**Monopolkommission**

---

**Sondergutachten 54**

---

# Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb

**Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG**

**Inhaltsverzeichnis**


Vorwort....9
Kurzfassung....13
1. Einführung....35
1.1 Der gesetzliche Auftrag....35
1.2 Akteneinsichtsrecht bei der Bundesnetzagentur....37
2. Zielsetzungen und Zielkonflikte in der Energiepolitik....39
2.1 Ziele der deutschen Energiepolitik....39
2.2 Träger der Energiepolitik....42
2.3 Zielkonflikte und Stabilität des ordnungspolitischen Rahmens....43
3. Märkte für leitungsgebundene Energie....45
3.1 Elektrizität....45
3.1.1 Nachfrage nach Elektrizität....45
3.1.2 Angebot von Elektrizität....48
3.1.2.1 Kraftwerksabruf nach der Merit Order....48
3.1.2.2 Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt....51
3.1.2.3 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und über Kraft-Wärme-Kopplung....53
3.1.3 Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes....57
3.1.4 Angebotsseitige Markteintrittsbarrieren....66
3.1.4.1 Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV)....66
3.1.4.2 Strukturelle und institutionelle Markteintrittsbarrieren in der Stromerzeugung....69
3.1.5 Zwischenfazit....73
3.2 Gas....77
3.2.1 Energieträger Erdgas: Angebot, Nachfrage, Bepreisung....77
3.2.2 Marktstruktur, Marktakteure und Marktabgrenzung....81
3.2.3 Wettbewerbsbelebendes Potenzial der Endkundenmärkte....86
3.2.4 Zwischenfazit....90
4. Großhandel....92
4.1 Bedeutung der Großhandelsmärkte im Energiesektor....92
4.2 Elektrizität....92
4.2.1 Börsenhandel....92
4.2.2 Aufsicht....95
4.2.3 Marktmacht....98
4.2.4 Beurteilung....102
4.3 Gas....105

4.3.1 Fehlende Liquidität als Handelshemmnis .....105
4.3.2 Außerbörslicher Handel .....106
4.3.3 Börsenhandel.....109
4.4 Zwischenfazit .....114
5. Regulierung der Netzebene .....118
5.1 Entflechtungsbestimmungen integrierter Energieversorgungsunternehmen .....118
5.1.1 Gesellschaftsrechtliche Entflechtung.....118
5.1.2 Operationelle Entflechtung.....119
5.1.3 Informationelle Entflechtung .....120
5.1.4 Buchhalterische Entflechtung.....121
5.2 Netzzugangsregulierung.....121
5.2.1 Zugang zu den Gasversorgungsnetzen .....121
5.2.2 Marktgebiete im Gassektor .....122
5.2.3 Änderung der Bilanzierungsregeln im Gasmarkt .....126
5.2.3.1 Festlegung der Bundesnetzagentur .....126
5.2.3.2 Schwierigkeiten in der operativen Umsetzung .....128
5.3 Netzentgeltregulierung.....130
5.3.1 Kostenbasierte Netzentgeltregulierung.....132
5.3.1.1 Rückblick auf die erste Entgeltregulierungsperiode.....132
5.3.1.2 Rückblick auf die zweite Entgeltregulierungsperiode.....135
5.3.2 Anreizregulierung .....140
5.3.2.1 Festlegung der Erlösobergrenzen.....140
5.3.2.2 Kritische Würdigung der Anreizregulierung.....142
5.3.2.3 Einbezug der Fernleitungsnetzbetreiber in die Anreizregulierung .....149
5.4 Zwischenfazit.....150
6. Engpassmanagement.....154
6.1 Wirtschaftstheoretische Analyse .....154
6.1.1 Ökonomische Wirkungen von Netzengpässen.....154
6.1.2 Explizite und implizite Auktionen von Engpasskapazitäten.....156
6.2 Wirtschaftspolitische Empfehlungen.....161
6.2.1 Elektrizität.....161
6.2.1.1 Engpassmanagement in Deutschland.....161
6.2.1.2 Engpassmanagement an den Grenzen zu den europäischen Nachbarländern.....166
6.2.2 Gas.....170
6.2.2.1 Wettbewerbsdefizite der aktuellen Kapazitätssituation .....170

6.2.2.2 Engpassmanagement in Deutschland....177
6.2.2.3 Engpassmanagement an den Grenzen zu den europäischen Nachbarländern....179
6.3 Zwischenfazit....181
7. Regel- und Ausgleichsenergie....185
7.1 Elektrizität....185
7.1.1 Beschaffung von Regelenergie....186
7.1.2 Kritische Würdigung....190
7.2 Gas....196
7.2.1 Beschaffung von Regelenergie....197
7.2.2 Kritische Würdigung....200
7.3 Zwischenfazit....201
8. Erdgasspeicher als wachsender Wettbewerbsfaktor....204
8.1 Wettbewerb auf dem deutschen Erdgasspeichermarkt....204
8.2 Zugang zu Erdgasspeichern....209
8.3 Zwischenfazit....210
9. Fusionskontrolle, Kooperationen und Missbrauchsaufsicht....212
9.1 Fusionskontrolle und Kooperationen....212
9.1.1 Elektrizität....214
9.1.2 Gas....215
9.2 Missbrauchsaufsicht....219
9.2.1 Strukturelle Verpflichtungszusagen als Instrument in der Missbrauchsaufsicht....219
9.2.2 Langfristige Gaslieferverträge....225
9.2.3 Preismissbrauchsverfahren....225
9.3 Zwischenfazit....231
10. Handlungsempfehlungen der Monopolkommission....234

## Verzeichnis der Abbildungen


Abbildung 2.1: Zusammensetzung der Strompreise für Privathaushalte in Deutschland 2007 ..... 41

Abbildung 3.1: Kraftwerksabruf nach einer theoretischen Merit Order ..... 50

Abbildung 3.2: Merit Order in Deutschland ..... 51

Abbildung 3.3: Anteile der Energieträger an Kraftwerkskapazität und Stromerzeugung 2007 ..... 52

Abbildung 3.4: Struktur der deutschen Gaswirtschaft ..... 82

Abbildung 4.1: Entwicklung der durchschnittlichen monatlichen Churnrate an virtuellen Handelspunkten der NetConnect Germany ..... 107

Abbildung 5.1: Netzentgelte der vier Übertragungsnetzbetreiber ..... 141

Abbildung 6.1: Ökonomische Wirkungen von Netzengpässen ..... 160

Abbildung 6.2: Physischer Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern 2007 in Twh ..... 167


## Verzeichnis der Tabellen


Tabelle 3.1: Anzahl Letztverbraucher und Anzahl Lieferantenwechsel in 2007 differenziert nach Kundenkategorien ..... 88

Tabelle 4.1: Jahresmittelwerte für Phelix-Base- und Peakload ..... 93

Tabelle 4.2: Jahresmittelwerte für Phelix-Base- und Peakload-Future ..... 94

Tabelle 4.3: Handelsvolumina am Spot- und Terminmarkt der EEX in 2008 ..... 110

Tabelle 5.1: Marktgebiete im deutschen Gassektor (Stand: Mai 2009) ..... 123

Tabelle 5.2: Zusammensetzung des Einzelhandelspreises Elektrizität und Gas für Haushaltskunden 2007 und 2008 in Prozent (Grundversorgungstarif) ..... 131

Tabelle 5.3: Entwicklung der Netzentgelte Elektrizität 2006 bis 2008 (mengengewichtet in ct/kWh) ..... 137

Tabelle 5.4: Entwicklung der Netzentgelte Gas von 2006 bis 2008 (mengengewichtet in ct/kWh) ..... 138

Tabelle 6.1: Einspeisekapazität und deren Auslastung an internationalen Grenzkuppelstellen ..... 174

Tabelle 6.2: Ausspeisekapazität und deren Auslastung an internationalen Grenzkuppelstellen ..... 175

Tabelle 6.3: Import- und Exportkapazitäten an den deutschen Grenzübergangspunkten (Stand: April 2009) ..... 180

Tabelle 8.1: Erdgasspeicher in Deutschland (Stand: 31. Dezember 2008) ..... 204

Tabelle 8.2: Geplante Speicher in Deutschland (Stand: 31. Dezember 2008) ..... 206

Tabelle 8.3: Anteile im deutschen Speichermarkt (Stand: 31. Dezember 2008) ..... 207

Tabelle 8.4: Frei buchbare Speichervolumina in Prozent vom Arbeitsgasvolumen (Stand: 31. Dezember 2007) ..... 208

## Vorwort

Das Sondergutachten Strom und Gas 2009 ist das zweite Sondergutachten gemäß § 62 EnWG der Monopolkommission 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.

Das erste Sondergutachten Strom und Gas hat einen Überblick über die spezifischen wettbewerblichen Probleme in den beiden leitungsgebundenen Energiesektoren gegeben. Das vorliegende zweite Gutachten schreibt diesen Überblick fort und vertieft die Analyse beispielsweise in den Bereichen Großhandelsmärkte für Energie, Engpassmanagement und Regelenergiemärkte.

Nach einer kurzen Einführung, die Einblick in Auftrag und Arbeitsweise der Monopolkommission gibt, widmet sich Kapitel 2 den Zielkonflikten in der Energiewirtschaft. Daran anschließend werden in Kapitel 3 getrennt voneinander die wesentlichen Strukturen der leitungsgebundenen Märkte für Elektrizität und Gas dargestellt und im Rahmen einer umfassenden Marktanalyse die Wettbewerbsdefizite herausgearbeitet. Kapitel 4 nimmt eine wettbewerbsökonomische Untersuchung der Großhandelsmärkte im Energiesektor vor. Die anschließenden Kapitel 5 bis 7 widmen sich der regulierungsbedürftigen Netzebene. Hier liegen die Schwerpunkte auf der Netzzugangsregulierung (Gas), der Netzentgeltregulierung, dem Engpassmanagement im deutschen Übertragungs- und Fernleitungsnetz und an den deutschen Landesgrenzen sowie der zunehmenden Bedeutung der Regelenergiemärkte. In Kapitel 8 folgt eine Analyse des Wettbewerbs auf dem Erdgasspeichermarkt. In Kapitel 9 würdigt die Monopolkommission die Wettbewerbsaufsicht durch das Bundeskartellamt und die Europäische Kommission. Kapitel 10 schließlich stellt die Handlungsempfehlungen der Monopolkommission in einer Gesamtschau zusammen.

Zur Vorbereitung dieses Gutachtens hat die Monopolkommission einen externen Gutachtenauftrag erteilt. Herr Prof. Dr. Felix Höffler von der WHU – Otto Beisheim School of Management in Vallendar wurde mit dem Gutachten „Engpassmanagement und Anreize zum Netzausbau im leitungsgebundenen Energiesektor“ betraut. Die Arbeitsergebnisse wurden in der Sitzung der Monopolkommission am 16. Januar 2009 mit dem Autor erörtert.

In mehreren nicht öffentlichen Anhörungen hat die Monopolkommission mit Vertretern von Unternehmen, ihren Verbänden sowie mit Vertretern der Verbraucher Fragen zur Regulierung und zum Wettbewerb auf den Märkten der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft diskutiert.

Am 27. November 2008 fanden zwei Anhörungen zu Fragen des Gasmarktes statt. Teilnehmer der Diskussionsrunden waren:

- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.,
- BNE Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.,
- Bund der Energieverbraucher e.V.,

- EEX European Energy Exchange AG,
- E.ON Ruhrgas AG,
- EWE AG,
- Nuon Deutschland GmbH,
- N.V. Nederlandse Gasunie,
- RWE AG,
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.,
- WINGAS GmbH & Co. KG.

Ebenfalls in zwei Anhörungen hat die Monopolkommission am 12. Dezember 2008 Fragen zur Elektrizitätswirtschaft diskutiert. Teilgenommen haben:

- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.,
- BNE Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.,
- Bund der Energieverbraucher e.V.,
- EEX European Energy Exchange AG,
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG,
- E.ON AG,
- FlexStrom AG,
- GEODE – Europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen,
- MVV Energie AG,
- Norddeutsche Affinerie AG,
- Trianel GmbH,
- EWE AG,
- RWE AG,
- Vattenfall Europe AG,
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.,
- VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V.

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

Die Monopolkommission bedankt sich bei den wissenschaftlichen Sachverständigen Herrn Prof. Dr. Wernhard Möschel, Herrn Prof. Dr. Axel Ockenfels und Herrn Prof. Dr. Carl Christian von Weizsäcker für ihren Beitrag zur Meinungsbildung der Monopolkommission.

Der Präsident der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Herr Matthias Kurth, die Vizepräsidentin, Frau Dr. Iris Henseler-Unger, sowie Mitarbeiter der Behörde haben mit der Monopolkommission am 13. Februar 2009 Fragen zur Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung sowie zur Missbrauchsaufsicht auf den leitungsgebundenen Märkten für Elektrizität und Gas und insbesondere Fragen zur Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes durch die Regulierungsbehörde und die Gerichte erörtert.

