die Prüfung der anfallenden Kosten samt den erhobenen Gebühren soll den nationalen Regulierungsbehörden obliegen.

454. EU-weit geltende Rahmenleitlinien für die Erhebung von Gebühren, wie sie z.B. bei der Umsetzung des Netzkodex IO notwendig sind, werden im Netzkodex Tarife (Tariffs, TAR) konzipiert.⁴⁷⁸ Dabei sollen weniger konkrete Vorgaben zu einer Berechnungsmethodologie für Gebühren spezifiziert werden als vielmehr zentrale (Mindest-) Anforderungen an eine solche Berechnungsmethode für Gebühren, welche im Zuge der Nutzung von Transmissionsdienstleistungen an den Marktgebietsgrenzen durch die Netznutzer an die Fernleitungsnetzbetreiber zu entrichten sind. Vorrangiges Ziel von TAR ist es, einen einheitlichen, transparenten sowie kostenorientierten Gebührenrahmen für Gastransmissionen in Europa zu schaffen, der weder Netznutzer diskriminiert noch den grenzüberschreitenden Handel bzw. Wettbewerb konterkariert. So ist unter anderem geplant, die Gebühren differenziert nach Ein- und Ausspeisepunkt separat und nicht pauschal kontraktbezogen zu erheben. Inhärent hierzu soll sich die Bemessung der Gebühren für unterbrechbare Kapazitäten zukünftig ausschließlich an der Wahrscheinlichkeit bzw. am Risiko einer Unterbrechung orientieren. An die Berechnungsmethode für Gebühren von Transportkontrakten mit unüblichen Laufzeiten sind z.B. zugleich transparente Maßstäbe anzulegen. Die Gebühren sollen dabei stets in der Höhe ermittelt werden, dass ausreichend Anreize sowohl für einen Gashandel in der kurzen Frist wie auch für Investitionen in der langen Frist gesetzt werden.

4.3.2.3 Fazit: Implementierung einheitlicher europäischer Regulierungsvorschriften forcieren

455. Die Monopolkommission begrüßt ausdrücklich die Empfehlungen zum Engpassmanagement und zu den Netzkodizes, da diese zur Marktintegration europäischer Gasmärkte in dreierlei Hinsicht entscheidend beitragen können. Erstens werden einheitlich geltende Regulierungsvorschriften für die Marktakteure auf den Gasmärkten geschaffen, welche den Aufbau der für eine erfolgreiche und sinnvolle Verstetigung der Marktintegration notwendigen institutionellen Rahmenbedingungen substantiell unterstützen können. Zweitens werden gegenwärtig zentrale Marktprobleme erfasst und Lösungsvorschläge unter Mitwirkung aller entscheidenden Marktakteure erarbeitet. Drittens werden durch die Maßnahmen der Wettbewerb in den Gasmärkten nachhaltig gefördert und wohlfahrtsfördernde Impulse induziert werden. Gleichwohl bleibt abzuwarten, welche Vorgaben bzw. Rahmenleitlinien in welchem Ausmaß schlussendlich in Kraft treten werden. Des Weiteren sollte allen Beteiligten deutlich sein, dass die derzeit erarbeiteten Richtlinien einem dynamischen Prozess unterliegen und stets an die Marktgegebenheiten angepasst werden müssen. Bei den bisherigen Empfehlungen sieht die Monopolkommission in Teilen Verbesserungspotenziale bislang ungenutzt. So könnte unter anderem in den Netzkodex CAM mit aufgenommen werden, wie eine effiziente Transmission an den Marktgebietsgrenzen zwischen einem EU-Mitgliedstaat und einem Nichtmitgliedstaat gefördert werden kann. Bei der Bilanzierung könnte darüber nachgedacht werden, inwieweit eine kostenverursachungsgerechte Zuordnung der Ausgleichsentgelte durch eine Gruppierung der Netznutzer praktikabel ist; die Saldierung führt zu einer

⁴⁷⁸ Vgl. ACER, Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas, 16. April 2013.

pauschalen Überwälzung der entstehenden Kosten bzw. Gebühren auf alle Netznutzer, was unmittelbar mit negativen externen Effekten verbunden ist. Bei der im Netzkodex IO vorgesehenen Vereinheitlichung der Datentransfersysteme könnte es womöglich zeitliche Probleme mit einer rechtzeitigen Umsetzung geben. So ist durchaus vorstellbar, dass der Netzkodex IO bereits in diesem Jahr verabschiedet wird und spätestens 2015 in Kraft tritt, während die Umsetzung bis dahin noch nicht abgeschlossen ist. Eine Einräumung von anreizkompatiblen Übergangsfristen könnte hier Abhilfe schaffen. Analog zum Netzkodex CAM sollte auch im Netzkodex TAR vermerkt werden, wie die Gebühren bei Transmissionen zwischen Mitgliedstaaten und Nichtmitgliedstaaten zu quantifizieren sind, wenn eine Adaption des Netzkodex durch den Nichtmitgliedstaat ausbleibt.

4.4 Wettbewerbsprobleme bei Konzessionsabgaben und Konzessionsvergabe

456. 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. Dieses Wegenutzungsrecht, das auch als (Netz-)Konzession bezeichnet wird, hat die Gemeinde gemäß § 46 EnWG diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Die Laufzeit eines Wegenutzungsvertrags beträgt gemäß § 46 Abs. 2 EnWG maximal 20 Jahre. Ziel des Gesetzes ist es insoweit, einen fairen Wettbewerb um die Netze zu gewährleisten und einer Erstarrung der Versorgungsstrukturen vorzubeugen. Gerade kommunale „Ewigkeitsrechte“, d.h. das dauerhafte und unangefochtene Recht der Kommunen auf den Netzbetrieb durch kommunale Unternehmen, sollen verhindert werden.⁴⁷⁹

Als Gegenleistung für die Übertragung des Wegenutzungsrechts erhält die Gemeinde gemäß § 48 EnWG eine Konzessionsabgabe vom Berechtigten. In der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) werden die Konzessionsabgaben für verschiedene Kundengruppen und Energieträger festgelegt; die Höhe der jeweiligen Abgaben ist bei einer maximalen Höhe gedeckelt. Die Bestimmung des § 46 Abs. 3 EnWG enthält Anforderungen an das Verfahren, an dessen Ende der Vertrag über das Wegenutzungsrecht steht, sowie an die Kriterien, die bei der Auswahlentscheidung zu berücksichtigen sind. So regelt § 46 Abs. 3 S. 1 bis 4 und 6 EnWG gewisse Veröffentlichungspflichten der Gemeinde. § 46 Abs. 3 S. 5 EnWG bestimmt, dass die Gemeinde bei der Auswahl des Unternehmens, das die Konzession erhalten soll, den Zielen des § 1 EnWG verpflichtet ist. Dies bedeutet, dass eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, anzustreben ist.

Seit 2005 ist mit dem Wegenutzungsrecht 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. Dagegen regelt § 36 Abs. 1 EnWG, wer Grundversorger ist: das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert.

⁴⁷⁹ Vgl. Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 13/7274 vom 23. März 1997, S. 21.

457. Im Umfeld der Übertragung von Wegenutzungsrechten ist in den letzten Jahren eine Reihe von Problemen aufgetreten, die auch Auswirkungen auf die Entwicklung des Wettbewerbs um den Netzbetrieb entfalten. Dies ist von besonderer Bedeutung vor dem Hintergrund, dass gegenwärtig sowie in den kommenden Jahren viele alte Konzessionsverträge enden und neu vergeben werden müssen. Bedeutsame Problemfelder betreffen unter anderem die zulässige Höhe von Konzessionsabgaben, die Ausgestaltung des Auswahlprozesses seitens der Gemeinde sowie die Frage der zulässigen Auswahlkriterien, die Überlassung von Netzen an den Neukonzessionär durch den vorherigen Inhaber der Wegenutzungsrechte sowie den adäquaten Entgeltmaßstab beim Übergang der Netze auf den Neukonzessionär.

4.4.1 Wettbewerbsrechtliche Aspekte der Höhe der Konzessionsabgabe

458. Die zulässige Höhe von Konzessionsabgaben hat das Bundeskartellamt in mehreren Missbrauchsverfahren in den Jahren 2009 und 2010 untersucht. Eine Reihe von Verfahren hat das Amt mit Zusagenentscheidungen nach § 32b GWB abgeschlossen, in dem Verfahren GAG Gasversorgung Ahrensburg erging eine Entscheidung gemäß § 32 GWB auf Grundlage von § 19 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 1 GWB wegen missbräuchlich überhöhter Konzessionsabgaben.⁴⁸⁰ Die Monopolkommission hat hierzu in ihrem letzten Energie-Sondergutachten Stellung genommen.⁴⁸¹

459. Inzwischen wurde die Verfügung sowohl vom Oberlandesgericht Düsseldorf als auch vom Bundesgerichtshof bestätigt.⁴⁸² Von besonderem Interesse sind die Ausführungen des Bundesgerichtshofes zur Zuständigkeitsverteilung zwischen Kartell- und Regulierungsbehörden bei der Missbrauchsaufsicht über Netzbetreiber. Hiernach können sich kartellrechtliche Maßnahmen, die den Missbrauch des kommunalen Wegerechts betreffen, zumindest dann gegen den Netzbetreiber richten, wenn er eine wirtschaftliche Einheit mit der – auf dem Markt für die entgeltliche Gestattung der Wegenutzungsrechte marktbeherrschenden – Gemeinde bildet. Zudem stellt der Bundesgerichtshof klar, dass es bei der für die Höchstsätze der Konzessionsabgaben bei Gaslieferungen maßgeblichen Abgrenzung von Tarifikunden und Sondervertragskunden nach § 1 Abs. 3 und 4 KAV nicht auf das tatsächliche Abnahmeverhalten, sondern auf die vertragliche Ausgestaltung des Lieferverhältnisses ankommt. Letztere ist auch bei einer Durchleitung für die Höchstsätze der Konzessionsabgaben maßgeblich, selbst wenn der Netzbetreiber den eigenen grundversorgungsberechtigten Gaskunden keine Sonderkundenverträge anbietet.

460. Die Monopolkommission begrüßt, dass missbräuchliches Verhalten der Kommunen im Zusammenhang mit der Erhebung von Konzessionsabgaben stringent verfolgt wird. Wettbewerbsbehinderungen zulasten der Verbraucher, die letztlich die überhöhte Konzessionsabgabe zahlen müssen, dürfen nicht geduldet werden. Der angesprochene Fall macht zugleich deutlich, dass die Möglichkeit eines Energieversorgungsunternehmens, die niedrigere Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden anzubieten, einen bedeutenden Wettbewerbsvorteil darstellt. Der Energieversorger kann in diesem Fall seinen Preis entsprechend senken, was sein Angebot aus Sicht des Endkunden unmittelbar at-

⁴⁸⁰ Vgl. BKartA, Beschluss vom 16. September 2009, B10-11/09.

⁴⁸¹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 36 ff.

⁴⁸² Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19. Oktober 2011, VI-3 Kart 1/11 (V); BGH, Beschluss vom 6. November 2012, KVR 54/11.

traktiver erscheinen lässt. Die Bestimmungen des § 1 Abs. 3 und 4 KAV definieren, wer Tarifkunde und wer Sondervertragskunde ist. Tarifkunden sind im Wesentlichen die Haushaltskunden, die Energie von einem Strom- oder Gasversorgungsunternehmen auf der Grundlage von Grundversorgungsverträgen beziehen. Sondervertragskunden sind die Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung, Letztverbraucher außerhalb der Ersatzversorgung sowie alle sonstigen Kunden. Die Konzessionsabgaben für Tarifkunden Strom und Gas sind zum Teil um ein Vielfaches höher als für Sondervertragskunden. Die ökonomische Begründung für die erheblichen Unterschiede in der Höhe der Konzessionsabgabe liegt in der Überlegung, dass gewerbliche Abnehmer als typische Sondervertragskunden durch ihre Anbindung an Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze beim Strom bzw. an Hochdruckleitungen beim Gas die öffentlichen Verkehrswege weniger in Anspruch nehmen als der typische Tarif-, d.h. Haushaltskunde, der seine Energie über das Niederspannungsnetz bzw. die Niederdruckleitungen bezieht. Aus ökonomischer Sicht ist es sinnvoll, die Energieverbraucher, die das Verteilnetz und somit die öffentlichen Verkehrswege stärker nutzen, auch stärker an deren Kosten zu beteiligen als die Verbraucher, die wenig oder gar nicht auf das Verteilnetz zurückgreifen.

461. Vor diesem Hintergrund ist auch die Regelung des § 2 Abs. 7 KAV zu betrachten, wonach Stromlieferungen an Abnehmer bis zu den dort genannten Leistungs- und Verbrauchsgrenzen konzessionsabgabenrechtlich stets als Lieferungen an Tarifkunden gelten. Somit werden all jene Endverbraucher, die stärker vom Verteilnetz profitieren, gleich behandelt; sie müssen eine höhere Konzessionsabgabe zahlen als jene Endverbraucher, die das Verteilnetz weniger in Anspruch nehmen. Auf eine entsprechende Tarifkundenfiktion für den Gasbereich hat der Verordnungsgeber hingegen bewusst verzichtet. Zur Begründung wird angeführt, Erdgas stehe im jeweiligen Versorgungsgebiet im Wettbewerb zu Konkurrenzenergien im Wärmemarkt. Aufgrund dieser Wettbewerbssituation von Erdgas mit Konkurrenzenergien im Wärmemarkt sei es in der Gasversorgung bereits vor der Liberalisierung in den 1990er Jahren langjährige Praxis gewesen, gleichartige Verbrauchsfälle der Heizgasversorgung sowohl nach Tarif- als auch nach Sonderabnehmerverträgen abzuwickeln. Diese Begründung vermag nicht zu überzeugen. Die historisch gewachsene Struktur der Kundenverträge vor der Liberalisierung gibt wenig substantielle Anhaltspunkte für eine sachgerechte Regulierung nach der Liberalisierung bzw. nach der Überführung in wettbewerblich organisierte Märkte. Es besteht auch kein sachlicher Grund, Heizgas im Verhältnis zu Konkurrenzenergien zu bevorzugen. Vielmehr ist es ökonomisch sinnvoll, dem Energieträger Gas die Kosten für das von ihm benutzte Leitungsnetz und die Inanspruchnahme öffentlicher Verkehrswege zuzurechnen. Wie sich diese Zurechnung tatsächlich auswirken wird – ob und in welchem Ausmaß sich der Heizgaspreis erhöht –, hängt in erster Linie davon ab, wie hoch der Verordnungsgeber die Konzessionsabgabe für Tarifkunden und Sondervertragskunden setzt bzw. wie er die Lasten der Konzessionsabgabe auf Tarif- und Sondervertragskunden verteilt. Hier steht dem Verordnungsgeber ein weiter Entscheidungsspielraum zu, innerhalb dessen er die widerstreitenden Interessen der Gemeinden an möglichst hohen Konzessionsabgaben einerseits und der Heizgaswirtschaft an möglichst niedrigen Konzessionsabgaben andererseits abwägen kann.

462. Die Monopolkommission empfiehlt daher, die Anreize zum Anbieterwechsel auch bei der Versorgung mit Gas so auszugestalten, dass Kunden den Anbieter vor allem dann wechseln, wenn der neue Anbieter tatsächlich effizienter ist und deshalb zu günstigeren

Preisen anbieten kann als der bisherige Versorger. Ein Wettbewerbsvorteil, der lediglich darauf beruht, dass ein Anbieter mit seinen Haushaltskunden Sonderkundenverträge abschließt und daher eine niedrigere Konzessionsabgabe in Rechnung stellen kann, erfüllt diese Anforderungen nicht. Sowohl für den Grundversorger, der mit seinen Gashaushaltskunden ebenfalls Sonderkundenverträge abschließen kann, als auch für die Wettbewerber setzt die bestehende Regelung keine Anreize, ihre Attraktivität für Kunden aus eigener Anstrengung zu steigern. Mit dem Tarifwechsel vom Tarif- zum Sonderkundenvertrag sind weder Effizienzfortschritte bei den Energieversorgern noch eine Steigerung der Gesamtwohlfahrt verbunden, welche die aufgrund des Tarif- oder Anbieterwechsels entstehenden Transaktionskosten ausgleichen könnten. Die Monopolkommission rät daher, für Gashaushaltskunden, die am Verteilnetz bzw. an Niederdruckleitungen angebunden sind, eine einheitliche Konzessionsabgabe festzulegen. Dies könnte nach dem Vorbild der Bestimmung des § 2 Abs. 7 KAV für Stromkunden erfolgen.

4.4.2 Wettbewerbsparameter der Konzessionsvergabe

463. Einen weiteren bedeutenden Problemkreis stellt der Neuabschluss von Verträgen über das Wegenutzungsrecht gemäß § 46 EnWG nach dem Auslaufen oder der vorzeitigen Beendigung des alten Konzessionsvertrags dar.⁴⁸³ Die Monopolkommission hat sich bereits in ihrem letzten Energie-Sondergutachten zum Aspekt der Konzessionsvergabe – vor dem Hintergrund der Entwicklung einer stärkeren Rekommunalisierung – geäußert und diesbezügliche Empfehlungen abgegeben.⁴⁸⁴ Insbesondere forderte sie den Gesetzgeber auf, die Einführung des förmlichen Vergaberechts für Energiekonzessionen zu prüfen und unterbreitete einen Vorschlag für die Ausgestaltung eines einfach zu praktizierenden Auswahlkriteriums, das den Anforderungen des § 1 EnwG entspricht.

464. Da die Übertragung des Wegenutzungsrechts bislang (noch) nicht den Regeln des förmlichen Vergabeverfahrens unterliegt, haben die deutschen Kartellbehörden in den letzten zwei Jahren einen anderen Weg beschritten, um den kommunalen Auswahlprozess zu überprüfen. Sowohl das Bundeskartellamt als auch einige Landeskartellbehörden haben die Bestimmungen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf die Vergabe von Wegenutzungsrechten durch Kommunen angewendet. Seit 2011 hat etwa das Bundeskartellamt mehrere Verfahren gegen Kommunen geführt, die mit Zusagenentscheidungen gemäß § 32b GWB abgeschlossen wurden.⁴⁸⁵ In dem Verfahren gegen die Kreisstadt Mettmann erließ das Amt Ende 2012 eine Missbrauchsverfügung auf Grundlage von § 32 GWB.⁴⁸⁶ Zudem wurde das Amt frühzeitig in weitere Vorhaben von Kommunen eingebunden, um die Verfahren zu begleiten und auf ihre kartellrechtliche Zulässigkeit zu prüfen.⁴⁸⁷

483 In der Diskussion wird dieser Vorgang regelmäßig als Vergabe des Wegenutzungsrechts oder als Konzessionsvergabe bezeichnet; dies ist nicht zu verwechseln mit einer Vergabe im förmlichen Vergabeverfahren gemäß §§ 97 ff. GWB. Die Übertragung des Wegenutzungsrechts unterliegt nach geltendem Recht nicht den Bestimmungen der §§ 97 ff. GWB.

484 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 29 ff.

485 Vgl. BKartA, Beschluss vom 18. Oktober 2011, B10-6/11 „Große Kreisstadt Dinkelsbühl“; Beschluss vom 21. November 2011, B10-17/11 „Stadt Marktleeburg“; Beschluss vom 21. Juni 2012, B10-16/11 „Stadt Pulheim“.

486 Vgl. BKartA, Beschluss vom 30. November, B8-101/11 „Kreisstadt Mettmann“.

487 Vgl. BKartA, Untersagung der Konzessionsvergabe der Stadt Mettmann für Strom- und Gasnetze, Pressemeldung vom 6. Dezember 2012.

In dem Verfahren des Bundeskartellamtes gegen die Kreisstadt Mettmann hat das Amt festgestellt, dass die Kommune missbräuchlich im Sinne von § 19 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 Nr. 1, § 20 Abs. 1 GWB handelte, indem sie das Wegenutzungsrecht gemäß § 46 Abs. 2 EnWG ohne Durchführung eines transparenten und diskriminierungsfreien Auswahlverfahrens an das von ihr beherrschte Stadtwerk vergab und interessierte Dritte auf eine Beteiligung an diesem im Rahmen einer strategischen Partnerschaft verwies. Zudem bemängelte das Bundeskartellamt einen Verstoß gegen die kartellrechtlichen Missbrauchsvorschriften, da die Kommune Auswahlkriterien bei der Vergabe berücksichtigt hatte, die keinen Zusammenhang mit den in § 46 Abs. 3 EnWG genannten Zielen des § 1 EnWG aufwiesen. Ein solcher Zusammenhang besteht nach Auffassung des Amtes nur, wenn sich das Auswahlkriterium auf das Netz oder das Wegenutzungsrecht bezieht. Er ist deshalb ausgeschlossen, wenn die Kommune bei ihrer Auswahlentscheidung Aspekte der Versorgung mit örtlicher Telekommunikation und Abwasserentsorgung oder des kommunalen Bäderbetriebs beachtet. Eine entsprechende Verbindung zum Netz oder zum Wegenutzungsrecht fehlt aber auch, wenn die Kommune Aspekte des Strom- und Gasvertriebs oder der Energieerzeugung bei ihrer Auswahlentscheidung in Rechnung stellt.

465. Die Monopolkommission begrüßt die Initiative der Kartellbehörden, die Vorschriften der Missbrauchsaufsicht konsequent auf die Übertragung von kommunalen Wegenutzungsrechten anzuwenden. Solange die Überlassung der Wegenutzungsrechte nicht dem förmlichen Vergaberecht unterliegt, ist die Anwendung des kartellrechtlichen Instrumentariums auf das Auswahlverfahren besonders wichtig. Nur so kann verhindert werden, dass das Recht zum Netzbetrieb ohne wettbewerbliches Auswahlverfahren übertragen wird. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass kurz- und mittelfristig eine Vielzahl von Konzessionsverträgen neu zu vergeben ist. Allerdings bekräftigt die Monopolkommission ihre Empfehlung an den Gesetzgeber zu prüfen, ob die Übertragung der Wegenutzungsrechte künftig dem förmlichen Vergaberecht nach §§ 97 ff. GWB unterstellt werden sollte. Dabei sollte eine Vergabe im Vergabeverfahren ausdrücklich auch dann in Betracht gezogen werden, wenn das Wegenutzungsrecht auf einen kommunalen Eigenbetrieb oder eine Eigengesellschaft übertragen wird (vgl. § 46 Abs. 4 EnWG).⁴⁸⁸ Die Gewährleistung eines wettbewerblichen Auswahlverfahrens durch die öffentliche Hand ist grundsätzlich zentrale Aufgabe des Vergaberechts. Es erscheint rechtspolitisch fragwürdig, diese Aufgabe dem punktuellen Eingriff seitens der Kartellbehörden zu überlassen.⁴⁸⁹ Mit der Anwendbarkeit des förmlichen Vergaberechts würden auch die Verteidigungsmöglichkeiten diskriminierter Bewerber erweitert. Es käme nicht mehr nur eine Beschwerde an die zuständige Kartellbehörde in Betracht, vielmehr könnte auch ein Antrag auf Nachprüfung gemäß § 107 GWB bei der zuständigen Vergabekammer eingereicht werden. Darüber hinaus würde der Gesetzgeber mit einer Einbeziehung von Netzkonzessionen in das förmliche Vergaberecht ein Signal setzen und die Bedeutung eines wettbewerblichen Verfahrens betonen. Nicht zuletzt könnte dies dazu beitragen, das Bewusstsein der Kommunen für die Bedeutung eines diskriminierungsfreien und transparenten Verfahrens zu schärfen.

488 Zu einem Umsetzungsvorschlag der Monopolkommission vgl. Tz 474.

489 Dem steht natürlich nicht entgegen, dass neben dem Vergabeverfahrensrecht auch die kartellrechtliche Missbrauchskontrolle anwendbar bleibt.

466. Zweck des § 46 EnWG ist es, ein wettbewerbliches Verfahren um die Konzession zum Netzbetrieb zu ermöglichen. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Einhaltung der Verfahrensanforderungen, die sich aus allgemeinen kartellrechtlichen Grundsätzen und den in § 46 EnWG festgelegten Verfahrensregeln herleiten lassen. Zu nennen sind an erster Stelle das Transparenzgebot und das Diskriminierungsverbot. Neben der Verpflichtung, den Vertragsablauf oder eine vorzeitige Vertragsbeendigung sowie die Auswahlentscheidung und deren Gründe offenzulegen, müssen die Auswahlkriterien und deren Gewichtung sowie alle netzrelevanten Informationen bekannt gemacht werden. Selbstverständlich muss die konkrete Auswahl des künftigen Netzbetreibers dann auch anhand der festgelegten Kriterien erfolgen. Dem Diskriminierungsverbot ist insbesondere Genüge getan, wenn allen potenziellen Bewerbern dieselben Informationen zugänglich gemacht und dieselben Fristen eingeräumt werden sowie die Auswahlkriterien für alle gleichermaßen gelten. Nach Auffassung der Monopolkommission wird eine Kommune diesen Anforderungen nicht gerecht, wenn sie vorab oder im laufenden Ausschreibungsverfahren die politische Entscheidung trifft, die Konzession dem im kommunalen Allein- oder Teileigentum stehenden Stadtwerk zu übertragen. Dasselbe gilt, wenn die Kommune ohne Einhaltung eines wettbewerblichen Verfahrens ein sonstiges Unternehmen, z.B. den Altkonzessionär, ohne Sachgrund bevorzugt.

467. Die Monopolkommission pflichtet dem Bundeskartellamt in der Beurteilung bei, dass die genannten Anforderungen an das Auswahlverfahren und die Auswahlkriterien auch gegenüber kommunalen Eigenbetrieben gelten (vgl. § 46 Abs. 4 EnWG).⁴⁹⁰ Maßgebend ist dabei der Zweck des Gesetzes, den Wettbewerb um Konzessionen zu stärken und einer Erstarrung der Versorgungsstrukturen vorzubeugen. Besteht bei kommunalen Eigenbetrieben keine Ausnahme von den Verpflichtungen des § 46 Abs. 2 und 3 EnWG, ist erst recht die Übertragung des Netzbetriebs an selbstständige kommunale Unternehmen mit oder ohne private Beteiligung an den allgemeinen Maßstäben zu messen. Auch soweit die Kommunen als Gegenargument ihr grundgesetzlich geschütztes kommunales Selbstverwaltungsrecht anführen, kann dies nicht zu einer anderen Einschätzung führen. Denn Art. 28 Abs. 2 S. 1 GG schützt die kommunale Selbstverwaltung nur im Rahmen der bestehenden Gesetze. Die Vorschrift des § 46 EnWG ist daher auch von den Kommunen zu beachten und führt dazu, dass diese nicht frei wählen können, ob sie der Aufgabe der Energieversorgung im Rahmen ihrer Erfüllungs- oder Gewährleistungsverantwortung nachkommen. Ausschließlich fiskalische Interessen der Kommunen können daran nichts ändern und sind nur in den Grenzen der KAV berücksichtigungsfähig.

468. Unabhängig davon, ob Transparenz und Diskriminierungsfreiheit beim Auswahlverfahren der Kommunen mit den Vorschriften der Missbrauchskontrolle oder (künftig) mit den Bestimmungen des förmlichen Vergaberechts kontrolliert werden, stellt sich die Frage, welche Auswahlkriterien hierbei maßgebend sein sollen. § 46 Abs. 3 S. 5 EnWG verpflichtet die Kommunen insoweit zu einer Auswahl gemäß den Zielen des § 1 EnWG, also einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Es ist offensichtlich, dass die Heterogenität der genannten Ziele eine sehr komplexe Abwägung erfordert, welche die betroffenen Kommunen vor große Herausforderungen stellen kann. In diesem Zusammenhang sind die Bestrebungen einiger Landeskartellbehörden positiv zu

490 Vgl. BKartA, B8-101/11, Tz. 66 ff.

erwähnen, mithilfe von Empfehlungen Anhaltspunkte für eine sachgerechte und rechtmäßige Abwägung verschiedener Kriterien im Rahmen eines rechtmäßigen Verfahrens zu geben.⁴⁹¹ Allerdings stellen sich hier Probleme grundsätzlicher Natur, weil die genannten Ziele sich zum Teil widersprechen oder nicht einfach zu quantifizieren sind. So könnte etwa das Ziel einer preisgünstigen Versorgung dem einer möglichst sicheren oder einer umweltverträglichen Versorgung entgegenstehen. Schwierigkeiten wirft auch das Kriterium einer effizienten Versorgung auf. Die Regulierungsbehörden haben nur für wenige Unternehmen einen individuellen Effizienzgrad der von ihnen betriebenen Netze ermittelt. Dagegen wurde für viele, insbesondere für kleinere Unternehmen lediglich ein Durchschnittswert für den Effizienzgrad der betriebenen Netze gebildet; eine faire Beurteilung von Bewerbern im Auswahlverfahren wird dadurch erheblich erschwert. Hinzu kommt, dass sich der Effizienzwert gerade durch die Übernahme eines neuen Netzes ändern kann.