Weiterhin haben am 13. Februar 2009 der Vizepräsident des Bundeskartellamtes, Herr Dr. Peter Klocker, sowie weitere Mitarbeiter des Amtes mit der Monopolkommission Fragen zur Wettbewerbsentwicklung auf den leitungsgebundenen Märkten für Elektrizi-

tät und Gas sowie zu aktuellen wirtschaftspolitischen Maßnahmen im Energiesektor diskutiert.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeitern der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes, der Unternehmen und der Verbände. Die Monopolkommission dankt allen Beteiligten für ihre Mitwirkung.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren derzeitigen und ehemaligen wissenschaftlichen Mitarbeitern Herrn Dr. Michael Coenen, Frau Dr. Andrea Schweinsberg und Frau Dr. Anne Sohns, die das Gutachten federführend betreut haben.

## Kurzfassung

**1.*** Stabile Rahmenbedingungen, deren Änderungen möglichst vorhersehbar und transparent sind, und eine konsistente Energiepolitik, die klare Prioritäten setzt, sind entscheidend für ein investitionsfreundliches Klima in der Energiewirtschaft. Die politischen *Ziele* und ihre Gewichtung sollten nicht wiederholt kurzfristig verändert werden. Gefragt ist eine klare und vorhersehbare *Energiepolitik* mit möglichst stabilen Rahmenbedingungen.

**2.*** Die Homogenität des *Gutes Strom* macht den Strompreis zum maßgeblichen Entscheidungsparameter der Verbraucher bei einer bewussten Entscheidung über den Strombezug. Im Durchschnitt über alle Kundensegmente beträgt die Wechselquote lediglich etwa 10 %. Stromkraftwerke unterscheiden sich in voneinander abweichenden Relationen von fixen zu kurzfristig variablen Kosten. Der kostenminimierende Einsatz der Kraftwerke bei gegebener Stromnachfrage wird als Kraftwerksabruf nach der Merit Order bezeichnet. Es gilt: Stets ist nur genau ein Kraftwerk oder Kraftwerkstyp das preisbestimmende Kraftwerk. Außerdem existiert an der Strombörse nur ein einziger einheitlicher Marktpreis. Dieser gilt für alle Anbieter unabhängig von den individuellen Erzeugungskosten in gleicher Weise.

**3.*** Die Monopolkommission weist darauf hin, dass zur Wahrung eines effizienten Krafwerkseinsatzes entsprechend der Merit Order relevante Überkapazitäten insbesondere im Bereich der Grenzkraftwerke und hierbei insbesondere zu Spitzenlastzeiten benötigt werden. Denn im Bereich der Grundlast bestehen vergleichsweise viele Erzeugungsalternativen mit ähnlichen Grenzkosten, während im Bereich der Spitzenlast die Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Erzeugungsanlagen beträchtlich werden. Nur wenn die Überkapazitäten in ihrer Kostenstruktur denjenigen des effizienten Grenzkraftwerks entsprechen und sie sich in ausreichendem Maße in den Händen von im Wettbewerb stehenden Anbietern befinden, kann durch Wettbewerbsdruck missbräuchlichem Verhalten marktmächtiger Erzeuger wirkungsvoll entgegengewirkt werden.

**4.*** Kraftwerke, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewinnen oder über Kraft-Wärme-Kopplungs-Verfahren erzeugen, werden besonders gefördert. Das gesetzlich geförderte Stromangebot kann als eine Reduzierung der Last bzw. als ein fiktiver Nachfragerückgang nach Strom aus konventionellen Kraftwerken interpretiert werden. Durch die gesetzliche Bevorzugung bei der Einspeisung, Abnahme und Vergütung erfolgt daher eine Reduktion der im Wettbewerb frei bedienbaren Nachfragemenge. Die Monopolkommission begrüßt die mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 eingeleitete Abkehr von der physischen Wälzung. Das EEG 2009 ermöglicht nun auch die Direktvermarktung von EEG-Strom. Aus ordnungspolitischer Sicht ist zu bemerken, dass das EEG und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) im Kern keine geeigneten Instrumente zur Erfüllung ihrer hochgesteckten Ziele sind. Vor dem Hintergrund des europäischen Emissionshandels sind sie sogar redundant. EEG und KWKG leisten keinen Beitrag zur Reduktion des europäischen $CO_2$-Ausstoßes. Sie verteuern aber kurzfristig sehr wohl die Stromproduktion in Deutschland. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass in dem Maße, in dem Ineffizienzen aus dem EEG und dem KWKG die Volkswirtschaft belasten, der Spielraum für die Politik zur Erreichung weiterer Klimaziele schwindet. Je kosteneffizienter die heute bestehende Klimapolitik ist, desto größer

wird der Spielraum für weitere Fortschritte beim Klimaschutz. Auch die langfristigen Wirkungen von EEG und KWKG erscheinen fragwürdig. Die Förderung von Zukunftstechnologien erschweren EEG und KWKG dadurch, dass sich ihr Ausschnitt förderungswürdiger Technologien auf heute bereits bekannte Verfahren zur Vermeidung von $CO_2$-Emissionen beschränkt. Hierdurch werden die Möglichkeiten heute noch unentdeckter Problemlösungen systematisch unterschätzt. Ihre Entdeckung ließe sich durch die Förderung von Grundlagenforschung beschleunigen.

**5.*** Bei der Marktabgrenzung unterscheidet das Bundeskartellamt zunächst die drei vertikal verbundenen Marktstufen Erzeugung, Distribution und Endkunden. Bei der sachlichen Marktabgrenzung findet das Bedarfsmarktkonzept Anwendung. Auf der Endkundenstufe wird aufgrund unterschiedlicher Nutzungsanforderungen und -gewohnheiten zwischen dem Markt für nicht leistungsgemessene Kleinkunden und leistungsgemessene industrielle Großkunden oder größere Gewerbekunden unterschieden. Bei der räumlichen Marktabgrenzung grenzt das Bundeskartellamt den Markt für Stromkleinkunden lokal ab. Alle übrigen Märkte, also der Stromgroßkundenmarkt und die Märkte der Distributionsstufe, grenzt das Bundeskartellamt bundesweit ab. Da Stromimporte nur eine untergeordnete Rolle spielen, ist nach Auffassung des Bundeskartellamtes eine räumliche Marktabgrenzung über die deutschen Landesgrenzen hinaus nicht sachgerecht.

**6.*** Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass der Ausgleichsenergiemarkt in die Marktabgrenzung einbezogen werden sollte. Die Bereitstellung von Regelenergie lässt sich grundsätzlich wettbewerblich gestalten. Entsprechend sollte auch der Regelenergiemarkt einer kartellrechtlichen Kontrolle unterliegen und bei zukünftigen Marktabgrenzungen durch das Bundeskartellamt Berücksichtigung finden. Die Monopolkommission würde es weiterhin begrüßen, wenn das Bundeskartellamt seine Analysen im Bereich der Energiewirtschaft stärker als bisher auf quantitative ökonomische Verfahren stützen könnte. Insbesondere drängt die Monopolkommission hierbei auf die Anwendung des hypothetischen Monopolistentests beispielsweise in seiner Gestalt als SSNIP-Test (Small but Significant Non-Transitory Increase in Price-Test). Dieser könnte zur ökonomischen Fundierung der etablierten Marktabgrenzungen in der Energiewirtschaft, zu einer höheren Glaubwürdigkeit und einer verbesserten Akzeptanz beitragen. Daher wären nach der Prüfung, inwiefern das Bundeskartellamt ein derartiges Verfahren mit seinen gegenwärtigen Ressourcen adäquat anwenden kann, gegebenenfalls zusätzlich erforderliche Personal- und/oder Sachmitteln bereitzustellen.

**7.*** Der hypothetische Monopolistentest berücksichtigt möglichen potenziellen Wettbewerb aussagekräftiger als die auf bereits nachgewiesene Lieferbeziehungen abstellende Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes. Er würde daher verbesserte Aussagen beispielsweise zur Verbundenheit des deutschen Stromgroßhandelsmarktes mit den deutschen Regelenergiemärkten zulassen. Es ließe sich auch Aufschluss darüber gewinnen, inwieweit bei der räumlichen Marktabgrenzung einzelner Marktsegmente die nationale Marktabgrenzung ausreichend ist. Möglicherweise wäre stattdessen eine Marktabgrenzung nach Regelzonen oder sogar eine Erweiterung um Nachbarländer wie Österreich vorzunehmen. Darüber hinaus ließe sich überprüfen, ob die Märkte für Kleinkunden und Großkunden tatsächlich getrennte Märkte sind, oder ob ein hinlänglich hohes Preisniveau in einem Segment die Marktteilnehmer des anderen Segments zum Markteintritt bewegen würde.

**8.*** Das Bundeskartellamt hat für den bundesweit abzugrenzenden Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Letztverbrauchern die kollektive Marktbeherrschung durch RWE und E.ON festgestellt. Die Monopolkommission hält die überwiegende Betrachtung von Marktanteilsverhältnissen für unbefriedigend. Stattdessen sollte durch das Bundeskartellamt zusätzlich eine Betrachtung der Residual-Supply-Indizes (RSI) der Erzeuger auf dem Strommarkt vorgenommen werden. Der RSI eines Energieerzeugers gibt Aufschluss darüber, wie bedeutend seine individuellen Erzeugungskapazitäten für die Bedienung der am Markt gegebenen Nachfrage ist. Allerdings würde auch die Kalkulation der RSI für den Strommarkt insbesondere einen zusätzlichen personellen Aufwand erfordern.

**9.*** Die vermachtete Erzeugerstruktur auf dem deutschen Strommarkt legt die Vermutung nahe, dass die marktbeherrschenden Erzeuger über Möglichkeiten verfügen, durch unilaterale Maßnahmen oder über implizite und gar explizite Koordination in wohlfahrtsschädigender Weise auf die Preisbildung Einfluss zu nehmen. Aus der Marktbeherrschung ergeben sich für die Gestaltung der Rahmenbedingungen des Strommarktes und seine Aufsicht besonders hohe Anforderungen.

**10.*** Für die kurzfristige Belebung des Wettbewerbs in der Stromerzeugung ist von kritischer Bedeutung, welche Markteintrittsbarrieren ein Erzeuger überwinden muss. Hierbei ist von Interesse, wie aufwendig und teuer die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten ist. Nachteilige Wirkungen kommen nach Auffassung der Monopolkommission den verbreiteten Unsicherheiten über Stabilität und Ausprägung der politischen Rahmenbedingungen zu, die eine Markteintrittsbarriere auf dem Erzeugermarkt bilden. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass bei der Umsetzung legitimer, insbesondere umweltpolitischer Ziele ökonomischen Kriterien Rechnung zu tragen ist. Es muss gewährleistet sein, dass Emissionen stets mit effizienten Mitteln vermieden werden. Marktlichen Verfahren wie dem Zertifikatehandel, der Unternehmen technologieneutrale Anreize setzt, mit günstigsten Mitteln Emissionen zu vermeiden, ist dabei der Vorzug gegenüber der selektiven Förderung von Einzelmaßnahmen zu geben. Darüber hinaus bleibt es dann eine politische Entscheidung, in welcher Weise beispielsweise Umweltschutzziele und das Ziel niedriger Strompreise zu gewichten sind.

**11.*** Zu diesen für die strategische Planung relevanten politischen Markteintrittbarrieren in die Stromerzeugung treten weitere, in der kurzfristigen Planung relevante strukturelle und institutionelle Markteintrittsbarrieren. Zwar limitieren die geringen Kapazitäten auf dem hochspezialisierten Markt für Erzeugungstechnologie und ihre begrenzte Austauschbarkeit den Markteintritt für Wettbewerber nicht in einem absoluten Sinne. Für die Monopolkommission erscheint jedoch bedeutend, dass von diesen Gegebenheiten insbesondere die Fähigkeit eines potenziellen Wettbewerbers, zeitnah zu reagieren, beeinträchtigt wird. Zur Minimierung von Diskriminierungsmöglichkeiten erscheint die Schaffung einer Kraftwerks-Netzanschlussverordnung für die Gasnetzanbindung von Elektrizitätserzeugungsanlagen bedenkenswert. Diese müsste insbesondere regeln, wie die Risiken des Netzanschlusses und der Kapazitätsbuchung aus einem langfristigen Kraftwerksprojekt auf den Kraftwerksbetreiber und den Gasnetzbetreiber aufgeteilt werden sollen. Hierbei muss zur Vermeidung von Nachteilen bei den Gasnetzbetreibern auch berücksichtigt werden, dass gegebenenfalls kostenintensive projektspezifische Kapazitätserweiterungen im nachgelagerten Transportnetz erforderlich werden.

**12.*** Im Rahmen von Kraftwerksgenehmigungsverfahren stoßen die Betreiber von Erzeugungsanlagen auf administrative Markteintrittbarrieren. Konventionelle Erzeugungsanlagen begegnen vornehmlich Umweltbedenken, die im Rahmen von Kraftwerksgenehmigungsverfahren der Bundesländer zu berücksichtigen sind. Dies gilt nach Ansicht der Monopolkommission insbesondere, wenn durch den Bau eines Kraftwerks die Umweltbedingungen im lokalen Umfeld eine nachhaltige Verschlechterung erfahren würden. Gleichzeitig warnt die Monopolkommission vor einer De-facto-Kapazitätsplanung im Raum durch die Politik. Die Monopolkommission erachtet die Argumentation über lokale Bedarfsgrößen als grundsätzlich unvereinbar mit den Prinzipien eines liberalisierten europäischen Strommarktes.

**13.*** Im *Gassektor* besteht eine große Importabhängigkeit. Das Erdgasaufkommen in Deutschland basiert lediglich zu 15 % auf deutscher Förderung und damit zu 85 % auf Importen. Das für Deutschland wichtigste Lieferland ist Russland, gefolgt von Norwegen, den Niederlanden sowie Dänemark und Großbritannien. Deutschland ist der größte Erdgasimporteur in Europa und zählt zu den weltweit größten Verbraucherländern. Die Nachfrage nach Erdgas nimmt in der Europäischen Union kontinuierlich zu, wohingegen die inländische Förderung der Mitgliedstaaten im Zeitablauf abgenommen hat. Die Gaswirtschaft ist stark leitungsgebunden und damit die Verteilung durch infrastrukturelle Überlegungen geprägt. Die Leitungsgebundenheit und die begrenzte Speicherbarkeit von Erdgas erklären, dass es keinen einheitlichen Weltmarkt für Erdgas gibt.

**14.*** In den meist über Jahrzehnte abgeschlossenen Import- und Exportverträgen der Gaswirtschaft findet in der Regel eine Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis statt. Die Monopolkommission beurteilt die aktuelle Diskussion um die Ölpreiskopplung kritisch. Sie sieht in einer Aufhebung der Ölpreiskopplung allein kein zielgerichtetes Instrumentarium, um eine wettbewerbliche Preisbildung im Gassektor zu erreichen. Da kein einheitlicher weltweiter Markt besteht, hält die Monopolkommission eine Orientierung an einem geeigneten Index für durchaus legitim. Bei einer einseitigen Aufhebung der Ölpreiskopplung bestünde nach ihrer Auffassung die Gefahr, dass es zu Arbitragegeschäften zulasten des Landes, das die Ölpreiskopplung aufgibt, käme und sie weist daher darauf hin, dass die Ölpreiskopplung auch einen Schutz vor einseitigen Preisvorgaben und Hold-up-Gefahren bietet. Eine endgültige Änderung wird nur dann erfolgen können, wenn die Erdgasproduzenten einen anderen Preismechanismus akzeptieren.

**15.*** Die Monopolkommission vertritt die Meinung, dass die Bedeutung von Flüssiggas (LNG) weiter zunehmen wird. Es kann eine wettbewerbsbelebende Wirkung entfalten, indem es zur Versorgungssicherheit beiträgt und Druck auf die Anbieter von Pipeline-Gas ausübt.

**16.*** Die Abgrenzung der Gasmärkte durch das Bundeskartellamt basiert auf der grundsätzlichen Unterscheidung der Märkte der Großhandels- und der Einzelhandelsstufe. Auf der Großhandelsstufe wird zwischen den Märkten für die erstmalige Belieferung von anderen Ferngasgesellschaften durch überregionale Ferngasgesellschaften und für die Belieferung von regionalen und lokalen Weiterverteilern, insbesondere Stadtwerken, durch (über-)regionale Ferngasgesellschaften unterschieden. Auf der Einzelhandelsstufe wird auf der einen Seite der Markt für die Belieferung von Industriekunden identifiziert und auf der anderen Seite der Markt für die Belieferung von Haushalts-

und Kleingewerbekunden. In räumlicher Hinsicht werden die sachlich relevanten Märkte regional nach den etablierten Netzgebieten der Unternehmen abgegrenzt. Die Marktverhältnisse weisen aktuell nach wie vor keinen funktionsfähigen Wettbewerb auf. Sowohl bei der Belieferung von Gasgroßkunden als auch bei der Belieferung von Gaskleinkunden sind die einzelnen Stadtwerke und endversorgenden Regionalversorger regelmäßig marktbeherrschend. Bei der Versorgung von Kleinkunden gibt es häufig sogar gar keinen Wettbewerb.

**17.*** Nach Auffassung der Monopolkommission hat sich die Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes bislang als sachgerecht erwiesen. Dennoch sieht sie einen Änderungsbedarf. Zuvor bedürfen jedoch die auf den Weg gebrachten Änderungen der Rahmenbedingungen einer Entfaltung ihrer Wirkungen. Aktuell kann die Monopolkommission nicht feststellen, dass sich auf dem inländischen Gasmarkt ein Durchleitungswettbewerb in dem Maße entwickelt hat, dass eine Marktabgrenzung zu rechtfertigen ist, die über die Reichweite eines Leitungsnetzes hinausgeht. Die Monopolkommission hegt Zweifel daran, dass die Marktgebietsgrenzen ein geeignetes Kriterium sind, um wettbewerbliche Wirkungen zu beurteilen und zu prognostizieren.

**18.*** Auch wenn die Monopolkommission sich bei der Marktdefinition dafür ausspricht, den aktuellen Status beizubehalten, würde sie es doch begrüßen, wenn das Bundeskartellamt die aktuelle Marktabgrenzung auch im Gassektor unter Verwendung quantitativer Verfahren überprüfen würde. Nach ihrer Auffassung würde die ökonomische Fundierung in einem so wichtigen Sektor der Grundversorgung zu einer höheren Akzeptanz führen und die Glaubwürdigkeit der Ergebnisse stützen.

**19.*** Der Konzentration des Gasangebots auf wenige Unternehmen ist nur schwer entgegenzutreten. Die Monopolkommission sieht daher die Endkundenmärkte als besonders wichtige Impulsgeber für einen wettbewerblich orientierten Gasmarkt an. Die Einführung klarer Regelungen zum Lieferantenwechsel ist ein wichtiger Anstoß für den Wettbewerb, durch den die Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer gesenkt wurden.

**20.*** Die Wechselquote von durchschnittlich etwa 1 % ist nach wie vor sehr gering und hat mehrere Gründe. Hauptgründe sind offenbar nach wie vor Informationsdefizite sowie ein träges Verhalten. Auch darf nicht übersehen werden, dass bundesweite, flächendeckende Wechselmöglichkeiten für Haushaltskunden nur in geringem Maße bestehen. Dabei sind nach Ansicht der Monopolkommission die messbaren Wechselkosten jenseits psychischer Wechselbarrieren für einen internetkundigen Kunden sehr gering. Preisinformationen sind über diverse Tarifrechner im Internet zu erhalten. Tarifrechner werden von der Monopolkommission im Gas- wie auch im Stromsektor grundsätzlich als geeignetes und sehr wichtiges Instrument angesehen, um für den privaten Endverbraucher Transparenz zu schaffen und ihm Orientierung zu bieten. Die Ausgestaltung solcher Rechner ist allerdings mit Problemen behaftet und nicht alle Rechner sind gleichermaßen verlässlich.

**21.*** Im *Großhandel* mit Elektrizität und Gas unterliegt die Aufsicht über die Energiebörse EEX den Vorschriften des Börsengesetzes. Das Börsengesetz (BörsG) ist darauf gerichtet, dass der Handel und die Preisermittlung fair und manipulationsfrei erfolgen. Im Falle der EEX wird die Leitungsfunktion der eigenverantwortlichen Börsengeschäftsführung durch Mitwirkungserfordernisse von Börsenrat und Börsenaufsicht be-

grenzt. Die Terminmarktgeschäfte der EEX unterliegen als Finanzderivate dem Wertpapierhandelsgesetz (WpHG). Das Wertpapierhandelsgesetz kann jedoch das Grundproblem des börslichen Stromhandels, die Ausnutzung der Marktmacht im Erzeugerbereich, nicht angemessen erfassen, da dieses außerhalb der von ihm ins Auge gefassten Beeinflussung des Handels liegt.

**22.*** Die Monopolkommission schließt sich grundsätzlich der Einschätzung an, dass die Organisation des *börslichen Stromhandels* funktionsfähig in dem Sinne ist, dass sie die geforderte marktliche Transparenz ermöglicht, eindeutige nicht diskriminierende Preise ermitteln und daher zu einem wettbewerblichen Strompreisniveau beitragen kann. Unter Beachtung der in Deutschland weitgehend vermachteten Stromerzeugung jedoch und der Engpasssituation an den meisten deutschen Außengrenzen gelangt sie zu der Einschätzung, dass sowohl Anreize als auch Möglichkeiten zur missbräuchlichen Ausnutzung von Erzeugermarktmacht auf dem Stromgroßhandelsmarkt gegeben sind. Diese Möglichkeiten marktmächtiger Erzeuger lassen sich durch Modifikationen der Kontrollmechanismen und der handelsrechtlichen Vorschriften allenfalls erschweren, jedoch nicht dauerhaft beseitigen.

**23.*** Die Monopolkommission sieht Möglichkeiten zur Anpassung der Rahmenbedingungen des Stromgroßhandels, die seine Funktionsfähigkeit im Hinblick auf wettbewerbliche Marktergebnisse verbessern. Marktmacht im Stromgroßhandel äußert sich darin, dass die Merit Order in der Stromerzeugung nicht länger eingehalten wird. Marktmächtige Erzeuger haben das Interesse und zugleich die Möglichkeit, Erzeugungskapazitäten auf dem Großhandelsmarkt zurückzuhalten. Die Monopolkommission geht aufgrund der unelastischen Nachfrage und der technologischen Besonderheiten im Stromangebot insbesondere für Spitzenlastzeiten davon aus, dass einzelne Unternehmen dies ausnutzen, ohne dass ihr Verhalten durch andere Marktteilnehmer oder Nachfrager sanktioniert werden kann.

**24.*** Nach Auffassung der Monopolkommission genügt es nicht, die Strombörse und den Stromgroßhandel ausschließlich in der bestehenden Form nach den Maßgaben des Börsengesetzes, des Wertpapierhandelsgesetzes und des allgemeinen Kartellrechts zu beaufsichtigen. Für eine effektive Aufsicht sind Vorschriften zur Transparenz des Börsengeschehens zentral. An der EEX haben insgesamt vier verschiedene Aufsichtsbehörden auf der Grundlage von vier verschiedenen Gesetzen unterschiedlich weitreichende Einsichts- und Informationsrechte. Diese Zersplitterung der Informationsflüsse und Kompetenzen ist einer effektiven Kontrolle nicht zuträglich. Der Börsenaufsicht und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht fehlt zudem auch die rechtliche Legitimation und vermutlich auch die sachliche Kompetenz zu einer Untersuchung und Unterbindung des vermuteten missbräuchlichen Verhaltens.

**25.*** Die Monopolkommission erkennt für den *außerbörslichen Stromhandel* eine wichtige Wettbewerbsfunktion in der Disziplinierung des börslichen Stromhandels. Sie erachtet eine Verpflichtung der Stromerzeuger zur Vermarktung substanzieller Strommengen über die Börse zur Eindämmung von Kapazitätszurückhaltung als nicht zielführend, da hierdurch die ökonomische Kapazitätszurückhaltung über den Preis nicht unterbunden werden kann. Auch wäre eine solche Forderung aus wettbewerbspolitischer Perspektive verfehlt. Die Nichtstandardverträge des außerbörslichen Handels bieten gegenüber standardisierten Börsenprodukten den Vorteil, dass sie sich bei Bedarf flexibel anpassen lassen. Nicht zuletzt bildet die Beobachtung von Marktanteilsver-

schiebungen im Handel für die EEX selbst einen wichtigen Indikator, wie attraktiv die eigenen Großhandelsprodukte verglichen mit den konkurrierenden außerbörslichen Nichtstandardprodukten sind.

**26.*** Die Monopolkommission schlägt die Einführung eines systematischen Market Monitoring zur besseren Aufdeckung wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens vor. Zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben müsste die finanzielle und personelle Ausstattung einer unabhängigen Marktüberwachungsstelle weit über diejenige der bestehenden Handelsüberwachungsstelle für die EEX hinausgehen. Die Marktüberwachungsstelle soll für den börslichen und außerbörslichen Stromgroßhandel relevante Informationen zeitnah erheben und die Bietstrategien der Börsenteilnehmer auf marktkonformes Handeln und Manipulationsversuche überprüfen. Die Kompetenzen der Marktüberwachungsstelle müssen sich auf den vollständigen börslichen und außerbörslichen Stromgroßhandel sowie den benachbarten Markt für Regelenergie erstrecken. Die Informationsverpflichtung der Unternehmen ist gesetzlich zu verankern und muss über die derzeit freiwillig von den Marktakteuren gegenüber der EEX bereitgestellten nicht börslichen Informationen hinausgehen. Welche Informationen zusätzlich zur Erhöhung der Transparenz den Marktteilnehmern an der EEX verfügbar gemacht werden sollen, ist eine Frage der Abwägung. Bei der Auswahl der zu veröffentlichenden Informationen ist zu berücksichtigen, dass zusätzliche Markttransparenz kollusives Verhalten auf Oligopolmärkten begünstigt.

**27.*** Die Funktionsfähigkeit einer deutschen *Gasbörse* kann nicht unabhängig von der Lösung weiterer gaswirtschaftlicher Probleme hergestellt werden. Die Hauptursache einer fehlenden wettbewerblichen Struktur des Großhandels im Gassektor sieht die Monopolkommission in der Vielzahl der Marktgebiete. Das Wettbewerbspotenzial auf dem deutschen Gasmarkt kann sich nach ihrer Auffassung am besten entfalten, wenn mittelfristig jeweils ein bundesweites Marktgebiet für H- bzw. für L-Gas existiert.