469. Der Monopolkommission erscheint es notwendig, möglichst eindeutige, aussagekräftige und transparente Auswahlkriterien aufzustellen. Diese müssen sich einerseits an den Zielen des § 1 EnWG orientieren, andererseits für die Kommunen möglichst einfach zu beachten und für alle Beteiligten leicht nachvollziehbar sein. Dadurch würde erstens dem Willen des Gesetzgebers, fairen und diskriminierungsfreien Wettbewerb um den Netzbetrieb zu gewährleisten, Genüge getan, zweitens den Kommunen die Auswahlentscheidung erleichtert und drittens für mehr Rechtssicherheit aufseiten der Kommunen und Bewerber gesorgt. Nach Ansicht der Monopolkommission erfüllt ein Auswahlkriterium „Höhe der angebotenen Konzessionsabgabe“ diese Voraussetzungen allerdings nicht. Es handelt sich dabei zwar um eindeutige und transparente Angaben, sodass ein Vergleich der verschiedenen Angebote einfach vorzunehmen ist. Da die Konzessionsabgabe für die Netzbetreiber jedoch ein durchlaufender Posten ist – sie kann auf den Endkundenpreis überwältigt werden –, ist davon auszugehen, dass Bewerber um das Netz im Auswahlverfahren regelmäßig die höchste zulässige Konzessionsabgabe anbieten werden. Dadurch scheidet die Höhe der Konzessionsabgabe als aussagekräftiger Wettbewerbsparameter aus. Die Monopolkommission hat daher schon früher empfohlen, die Konzessionsabgabe in der KAV als Festbetrag vorzuschreiben.

470. Die Monopolkommission erneuert ihren Vorschlag, als wesentlichen Wettbewerbsparameter die Höhe des angebotenen Abschlages vom Netznutzungsentgelt bzw. der jährlichen Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Eine entsprechende Bestimmung ist in § 46 EnWG aufzunehmen. Hiernach sollte grundsätzlich der Anbieter mit dem höchsten Abschlag den Zuschlag erhalten. Wenn die Kommune von diesem Prinzip abweichen will, hat sie dies ausdrücklich zu begründen. Entscheidet sich der Gesetzgeber, die Netzkonzession künftig dem förmlichen Vergabeverfahren nach §§ 97 ff. GWB zu unterstellen, käme auch eine diesbezügliche Ergänzung von § 97 Abs. 5 GWB in Betracht, wonach der Zuschlag auf das wirtschaftlichste Angebot erteilt wird.

⁴⁹¹ Vgl. Positionspapier Konzessionsabgabe des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als Landeskartellbehörde Energie zur Beteiligung von Gemeinden an Gemeinschaftsunternehmen mit Energieversorgungsunternehmen sowie zu Pachtmodellen im Zusammenhang von wegerechtsbezogenen Konzessionsvergaben im Strom- und Gassektor, 5. Dezember 2011; Hinweise der Niedersächsischen Landeskartellbehörde zur Durchführung eines wettbewerblichen Konzessionsvergabeverfahrens nach § 46 EnWG, Hannover, März 2010; zu erwähnen ist auch der Gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers vom 15. Dezember 2010.

Aus der Erlösobergrenze ergibt sich ein Netznutzungsentgelt, das der Netzbetreiber jederzeit unterschreiten darf. Ein angebotener Abschlag von der Erlösobergrenze ist für die Kommunen einfach festzustellen und leicht mit anderen Angeboten zu vergleichen. Legt man der Auswahlentscheidung den Abschlag vom Netznutzungsentgelt zugrunde, werden immanent die Kriterien der preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Versorgung erfüllt, aber auch Aspekte der Effizienz und Netzsicherheit berücksichtigt. So wirkt sich ein niedrigeres Netznutzungsentgelt direkt preissenkend und somit günstig für den Verbraucher aus. Auch das Ziel der Effizienz lässt sich auf diese Weise berücksichtigen, da nur ein effizienter Netzbetreiber fähig ist, die von der Regulierungsbehörde festgelegte Erlösobergrenze zu unterschreiten. Zwar werden die Netzentgelte bereits durch die Anreizregulierung und insbesondere durch die in der Anreizregulierungsverordnung enthaltene regelmäßige Effizienzprüfung gemäß §§ 12 ff. ARegV kontrolliert. Allerdings schließen die heuristischen Mechanismen der Anreizregulierung regional unterschiedliche Überschussrenditen nicht aus und lassen damit gleichsam Raum für entsprechende Netzentgeltsenkungen. Dass es sich dabei im Einzelfall um höhere oder geringere Spielräume zur Entgeltsenkung handeln kann, steht der Anwendung eines Abschlages auf die Netzentgelte als zentralem Wettbewerbsparameter auch nicht entgegen, da die Höhe des Abschlages im jeweiligen Vergabeverfahren für das Netz individuell ermittelt wird. Insofern kann ein regionaler Abschlag die Anreizregulierung sogar geeignet ergänzen, indem er strukturell bedingte Effizienzunterschiede erfasst, die sich durch die Anreizregulierung nicht direkt abbilden lassen.

Eine Gefahr für die Netzsicherheit ist ebenfalls nicht erkennbar, da bei der Bestimmung des Netznutzungsentgeltes für die Stromversorgung bereits derzeit die Qualität des Netzes über die sog. q-Komponente berücksichtigt wird (§§ 18 ff. ARegV). Bei der Ermittlung der Erlösobergrenze für die Gasversorgung ist die Einführung einer solchen Komponente seit Längerem geplant; hier kann zwischenzeitlich die Netzsicherheit durch entsprechende Vorgaben im Auswahlverfahren gewährleistet werden.

471. Der Einführung eines solchen „Kern“-Auswahlkriteriums steht auch nicht entgegen, dass die regelmäßige Laufzeit des Wegenutzungsvertrags mit 20 Jahren weit länger ist als eine Regulierungsperiode, die Erlösobergrenze demzufolge während der Vertragsdauer neu festgelegt wird. Sollen sämtliche Regulierungsperioden bzw. Erlösobergrenzen während der Vertragsdauer einbezogen werden, könnte im Auswahlverfahren jeweils ein prozentualer Abschlag angeboten werden, der sich auch auf die künftig festgelegten Netznutzungsentgelte bezieht. Einzuräumen ist, dass eine solche Anforderung einen relativ großen Unsicherheitsfaktor für die Bewerber darstellen würde, da die Höhe künftiger Netznutzungsentgelte bei Abgabe des Angebotes noch nicht feststeht. Diese Unsicherheit kann jedoch lediglich dazu führen, dass der volkswirtschaftlich optimale und maximal mögliche Abschlag nicht erreicht wird, da sich die Gebote vor allem auf kalkulierbare Renten innerhalb eines absehbaren Zeitraumes beziehen. Nach Auffassung der Monopolkommission wäre es auch vertretbar, wenn der angebotene Abschlag lediglich für die Dauer der aktuellen bzw. absehbaren Regulierungsperiode Geltung erlangt; jedenfalls für diese Dauer könnten die Verbraucher von niedrigeren Endkundenpreisen profitieren. Außerdem besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass sich die niedrigeren Netznutzungsentgelte der aktuellen Regulierungsperiode auch auf die Höhe künftiger Erlösobergrenzen preissenkend auswirken.

472. Kartellrechtliche Probleme erkennt die Monopolkommission bei dem vorgeschlagenen Vorgehen ebenfalls nicht. Eine entsprechende Vereinbarung zwischen Kommune und Netzbetreiber könnte zwar auf den ersten Blick kartellrechtlich als Höchstpreisbindung der zweiten Hand beurteilt werden, die grundsätzlich dem Kartellverbot der § 1 GWB, Art. 101 AEUV unterliegt. Höchstpreisbindungen werden generell als weniger wettbewerbsschädlich angesehen als Mindest- oder Festpreisvereinbarungen; eine gruppenweise Freistellung erfolgt allerdings nur bis zu einem Marktanteil in Höhe von 30 %. Der Sachverhalt stellt sich jedoch beim Wettbewerb um den Netzbetrieb schon im Grundsatz anders dar als bei den Höchstpreisbindungsfällen, die typischerweise vom Kartellverbot erfasst werden.

Die Europäische Kommission sieht Höchstpreisvereinbarungen vor allem deshalb als problematisch an, weil von ihnen die Gefahr für den Wettbewerb ausgehe, dass der angegebene Wert als Orientierungspreis diene, an den sich die meisten oder alle Wiederverkäufer hielten, und/oder dass diese Preise den Wettbewerb aufweichen oder eine Kollusion zwischen Anbietern begünstigen würden. Je stärker die Marktstellung des Anbieters sei, desto größer schätzt die Europäische Kommission die Gefahr ein, dass solche Angaben ein mehr oder weniger einheitliches Preisniveau unter den Wiederverkäufern bedinge. Den Wiederverkäufern falle es unter Umständen schwer, von dem abzuweichen, was sie für den von einem namhaften Anbieter bevorzugten Wiederverkaufspreis halten.⁴⁹² Diese Art von wettbewerbsschädlichen Auswirkungen ist jedoch bei der hier vorliegenden Konstellation gar nicht vorstellbar. Denn bei der Vergabe von Wegenutzungsrechten hat die jeweilige Kommune eine Monopolstellung inne. Ist die Auswahlentscheidung getroffen, ist auch der ausgewählte Netzbetreiber Monopolist und ohne Wettbewerber; Wettbewerb – um den Betrieb des Netzes – findet erst wieder nach Ablauf des Konzessionsvertrags statt. In einer derartigen Konstellation – sowohl auf der „Lieferanten-“ als auch auf „Wiederverkäuferseite“ bestehen (für die Vertragslaufzeit) unangreifbar Monopolstellungen – sind negative Auswirkungen durch Kollusion, Beschränkung des markeninternen Wettbewerbs oder eine sonstige Aufweichung von Wettbewerb naturgemäß nicht zu befürchten. Ergänzend ließe sich noch anführen, dass ein Höchstpreis bereits durch die KAV vom Gesetzgeber vorgegeben wird, der nunmehr in einem wettbewerblichen Auswahlverfahren unterboten werden soll. Erst aufgrund dieses Wettbewerbsverfahrens wird der Konzessionsvertrag, der die Preisvereinbarung enthält, geschlossen.

4.4.3 Fazit

473. Zusammenfassend erneuert die Monopolkommission ihre Empfehlung, die Aufnahme von Konzessionen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen in den Anwendungsbereich des förmlichen Vergabeverfahrens gemäß §§ 97 ff. GWB zu prüfen. Hierbei ist – entsprechend § 46 Abs. 4 EnWG – zu gewährleisten, dass das förmliche Vergabeverfahren um Netzkonzessionen auch auf kommunale Eigenbetriebe und Eigengesellschaften anwendbar ist. Bei der Auswahlentscheidung sollte als hauptsächlicher Wettbewerbsparameter der angebotene Abschlag vom Netznutzungsentgelt herangezogen werden. Dieser ist leicht feststellbar, einfach zu vergleichen, gut nachvollziehbar und kann daher dazu beitragen, den Auswahlprozess und die Auswahlentscheidung erheblich zu

⁴⁹² Vgl. EU-Kommission, Leitlinien für vertikale Beschränkungen, ABl. EU Nr. C 130 vom 19. Mai 2010, S. 1, Tz. 226 ff.

vereinfachen. Auf diese Weise können niedrigere Netznutzungsentgelte erzielt und schneller Rechtssicherheit für alle Beteiligten gewährleistet werden. Eine entsprechende Bestimmung sollte in § 46 EnWG aufgenommen werden.

Im Gegenzug könnten die jeweiligen Konzessionsabgaben als Festbeträge in der KAV geregelt werden. Bei der Versorgung mit Gas sollte eine Tariffiktion entsprechend der Bestimmung des § 2 Abs. 7 KAV für Stromkunden eingeführt werden.

474. Die Monopolkommission macht folgenden Vorschlag zur Neufassung des § 46 EnWG:

§ 46 Abs. 2 S. 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 S. 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.“

5. Wettbewerb und Regulierung auf Endkundenmärkten

5.1 Überblick über Preisentwicklung, Anbieterstruktur und Wechselverhalten

5.1.1 Preisentwicklung

475. Ein Strompreisvergleich innerhalb der Europäischen Union für das Jahr 2011 zeigt, dass sich Deutschland im Bereich der Haushaltskunden 8 % über dem Durchschnitt (14,01 Cent/kWh ohne Steuern und Abgaben) bzw. sogar in der Spitzengruppe auf Platz 2 hinter Dänemark (25,3 Cent/kWh mit Steuern und Abgaben) befindet. Somit liegt der Strompreis für Haushalte unter Einbezug der Steuern und Abgaben fast 40 % über dem europäischen Durchschnitt. Beim Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher liegt Deutschland – ohne Steuern und Abgaben – knapp unter dem gesamteuropäischen Durchschnitt (9 Cent/kWh) bzw. inklusive Steuern und Abgaben 21 % über dem europäischen Durchschnitt auf Platz 5 im oberen Viertel (16,65 Cent/kWh mit Steuern und Abgaben).⁴⁹³

In Deutschland hat sich der Strompreisanstieg gegenüber dem Vorjahr in allen Abnehmergruppen – Grundversorgung, Sondervertrag beim Grundversorger, Sondervertrag bei einem dritten Lieferanten – etwas abgeschwächt.⁴⁹⁴ Der durchschnittliche Strompreis für alle Haushaltskunden betrug im Jahr 2012 26,06 Cent/kWh und lag damit, trotz einer preisdämpfenden Wirkung durch vollzogene Lieferanten- und Vertragswechsel, um 2,4 % über dem Wert des Jahres 2011.⁴⁹⁵ Für Gewerbekunden lagen 2011 die mengengewichteten Preise für 1 kWh Strom bei 23,89 Cent/kWh und für Industriekunden bei 15,78 Cent/kWh.

476. Ein Vergleich der Gaspreise in der Europäischen Union für das Jahr 2011 zeigt, dass sich Deutschland im Bereich der Haushaltskunden etwa im gesamteuropäischen Durchschnitt bewegt (4,57 Cent/kWh ohne Steuern und Abgaben; 6,14 Cent/kWh mit Steuern und Abgaben). Beim Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher schneidet Deutschland hingegen schlechter ab. In diesem Kundenbereich liegt Deutschland mit 4,37 Cent/kWh ohne Steuern bzw. 5,68 Cent/kWh mit Steuern und Abgaben deutlich über den jeweiligen gesamteuropäischen Durchschnittswerten von 3,38 Cent/kWh bzw. 4,33 Cent/kWh jeweils auf Platz 4 in der Spitzengruppe.⁴⁹⁶ Dabei sind im Gassektor die Preisunterschiede und der Einfluss der Steuern und Abgaben auf die Endkundenpreise deutlich geringer als im Stromsektor.