**28.*** Liquidität ist eine der Grundvoraussetzungen für die Zugkraft der Handelsplätze. Auch wenn sich die Einführung des Zweivertragsmodells positiv auf die Entwicklung des Gashandels ausgewirkt hat und deutliche Zuwächse zu vermerken sind, kann der Handel sowohl an den Handelsplätzen innerhalb eines Marktgebietes als auch an der Gasbörse noch nicht als liquide bezeichnet werden. Der Existenz des außerbörslichen Handels als Komplement zum Börsenhandel kommt dabei ein hoher Stellenwert zu, weil er individuelle Geschäftsabschlüsse ermöglicht.

**29.*** Die Monopolkommission stuft die Existenz mehrerer außerbörslicher Handelspunkte, denen es an Liquidität fehlt, als wettbewerbshemmend ein. Die Marktsituation kann von den Marktteilnehmern nur unzureichend eingeschätzt werden, weil die Preisbildungsmechanismen zum einen nicht transparent und zum anderen nicht hinlänglich einheitlich sind. Aus ökonomischer Sicht kommt daher der Etablierung einer deutschen Gasbörse ein besonders hohes Gewicht zu. Der Börsenhandel Gas findet seit dem 2. Juli 2007 an der EEX in Leipzig statt. Allerdings werden nur rund 10 % des Gesamtvolumens überhaupt an der Börse gehandelt. Mit rund 90 % des Gesamthandelsvolumens ist der OTC-Handel deutlich überlegen. Im Gasmarkt wirkt sich die Vielzahl der Handelszonen negativ auf das Handelsvolumen aus, da in hohem Maße Kapazitätsengpässe zwischen den Marktgebieten bestehen.

**30.*** Die Monopolkommission plädiert auch für ein Market Monitoring im Gassektor, um die wettbewerbliche Aufsicht zu stärken und die Transparenz auf den Großhandels-

märkten zu erhöhen. Insbesondere soll möglichen Manipulationen durch marktmächtige Energieunternehmen entgegengewirkt werden und das allgemeine Wettbewerbsrecht und die Arbeit der Kartell- und Regulierungsbehörden ergänzt werden. Nach Auffassung der Monopolkommission wäre jedoch in einem ersten Schritt zunächst eine Intensivierung der Zusammenarbeit der Aufsichts- und Regulierungsstellen sowie eine Stärkung der Ex-post-Missbrauchsaufsicht vorzunehmen. Sollte sich dieses Vorgehen bei einem liquiden Gashandel als unzureichend erweisen, könnte mit dem Market Monitoring nachgesteuert werden.

**31.*** Gleichwohl bedarf es einer grundlegenden Steigerung der wirtschaftlichen Attraktivität des Börsenplatzes. Dies kann durch die Einführung neuer Produkte forciert werden. Zu diesen Produkten sollte unter anderem die Einführung von Halbjahresprodukten „Season“ (Sommer/Winter) zählen. Auch die angekündigte Absenkung der Mindestkontraktgröße im Spotmarkt auf 1 MW zielt in diese Richtung. Ebenso sind die Verlängerung der Handelszeiten und die Einführung des Cross-Margining Dienstleistungen, die von den Handelsteilnehmern positiv gewertet werden und die Außenwahrnehmung der Börse verbessern.

**32.*** Die Monopolkommission regt an, den Sekundärhandel im Gassektor von den Plattformen an die Börse zu verlagern. Dies würde zum einen die Stellung der Börse als zentralem Handelsplatz unterstreichen und zum anderen Transaktionskosten für die Händler einsparen. Eine weitere Überlegung wäre, den Regel- und Ausgleichsenergiemarkt über die Börse abzuwickeln und so die Liquidität zu erhöhen. Die Umsetzung eines solchen Vorschlags würde einen Teil des heutigen OTC-Geschäftes mittels Festlegung der Bundesnetzagentur an die Börse verlagern.

**33.*** Die Monopolkommission würdigt die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) über die Regulierung und die Wettbewerbsaufsicht. Das Energiewirtschaftsgesetz sieht vier koinzidente *Entflechtungsarten* vor, die von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden zu überwachen sind. Die Monopolkommission hat erhebliche Umsetzungsdefizite feststellen können, die dazu führen, dass eine tatsächliche Eigenständigkeit insbesondere im Rahmen der operationellen und der informationellen Entflechtung nicht gegeben ist. Die Monopolkommission fordert die Bundesnetzagentur dazu auf, die Vorschriften rigoros auszulegen, deren Umsetzung zu überwachen und bei Bedarf die ihr zur Verfügung stehenden Sanktionsmöglichkeiten zu nutzen.

**34.*** Im Gassektor sieht die Monopolkommission eine weitere *Zusammenlegung von Marktgebieten* zur Etablierung eines jeweils bundeseinheitlichen Marktes für H- bzw. L-Gas als unverzichtbar an. Charakteristisch für ein Marktgebiet ist, dass innerhalb desselben keine Engpässe bestehen und nur eine Gasqualität (H- oder L-Gas) gehandelt wird. Größere Marktgebiete vereinfachen den Gastransport und machen ihn preiswerter. Des Weiteren führt eine Reduktion der Marktgebiete zu einer höheren Liquidität, die Abwicklung der Transporte wird erleichtert und der Umgang mit Regel- und Ausgleichsenergie wird effizienter gestaltet. Wenn der Engpass nicht durch einen sinnvollen Netzausbau behoben werden kann, ist eine separate Marktgebietsbildung zulässig. Um zweifelsfrei feststellen zu können, ob mehrere Marktgebiete sinnvoll sind und tatsächlich Teilnetze vorliegen, bedarf es transparenter Verfahren, die physikalische Engpässe eindeutig identifizieren bzw. prognostizieren. Diese Engpässe müssen permanenter Natur und nicht durch geeignete Engpassmanagementmethoden zu beheben sein.

Die Monopolkommission erachtet die Aufnahme solcher Regelungen in die Gasnetzzugangsverordnung für sinnvoll. Die Zusammenlegung von Marktgebieten ist bei den beteiligten Netzbetreibern mit Kosten verbunden. Nach Auffassung der Monopolkommission bedarf es daher der Berücksichtigung der Kosten für den Netzausbau im Rahmen der Anreizregulierung. Die Monopolkommission plädiert aufgrund der Zentralität des Wettbewerbsproblems für eine Beschleunigung der Zusammenlegung und ruft die Bundesnetzagentur dazu auf, auch weiterhin bestimmt in diesem Prozess vorzugehen. In der Anordnung einer Marktgebietszusammenlegung sieht die Monopolkommission die Ultima Ratio. Darüber hinaus sieht die Monopolkommission die Einrichtung einer einheitlichen Marktgebiete-Kooperationsplattform als sinnvoll an. Diese sollte neben Kapazitäten auch Entgelte ausweisen und neben den marktgebietsaufspannenden auch die nachgelagerten Netzbetreiber einbeziehen.

**35.*** Mit Einführung eines neuen *Bilanzierungssystems* im Gassektor verfolgt die Bundesnetzagentur das Ziel, ein transparentes, kostenorientiertes, diskriminierungsfreies, für alle Marktgebiete geltendes System zu erschaffen, um dadurch die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen und somit den Wettbewerb zu fördern. Die Monopolkommission begrüßt den Systemwechsel mit der Einführung von GABi Gas. Durch den Wechsel von der Stundenbilanzierung zur Tagesbilanzierung, den die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten 49 gefordert hatte, erhöht sich die Verantwortung der Netzbetreiber in einem deutlichen Umfang. Für die Bilanzkreisverantwortlichen nimmt die Komplexität der Belieferung deutlich ab. Kritisch sieht die Monopolkommission allerdings die Vereinbarkeit des Systemwechsels mit der deutschen Gasnetzzugangsverordnung und höherrangigem Recht sowie die sozialisierende Wirkung des Umlagekontos je Marktgebiet. Bei der Bestimmung der Ausgleichsenergieentgelte wird ein Korb von Referenzpreisen herangezogen. Dieses Vorgehen soll die Volatilität der Preisentwicklung reduzieren. Die Monopolkommission sieht allerdings das Zustandekommen der gewählten Preise problematisch. Nicht alle herangezogenen Handelsplattformen sind liquide und es müssen zum Teil OTC-Preise oder Vortageswerte ersatzweise herangezogen werden. Die Monopolkommission weist hier auf die Gefahr von Verzerrungen hin. Dem gebildeten Preis für die Ausgleichsenergieentgelte fehlt damit die gewünschte Aussagekraft. Die Monopolkommission empfiehlt weiterhin, die Liquidität der Börsen zu stärken, damit den dort gebildeten Preisen auch wirklich eine Leitfunktion zukommen kann.

**36.*** Am 1. Januar 2009 ist die *Anreizregulierung* für die Strom- und Gasnetze in Kraft getreten. Zu ihrer Vorbereitung hat die Bundesnetzagentur zwei Entgeltgenehmigungsrunden durchgeführt, welche die Ausgangsbasis für die Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung bilden. In dieser wurden zum Teil deutliche Kostenkürzungen dadurch erreicht, dass die Regulierungsbehörden im Gegensatz zu einigen Netzbetreibern methodisch unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung der kalkulatorischen Kostenpositionen gewählt haben. Der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs hat zu umstrittenen Fragen der kostenbasierten Netzentgeltregulierung im Strombereich höchstrichterlich Stellung genommen und die Berechnung der Regulierungsbehörden im Wesentlichen bestätigt. In der zweiten Genehmigungsrunde wurden neben den kalkulatorischen Kostenpositionen weitere Kostenkategorien einer detaillierten Prüfung unterzogen. Die Monopolkommission bemängelt die Verzögerung der Einführung der Anreizregulierung. Hierdurch wurden Ineffizienzen, die mit der Anwendung einer kostenbasierten Entgeltkontrolle einhergehen, um ein weiteres Jahr verlängert.

**37.*** Die Monopolkommission ist besorgt über die uneinheitliche Rechtsanwendung im Rahmen der Netzregulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden. Durch diese kommt es zu regulatorisch induzierten Ungleichbehandlungen von Unternehmen in Abhängigkeit davon, von wem diese reguliert werden. Hierdurch ist die Konsistenz des Regulierungsrahmens gefährdet. Insbesondere kritisiert die Monopolkommission, dass Landesregulierungsbehörden nicht dieselbe politische Unabhängigkeit genießen wie die Bundesnetzagentur. Der hierdurch gegebenen Versuchung einer Industriepolitik auf Landesebene ist zu widerstehen. Außerdem verfügen die Landesregulierungsbehörden nicht über dieselbe Expertise wie die Bundesnetzagentur, da ihnen durch ihre beschränkte Regulierungspraxis nicht dieselben Vergleichsmöglichkeiten gegeben sind. Die Monopolkommission ist daher äußerst skeptisch gegenüber der Regulierung durch die Landesregulierungsbehörden und fordert eine Regulierung anhand einheitlicher Maßstäbe, um Verzerrungen auf den Energiemärkten zu vermeiden.

**38.*** Die Monopolkommission steht der Einführung einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte grundsätzlich positiv gegenüber. Die Unternehmen werden angehalten, sich sowohl an der Produktivititätsentwicklung der Elektrizitäts- bzw. Gasbranche als auch an der eigenen Kostenentwicklung zu orientieren. Von dieser Art der Regulierung gehen allgemein positive ökonomische Anreize hinsichtlich der allokativen, produktiven und dynamischen Effizienz aus. Kritische Punkte bei der Umsetzung der Anreizregulierung sieht die Monopolkommission in der Abgrenzung der beeinflussbaren von den nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen sowie dem Effizienzvergleich, den Kosten für Systemdienstleistungen, der Berücksichtigung von Investitionen sowie der Qualitätsregulierung.

**39.*** Handlungsbedarf besteht bei der Berücksichtigung von Investitionen sowie der Qualitätsregulierung. Zur Gewährleistung hinreichender Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen sind Investitionsbudgets zu genehmigen. *Investitionsbudgets* dienen der Sicherstellung von Netzerweiterungen und -umstrukturierungen. Aus ökonomischer Sicht wird ein Netzbetreiber das Auslösen einer Investition auch davon abhängig machen, ob und in welcher Höhe ein Investitionsbudget genehmigt wurde. Es ist daher nach Ansicht der Monopolkommission unerlässlich, dass die Bundesnetzagentur zeitnah über die beantragten Budgets entscheidet. Des Weiteren ist aus Sicht der Monopolkommission darauf zu achten, dass die Investitionsbudgets um die Erlöse aus dem Engpassmanagement bereinigt werden, da diese für den Ausbau der Netze zu verwenden sind.

**40.*** Zur Gewährleistung eines hinreichenden Maßes an Versorgungssicherheit ist der Aufbau einer zur Anreizregulierung komplementären *Qualitätsregulierung* unabdingbar. Im Strombereich ist der Beginn der Qualitätsregulierung zur zweiten Regulierungsperiode vorgesehen. Für Gas soll die Qualitätsregulierung bei Vorliegen belastbarer Daten erst zur zweiten oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode starten. Als problematisch sieht es die Monopolkommission an, dass immer noch nicht geklärt ist, wie Qualitätsstandards gesetzt und bei Unterschreiten sanktioniert werden. Gleichwohl begrüßt sie die Ankündigung der Bundesnetzagentur, bereits in der ersten Regulierungsperiode ein Q-Element im Strombereich einzuführen. Ziel der Überlegungen zum Q-Element muss ein angemessener Investitions- und Aufwandsanreiz sein, der einen volkswirtschaftlich optimalen Ressourceneinsatz für eine an-

gemessene Zuverlässigkeit und eine bedarfsgerechte Leistungsfähigkeit betriebswirtschaftlich lohnend macht. Vor dem Hintergrund widersprüchlicher Aussagen zur aktuellen Netzqualität sieht es die Monopolkommission als ein Versäumnis der Regulierung an, dass das Qualitätselement nicht bereits zu Beginn der Anreizregulierung implementiert wurde.

**41.*** Im *Einbezug der Gasfernleitungsnetzbetreiber in die Anreizregulierung* ab dem 1. Januar 2010 sieht die Monopolkommission einen längst überfälligen Schritt der Bundesnetzagentur. Die überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber unterliegen bis dato aufgrund einer Ausnahme in der Gasnetzentgeltverordnung keiner Kostenprüfung. Die Bundesnetzagentur hat sich diesem Sachverhalt nun vertieft gewidmet und nach eingehender Prüfung in zehn ergangenen Entscheidungen festgestellt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber keinem Leitungswettbewerb ausgesetzt sind. Die Beschlüsse der Bundesnetzagentur verpflichten die Fernleitungsnetzbetreiber nun dazu, ihre Netzentgelte kostenorientiert zu bilden.

**42.*** Aus wettbewerbspolitischer Perspektive ist die unbedingte Vermeidung von *Engpässen* eine wesentliche Voraussetzung für die fortwährende wettbewerbliche Disziplinierung der bislang marktmächtigen Erzeuger von Strom und der marktmächtigen Anbieter von Gas. Andernfalls kann auf dem Strommarkt durch die hohen, insbesondere politischen Markteintrittsbarrieren eine wettbewerbliche Disziplinierung nicht gewährleistet werden. Auf dem Gasmarkt ist es durch die Abhängigkeit von ausländischen Gasvorkommen und die hierdurch stets gegebene Notwendigkeit einer Durchleitung zum Verbraucher unmöglich, gegebene Engpässe durch zusätzliche Angebote innerhalb eines Marktgebietes wettbewerblich auszugleichen.

**43.*** Die Wohlfahrt ließe sich durch die Auflösung des Engpasses und die hierdurch möglichen Arbitragegeschäfte sukzessive steigern, bis schließlich ein einheitliches Preisniveau in benachbarten Regionen existiert. Trotz der Steigerung der Gesamtwohlfahrt durch Auflösung von Engpässen gibt es gleichwohl individuelle Gewinner und Verlierer. Ihre unterschiedlichen Interessen können dazu beitragen, dass die Beseitigung einer Engpasssituation erhebliche politische Widerstände überwinden muss. Hierbei ist aber zu beachten, dass die Angebotsstrukturen im Stromsektor stark vermachtet und die Preise daher tendenziell überhöht sind. Die Marktöffnung durch Beseitigung der Engpässe an den nationalen Außengrenzen entfaltet eine disziplinierende Wirkung auf die Stromerzeuger und trägt daher zu einer Reduktion der mit der Vermachtung verbundenen Wohlfahrtskosten bei. Die Strategie der Kapazitätszurückhaltung wird nämlich um so weniger profitabel, je mehr andere (potenzielle) Konkurrenten zurückgehaltene Kapazitäten ausgleichen können. Zudem kann bei einem Abbau der Engpässe auch der Markteintritt auf dem Erzeugermarkt durch Kraftwerksbau im Ausland erfolgen, sodass die beschriebenen institutionellen Markteintrittsbarrieren in Deutschland weniger Gewicht haben und weniger marktverschließende Wirkungen entfalten. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass die möglichen Verluste einzelner Interessengruppen aus der Marktöffnung auf dem deutschen Strommarkt bereits kurzfristig von den Wohlfahrtsverbesserungen aus der Belebung des Wettbewerbs aufgewogen würden.

**44.*** Für das Management von Netzengpässen schreibt die Europäische Union marktorientierte Verfahren vor. Um einen effizienten grenzüberschreitenden Handel zu erleichtern, muss die Kapazitätsvergabe im Stromsektor durch explizite (Kapazitäts-)Auktio-

nen oder durch implizite (Kapazitäts- und Energie-)Auktionen erfolgen. In der Praxis ist bei einer expliziten Auktion die optimale Allokation erschwert, weil die Käufer von Übertragungsrechten zum Erwerbszeitpunkt noch keine perfekte Voraussicht im Hinblick auf ihre späteren Lieferbeziehungen besitzen. Die Trennung von Energie- und Kapazitätsmärkten kann daher dazu führen, dass nicht die gesamte Engpasskapazität ausgenutzt wird. Bei einer impliziten Auktion erhält ein für beide Marktregionen einheitliches Handelsbüro alle Übertragungsrechte und koordiniert die Preisbildung auf beiden über den Engpass miteinander verknüpften Marktregionen. Es ermittelt dann für beide Marktregionen den jeweils markträumenden Preis unter der Nebenbedingung, dass die beschränkte Interkonnektorkapazität vollständig ausgelastet wird. In Abhängigkeit von der verbleibenden Preisdifferenz zwischen den Marktgebieten sowie der Kapazität des Engpasses realisiert das Handelsbüro dann einen Arbitragegewinn. Das einheitliche Handelsbüro kann zusätzlich finanzielle Übertragungsrechte im Volumen der physischen Übertragungskapazität schaffen, die den Marktteilnehmern im engpassüberschreitenden Energiehandel als ein Instrument zur Risikoabsicherung dienen können. Die Monopolkommission plädiert für eine diskriminierungsfreie, marktliche Vergabe finanzieller Übertragungsrechte.

**45.*** Implizite Auktionen besitzen den unbedingten Vorzug gegenüber expliziten Auktionen, dass sich Marktmacht allein auf die finanziellen Übertragungsrechte erstrecken kann, während die Ausnutzung der physischen Übertragungskapazitäten von dieser nicht beeinträchtigt werden kann. Marktmächtige Energieerzeuger haben außerdem Anreize zu strategischem, wettbewerbsbehinderndem Verhalten. Damit Marktmacht bei Transaktionen über Netzengpässe keine unmittelbaren Auswirkungen zeigt, sind von der Energieerzeugung unabhängige Handelsbüros zu fordern, deren Arbeit einer wettbewerblichen Aufsicht zu unterwerfen ist. Die Monopolkommission ist daher der Auffassung, dass die Einnahmen aus der Engpassbewirtschaftung vollständig zur Verringerung des jeweiligen Engpasses einzusetzen sind. Der Erlös aus der Engpassbewirtschaftung entspricht im Ideal der Knappheitsrente. Er fällt umso geringer aus, je geringer der Engpass wird. Die implizite Auktion ist dann ein vergleichsweise robuster und von interessengeleiteter Einflussnahme weitgehend freier Mechanismus zur Beseitigung von Engpässen.

**46.*** Innerhalb des deutschen *Stromübertragungsnetzes* existieren (noch) keine permanenten Engpässe. Durch die Förderung der Windenergie sind diese jedoch zu erwarten, wenn nicht rechtzeitig geeignete Netzausbaumaßnahmen ergriffen werden. Bei temporären innerdeutschen Engpässen wenden die Übertragungsnetzbetreiber das kostenbasierte Redispatching an. Beim kostenbasierten Redispatching wird systematisch ignoriert, dass von dem einheitlichen Strompreis ein verfälschtes Preissignal ausgeht. Langfristig können die verzerrten Preissignale für den Erhalt einer ineffizienten Erzeugerstruktur im Raum und das Festhalten an mittlerweile überholten Standortentscheidungen sorgen. Der größte Nachteil des kostenbasierten Redispatching ist, dass dem Übertragungsnetzbetreiber stets die Kosten des Engpassausgleichs erstattet werden, dieser daher keine dem Verfahren inhärenten Anreize besitzt, die Engpasssituation zu vermeiden. Als Alternativen zu dem kostenbasierten Redispatching-Verfahren kommen bei innerdeutschen Netzengpässen das marktbasierte Redispatching, Market Splitting und explizite Auktionen in Betracht. Auktionen würden das Prinzip des deutschlandweit einheitlichen Strompreises aufheben. Redispatching-Verfahren erhalten kurzfristig den

Wettbewerb durch die Wahrung einer einheitlichen Preiszone auf dem Großhandelsmarkt. Der Monopolkommission scheint das kostenbasierte Redispatching zur Behandlung innerdeutscher Netzengpässe dem marktbasierten Redispatching-Verfahren überlegen zu sein.

**47.*** Erst bei strukturellen innerdeutschen Engpässen ist Market Splitting als Verfahren zur Engpassbehandlung vorzuziehen. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass gerade seine Eigenschaft, kurz- bis mittelfristig Engpässe zu erhalten und hierdurch den Wettbewerbsdruck auf die bereits mit Erzeugungskapazitäten auf den Teilmärkten vertretenen Erzeuger zu schwächen, gegen Market Splitting als ein generelles Verfahren zum Umgang mit Engpasssituationen im Stromsektor spricht. Market Splitting ist daher nur unter der Bedingung das gebotene Verfahren, dass strukturelle Engpässe vorliegen, die nicht länger als vorübergehend bezeichnet werden können, und dass die Zahl der getrennten Marktregionen klein bleibt.

**48.*** An allen deutschen Landesgrenzen, mit der Ausnahme von Österreich, sind gegenwärtig temporäre oder permanente Netzengpässe zu beobachten. In der Vergangenheit wurden diese überwiegend mit expliziten Auktionen bewirtschaftet. Die Engpasssituation an den deutschen Grenzen der Übertragungsnetze wird sich nach Auffassung der Monopolkommission in Zukunft weiter verschärfen. Ausschlaggebend hierfür ist zum einen die Tatsache, dass regelmäßig politische Hinderungsgründe Leitungsbauprojekten im Wege stehen. Zum anderen hemmen Unsicherheiten aus der Androhung einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung die Anreize in den Netzausbau. Der Monopolkommission vermittelt sich der Eindruck, dass die Übertragungsnetzbetreiber Engpasserlöse nur sehr zurückhaltend in den Abbau von grenzüberschreitenden Engpässen investieren. Daher sollten auf europäischer wie auf nationaler Ebene die EG-Verordnung Nr. 1228/2003 und § 15 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) so angepasst werden, dass die bei der Bewirtschaftung von Engpässen an den Grenzkuppelstellen anfallenden Erlöse ausschließlich zur Beseitigung dieser Engpässe eingesetzt werden können.

**49.*** Die Monopolkommission setzt sich dafür ein, dass internationale Engpässe im Stromnetz durch implizite Auktionen bewirtschaftet werden. Bei der Ausgestaltung ist darauf zu achten, dass die Engpässe an verschiedenen Grenzen in untereinander kompatiblen Systemen zusammengefasst werden können, damit eine vollständige Marktintegration ohne gegenläufige Effekte erfolgt. Die Schwierigkeiten bei der Einführung des Open Market Coupling an der Grenze zu Dänemark verdeutlichen, dass die Integration weiterer Marktgebiete und nationaler Börsen einen erheblichen Implementierungs- und Koordinationsaufwand verursachen wird. Der Monopolkommission scheinen daher zukünftig begleitende koordinierende Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden und der von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) geboten. ACER soll die Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Engpässe harmonisieren. Hierbei ist nach Auffassung der Monopolkommission zukünftigen Kompetenzstreitigkeiten dringend vorzubeugen, indem ACER als eine unabhängige Institution angelegt und mit klaren Entscheidungs-, Sanktions- und Leitlinienkompetenzen ausgestattet wird.

**50.*** Im *Gassektor* können zwei Arten von Engpässen unterschieden werden: zum einen der vertraglich bedingte und zum anderen der physische Engpass. Der Monitoringbe-

richt der Bundesnetzagentur legt dar, dass es in Deutschland zwischen den Marktgebieten in großem Umfang vertragliche Engpässe gibt. Die vorrangige Zuweisung von Kapazitäten in langfristigen Kapazitätszusagen stellt dabei den Hauptgrund dar. Den hohen langfristigen Buchungen stehen allerdings niedrige physische Auslastungsquoten gegenüber. Aus Mangel an festen Kapazitäten müssen von Transportkunden zunehmend unterbrechbare Kapazitäten gebucht werden. Auch an den internationalen Grenzkuppelstellen sind zahlreiche Engpässe zu verzeichnen. Die aktuelle Situation ist in der Summe aus Sicht der Monopolkommission unbefriedigend. Für neue Anbieter stellt die fehlende Möglichkeit, feste Transportkapazitäten zu buchen, eine erhebliche strukturelle Markteintrittsbarriere dar. Die Ausweichlösung, unterbrechbare Kapazitäten zu nominieren, stellt einen deutlichen Wettbewerbsnachteil gegenüber den etablierten Unternehmen mit langfristigen Kapazitätsbuchungen dar und ist mit einer zunehmenden Unsicherheit verbunden. Sekundärmärkte haben in der gegenwärtigen Konstellation ebenfalls keine Möglichkeit, ihre Wirkung zu entfalten.