Zum Stichtag 1. April 2012 sind wiederholt gestiegene Gaspreise im Segment der Haushaltskunden registriert worden. In allen drei Abnehmersegmenten zeigt sich durchgehend ein Preisanstieg, wobei teilweise das bisher höchste Preisniveau mit dem Stich-

493 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 149 ff. Die Datengrundlage des Vergleichs bildet eine Erhebung von Eurostat über die nationalen Durchschnittspreise für Haushaltskunden im Jahr 2011. Betrachtet wurden die Preise für Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh; vgl. Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>.

494 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 16.

495 Der durchschnittlichen Strompreis wird aus dem über alle Tarifkategorien mengengewichteten Mittelwert am 1. April des jeweiligen Jahres ermittelt; vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 137.

496 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 245 ff. Die Datengrundlage bildet eine Erhebung von Eurostat über die nationalen Durchschnittspreise für Haushaltskunden für das Jahr 2011. Betrachtet wurden die Preise für Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ; vgl. Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>.

tag 1. April 2009 erreicht bzw. überschritten wurde. Im Bereich der Belieferung innerhalb der Grundversorgung stieg der mengengewichtete Gaspreis innerhalb eines Jahres von 6,64 Cent/kWh auf 6,95 Cent/kWh in 2012; dies entspricht einem Preisanstieg von knapp 5 %.⁴⁹⁷

477. Auch bei der Zeitreihenbetrachtung des Gaspreises für Gewerbe- und Industriekunden ist jeweils die Tendenz eines Gaspreisanstiegs erkennbar. Im Jahr 2012 zahlten Gewerbekunden 6,26 Cent/kWh und Industriekunden 4,4 Cent/kWh.⁴⁹⁸

5.1.2 Anbieterstruktur und Wechselverhalten

478. Die Endkundenmärkte für Strom und Gas sind weiterhin dynamisch. Die Möglichkeiten für Elektrizitätskunden, aus einer Reihe von Stromanbietern wählen zu können, haben sich im Jahr 2011 weiter verbessert. In knapp drei Viertel aller Netzgebiete waren 2011 mehr als 50 Anbieter aktiv; 2007 lag dieser Wert noch bei knapp einem Viertel. Einschränkend muss angemerkt werden, dass viele Grundversorger zwar in mehreren Netzgebieten aktiv sind, in diesen aber keine nennenswerte Anzahl an Kunden akquirieren.⁴⁹⁹

Für Gaskunden haben sich die Möglichkeiten, aus einer Reihe von Gasanbietern wählen zu können, sogar deutlich verbessert. In knapp drei Viertel aller Netzgebiete waren 2011 mehr als 31 Anbieter aktiv; 2010 waren es 38 % und 2007 lag dieser Wert bei nur 1 %.⁵⁰⁰

479. Kunden, die zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert werden, haben keinen Vertrags- oder Lieferantenwechsel vollzogen. Daneben gibt es Endkunden, die einen Sondervertrag bei dem Grundversorger haben, und Endkunden, die von einem anderen Anbieter als dem Grundversorger mit Energie beliefert werden.

In beiden Sektoren ist der Anteil der Abgabemenge, die zu den Konditionen der Grundversorgung geliefert wurde, weiter rückläufig, wobei Haushaltskunden noch immer in deutlich größerer Anzahl einen Grundversorgungstarif bei dem Grundversorger haben als Industrie- und Gewerbekunden.

So befinden sich auf dem Stromendkundenmarkt zum Ende des Jahres 2011 lediglich noch 3,1 % der Industrie- und Gewerbekunden in der Grundversorgung; bei den Haushaltskunden sind es demgegenüber noch knapp 40 %.⁵⁰¹

Auf dem Gasendkundenmarkt sind Ende des Jahres 2011 bei den Haushaltskunden etwa 28 % in der Grundversorgung; bei allen weiteren Endverbrauchern – wie Industrie- und Gewerbekunden – sind es etwa 2 %.⁵⁰²

480. Die Gründe für das Verbleiben der Haushalte im Grundversorgertarif sind vielfältig.⁵⁰³ So ist beispielsweise die Grundversorgung eine Besonderheit, durch die Haushalte automatisch – z.B. direkt bei einem Wohnungsumzug – gemäß Grundversorgungsver-

497 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 237.

498 Vgl. ebenda, S. 236.

499 Vgl. ebenda, S. 117 f.

500 Vgl. ebenda, S. 221.

501 Vgl. ebenda, S. 120 f.

502 Vgl. ebenda, S. 215 f., 230.

503 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O. Tz. 655.

trag Strom bzw. Gas von dem Grundversorger geliefert bekommen. Dies kann Haushalte zu einer gewissen Wechselträchtigkeit verleiten. Darüber hinaus ist Energie ein essenzielles Gut und so gibt es typischerweise gerade bei Privathaushalten die Sorge, insbesondere bei Problemen eines Anbieterwechsels gar nicht mehr mit Strom bzw. Gas beliefert zu werden, was allerdings aufgrund der Grundversorgungspflicht gemäß § 36 EnWG ausgeschlossen ist. Die Insolvenzen neuer, günstiger Stromanbieter, wie z.B. Teldafax und Flexstrom, und die damit verbundenen Verluste der betroffenen Kunden, dürften die potenzielle Wechselbereitschaft der Kunden mit Grundversorgungstarif tendenziell noch weiter reduziert haben.

5.2 Eigene empirische Erhebungen für den Endkundenmarkt Gas

5.2.1 Einführung

481. Nachdem die Monopolkommission in ihrem letzten Energie-Sondergutachten⁵⁰⁴ und in ihrem letzten Hauptgutachten⁵⁰⁵ den Stromendkundenmarkt empirisch untersucht hat, widmet sie sich nun dem Gasmarkt für Haushaltskunden. Bei der nachfolgenden empirischen Untersuchung stehen dabei insbesondere die verschiedenen Tarife der Grundversorgungsunternehmen sowie deren Eigentümerstruktur im Fokus des Erkenntnisinteresses.

482. Der deutsche Gasendkundenmarkt für Haushaltskunden ist, ebenso wie der Stromendkundenmarkt, gekennzeichnet durch ein Nebeneinander einer ganzen Reihe von privaten und kommunalen Akteuren, darunter Stadtwerke, reine Gasvertriebsgesellschaften und Vertriebstöchter großer Energieversorgungsunternehmen (E.ON AG, RWE AG, Vattenfall Europe AG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG), die alle miteinander im Wettbewerb stehen.

Eine Besonderheit ist aus wettbewerblicher Sicht auf Strom- und Gasendkundenmärkten die Grundversorgung. So gilt als Grundversorger jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert (§ 36 Abs. 1 EnWG). In einem Grundversorgertarif sind automatisch all jene Gaskunden eingruppiert, die keinen Tarif- und/oder Lieferantenwechsel vollzogen haben.

483. Obwohl der Vertragstyp der Grundversorgung im Vergleich zu anderen Vertragstypen eine nach wie vor vergleichsweise teure Versorgungsart darstellt, besitzen noch immer knapp 28 % aller Haushaltskunden einen Grundversorgungsvertrag. Diese Endkunden haben bislang nicht von den Wechselmöglichkeiten Gebrauch gemacht, die der Wettbewerb im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes geschaffen hat. Die Relevanz des Grundversorgers auf dem Gasendkundenmarkt wird auch daran deutlich, dass knapp zwei Drittel aller Haushaltskunden einen Sondervertragstarif bei dem für das jeweilige Netzgebiet zuständigen Grundversorgungsunternehmen abgeschlossen haben. Dementsprechend wurden insgesamt lediglich 8,5 % aller Haushaltskunden von einem³, 21. Februar 2013, sowie ACER, Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems, FG-2011-G-002, 18. Oktober 2011. anderen Gaslieferanten als dem

⁵⁰⁴ Vgl. ebenda, Tz. 673 ff.

⁵⁰⁵ Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 208 ff.

Grundversorger beliefert,⁵⁰⁶ sodass weiterhin von einer starken regionalen Marktstellung des jeweiligen Grundversorgers auszugehen ist.

5.2.2 Vorgehensweise

484. Als Analysegrundlage dienen Daten der Stromvergleichsplattform Verivox, die Informationen zu den nach Jahresabnahmepreis 50 günstigsten Gastarifen für einen Haushalt mit einer Abnahmemenge von 20.000 kWh (dies entspricht etwa dem Verbrauch für ein(e) Wohnung/Haus mit einer Größe von 125 m²) – differenziert nach Postleitzahleng Gebiet in Deutschland – beinhaltet. Tarife mit Vorkasse und Bonuszahlungen wurden nicht in die Analyse einbezogen. Die Daten wurden durch die Firma Verivox zum Berichtsstand 2. Mai 2013 erhoben und der Monopolkommission für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

485. Da für den folgenden Abschnitt vor allem Tarifvergleiche nach Eigentümerstruktur durchgeführt werden sollten, wurden für jeden identifizierten Gasanbieter Informationen hinsichtlich kontrollierender Eigentümer mittels der ORBIS-Datenbank⁵⁰⁷ von Bureau van Dijk, welche neben Bilanzkennzahlen auch Informationen zur Kapitalstruktur deutscher Firmen enthält, ermittelt. Im Falle von Kapitalgesellschaften wurde demjenigen Anteilseigner, der direkt oder indirekt über dritte Unternehmen mindestens die Hälfte des Eigenkapitals hält, die Kontrolle des betreffenden Gasanbieters zugerechnet. Informationen zu kontrollierenden Eigentümern von Stadtwerken oder sonstigen Anbietern, die nicht mittels der ORBIS-Datenbank recherchiert werden konnten, wurden soweit möglich manuell mithilfe vertrauenswürdiger Informationen im Internet nachrecherchiert. Dieses Vorgehen ermöglichte eine Zuordnung der kontrollierenden Eigentümer zu allen in den Verivox-Daten aufgeführten Gasanbietern. In einigen wenigen Fällen existierte kein einzelner Anteilseigner, der mehr als 50 % des Anteilsbesitzes kontrolliert. Im Falle einer 50/50-Beteiligung wurden beide Gruppen als Mehrheitseigner klassifiziert.⁵⁰⁸ Zusätzlich wurden diejenigen Unternehmen identifiziert, an denen die großen Energieversorgungsunternehmen Beteiligungsquoten von unter 50 % aufweisen. Der so konstruierte Datensatz wurde des Weiteren zwecks einer besseren Vergleichbarkeit der verschiedenen Teilmärkte um demografische Daten auf Postleitzahlenebene ergänzt. Diese von dem Geomarketing-Unternehmen Axcion erhobenen Daten⁵⁰⁹ beinhalten diverse geopolitische Informationen beispielsweise bezüglich der Anzahl der Haushalte je Postleitzahleng Gebiet in Deutschland.

486. Die deskriptive Auswertung der Daten erfolgte auf Postleitzahlenebene. Da das Hauptaugenmerk der nachfolgenden Analyse auf den Grundversorgern liegt, mussten zunächst einige Bereinigungen der Datenbasis durchgeführt werden. So ist für jeden Kunden stets nur ein Grundversorger zuständig. Jedoch ist die regionale Abdeckung der Grundversorger nicht deckungsgleich mit der von Verivox vorgenommenen Postleitzahleneinteilung. Dies führt dazu, dass in manchen Postleitzahlengebieten mehr als ein Grundversorgungsunternehmen aktiv ist. Da eine eindeutige Zuordnung hier nicht mög-

⁵⁰⁶ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 230.

⁵⁰⁷ Berichtsstand Mai 2013.

⁵⁰⁸ So gibt es einzelne Fälle, in denen sowohl einer der vier großen Energieversorger als auch die öffentlich Hand jeweils 50 % des Anteilsbesitzes kontrollieren. In den nachfolgenden Berechnungen wird dieser Anbieter dann jeweils in beiden Gruppen („kommunal“ und „große EVU“) berücksichtigt.

⁵⁰⁹ Vgl. Axcion, Kaufkraftpaket 2012.

lich war, wurden dementsprechende Gebiete von der Analyse ausgenommen. Dies hat zwar einerseits den Nachteil, dass ein Informationsverlust entsteht, jedoch erhöht es andererseits die Vergleichbarkeit, da in den verbleibenden Gebieten der zuständige Grundversorger eindeutig identifiziert werden kann. Zudem galt zu berücksichtigen, dass in insgesamt 905 Postleitzahlengebieten kein Grundversorger für Gas existiert.⁵¹⁰

487. Nach Bereinigung der Daten verblieben von ursprünglich 7.957 Postleitzahlengebieten 6.612 Postleitzahlengebiete, auf deren Basis die nachfolgende Analyse durchgeführt wurde. Gemessen an der Anzahl der Haushalte decken diese Gebiete jedoch etwa 89 % des deutschen Endkundenmarktes ab. Bei der Interpretation der nachfolgenden Ergebnisse ist jedoch zu berücksichtigen, dass trotz der recht großen Anzahl an Beobachtungen keine repräsentative Stichprobe für den deutschen Endkundenmarkt vorliegt und daher keine Hochrechnungen der Ergebnisse für ganz Deutschland möglich sind. Dies liegt neben der notwendigen Bereinigung der Datenbasis auch an der Abgrenzung der Postleitzahlengebiete, die weder repräsentativ nach regionalen Strukturmerkmalen noch unter Berücksichtigung der jeweiligen Versorgungsfläche der Verteilnetzbetreiber (lokaler Markt) vorgenommen wurde. Dennoch kann mithilfe der nachfolgend präsentierten deskriptiven Auswertungen ein erster Einblick in die Eigentümerstruktur und das Preisungsverhalten der deutschen Gasanbieter gegeben werden.

5.2.3 Ergebnisse

488. Für die nachfolgenden Auswertungen wurden zunächst insgesamt 607 verschiedene Anbieter von Grundversorgungsbasistarifen, welche in den 6.612 Postleitzahlengebieten aktiv sind, hinsichtlich ihrer Eigentümerstruktur untersucht. Von diesen Anbietern befinden sich etwa 91 % mehrheitlich in kommunaler Hand⁵¹¹. Rund 7 % der Grundversorger in der vorliegenden Stichprobe werden direkt oder indirekt über dritte Unternehmen von E.ON, EnBW oder RWE kontrolliert. Bei keinem der untersuchten Unternehmen tritt Vattenfall als Mehrheitseigentümer in Erscheinung. Nach eigener Auskunft ist Vattenfall – im Gegensatz zum Strommarkt – tatsächlich in keinem Bundesgebiet Anbieter des Gasgrundversorgungstarifs. Dies mag unter anderem daran liegen, dass Vattenfall erst seit Anfang 2008 als Gasanbieter auftritt. Lediglich 2 % aller Anbieter von Grundversorgungsverträgen werden in den beobachteten Postleitzahlengebieten mehrheitlich von anderen privaten Anbietern kontrolliert.