**51.*** Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt stellt im Gassektor die Kapazitätssituation im Inland das signifikante Wettbewerbshemmnis dar. Die Implementierung eines Engpassmanagements scheitert an der Verfügbarkeit freier Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten. Mit dem Ziel, ein diskriminierungsfreies Kapazitätsmanagement auch im Gassektor zu realisieren, empfiehlt die Monopolkommission, an den Entry- und Exit-Punkten explizite Auktionen durchzuführen. Implizite Auktionen würden einen liquiden Großhandelsmarkt voraussetzen. Dieser ist im Gassektor nicht vorhanden, daher muss auf explizite Auktionen zurückgegriffen werden. Die Gaskapazitäten sollten mit lang- bis mittelfristigem Horizont, d.h. Jahres-, Monats- und Wochenkapazitäten, verauktioniert werden. Um freie Kapazitäten in den Markt zu bekommen sieht die Monopolkommission die Notwendigkeit, ein „Transmission Capacity Release"-Programm aufzulegen, welches aus langfristigen Kapazitätszusagen bedient wird. Die bisherigen Inhaber langfristiger Rechte werden dazu angehalten, anteilig Kapazitäten abzugeben oder in kurzfristige Kapazitäten umzuwandeln. Die Einnahmen, die aus den expliziten Auktionen resultieren, sollten nach Auffassung der Monopolkommission zur Engpassbeseitigung verwendet werden. Auch wenn gegenwärtig eine hohe Zahl von vertraglichen Engpässen im deutschen Gasnetz konstatiert werden kann, vermutet die Monopolkommission, dass – sollten physische Kapazitäten in spürbarer Menge verauktioniert werden – keine relevante Überschussnachfrage mehr vorhanden sein wird und dementsprechend auch nur geringe Einnahmen entstehen werden. Der Bedarf zum Netzausbau wird sich folglich als gering darstellen. Letztlich sollte die Entscheidung zum Netzausbau aber von der Bundesnetzagentur getroffen werden. Bei expliziten Auktionen mit physischen Übertragungsrechten entsteht zusätzlich die Gefahr der Hortung von Kapazitäten, welche bei impliziten Auktionen nicht gegeben ist. Die Gasnetzzugangsverordnung ist in einer Weise abzuändern, dass die Bundesnetzagentur mit der Kontrolle über Kapazitätshortung und dem Entzug gehorteter Kapazitäten zu beauftragen ist.

**52.*** Im Rahmen des grenzüberschreitenden Handels empfiehlt die Monopolkommission, ein Engpassmanagement zu implementieren, welches auf der Basis von expliziten Auktionen Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen vergibt. Auch hier ist die Vergabe signifikanter Mengen auf Jahres-, Monats- und Wochenebene sinnvoll. Die vollständige Zweckbindung der Auktionserlöse ist wiederum das Mittel der Wahl, das Investitionen

in neue Infrastruktur richtig priorisiert. Ein Wahlrecht zur Erlösverwendung wird von der Monopolkommission abgelehnt. Aus Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit ist die Zweckbindung ebenfalls weitaus effektiver als das Wahlrecht. Zur Umsetzung einer vollständigen Zweckbindung wird eine Rechtsänderung erforderlich sein. Ferner stellt sich die Frage nach der verfassungsrechtlichen Durchsetzbarkeit. Die Monopolkommission gibt darüber hinaus zu bedenken, dass eine internationale Koordination dieser Maßnahme notwendig ist. Diesbezügliche Anstrengungen könnten zum Beispiel von der ACER angestoßen werden. Die Implementierung der expliziten Auktion auch für das grenzüberschreitende Engpassmanagement würde eine Änderung der Gasnetzzugangverordnung erforderlich machen. Analog zu den nationalen Engpässen ist eine Missbrauchsaufsicht zur Sanktionierung von Kapazitätshortungen unverzichtbar. Die Aufsichtsfunktion sollte von der Bundesnetzagentur übernommen werden und die Gasnetzzugangsverordnung entsprechend abgeändert werden.

**53.*** *Regelenergie* wird in *Stromnetzen* benötigt, um temporäre Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung auszugleichen. Systematisch wird sie nach Verfügbarkeiten in Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve unterschieden. Die Beschaffung von Regelenergie wird von den Übertragungsnetzbetreibern über ein marktliches Verfahren organisiert. § 22 Abs. 2 EnWG verpflichtet sie, Regelenergie in einem diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren auszuschreiben und hierzu eine gemeinsame Internetplattform zu betreiben. Die Zahl der Anbieter auf den Regelenergiemärkten ist begrenzt. Primärregelenergie- und Sekundärregelenergiemarkt sind weiterhin durch die Strukturen eines bilateralen Oligopols gekennzeichnet. Bezogen auf die einzelnen Regelzonen lassen sich die Märkte für Primär- und Sekundärregelenergie als beschränkte Monopsone bezeichnen. Der Minutenreservemarkt kommt einer wettbewerblichen Marktstruktur näher als die übrigen beiden Regelenergiemärkte. Die geringe Teilnehmerzahl auf den Märkten begründet sich in den technischen Voraussetzungen für eine Präqualifikation. Die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Bereitstellung speziell von Primär- und Sekundärregelenergie erfordern hohe Investitionen der Netzbetreiber und Erzeuger in eine entsprechende Regeltechnik und in Kraftwerksanlagen.

**54.*** Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass die Ausgestaltung der Regelenergiebeschaffung nicht hinlänglich berücksichtigt, dass auf den Regelenergiemärkten die Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager zumeist eigenen Konzernschwestern als Anbietern von Regelenergie gegenüberstehen. Hierdurch sind im Bereich der Primär- und Sekundärregelung Anreize für die Verbundunternehmen gegeben, das Preisniveau über die jeweiligen Grenzkosten von Vorhaltung und Erzeugung zu übersteigern. Die Regelenergiekosten stellen für die Verbundunternehmen bei der vorherrschenden Marktstruktur überwiegend einen durchlaufenden Posten dar. Auch die Anreizregulierung kann diese Mechanismen nicht wirksam eindämmen.

**55.*** Die Monopolkommission tritt dafür ein, die technischen und regulativen Rahmenbedingungen des Regelenergiemarktes insbesondere im Hinblick auf ein stärker wettbewerblich ausgerichtetes Angebot kontinuierlich zu überprüfen. Sie begrüßt das von der Bundesnetzagentur eingeleitete Feststellungsverfahren zum Einsatz von Regelenergie. Neben dem Gesichtspunkt der Vermeidung einer Ressourcenverschwendung durch das Gegeneinanderregeln benachbarter Regelzonen sollten allerdings auch die Marktzugangsbedingungen im Interesse einer effizienten Leistungserstellung einer erneuten

Überprüfung unterzogen werden. Insbesondere erscheinen hier Reduktionen der technischen Präqualifikationsanforderungen, eine weitere Verkürzung der Angebotszeiträume sowie Möglichkeiten zum regelzonenübergreifenden Pooling von Sekundärregelenergie möglich. Sollte es auch längerfristig nicht gelingen, bei der Primärregelung und der Sekundärregelung die gebotene spürbare Belebung des Wettbewerbs zu erwirken, ist nach Auffassung der Monopolkommission die Herauslösung der Primär- und der Sekundärregelung aus der marktlichen Vergabe und die Rückkehr zu einer Ex-ante-Preisregulierung in Betracht zu ziehen.

**56.*** Derzeit kommt die Sekundärregelung wesentlich häufiger zum Einsatz als die Minutenreserve. Nach Auffassung der Monopolkommission ist unbedingt auf eine Verschiebung des Gewichtes innerhalb des Regelenergiesegments von der Sekundärregelung hin zur wettbewerblicheren und kostengünstigeren Minutenreserve zu drängen. Hierzu ist die Einführung einer automatisierten Abrufpraxis auch bei der Minutenreserve zu fordern.

**57.*** Die Monopolkommission schließt nicht aus, dass Gegeneinanderregeln in den vier Regelzonen des deutschen Übertragungsnetzes auch als Teil bewusster Strategie bei einem einzelnen oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern auftritt. Eine Vereinigung der vier Regelzonen zu einer bundesweiten Regelzone würde bei einem unabhängigen Netzbetreiber dazu führen, dass die ökonomischen Anreize zum übermäßigen Einsatz von Regelenergie reduziert würden. Eine Möglichkeit zur Vermeidung des Gegeneinanderregelns, die derzeit von der Bundesnetzagentur geprüft wird, liegt in der Einrichtung einer zentralen Regelinstanz. Die Monopolkommission unterstützt das Vorhaben der Bundesnetzagentur nachdrücklich und ist der Auffassung, dass eine Zusammenführung der bislang vier Regelzonen unter einem Dach ernsthaft zu erwägen ist. Um den effizienten Einsatz von Regelenergie unabhängig von sich gegebenenfalls überschneidenden Eigentümerinteressen vertikal integrierter Verbundunternehmen dauerhaft gewährleisten zu können, ist auf die Unabhängigkeit der zentralen Regelinstanz zu drängen. Zum Ausschluss von Quersubventionierungs- und Diskriminierungspotenzialen auf den Regelenergiemärkten sollte daher die Regelungskontrolle nicht bei einem Unternehmen liegen, das zugleich als Erzeuger auf den Regelenergiemärkten auftritt.

**58.*** Im *Gassektor* wird *Regelenergie* zur Sicherstellung des ausreichenden Gasflusses und der Systemstabilität innerhalb eines Marktgebietes benötigt. Die marktorientierte Beschaffung von Regelenergie im Gassektor ist unterentwickelt. Am 1. Oktober 2008 trat ein neues Regel- und Ausgleichsenergiesystem in Kraft, welches neben den Regelungen zur Bilanzierung auch Regelungen zur Beschaffung von Regelenergie enthält. Die Monopolkommission bedauert, dass Daten zum Umfang des Regelenergievolumens in Deutschland in keinem belastbaren Maße vorliegen, und schlägt daher vor, dass eine Bündelung der Daten durch die Bundesnetzagentur im Rahmen ihres Monitoring erfolgt. Sollte dies rechtlich nicht umsetzbar sein, plädiert die Monopolkommission dafür, dass die Bundesnetzagentur im Bereich der Regelenergie eine Festlegungskompetenz erhält, die durch den Gesetzgeber zu erteilen wäre.

**59.*** Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen von GABi Gas allgemeine Vorschläge zur Ausgestaltung der Beschaffungsverfahren für Regelenergie gemacht, welche im Rahmen der Neufassung der Kooperationsvereinbarung (KoV III) von den Gasnetzbetreibern konkretisiert wurden. Die Beschaffung von Regelenergie erfolgt nach einem

mehrstufigen Modell. Zunächst wird die sog. interne Regelenergie, die aus dem Netzpuffer und weiteren dem Netz zugehörigen Speichern gewonnen wird, verwendet. Lastschwankungen, die sich aus ungeplanten Differenzen der Transportkunden ergeben, dürften zu einem großen Teil aus dem Netzpuffer ausgeglichen werden können. Der Netzpuffer wird in der Anreizregulierung unzureichend im Rahmen des Effizienzvergleichs über den Parameter Leitungsdurchmesser berücksichtigt. Dies setzt Anreize, den Netzpuffer abzubauen, was wiederum zu Fehlallokationen führen würde, weil die langfristigen Betriebs- und Kapitalkosten des Netzpuffers unter den Kosten externer Regelenergie liegen.

**60.*** Die Monopolkommission fordert die Bundesnetzagentur auf, zeitnah eine angemessene Lösung für die Berücksichtigung des Netzpuffers zu finden. Externe Regelenergie soll erst dann eingesetzt werden, wenn die Möglichkeiten des lokalen und netzübergreifenden Einsatzes von Regelenergie ausgeschöpft sind. Sie wird von Transportkunden und Speicherbetreibern bereitgestellt und stellt die kostenintensivste Form der Regelenergiebeschaffung dar.

**61.*** Die Festlegung der Bundesnetzagentur hat für die Ausgestaltung des Regelenergiemarktes einen wichtigen Impuls gegeben. Die Monopolkommission spricht sich für eine Stärkung des Regelenergiemarktes im Gassektor aus und hält die Gewährleistung eines effizienten Netzbetriebs für ein Kernelement des wettbewerblichen Gasmarktes. Die Monopolkommission sieht weiteres Optimierungspotenzial. Nach ihrer Ansicht ist neben der Verminderung der Zahl der Marktgebiete auch eine Standardisierung der Produkte anzustreben. Als mittelfristiges Ziel muss der Handel von Regelenergie über eine Plattform erfolgen. Hier stellt die Monopolkommission den Vorschlag zur Diskussion, die Regelenergie ausschließlich an der Börse zu handeln, um deren Liquidität zu erhöhen. Ein weiterer Kritikpunkt ist die fehlende Transparenz hinsichtlich der Verfahren zur Bestimmung des Regelenergiebedarfs. Transparenz wäre auch hinsichtlich des Volumens der Netzpuffer angezeigt. Die Monopolkommission empfiehlt die Ermittlung des Netzpuffervolumens seitens der Bundesnetzagentur, um eine optimale Ressourcenallokation sicherzustellen.

**62.*** Der deutsche *Erdgasspeichermarkt* hat aufgrund seiner Größe und seiner geografischen Lage einen hohen Stellenwert in der Europäischen Union. In Deutschland ist eine Vielzahl von Investitionen in neue Speicherkapazitäten geplant. Die Realisierung aller Projekte bedeutet eine Erhöhung der Speicherkapazitäten um etwa 40 %.

**63.*** Die Monopolkommission sieht alle Voraussetzungen für die Etablierung eines Speicherwettbewerbs in Deutschland als gegeben an. Ausgehend von einer Aufstellung der aktuellen und geplanten Speicherkapazitäten konstatiert sie eine gewisse angebots- und nachfrageorientierte Konzentration, die sie weiter untersucht. Die geplanten Projekte verändern die Verhältnisse nur geringfügig. Die Untersuchungen der Monopolkommission gelangen zu dem Ergebnis, dass der Markt insgesamt als moderat konzentriert eingestuft werden kann.

**64.*** Die Monopolkommission identifiziert zwei grundlegende Probleme auf dem Speichermarkt in Deutschland. Zum einen stellt sie die Frage, ob die Konzentration bei einer Abgrenzung nach Marktgebieten nicht sehr viel höher wäre, und zum zweiten sieht sie Anzeichen dafür, dass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten das Angebot bei Weitem übersteigt. Ein weiteres Problem ist struktureller Natur. Es sind Unternehmen

als Erdgasspeicherbetreiber tätig, die aufgrund der Langfristigkeit von Lieferverträgen mit ausländischen Lieferanten auch Speicherkapazitäten langfristig buchen wollen. Ob dabei auch strategisches Verhalten eine Rolle spielt, kann unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht zweifelsfrei festgestellt werden.

**65.*** Aus Sicht der Monopolkommission ist die Transparenz auf dem Speichermarkt entwicklungsbedürftig. Die Speicherbetreiber kommen zwar grundsätzlich ihren durch das Energiewirtschaftsgesetz vorgegebenen Veröffentlichungspflichten nach und halten sich an die Maßgaben der Guidelines of Good Practice for Storage System Operators, dennoch lassen sich keine Aussagen zur tatsächlichen Kapazitätssituation der Speicher treffen. Die Monopolkommission fordert daher eine Ausweitung der Veröffentlichungspflichten für Speicherfüllstände.

**66.*** Deutschland hat sich für den verhandelten – und damit nicht regulierten – Speicherzugang auf vertraglicher Basis entschieden. Die Monopolkommission begrüßt dies und spricht sich ebenfalls gegen die Regulierung des Speicherzugangs aus. Sie sieht allerdings in der Etablierung eines marktorientierten Kapazitätsmanagement eine wichtige Säule für die Weiterentwicklung eines wettbewerblichen Marktes. Sie regt daher die Auktionierung von Kapazitäten an, die nach ihrer Auffassung mit dem Use-it-or-lose-it-Prinzip kombiniert werden sollten.

**67.*** In der *Fusionskontrolle* verfolgt das *Bundeskartellamt* seit einiger Zeit eine sehr restriktive Untersagungspolitik bei Beteiligungen von marktbeherrschenden Vorlieferanten an Weiterverteilerkunden. Dieses Vorgehen entspricht dem Hinweis der Monopolkommission, dass eine Vielzahl von Zusammenschlüssen, die unterhalb einer Spürbarkeitsgrenze oder auch virtuellen Bagatellschwelle liegen, denselben Effekt haben können wie eine Fusion, die über der Grenze liegt. Das Bundeskartellamt hat dies aufgegriffen und im Folgenden eine wirtschaftliche Gesamtbetrachtung statt einer Mengenbetrachtung in Einzelfällen vorgenommen. Die Zahl vertikaler Zusammenschlüsse ist seither rückläufig, obwohl der Trend festzustellen ist, dass verstärkt Kooperationen und Zusammenschlüsse von Stadtwerken ohne Beteiligung der großen Verbundunternehmen erfolgen. Vermehrt auszumachen sind in diesem Zusammenhang Einkaufs- und Vertriebskooperationen. Insbesondere Vertriebskooperationen sieht die Monopolkommission als sehr kritisch an, da diese kartellierend wirken können. Weiterhin ist das Bundeskartellamt zunehmend dazu übergegangen, in wettbewerblich problematischen Fällen Freigaben mittels Zusagenentscheidung zu erteilen.

**68.*** Das angemeldete Vorhaben der EnBW, im Rahmen einer strategischen Partnerschaft einen Anteil von 26 % an der EWE zu erwerben, wurde vom Bundeskartellamt zunächst abgemahnt. Das Bundeskartellamt kam zu dem vorläufigen Schluss, dass der Zusammenschluss auf den Gasmärkten in den neuen Bundesländern zur Verstärkung marktbeherrschender Stellungen von Beteiligungsunternehmen der EnBW und von EWE führen würde. Darüber hinaus sei zu erwarten, dass potenzieller Wettbewerb vermindert würde. Am 6. Juli 2009 gab das Bundeskartellamt den Erwerb von 26 % der EWE-Anteile schließlich unter der Auflage frei, dass sich EWE und EnBW alternativ von einer ihrer jeweils wettbewerblich problematischen Unternehmensbeteiligungen an Gasversorgern trennen. Auch die Monopolkommission hegt erhebliche wettbewerbliche Bedenken gegenüber der geplanten Partnerschaft. Große Vorbehalte hat die Monopolkommission hinsichtlich der Stellung von EWE im Wettbewerb, der fortschreitenden Konsolidierung im Gassektor und der Gefahr, ursprünglich getroffene Entscheidungen

zu unterlaufen. Der Monopolkommission erscheint bedeutend, auf die Zusammenhänge zwischen dem aktuellen Fall und dem Ministererlaubnisfall E.ON/Ruhrgas hinzuweisen.

**69.*** Im Bereich der *Missbrauchsaufsicht* werden zunehmend die Verfahren der *Europäischen Kommission* für den in seiner Integration fortschreitenden europäischen Strommarkt relevant. Gegenwärtig ist es wohl das Bestreben der Kommission, ihr Ziel einer eigentumsrechtlichen Entflechtung in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, das sie aufgrund des Widerstandes der Mitgliedstaaten nicht auf dem Wege der Gesetzgebung umsetzen kann, mithilfe ihrer weitreichenden Befugnisse im Wettbewerbsrecht durchzusetzen. Sie kann die ihr durch die betroffenen Unternehmen angebotenen strukturellen Veräußerungszusagen als marktstrukturelle Abhilfemaßnahmen für verbindlich erklären und hiernach ein Verfahren einstellen.

**70.*** Im Gasbereich hatte die Europäische Kommission gegen RWE wegen der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung nach Art. 82 EG ermittelt. Um die Bedenken der Kommission auszuräumen, hat RWE angeboten, sein gesamtes westdeutsches Gasfernleitungsnetz einschließlich der dazugehörigen Vermögenswerte und Dienstleistungen zu veräußern. Die Europäische Kommission hat eine Entscheidung erlassen, mit der die angebotenen Verpflichtungszusagen verbindlich werden. Ihre Untersuchungen gegen RWE hat sie eingestellt. Im Strombereich hatte die Europäische Kommission gegen E.ON in zwei Verfahren wegen des Verdachts der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung nach Art. 82 EG ermittelt. Die Verfahren wurden eingestellt, nachdem E.ON sich verpflichtete, insgesamt ca. 5.000 MW Erzeugungskapazität an unabhängige Unternehmen zu veräußern. Ferner veräußert E.ON Teile seiner Übertragungsnetzsparte. Die Monopolkommission hat im E.ON-Fall begründete Zweifel an der Geeignetheit, Erforderlichkeit und Verhältnismäßigkeit der Zusagenentscheidung der Europäischen Kommission.

**71.*** Die Monopolkommission stimmt zwar mit der Europäischen Kommission in der Auffassung überein, dass sich die großen Wettbewerbsdefizite auf den Märkten für leitungsgebundene Energien primär durch den Einsatz strukturpolitischer Instrumente beheben lassen, gleichzeitig hält sie aber den Einsatz des Instruments der Verpflichtungszusage für äußerst kritisch. In den vorliegenden Fällen wurde das politische Ziel einer adäquaten Gestaltung der Marktstruktur in sachwidriger Weise mit Missbrauchsverfahren gegen marktbeherrschende Verbundunternehmen verknüpft. Die Vorgehensweise der Europäischen Kommission trifft daher auf die größten Bedenken der Monopolkommission. Sie sieht in der Institution der freiwilligen Verpflichtungszusage in Missbrauchsverfahren gerade für vergleichsweise politisch orientierte Aufsichtsbehörden wie die Europäische Kommission bedenkliche Möglichkeiten gegeben, eigene politische Ziele durchzusetzen, die jenseits des begründeten Interesses an einer nachhaltigen Abstellung wettbewerbswidriger Verhaltensweisen liegen. Durch Zusagenentscheidungen entziehen sich zudem die Vorgehensweise der Europäischen Kommission und die Ergebnisse der vorläufigen Beurteilung einer gerichtlichen Überprüfung. Durch diese mit systematisch herbeigeführten Zusagenentscheidungen verbundene mangelhafte gerichtliche Kontrolle könnte daher nach Auffassung der Monopolkommission auf lange Sicht die für ein stabiles Marktgefüge unerlässliche Rechtssicherheit gefährdet sein.

**72.*** Die Untersagung des Bundeskartellamtes zu den *langfristigen Gaslieferverträgen* ist bis zum 30. September 2010 befristet. Zum aktuellen Zeitpunkt hegt die Monopol-

kommission Zweifel daran, dass die Wettbewerbsentwicklung in den nächsten rund eineinhalb Jahren soweit fortgeschritten sein wird, dass auf die Untersagung verzichtet werden kann. Sie regt daher an, dass das Bundeskartellamt bei seiner laufenden Sektoruntersuchung diesem Punkt ein besonderes Augenmerk zukommen lässt und eine Verlängerung der Untersagung des Abschlusses für weitere zwei Jahre in Betracht zieht.

**73.*** Das *Bundeskartellamt* hat *Missbrauchsverfahren* insbesondere auf der Grundlage des neuen § 29 GWB gegen Gasversorger wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Gaspreise für Haushalts- und Gewerbekunden geführt. Sämtliche Verfahren wurden mit Zusagenlösungen beendet. Die Zusagen enthielten in erster Linie die Verschiebung von oder den Verzicht auf Preiserhöhungen, die auf Bezugskostensteigerungen basierten, sowie Bonuszahlungen und Preisnachlässe auf verbrauchte kWh und die Überarbeitung der Preisgestaltung. Die Monopolkommission sieht in der Anwendung von § 29 GWB kein geeignetes Instrument zur Verwirklichung eines wettbewerblichen Gasmarktes. Kritisch ist, dass § 29 GWB nicht an den eigentlichen Ursachen eines fehlenden Wettbewerbs im Energiesektor ansetzt. Die Monopolkommission geht davon aus, dass die große Aufmerksamkeit, die die Verfahren in Deutschland auf sich gezogen haben, der Grund für die umfangreichen Zusagenangebote der betroffenen Unternehmen ist.

**74.*** Dadurch, dass das Bundeskartellamt gleichzeitig Verfahren gegen 35 Gasversorger eingeleitet hat, sind erhebliche Markteintrittsbarrieren entstanden. Gleichzeitig hat sich die durch § 29 Abs. 1 Nr. 1 GWB induzierte Gefahr eines Parallelverhaltens und damit einer Preisgleichschaltung gegenüber Endverbrauchern erhöht. Nach Auffassung der Monopolkommission wäre es sehr viel sinnvoller gewesen, die Wechselbereitschaft der Endkunden zu fördern und den dadurch entstehenden Preisdruck wirken zu lassen. Darüber hinaus entfalten die Zusagen der betroffenen Unternehmen, die insbesondere aus Rückerstattungen, Bonuszahlungen und dem Verzicht auf Preiserhöhungen bestehen, erhebliche Marktverschlusseffekte, weil sie wie ein „Quasi-Kundenbindungsprogramm“ wirken. Letztlich mag die finanzielle Kompensation der Endkunden zwar eine gute Außenwirkung haben, dem Wettbewerb nutzt sie allerdings wenig. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Monopolkommission, dass das Bundeskartellamt auch strukturelle Zusagen angenommen hat. Sie plädiert dafür, in eventuellen zukünftigen Fällen Einigungen auf der Basis von strukturellen Maßnahmen zu erzielen. Mit großem Bedauern stellt die Monopolkommission fest, dass von den Verfahren falsche Signalwirkungen an die Endkundenebene gesendet werden. Es entsteht der Eindruck, dass das Bundeskartellamt die disziplinierende Wirkung eines Anbieterwechsels durch die Regulierung der Preise übernimmt.

**75.*** Die Monopolkommission sieht wie das Bundeskartellamt in der unterschiedlichen Handhabung der Erhebung von *Konzessionsabgaben* bei Grundversorgern und Drittlieferanten Anhaltspunkte für einen Behinderungsmissbrauch. Konzessionsabgaben können eine erhebliche Markteintrittsbarriere für neue Wettbewerber darstellen. Da das Ziel des Verordnungsgebers, eine wettbewerbsneutrale Ausgestaltung der Regelungen zu den Konzessionsabgaben zu finden, nach Auffassung der Monopolkommission verfehlt wurde, empfiehlt sie eine rechtliche Klarstellung.