489. Ein differenzierteres Bild ergibt sich, wenn man die Eigentümerstruktur der Grundversorger auf Postleitzahlenebene betrachtet (vgl. Abbildung 5.1). So sind in 2.215 und somit in etwa 33 % der untersuchten Postleitzahlengebiete Grundversorger aktiv, die mehrheitlich von einem der drei großen Energieversorgungsunternehmen kontrolliert werden. In etwa 64 % aller Gebiete ist der Grundversorger in kommunaler Hand. Lediglich 3 % aller Postleitzahlengebiete haben einen Grundversorger, welcher mehrheitlich durch andere private Unternehmen kontrolliert wird. Werden die Grundversorger mit der Anzahl der Haushalte im jeweiligen Postleitzahlengebiet gewichtet, so stellen in etwa

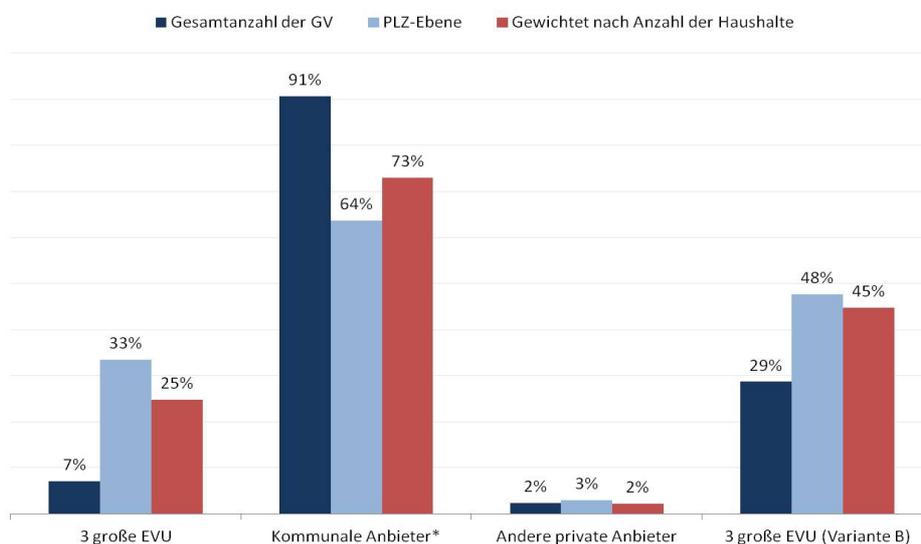
⁵¹⁰ Laut Verivox ist Gas nicht überall in Deutschland verfügbar, daher gibt es in bestimmten Postleitzahlengebieten auch kein Grundversorgungsunternehmen.

⁵¹¹ Hierbei gilt zu berücksichtigen, dass unter dem Begriff „kommunal“ auch diejenigen Unternehmen zusammengefasst werden, die mehrheitlich von der öffentlichen Hand kontrolliert werden. Überwiegend sind die Mehrheitseigner allerdings kommunale Unternehmen; lediglich in Einzelfällen ist der kontrollierende Eigentümer eine nicht kommunale öffentliche Gebietskörperschaft (z.B. Freistaat Bayern).

25 % aller Haushalte die drei großen Energieversorger, in rund 73 % kommunale Anbieter und in 2 % die anderen privaten Anbieter den Grundversorgungsvertrag. Somit zeigt sich auf dem Grundversorgungsmarkt für Gas eine deutliche Dominanz kommunaler Anbieter. Im Gegensatz dazu wird der Grundversorgungsmarkt Strom – gewichtet nach der Anzahl der Haushalte – in etwa zu gleichen Teilen von den großen Energieversorgungsunternehmen und kommunalen Anbietern kontrolliert.⁵¹² Die Dominanz der kommunalen Anbieter verringert sich indes, wenn man die Minderheits- bzw. Sperrminderheitsbeteiligungen der großen Energieversorgungsunternehmen berücksichtigt (vgl. Abbildung 5.1, Variante B). So sind diese bei etwa 22 % aller Grundversorgungsunternehmen mit weniger als 50 % beteiligt. Gemessen an der Anzahl der Haushalte erhöht dies ihre Präsenz auf dem Grundversorgungsmarkt um 20 Prozentpunkte auf 45 %.

Abbildung 5.1:

Eigentümerstruktur der Grundversorger (in %)



* In Einzelfällen sind auch Unternehmen nicht kommunaler öffentlicher Gebietskörperschaften erfasst.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Verivox und ORBIS (Stand Mai 2013)

490. Die meisten der 607 verschiedenen Anbieter sind jedoch lediglich lokal aktiv. Eine solche Absatzstrategie bedingt, dass eine große Gasanbieterzahl nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichgesetzt werden kann. Vor allem die Unternehmen, die sich mehrheitlich in kommunaler Hand befinden, bieten ihren Grundversorgungstarif in etwa 85 % der Fälle in weniger als zehn Postleitzahlengebieten an. Anders verhält es sich bei denjenigen Unternehmen, die mehrheitlich zu einem der großen Energieversorger gehören: In diesem Fall sind mehr als 50 % überregional bzw. in mehr als zehn Postleitzahlengebieten mit einem Grundversorgungstarif vertreten.

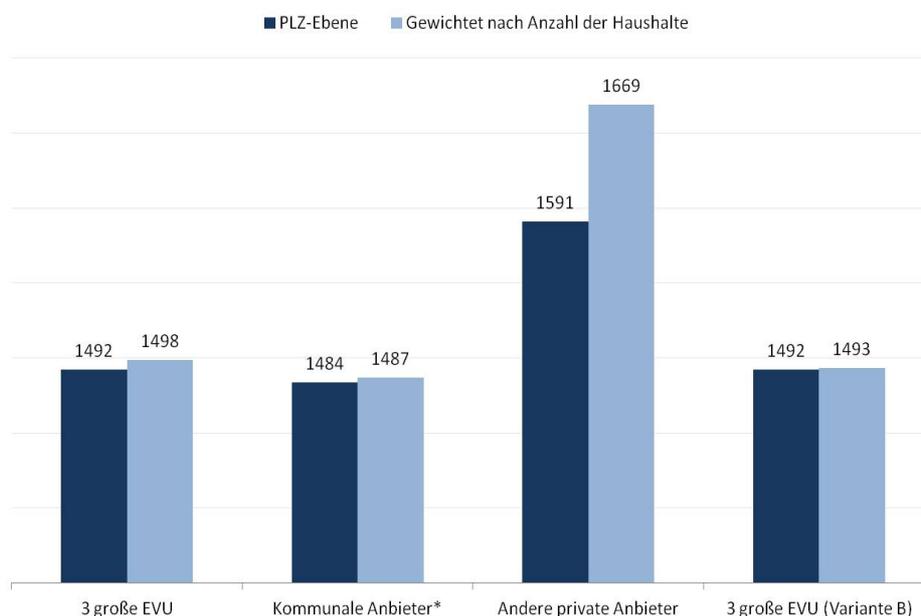
491. Im Durchschnitt betrug der Endkundenpreis für eine Abnahmemenge von 20.000 kWh im Jahr für den Basisstandardtarif des Grundversorgers 1.490 Euro (gewichtet nach Haushalten 1.491 Euro). Wird nach dem kontrollierenden Eigentümer differenziert,

⁵¹² Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Kapitel I, Abbildung I.2.

so ergeben sich folgende Durchschnittspreise: 1.484 Euro (bzw. 1.487 Euro gewichtet nach Haushalten) für kommunal kontrollierte Grundversorger, 1.492 Euro (bzw. 1.498 Euro) für die Grundversorger aus dem Kreis der drei großen Energieversorgungsunternehmen und 1.591 Euro (bzw. 1.669 Euro) für die übrigen Grundversorger in privater Hand (vgl. Abbildung 5.2). Dabei liegen die nach Haushalten gewichteten Durchschnittspreise für Grundversorgungsverträge anderer privater Anbieter um etwa 12 % über denen von Anbietern, die sich mehrheitlich in kommunaler Hand befinden. Dieses Ergebnis steht im Gegensatz zu den Durchschnittspreisen der Standardgrundversorgungsverträge für Strom, bei denen die Gruppe der anderen privaten Anbieter den niedrigsten Durchschnittspreis aufweist.⁵¹³

Abbildung 5.2:

**Durchschnittspreis der Standardgrundversorgungsverträge
(in Euro)**



* In Einzelfällen sind auch Unternehmen nicht kommunaler öffentlicher Gebietskörperschaften erfasst.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Verivox und ORBIS (Stand Mai 2013)

492. Eine besondere Bedeutung kommt regelmäßig dem absolut günstigsten verfügbaren Angebot im jeweiligen Versorgungsgebiet zu, da es das maximale Einsparpotenzial eines Gaskunden determiniert. Zudem kann angenommen werden, dass das individuelle Einsparpotenzial den Anreiz eines Kunden, einen Anbieterwechsel zu vollziehen, maßgeblich bestimmt. Je größer das maximale Einsparpotenzial, desto größer dürfte daher auch der Wettbewerbsdruck sein, der von dem jeweiligen Tarif auf den Grundversorger und die übrigen Konkurrenten im Markt ausgeht. Im Durchschnitt betrug der günstigste Tarif für eine Abnahmemenge von 20.000 kWh ohne Vorkasse und ohne Berücksichtigung von Neukundenboni für den beobachteten Stichtag 1.100 Euro. Abbildung 5.3 gibt einen Überblick über die Häufigkeitsverteilung des günstigsten Endkundentarifs über die beobachteten 6.612 Postleitzahlengebiete. 95 % der Angebote liegen zwischen 982 Euro und 1.219 Euro pro Jahr und sind relativ gleichmäßig um den Mittelwert ver-

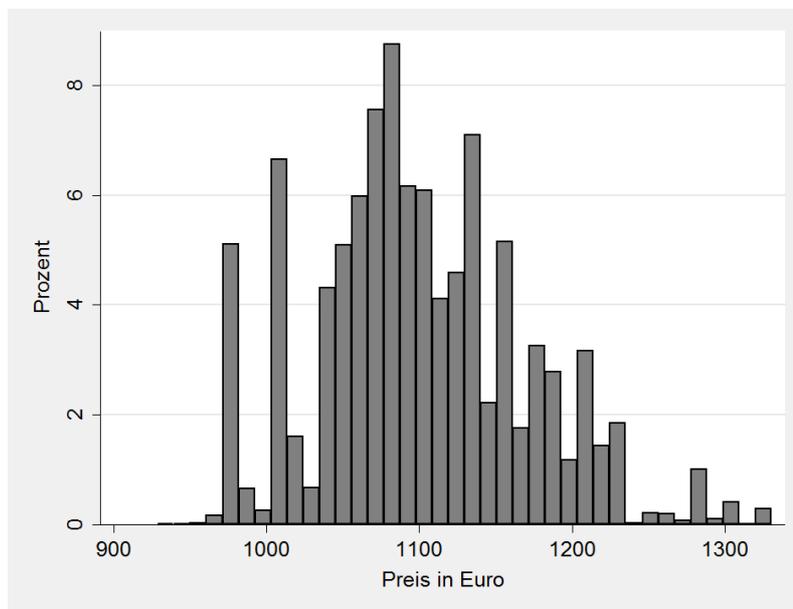
513 Vgl. ebenda, Tz. 222 und Abbildung I.3.

teilt. Der Median beträgt 1.092 Euro, d.h. die Hälfte aller Angebote weisen einen Preis kleiner als den Medianwert auf.

493. In lediglich neun Postleitzahlengebieten bietet der Anbieter des Grundversorgungs-basistarifs auch den günstigsten Tarif an. Insgesamt werden die günstigsten Tarife in den untersuchten Gebieten von 38 verschiedenen Unternehmen angeboten. Davon werden 22 Anbieter mehrheitlich von kommunalen Eigentümern kontrolliert, bei 14 ist ein privates Unternehmen der kontrollierende Eigentümer und lediglich zwei Unternehmen gehören zur Gruppe der großen Energieversorger. Auf Postleitzahlenebene wird in knapp 53 % aller Gebiete der günstigste Gastarif von anderen privaten Unternehmen angeboten. In gut 47 % aller Postleitzahlengebiete stammt der günstigste Tarif von Unternehmen, welche mehrheitlich in kommunaler Hand sind, einzig in sieben Postleitzahlengebieten wird der günstigste Gastarif von einem der großen Energieversorgungsunternehmen angeboten.

Abbildung 5.3:

Günstigster Endkumentarif¹ (in Euro)



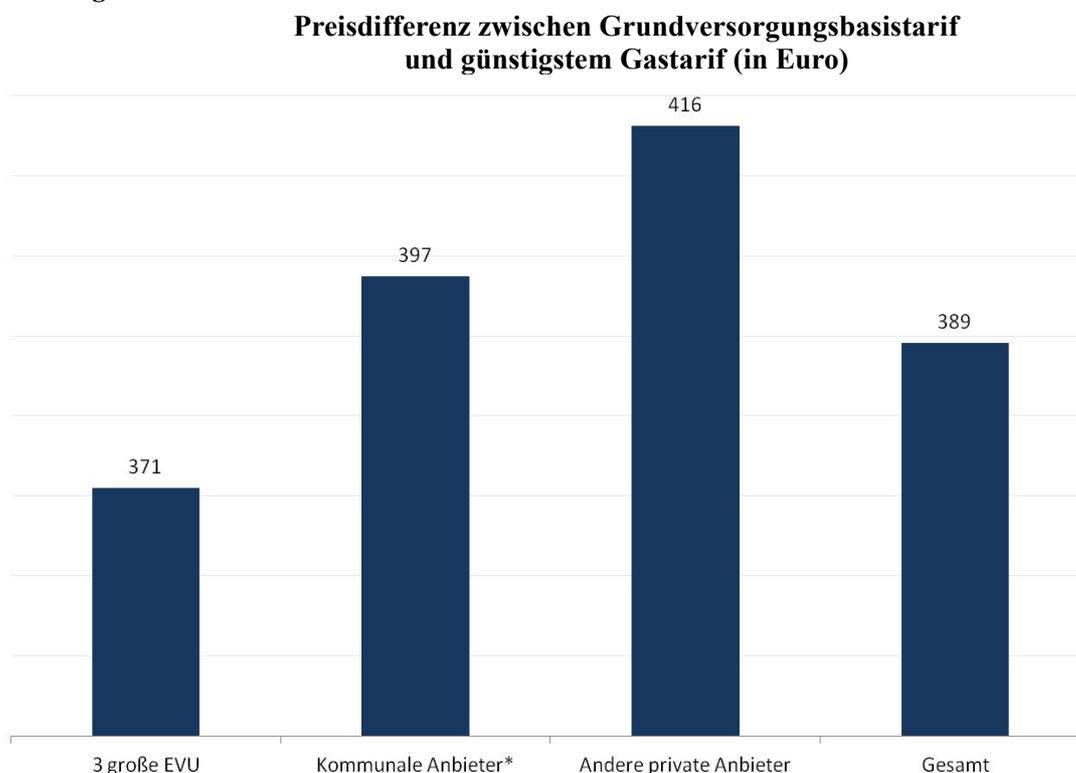
¹ Ohne Vorauskasse und Neukundenboni.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Verivox (Stand 2. Mai 2013)

494. Für die Attraktivität eines Anbieterwechsels und somit auch für den Wettbewerbsdruck von möglichen Konkurrenten auf den Grundversorger ist jedoch die Höhe des Einsparpotenzials ausschlaggebend. Um das Ausmaß möglicher Preiseinsparungen zu analysieren, bietet sich ein Vergleich zwischen dem Grundversorgungsbasistarif und dem jeweils günstigsten Gastarif an. Abbildung 5.4 zeigt die durchschnittliche Summe, welche durch einen Wechsel eingespart werden könnte. Die mögliche Jahresbeitragsminderung liegt in den beobachteten Postleitzahlengebieten im Durchschnitt bei 389 Euro. Die Abbildung macht weiterhin deutlich, dass das durchschnittliche Einsparpotenzial in denjenigen Gebieten am größten ist, in denen sich das Grundversorgungsunternehmen mehrheitlich in der Hand privater Unternehmen befindet. Wird der Grund-

versorgungstarif von einem kommunalen Unternehmen angeboten, beträgt die Differenz zwischen dem Basistarif des Grundversorgers und dem günstigsten Angebot im Durchschnitt 397 Euro. Das geringste Einsparpotenzial von nur 371 Euro ergibt sich, sofern der Grundversorger mehrheitlich von einem der großen Energieversorger kontrolliert wird.

Abbildung 5.4:



* In Einzelfällen sind auch Unternehmen nicht kommunaler öffentlicher Gebietskörperschaften erfasst.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Verivox und ORBIS (Stand Mai 2013)

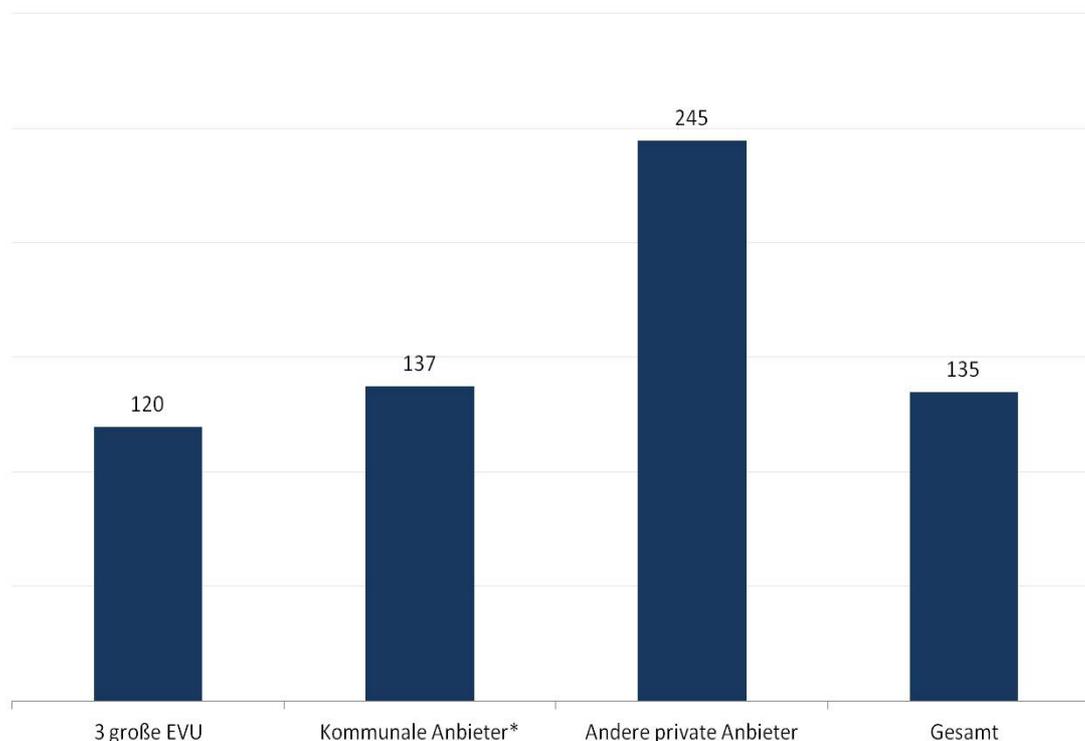
495. Neben dem Grundversorgungstarif bietet der Grundversorger üblicherweise auch Sonderverträge an. Sonderverträge bei Grundversorgern werden mittlerweile von dem Großteil der Gashaushaltskunden – fast 64 %⁵¹⁴ – in Anspruch genommen. Abbildung 5.5 verdeutlicht das Einsparpotenzial bei einem Wechsel vom Grundversorgungsbasistarif zum günstigsten Sondertarif des jeweiligen Grundversorgers. Im Durchschnitt können Haushalte bei einer jährlichen Abnahmemenge von 20.000 kWh etwa 135 Euro sparen. Je nach Eigentümerstruktur des Grundversorgungsunternehmens variiert das Einsparpotenzial zwischen 120 Euro (große Energieversorgungsunternehmen) bis zu 245 Euro (andere private Unternehmen). Bei kommunalen Grundversorgern liegt die Preisdifferenz bei etwa 137 Euro. Zudem wird deutlich, dass zwischen dem günstigsten Sondervertragstarif des Grundversorgers und dem günstigsten Gastarif im jeweiligen Postleitzahlengebiet enorme Preisdifferenzen bestehen. Ein Grund, dass Kunden dennoch die Sonderverträge bei dem Grundversorger präferieren, mag darin liegen, dass im Falle eines (bloßen) Tarifwechsels die Kunden eines Grundversorgertarifs ihren Anbie-

⁵¹⁴ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 230.

ter (also beispielsweise das Stadtwerk) nicht verlassen müssen, sodass hier die Wechselhürde als vergleichsweise gering angenommen werden kann.

Abbildung 5.5:

**Preisdifferenz zwischen Grundversorgungsbasistarif
und günstigstem Sondervertragstarif
des Grundversorgers (in Euro)**



* In Einzelfällen sind auch Unternehmen nicht kommunaler öffentlicher Gebietskörperschaften erfasst.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Verivox und ORBIS (Stand Mai 2013)

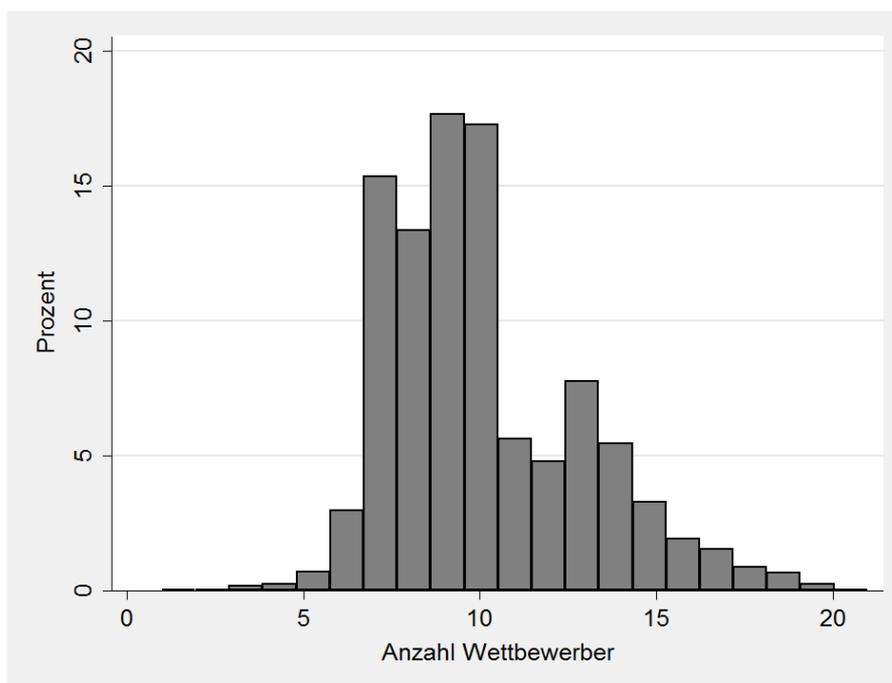
496. Neben der Analyse des günstigsten Tarifs erscheint die Betrachtung der Tarife, die mit dem günstigsten Tarif vergleichbar sind, sinnvoll. So liegt es nahe, auf die nächstgünstigeren Tarife auszuweichen, sofern der günstigste Anbieter aufgrund bestimmter nicht beobachtbarer Eigenschaften oder Kundenpräferenzen, wie zum Beispiel der Markenreputation, nicht für einen Wechsel infrage kommt. Es ist anzunehmen, dass zumindest diejenigen Anbieter, die maximal 10 % teurer sind als der günstigste Tarif, bei prinzipiell wechselwilligen Kunden in die engere Wahl geraten. Zudem kommen innerhalb dieser engen Preisspanne am ehesten preisunabhängige Tarifeigenschaften als Wechselgrund in Betracht. Aus diesen Gründen kann allein die Anzahl an Wettbewerbern, die innerhalb dieser Preisspanne agieren, einen Eindruck für die vorliegende Wettbewerbsintensität im jeweiligen Gebiet vermitteln, wobei zu berücksichtigen ist, dass nicht zwingend ein positiver Zusammenhang zwischen der Anzahl der Wettbewerber und der Wettbewerbsintensität bestehen muss.

497. Innerhalb der Tarife, deren Jahresabnahmepreis entweder das günstigste Angebot ist oder aber maximal 10 % darüber liegt, sind durchschnittlich etwa zehn Anbieter ak-

tiv.⁵¹⁵ In lediglich 62 bzw. etwa knapp 1 % aller Postleitzahlengebiete bietet auch das Grundversorgungsunternehmen einen Tarif an, welcher in die Gruppe der günstigsten Tarife fällt. Insgesamt werden von 161 Unternehmen Gastarife innerhalb dieser Preisklasse angeboten. Die meisten dieser Anbieter vertreiben ihre Tarife jedoch nicht flächendeckend, sondern nur lokal. Lediglich acht Anbieter sind in mehr als 50 % der untersuchten Postleitzahlengebiete aktiv. Abbildung 5.6 zeigt die Verteilung der Anzahl der Wettbewerber nach Postleitzahlengebiet.

Abbildung 5.6:

Verteilung der Anzahl der Wettbewerber, die einen Tarif anbieten, dessen Jahrespreis entweder der günstigste ist oder maximal 10 % über dem des günstigsten liegt



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Verivox und ORBIS (Stand Mai 2013)

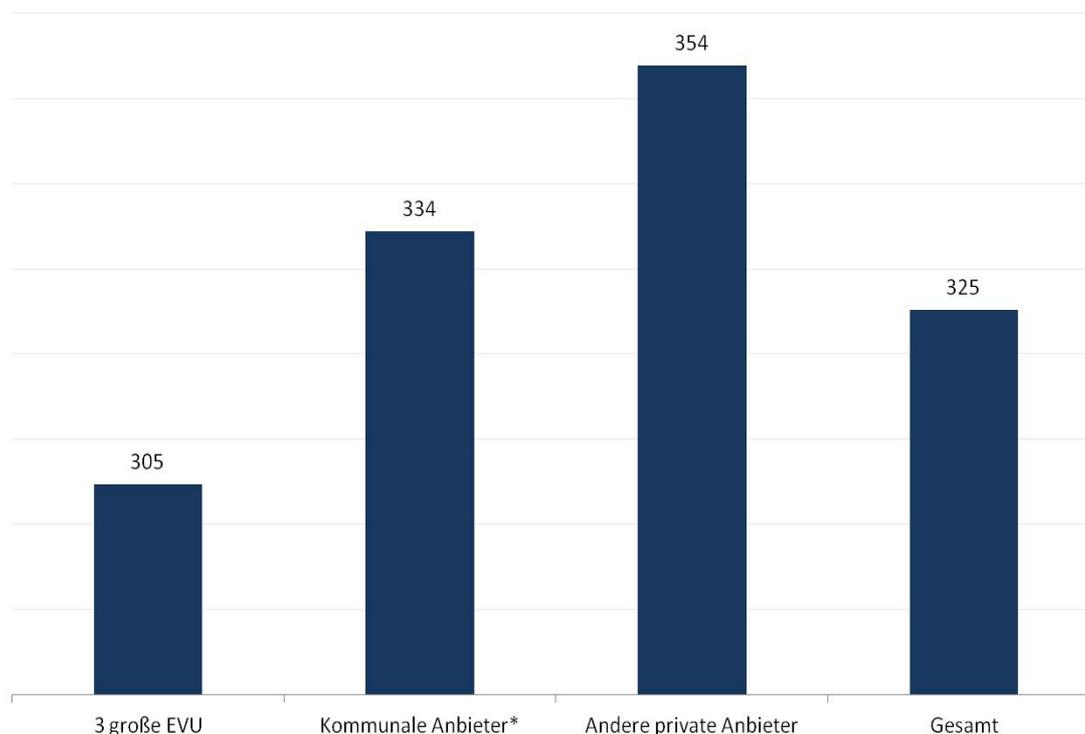
498. Die Preisdifferenzen zwischen dem Grundversorgungsbasistarif und der Gruppe derjenigen Tarife, welche maximal 10 % teurer sind als der günstigste Gastarif, beträgt im Durchschnitt für die betrachteten Postleitzahlengebiete 325 Euro (vgl. Abbildung 5.7). Äquivalent zu Abbildung 5.4 und Abbildung 5.5 ist das Einsparpotenzial bei Grundversorgungstarifen, welche von Unternehmen angeboten werden, die mehrheitlich von privaten Unternehmen kontrolliert werden, am größten. Grundsätzlich variieren allerdings die Einsparmöglichkeiten in Abhängigkeit von der Eigentümerstruktur nicht gravierend. Das allerdings erhebliche Einsparpotenzial von über 20 % bei einem Verlassen des Grundversorgungsbasistarifs (der im Durchschnitt wie gezeigt 1.490 Euro bzw.

⁵¹⁵ Bei Betrachtung derjenigen Tarife, welche maximal 5 % höher als das günstigste Angebot liegen, reduziert sich diese Zahl auf durchschnittlich fünf Wettbewerber je Postleitzahlengebiet.

– gewichtet nach Haushalten – 1.491 Euro beträgt) könnte **ein** Indiz für zwei sachlich getrennte Märkte sein.⁵¹⁶

Abbildung 5.7:

**Preisdifferenz zwischen dem Grundversorgungsbasis-
tarif und der Gruppe der günstigsten Gastarife¹
(in Euro)**



¹ Durchschnittspreis derjenigen Gastarife, welche maximal 10 % teurer sind als der günstigste Tarif je Postleitzahl.

* In Einzelfällen sind auch Unternehmen nicht kommunaler öffentlicher Gebietskörperschaften erfasst.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von Verivox und ORBIS (Stand Mai 2013)

499. Aus der deskriptiven Analyse des Endkundenmarktes Gas lassen sich abschließend folgende Ergebnisse hervorheben:

- Die Anbieter auf dem Gasendkundenmarkt sind größtenteils lediglich lokal aktiv.
- Die Grundversorgung wird auf dem Gasendkundenmarkt von kommunalen Akteuren dominiert. So ist die Mehrzahl der Grundversorgungsunternehmen in kommunaler Hand; in etwa einem Drittel aller untersuchten Postleitzahlengebiete wird der Grundversorger mehrheitlich von einem der großen Energieversorgungsunternehmen kontrolliert. Vattenfall tritt dabei in keinem Gebiet als Grundversorger auf. Des Weiteren wird ersichtlich, dass unter Berücksichtigung der

⁵¹⁶ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 170. Bei einem hohen Preisabstand zwischen Grundversorgungstarifen und Sondervertragstarifen ist möglicherweise anzunehmen, dass der Grundversorger über ausreichende Marktmacht verfügt und so (analog zum Stromendkundenmarkt) zwei getrennte Märkte – ein Markt für Grundversorgungs- und ein Markt für Sondervertragskunden – sachlich abgegrenzt werden können. Für eine ausführliche Beschreibung der Marktabgrenzung auf Strom- und Gasmärkten vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 141 ff.

Sperr- bzw. Minderheitsbeteiligungen der großen Energieversorgungsunternehmen, diese in knapp der Hälfte aller Gebiete als Grundversorgungsunternehmen aktiv sind.

- Die Preisanalyse bestätigt, dass der Grundversorgungstarif vergleichsweise teuer ist und sich für einen günstigeren Gasbezug am ehesten ein Anbieterwechsel oder doch zumindest – wenn auch mit nicht ganz so großem Einsparpotenzial – ein Tarifwechsel zu einem Sondervertrag beim Grundversorger lohnen kann. Das erhebliche Einsparpotenzial von über 20 % bei einem Wechsel des Grundversorgungsbasistarifs in einen Sondervertrag könnte ein Indiz für zwei sachlich getrennte Märkte auf dem Gasendkundenmarkt sein.
- Grundversorgungsverträge bei kommunalen Anbietern sind im Durchschnitt am günstigsten. Die nach Haushalten gewichteten Durchschnittspreise für Grundversorgungsverträge privater Anbieter (wobei nicht die drei großen Energieversorgungsunternehmen gemeint sind) liegen indes um etwa 12 % über denen kommunaler Anbieter. Dabei bietet das jeweilige Grundversorgungsunternehmen in lediglich knapp 1 % aller Postleitzahlengebiete einen Tarif an, welcher in die Gruppe der günstigsten Tarife fällt.

5.3 Schlichtungsstellen

500. Die zunehmende Komplexität des Energiemarktes hat dazu beigetragen, dass es eine große Anzahl an offenen Fragen und Streitigkeiten zwischen EE-Anlagenbetreibern und Netzbetreibern einerseits und Verbrauchern und Energieversorgern andererseits gibt. Für eine außergerichtliche Lösung von Problemen dieser Art wurden zwei Schlichtungsstellen eingerichtet: die Clearingstelle EEG und die Schlichtungsstelle für Energie. Über die konkrete Problemlösung im Einzelfall hinaus können die Schlichtungsstellen zu einer größeren Transparenz des Marktes beitragen.

5.3.1 Clearingstelle EEG

501. Die Clearingstelle EEG wurde im Jahr 2007 vom Bundesumweltministerium eingerichtet. Der Clearingstelle obliegt vornehmlich eine zeitnahe und kostengünstige Klärung von Streitigkeiten zwischen EE-Anlagen- und Netzbetreibern sowie Anwendungsfragen im Bereich des EEG und der aufgrund des EEG erlassenen Rechtsverordnungen (z.B. der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, BioSt-NachV).⁵¹⁷ Gegenüber herkömmlichen Strategien der Konfliktbehandlung kann ein Verfahren vor der Clearingstelle EEG in der Regel zügig und kostengünstiger als durch ein Gericht abgeschlossen werden.⁵¹⁸ Die Clearingstelle EEG ist keinen Weisungen unterworfen. In der Clearingstelle arbeiten derzeit 17 Mitarbeiter; das Personal der Clearingstelle setzt sich aus Experten für die rechtlichen und technischen Aspekte der erneuerbaren Energien sowie für die außergerichtliche Streitbeilegung zusammen.

⁵¹⁷ Vgl. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009, BGBl. I S. 2174; zuletzt geändert durch Art. 2 Absatz 70 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011, BGBl. I S. 3044. Zu den allgemeinen Ausführungen vgl. EEG-Clearingstelle, Tätigkeitsbericht 2012, S. 2, <http://www.clearingstelle-eege.de/files/Taetigkeitsbericht.pdf>. Daneben erfüllt die Clearingstelle auch allgemeine Informationsaufgaben.

⁵¹⁸ Die Höhe des Entgeltes bestimmt sich nach der Entgeltordnung der Clearingstelle EEG (EntgeltO).

502. Im Falle von Streitigkeiten und Anwendungsfragen klärt die Clearingstelle die Streitigkeiten durch Empfehlungsverfahren (Klärung genereller rechtlicher Auslegungs- und Anwendungsfragen des EEG mit hoher Komplexität für eine unbestimmte Vielzahl von Fällen), Hinweisverfahren (Klärung rechtlicher Auslegungs- und Anwendungsfragen des EEG mit geringerer Komplexität für eine unbestimmte Vielzahl von Fällen), Votumsverfahren (die Parteien rufen die Clearingstelle als neutrales Fachgremium an; Begutachtung der auf dem Sachvortrag der Parteien beruhenden Rechtslage im Einzelfall), Einigungsverfahren (die Clearingstelle hat die Rolle einer neutralen Moderatorin des Gesprächs zwischen den Beteiligten inne; sie berät keine der Parteien und nimmt weder vor noch während des Verfahrens inhaltlich Stellung zum Gegenstand des Konfliktes), schiedsrichterliche Verfahren (Schiedsgericht im Einzelfall; die Clearingstelle EEG wird dann als Schiedsgericht im Sinne des Zehnten Buchs der Zivilprozessordnung tätig) und Stellungnahmeverfahren (Begutachtung rechtlicher Anwendungsfragen des EEG auf Ersuchen eines Zivilgerichtes, über welche das Gericht zu entscheiden hat). Die Clearingstelle EEG schließt durchschnittlich alle zwei Wochen ein förmliches Verfahren ab. Pro Werktag werden rund sieben Anfragen informell beantwortet („Freihandverfahren“), indem z.B. die Anfragenden auf bereits veröffentlichte Empfehlungen oder Hinweise aufmerksam gemacht werden.⁵¹⁹

503. Die Mehrheit der Anfragen bei der Clearingstelle EEG bezieht sich mit fast 70 % auf die solare Strahlungsenergie.⁵²⁰ Der Grund hierfür ist die sehr kleinteilige Erzeugerstruktur mit vielen Privathaushalten (und damit vergleichsweise großem Beratungsbedarf im Bereich der Energiegewinnung) bei einer gleichzeitig großen Menge an installierter Leistung. So beträgt die installierte elektrische Erzeugungsleistung der Photovoltaik rund 30.500 MW, während beispielsweise Steinkohle und Erdgas jeweils (nur) etwa 20.500 MW bzw. 20.000 MW aufweisen.⁵²¹

504. Bei den meisten Uneinigkeiten oder Unklarheiten handelt es sich um Fragen zu Vergütungs- bzw. Zuschlagszahlungen. Zudem besteht ein erhöhter Klärungsbedarf zur Netzanbindung und zur Begriffsdefinition „Anlage“ gemäß EEG. Weitere Anfragen betreffen die Anforderungen an eine Inbetriebnahme im Sinne des EEG sowie den Messstellenbetrieb.⁵²²

5.3.2 Schlichtungsstelle für Energie

505. Die Schlichtungsstelle für Energie besteht aus 18 Mitarbeitern und wurde 2011 vom Bundeswirtschaftsministerium eingerichtet, um außergerichtlich Streitigkeiten zwischen Unternehmen und Privathaushalten über den Anschluss an das Versorgungsnetz, die Belieferung mit Energie sowie die Messung der Energie zu lösen.⁵²³ Begrifflich erfasst ist die leitungsgebundene Energieversorgung mit Strom und Gas gemäß EnWG. Die Schlichtungsstelle wird gemeinsam getragen von Verbänden der Energiewirtschaft und dem Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv). Die Schlichtungsstelle ist un-

⁵¹⁹ Vgl. EEG-Clearingstelle, Tätigkeitsbericht 2012, S. 2 ff., <http://www.clearingstelle-eeg.de/files/Taetigkeitsbericht.pdf>.

⁵²⁰ Vgl. Broschüre der Clearingstelle 2012, S. 21, <http://www.clearingstelle-eeg.de/files/Broschuere.pdf>.

⁵²¹ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2012, S. 23.

⁵²² Vgl. Broschüre der Clearingstelle 2012, S. 21, <http://www.clearingstelle-eeg.de/files/Broschuere.pdf>.

⁵²³ Beratungsleistungen allgemeiner Art sind nicht als Aufgabe der Schlichtungsstelle vorgesehen. Diese werden beispielsweise von den Verbraucherzentralen oder dem Verbraucherservice der Bundesnetzagentur übernommen.

abhängig und zuständig für alle Verbraucher, die sich zuvor erfolglos mit ihrer Beschwerde an ihr Energieversorgungsunternehmen gewandt haben (§ 111a EnWG). Beantragt ein Verbraucher eine Schlichtung bei der Schlichtungsstelle, dann ist das Unternehmen verpflichtet, an dem Schlichtungsverfahren auch teilzunehmen (§ 111b Abs. 1 S. 1, 2 EnWG). Die Schlichtungsstelle prüft das Anliegen und erarbeitet eine Schlichtungsempfehlung zur einvernehmlichen und außergerichtlichen Streitbeilegung. Dies geschieht für die Betroffenen typischerweise rascher als im Rahmen eines Gerichtsverfahrens, ist kostengünstiger und entlastet überdies die Gerichte. Die Schlichtungsempfehlung ist für die Beteiligten bindend, wenn sie von allen Beteiligten anerkannt wird. Die ersten Erfahrungen der Schlichtungsstelle zeigen eine hohe Akzeptanz der Schlichtungsempfehlungen durch die Unternehmen und die Verbraucher. Grundsätzlich steht den Beteiligten aber nach wie vor der Rechtsweg offen. Für den Verbraucher ist das Schlichtungsverfahren kostenlos.⁵²⁴

506. Thematisch betrafen die Schlichtungsanträge im Jahr 2012 in 44 % der Fälle das Thema Abrechnung, zu 39 % vertragliche Streitigkeiten, zu 10 % die Themen Lieferantwechsel und An- und Abmeldung. Bejaht der Ombudsmann der Schlichtungsstelle die Zulässigkeit und Eignung des Schlichtungsantrags, wird das Schlichtungsverfahren eröffnet. Insgesamt wurden im Jahr 2012 1.350 Schlichtungsverfahren durchgeführt. In rund 86 % aller Schlichtungsverfahren wurde eine einvernehmliche Einigung zwischen den Beteiligten herbeigeführt.⁵²⁵

507. Die Anfragen betrafen im Jahr 2012 rund 450 Unternehmen, wobei rund 57 % der Schlichtungsanträge auf nur zwei Unternehmen entfielen, die ihre Vertragsabschlüsse nahezu ausschließlich über das Internet generierten.⁵²⁶ Die Versorger dieser Schlichtungsverfahren werden aus Datenschutzgründen von der Schlichtungsstelle nicht veröffentlicht. Gemäß § 111c Abs. 3 EnWG tauscht sich die Schlichtungsstelle mit der Bundesnetzagentur über anhängige Missbrauchs- und Schlichtungsverfahren aus. Die Gespräche darüber, inwieweit die Bundesnetzagentur künftig auch bestimmte Ergebnisse hieraus veröffentlicht und so für mehr Markttransparenz für die Verbraucher sorgt, sind noch nicht abgeschlossen.

Eine solche Transparenz, man denke an die Insolvenz von Flexstrom⁵²⁷ und die damit verbundenen Negativfolgen für die Verbraucher und den Wettbewerb, ist aus Sicht der Monopolkommission in jedem Fall zu begrüßen, da sich hieraus Informationsasymmetrien zulasten aller Verbraucher wirksam reduzieren lassen könnten. Im Sinne des Verbraucherschutzes kann ein Mehr an Transparenz das Vertrauen der Verbraucher in die Funktionsfähigkeit des Endkundenmarktes stärken.

524 Lediglich im Falle offensichtlich missbräuchlicher Anrufung der Schlichtungsstelle kann auch von den antragstellenden Verbrauchern nach der Verfahrensordnung ein Entgelt verlangt werden.

525 Vgl. Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle Energie 2012, S. 10 ff., http://www.schlichtungsstelle-energie.de/fileadmin/images_webseite/pdf/Taetigkeitsbericht_der_Schlichtungsstelle_Energie__1_.Pdf.

526 Vgl. ebenda, S. 11.

527 Am 12. April 2013 haben Flexstrom sowie die Unternehmenstöchter Löwenzahn und OptimalGrün Insolvenz angemeldet, anschließend auch FlexGas.

5.4 Kartellrechtliche Fallpraxis

508. Sowohl in ihren Sondergutachten zum Energiesektor als auch in ihren Hauptgutachten würdigt die Monopolkommission die kartellrechtliche Fallpraxis und nimmt zu wichtigen Entwicklungen Stellung. Im Bereich der Endkundenmärkte hat sich die Monopolkommission in der Vergangenheit insbesondere zu Fragen der Marktabgrenzung sowie zur Missbrauchsaufsicht und insbesondere zur speziellen Preismissbrauchsaufsicht gemäß § 29 GWB geäußert. Seit der letzten Stellungnahme der Monopolkommission im 19. Hauptgutachten haben sich in diesem Zusammenhang keine wesentlichen neuen Entwicklungen gezeigt.

509. Die Frage der geeigneten sachlichen und räumlichen Abgrenzung der Endkundenmärkte für Strom und Gas hatte die Monopolkommission zuletzt in ihrem Sondergutachten zum Energiesektor 2011 und in ihrem 19. Hauptgutachten ausführlich und unter Berücksichtigung aktueller Verfahren beleuchtet.⁵²⁸ Eine Kernfrage betraf dabei die genaue Abgrenzung des Marktes für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden (HuK-Markt), ohne Heizstrommarkt.⁵²⁹ Bei diesem Segment unterscheidet sich die sachliche und räumliche Abgrenzung der Märkte im Strom- und Gassektor durch das Bundeskartellamt deutlich. So nimmt das Amt im Gassektor einen einheitlichen sachlich relevanten Markt für die Belieferung von HuK-Kunden an, den es netzbezogen abgrenzt. Im Stromsektor unterscheidet das Amt hingegen zwei sachlich relevante Märkte, einen Markt für die Belieferung von Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden)⁵³⁰ in der Grundversorgung und einen Markt für die Belieferung dieser Kunden mit Sonderverträgen. Während der Markt für Kunden der Grundversorgung weiterhin netzbezogen abgegrenzt wird, nimmt das Bundeskartellamt seit der Entscheidung *Integra/Thüga* für die Belieferung von Kunden mit Sonderverträgen einen bundesweiten Markt an.⁵³¹

510. Die Monopolkommission vertritt die Ansicht, dass insbesondere eine Prüfung der Nachfragesubstitution weiterhin für eine netzbezogene Marktabgrenzung sowohl im Strom- als auch im Gassektor spricht. Da der überwiegende Teil der Anbieter nicht in sämtlichen bundesweiten Netzgebieten aktiv ist, sind die Auswahlmöglichkeiten für Verbraucher sowohl im Gas- als auch im Stromsektor objektiv begrenzt.⁵³² Des Weiteren hat die Monopolkommission stets betont, dass die Aufteilung des Marktes in einen Markt für die Belieferung von SLP-Kunden mit Grundversorgungstarifen und in einen Markt für die Belieferung von SLP-Kunden mit Sonderverträgen verschiedene wettbewerbstheoretische Probleme aufwirft und daher umfassend geprüft und begründet werden sollte. Insbesondere die unterschiedliche Behandlung des Strom- und des Gassektors durch das Bundeskartellamt erscheint der Monopolkommission zudem nicht ausreichend argumentativ belegt. Die Monopolkommission regt daher an, in zukünftigen Be-

⁵²⁸ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 141 ff.; Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 687 ff.

⁵²⁹ Der ebenfalls zu den Märkten für die Belieferung von HuK-Kunden zählende Markt für die Belieferung mit Heizstrom ist aufgrund seiner Eigenschaften gesondert abzugrenzen. Dieser Umstand ist jedoch für die nachfolgende Betrachtung der übrigen Märkte für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden nicht weiter relevant; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 166 f.

⁵³⁰ Charakteristisch ist, dass die Tagesverbräuche von HuK-Kunden nicht über eine registrierte Leistungsmessung, sondern über ein Standardlastprofil (SLP) abgerechnet werden.

⁵³¹ Vgl. BKartA, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09.

⁵³² Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 172 ff.

schlüssen diesem Aspekt besondere Aufmerksamkeit zu schenken und dabei die Überlegungen der Monopolkommission einfließen zu lassen.

511. Neben der Marktabgrenzung hat die Monopolkommission vor allem der Anwendung der Preismissbrauchsaufsicht auf den Endkundenmärkten für Energie besondere Aufmerksamkeit gewidmet. In den letzten Jahren ist das Bundeskartellamt mehrmals wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Preise gegen einzelne Energieversorger vorgegangen. In seiner Anwendungspraxis der speziellen Missbrauchsaufsicht gemäß § 29 GWB hat sich das Bundeskartellamt bis heute auf die Endkundenmärkte für Gas und Heizstrom konzentriert. Sowohl die Einführung als auch die konkrete Anwendungspraxis des § 29 GWB wurden von der Monopolkommission in der Vergangenheit kritisch begleitet.⁵³³ Grundsätzlich hält die Monopolkommission eine Preismissbrauchsaufsicht dann für erforderlich, wenn Märkte aufgrund von Marktzutrittsschranken dauerhaft keinem wirksamen Wettbewerb ausgesetzt sind. Die Anwendung des Instruments auf Märkten, die solche Beschränkungen nicht aufweisen, kann derweil einer Entwicklung zu effizientem Wettbewerb auch entgegenstehen. Dahingehend bewertet die Monopolkommission die verschärfte Missbrauchsaufsicht durch § 29 GWB, dessen Anwendung bisher mit dem Gas- und dem Heizstromsektor Märkte betroffen hat, in denen keine dauerhaft stabile Marktmacht vorlag, kritisch. Sie bedauert, dass die zunächst bis Ende 2012 begrenzte Vorschrift durch die 8. GWB-Novelle um fünf Jahre verlängert wurde.⁵³⁴

512. Neben grundsätzlichen Erwägungen hat die Monopolkommission mehrmals auf die Bedeutung einer auch ökonomisch-methodisch korrekten Anwendung der Preismissbrauchsaufsicht hingewiesen. Insbesondere bei der Anwendung im Heizstromsektor hat sie Aspekte wie die fehlende Berücksichtigung von Kapitalkosten kritisiert und deutlich gemacht, dass der kostenrechnerisch vom Bundeskartellamt ermittelte Erlösmaßstab von den Unternehmen sowohl erreichbar als auch antizipierbar sein muss.⁵³⁵ Allerdings steht eine gerichtliche Kontrolle bisher aus, da sowohl die Verfahren im Gassektor als auch diejenigen im Heizstromsektor bisher ganz überwiegend aufgrund von Zusagen der Unternehmen gemäß § 32b GWB eingestellt wurden. Eine Ausnahme stellt das Verfahren gegen die Entega Privatkunden GmbH & Co KG⁵³⁶ dar, in dem gegen die Verfügung des Amtes vom 19. März 2012 Beschwerde eingelegt wurde. Ein Urteil des Oberlandesgerichtes Düsseldorf wird nicht vor September 2013 erwartet.

513. Derzeit sind weitere auf § 19 GWB basierende Preismissbrauchsverfahren im Energiesektor anhängig, die sich jedoch nicht auf die Strom- und Gasmärkte, sondern auf den Bereich der Fernwärme beziehen. Aspekte dieser Verfahren wird die Monopolkommission voraussichtlich in ihrem 20. Hauptgutachten im Jahr 2014 näher untersuchen.

533 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 47, a.a.O., Tz. 8 ff.; Sondergutachten 54, a.a.O., Tz. 503 ff.; Sondergutachten 59, a.a.O., Tz. 710 ff.; Die 8. GWB-Novelle aus wettbewerbspolitischer Sicht, Sondergutachten 63, Baden-Baden 2012, Tz. 92 ff.; Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 626 ff.

534 Aches Gesetz zur Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (8. GWB-ÄndG) vom 29. Juni 2013, BGBl. I S. 1738.

535 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2010/2011, a.a.O., Tz. 629 ff.

536 Vgl. BKartA, Beschluss vom 19. März 2012, B10-16/09.

6. Zentrale Handlungsempfehlungen der Monopolkommission

514. Die konsequente Arbeit an der Verwirklichung wettbewerblicher Strukturen in der leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Gas hat in den letzten Jahren dazu geführt, dass sich in vielen Bereichen des Energiesektors Wettbewerb entwickeln konnte. Allerdings müssen auch eine Reihe von neuen Wettbewerbs- und Regulierungsproblemen und die Verwirklichung des europäischen Energiebinnenmarktes konsequent angegangen werden. Problematisch für die Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor sind vor allem Bereiche, die im Zuge der Energiewende und der massiven Förderung der erneuerbaren Energien geschaffen und ausgebaut wurden. Zukünftig sollte die Energiepolitik wieder stärker auf Wettbewerb, den Preismechanismus und marktliche Anreize setzen. Die Monopolkommission hat die zahlreichen Problemkomplexe auf dem Energiemarkt intensiv untersucht und empfiehlt folgende zentrale Änderungen:

Fördersysteme für erneuerbare Energien

Das Fördersystem für erneuerbare Energien sollte zukünftig so ausgestaltet werden, dass

- das nationale EE-Fördersystem und der europäische Emissionsrechtehandel aufeinander abgestimmt werden, um so die Klimaschutzziele zu erreichen,
- die Förderung erneuerbarer Energien auf ein Quotenmodell nach schwedischem Vorbild umgestellt wird,
- das Erneuerbare-Energien-Gesetz zukünftig einen langfristigen Pfad für den jährlichen Zubau von Anlagen festlegt,
- Anlagen dann nicht gefördert werden, wenn der Börsenpreis negativ ist.

Versorgungssicherheit in der Energiewende

Die Versorgungssicherheit kann sichergestellt werden, indem

- Netzungleichgewichte neben dem Netzausbau auch durch mögliche alternative Mechanismen verringert werden,
- eine kleine strategische Kapazitätsreserve geschaffen wird, die den Gesamtkapazitätsbedarf sicherstellen soll,
- die Markttransparenzstelle und die Bundesnetzagentur den Bedarf an Kapazitätsmechanismen laufend evaluieren und erforderlichenfalls langfristig eine mit den anderen Mitgliedstaaten abgestimmte Einführung von Kapazitätsmärkten vorbereitet wird.

Regulierung und Ausbau der Energieversorgungsnetze

Die Regulierung von Strom- und Gasnetzen ist zu verbessern durch

- eine Überprüfung der Ausgewogenheit von Regulierungsaufwand und -nutzen, insbesondere vor der im Jahr 2019 beginnenden Anreizregulierungsperiode,
- eine Überprüfung der Anreizregulierung auf eine geeignete Investitionsvergütung, insbesondere von Verteilnetzbetreibern,
- eine Anpassung der Netzentgelte hin zu einem höheren Grundentgelt, um dem Problem der Netzparität zu begegnen,

- die Prüfung und Förderung der Zusammenlegung weiterer Gasgroßhandelsmarktgebiete zur Steigerung der Handelsliquidität, der Versorgungssicherheit und der Produktvielfalt,
- die vollumfängliche Integration aller Gasprodukte in die gemeinsame Handelsplattform PEGAS zur Vermeidung von Handelsineffizienzen,
- eine umfassende Ausgestaltung der Netzkodizes,
- 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.

Der vor allem im Rahmen der Energiewende notwendige Netzausbau kann reduziert werden, indem

- vorhandene Netzausbaualternativen (z.B. Demand Side Management) und Möglichkeiten des Abregelns stärker in die Ausbauplanungen einbezogen werden,
- ein kostenneutrales, von den Energieerzeugern zu tragendes, räumlich differenziertes Netzentgelt (bzw. eine Netzprämie) eingeführt wird (G-Komponente), durch das Anreize für Annäherungen von Erzeugungs- und Verbrauchsstandorten gesetzt werden.

Großhandel

Um den Wettbewerb im Großhandel von Strom und Gas zu stärken, sollte(n)

- die Markttransparenzstelle als Kooperations- und Lernplattform zwischen den für die Aufsicht über den Energiehandel zuständigen Behörden und externen Experten genutzt werden,
- Datensätze der Markttransparenzstelle und von ACER wettbewerbsneutral und mit Zeitverzögerung der Wissenschaft zu Forschungszwecken zur Verfügung gestellt werden,
- die Engpassmanagementsysteme im Strom- und Gassektor ausgebaut und ein europäischer Energiebinnenmarkt geschaffen werden.

Bonn, im September 2013



.....
Daniel Zimmer



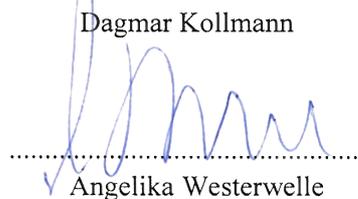
.....
Justus Haucap



.....
Thomas Nöcker



.....
Dagmar Kollmann



.....
Angelika Westerwelle

Glossar

Bruttostromerzeugung

Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen

Dargebotsabhängige Energieerzeugung

Formen der Energieerzeugung, die wetterabhängig sind (insbesondere solare Strahlungsenergie und Windenergie) und daher keine Regelversorgung mit Strom gewährleisten

Dekarbonisierung

Reduktion der Energieerzeugung auf Basis kohlenstoffhaltiger Energieträger mit dem Ziel der Emissionsreduktion

Energieträger

Alle Quellen oder Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist

Erneuerbare Energien, Erneuerbare

Als erneuerbare Energien bzw. Erneuerbare bezeichnet man Energieträger bzw. -quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind.

EE-Anlagen

Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien produzieren. Mitunter werden auch weitere Anlagen eingeschlossen, die zwar keine erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung nutzen, dafür jedoch aus anderen technologischen Gründen ökologisch vorteilhaft sind.

EEG-Strom

Strom, der einer Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unterliegt. Hierzu zählen Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie.

Grünstrom

Als Grünstrom bezeichnet man Strom, der auf Basis erneuerbarer Energieträger gewonnen wurde.

Nennleistung

Dauerleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage

Nettostromerzeugung

Die um ihren Betriebseigenverbrauch verminderte Bruttostromerzeugung einer Erzeugungseinheit.

Netzparität

Eine Situation, in der selbst erzeugter Solarstrom nicht mehr kostet als der über das Netz bezogene „Fremdstrom“.

Ökostrom vgl. Grünstrom

Ökostromtarif

Ein Stromtarif, der mithilfe von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird. Ausgenommen von dieser Kennzeichnung ist aufgrund des Doppelvermarktungsverbot der EEG-Strom.

OTC

Außerbörslicher Handel

Technologieneutrale EE-Förderung

Eine technologieneutrale EE-Förderung differenziert nicht nach unterschiedlichen Energieträgern. Im Gegensatz dazu differenziert ein technologiespezifisches EE-Fördersystem – wie die EEG-Förderung – nach Energieträgern, weil die Förderung sich an den Gestehungskosten orientiert. Weitere Gründe einer technologiespezifischen Förderung kann der Wunsch der Politik nach einer kleinteiligeren Erzeugerstruktur sein (z.B. mithilfe kleiner Photovoltaikanlagen) oder auch das Forcieren einer größeren Grundlast (z.B. mithilfe von Offshore-Windanlagen).