**76.*** Für die sachgerechte Umsetzung des Gutachtenauftrags ist die Monopolkommission auf die Einsicht in die Verfahrensakten der Bundesnetzagentur angewiesen. Die

darin enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Unternehmen machen eine gesetzliche Regelung des *Akteneinsichtsrechts* der Monopolkommission bei der Bundesnetzagentur notwendig. Die Monopolkommission erachtet es daher als erforderlich, dass bei einer zukünftigen Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes dem Gutachtenauftrag eine Befugnisnorm für die Akteneinsicht analog zu § 121 Abs. 2 Telekommunikationsgesetz beigefügt wird.

# 1. Einführung

## *1.1 Der gesetzliche Auftrag*

**1.** Die Monopolkommission erstellt nach § 62 Abs. 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)[1] alle zwei Jahre ein Gutachten, in dem sie den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs und die Frage beurteilt, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht, die Anwendung der Vorschriften dieses Gesetzes über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht würdigt und zu sonstigen aktuellen wettbewerbspolitischen Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas Stellung nimmt.

**2.** In Satz 2 wird geregelt, dass das Gutachten in dem Jahr abgeschlossen sein soll, in dem kein Hauptgutachten nach § 44 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vorgelegt wird. Gemäß § 62 Abs. 2 EnWG wird das Gutachten der Bundesregierung überreicht. Die Bundesregierung legt dieses den gesetzgebenden Körperschaften vor und nimmt in angemessener Frist Stellung. Das Gutachten wird zu dem Zeitpunkt, zu dem es von der Bundesregierung den gesetzgebenden Körperschaften zugeleitet wird, von der Monopolkommission veröffentlicht.

**3.** Das Energiewirtschaftsgesetz beauftragt die Monopolkommission zu prüfen, ob ein „funktionsfähiger Wettbewerb" auf den Märkten der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung besteht. Der Begriff ist vom Gesetzgeber nicht definiert worden. Nach Auffassung der Monopolkommission bezeichnet der Begriff des „funktionsfähigen Wettbewerbs" einen strukturell gesicherten Wettbewerb, der auch dann fortbesteht, wenn die wettbewerbsgestaltende Regulierung zurückgeführt wird.[2] Demgemäß steht für die Monopolkommission die Prognose der Wettbewerbsprozesse im Falle einer Rückführung der sektorspezifischen Regulierung im Vordergrund.[3] Hierzu bedarf es zunächst einer Abschätzung, inwieweit bestehende Wettbewerbsprozesse regulatorisch oder strukturell bedingt sind. Die „Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs" ist dabei nicht gleichzusetzen mit der Abwesenheit von Marktbeherrschung. Das zeigt bereits der Umstand, dass es in vielen Sektoren marktbeherrschende Unternehmen gibt, ohne dass es sinnvoll wäre, von der Möglichkeit einer sektorspezifischen Regulierung Gebrauch zu machen.

**4.** Für die Übernahme des Begriffs des „funktionsfähigen Wettbewerbs" auf die Märkte der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas bedarf es einer differenzierten Betrachtung. Die sektorspezifische Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte bei der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas erfasst per se alle Betrei-

1 Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970.

2 Vgl. Monopolkommission, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten 49, Baden-Baden 2008, Tz. 3 f.; dies., Wettbewerbsentwicklung bei der Telekommunikation 2005: Dynamik unter neuen Rahmenbedingungen, Sondergutachten 43, Baden-Baden 2006, Tz. 10; dies., Telekommunikation und Post 2003: Wettbewerbsintensivierung in der Telekommunikation – Zementierung des Postmonopols, Sondergutachten 39, Baden-Baden 2004, Tz. 9; dies, Wettbewerbsentwicklung bei Telekommunikation und Post 2001: Unsicherheit und Stillstand, Sondergutachten 33, Baden-Baden 2002, Tz. 9 f.

3 So gesehen, ergibt sich bei der Beurteilung der Monopolkommission, ob ein „funktionsfähiger Wettbewerb" oder ein „nachhaltig wettbewerbsorientierter" Markt vorliegt, kein inhaltlich bedeutender Unterschied.

ber von Energieversorgungsnetzen. So ist davon auszugehen, dass in der Energiewirtschaft die Netzinhaberschaft in der Regel eine Monopolstellung begründet. Die Netze stellen eine wesentliche Einrichtung dar, auf deren Zugang die potenziellen Wettbewerber angewiesen sind. Eine Duplizierung bestehender Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze ist auf absehbare Zeit kaum zu erwarten.[4] An eine Rückführung bestehender Regulierung der Netzebenen ist nach den derzeitigen Erkenntnissen vorläufig nicht zu denken. Demnach kann die Monopolkommission im Bereich der Netze auch keine Aussage darüber treffen, ob ein „funktionsfähiger Wettbewerb" vorliegt, da die (strukturellen) Voraussetzungen hierfür nicht gegeben sind. Vielmehr gilt es aus Sicht der Monopolkommission zu beurteilen, ob ein „regulatorisch bedingter Wettbewerb" der Netzbetreiber durch die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes möglich ist. Dies umfasst insbesondere die Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Netzzugangs.[5] Nur im Bereich der überregionalen Gasfernleitungsnetze hat der Gesetzgeber eine Ausnahme von der Netzentgeltregulierung geschaffen, wenn von den überregionalen Gasnetzbetreibern nachgewiesen werden kann, dass zwischen ihnen ein wirksamer tatsächlicher oder potenzieller Leitungswettbewerb existiert. Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der Energiewirtschaft können die Bedingungen eines funktionsfähigen Wettbewerbs bestenfalls auf den vor- und nachgelagerten Märkten erfüllt sein.

**5.** Neben der allgemeinen Feststellung und Prognose der Wettbewerbsentwicklung beinhaltet der Gutachtenauftrag die Beurteilung der Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes bei der Regulierung und Wettbewerbsaufsicht. Die Würdigung der Amtspraxis der Regulierungsbehörden beschränkt sich dabei nicht auf die amtlichen Entscheidungen, sondern umfasst auch die sich gegebenenfalls an eventuelle Beschwerdeverfahren anschließenden Gerichtsurteile. Hierbei werden insbesondere solche Fälle aufgegriffen, deren Entscheidung zu Ergebnissen führt, die den Zielsetzungen des Gesetzgebers zuwiderlaufen.

**6.** Weiterhin kann die Monopolkommission nach § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG zu allen wettbewerbsrelevanten Fragen im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung Stellung nehmen. Nach Auffassung der Monopolkommission ist dies auch notwendig, da sich die Würdigung der Fallpraxis der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden ausschließlich auf die Regulierung der Netzzugangsmodalitäten und der Netzentgelte erstreckt und somit nur einen Teil des wettbewerblich relevanten Geschehens auf den Energiemärkten abdeckt. Die übrigen Wirtschaftsstufen des Elektrizitäts- und Gasmarktes werden hierdurch nicht erfasst. So unterliegt der Handel mit Elektrizitäts- und Gasmengen der allgemeinen Wettbewerbsaufsicht des Bundeskartellamtes und der Landeskartellbehörden. Da ansonsten wesentliche Teile der Wettbewerbsaufsicht über die Energiemärkte von der Betrachtung ausgeschlossen wären, berücksichtigt die Monopolkommission weitergehende wettbewerbspolitische Probleme und Fragestellungen in ihrem Gutachten und nimmt dazu Stellung, inwieweit auf den den Netzebenen vor- und nachgelagerten Märkten ein „funktionsfähiger Wettbewerb" besteht.

**7.** Zusammengefasst erstreckt sich der Gutachtenauftrag an die Monopolkommission nach dem Wortlaut des § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG auf

4 Vgl. Monopolkommission, Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor!, Hauptgutachten 2004/2005, Baden-Baden 2006, Tz. 37.

5 Vgl. Begründung zu § 62 EnWG, BT-Drs. 15/3917 vom 14. Oktober 2004, S. 70.

- die Beurteilung der Wettbewerbsentwicklung auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas insbesondere hinsichtlich der Frage, ob auf diesen Märkten ein funktionsfähiger Wettbewerb bzw. auf den Netzebenen ein regulatorisch bedingter Wettbewerb vorliegt,
- die Würdigung der Vorschriften zur Energiewirtschaft und ihrer Anwendung im Bereich der Regulierung und der Wettbewerbsaufsicht,
- die „freiwillige" Stellungnahme zu weiteren wettbewerbspolitischen Fragestellungen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft.

## *1.2 Akteneinsichtsrecht bei der Bundesnetzagentur*

**8.** Gemäß § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG umfasst die Berichtspflicht der Monopolkommission im Energiebereich im Wesentlichen die Würdigung der Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und die Wettbewerbsaufsicht. Wie die Monopolkommission bereits in ihren vorhergehenden Stellungnahmen betonte, ist sie für eine sachgerechte Umsetzung des Gutachtenauftrags auf die Einsicht in die Verfahrensakten der Bundesnetzagentur angewiesen.[6] Bislang stehen ihr aber nur die öffentlich zugänglichen und geschwärzten Versionen der Entscheidungen der Regulierungsbehörde zur Verfügung. Für eine angemessene Beurteilung der Marktverhältnisse und eine sich daran anschließende Ableitung von Handlungsempfehlungen ist die Monopolkommission jedoch auch auf die Möglichkeit zur Einsichtnahme in Akten mit geheimhaltungsbedürftigen Unternehmensinformationen angewiesen. Die darin enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Unternehmen machen eine gesetzliche Regelung des Akteneinsichtsrechts der Monopolkommission bei der Bundesnetzagentur notwendig.

**9.** Die Monopolkommission erachtet es daher als erforderlich, dass bei einer zukünftigen Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes eine Befugnisnorm für die Akteneinsicht dem Gutachtenauftrag beigefügt wird. Ein gesetzlich verbrieftes Akteneinsichtsrecht der Monopolkommission stellt zudem den Umgang der Bundesnetzagentur mit sensiblen Informationen auf ein objektiv geregeltes Fundament. Die Regelung kann hierbei inhaltlich der im novellierten Telekommunikationsgesetz neu eingefügten Norm entsprechen.[7] Im Telekommunikationsgesetz wurde eine Erweiterung des § 121 Abs. 2 vorgenommen, in dem der Gutachtenauftrag der Monopolkommission geregelt ist. Satz 3 des § 121 Abs. 2 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) könnte hierbei im Wortlaut als Satz 3 des § 62 Abs. 1 EnWG übernommen werden:

> *„Die Monopolkommission kann Einsicht nehmen in die bei der Bundesnetzagentur geführten Akten einschließlich der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, soweit dies zur ordnungsgemäßen Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist. Für den vertraulichen Umgang mit den Akten gilt § 46 Abs. 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen entsprechend."*[8]

6 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 11 ff.; dies., Weniger Staat, mehr Wettbewerb, Hauptgutachten 2006/2007, Baden-Baden 2008, Tz. 96 ff.

7 Zu der Forderung nach einem gesetzlich geregelten Akteneinsichtsrecht der Monopolkommission im Telekommunikationssektor vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 43, a.a.O., Tz. 84 f. und im Eisenbahnwesen dies., Wettbewerbs- und Regulierungsversuche im Eisenbahnverkehr, Sondergutachten 48, Baden-Baden 2007, Tz. 245.

8 Gesetz zur Änderung telekommunikationsrechtlicher Vorschriften vom 18. Februar 2007, BGBl. I S. 106, 114.

**10.** In ihrer Stellungnahme zum Hauptgutachten 2006/2007 äußerte sich die Bundesregierung dahingehend positiv, dass sie das Ziel, im Regulierungsrecht einheitliche Standards für alle regulierten Bereiche festzulegen, unterstützt. Die Bundesregierung sicherte zu, sich dafür einzusetzen, dass im Allgemeinen Eisenbahngesetz (AEG), im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und im Postgesetz (PostG) ein dem § 46 Abs. 2a GWB und § 121 Abs. 3 Satz 3 TKG entsprechendes Akteneinsichtsrecht vorgesehen wird.[9]

9 Vgl. Stellungnahme der Bundesregierung zum Siebzehnten Hauptgutachten der Monopolkommission 2006/2007, BT-Drs. 16/11558 vom 19. Dezember 2008, Tz. 14.

# 2. Zielsetzungen und Zielkonflikte in der Energiepolitik

## *2.1 Ziele der deutschen Energiepolitik*

**11.** Die Monopolkommission hat bereits in ihrem Sondergutachten 49 zur Strom- und Gaswirtschaft den Zielkatalog des Enegiewirschaftsgesetzes diskutiert.[10] Da die Beurteilung der Entwicklungen auf den Energiemärkten nur vor dem Hintergrund eines klar definierten Bewertungsmaßstabes erfolgen kann, sollen die energiepolitischen Ziele des Gesetzgebers und der Bundesregierung im Folgenden vorgestellt und erörtert werden. Dies geschieht vor allem auch, um auf Zielkonflikte hinzuweisen, die eine Prioritätensetzung unausweichlich machen.

**12.** In § 1 Abs. 1 EnWG sind folgende Ziele für die Energieversorgung festgelegt: Sicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit, Effizienz und Umweltverträglichkeit. Wörtlich heißt es: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas."

Zudem dient gemäß § 1 Abs. 2 EnWG 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."

In der allgemeinen energiepolitischen Debatte wird jedoch zumeist nicht von den genannten fünf Zielen ausgegangen, sondern von einer sog. Zieltrias. So nennt zum Beispiel das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit als die „Ziele, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie als federführendes Ministerium in der Energiepolitik verwirklichen möchte".[11]

**13.** Zum Ziel der Wirtschaftlichkeit ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wie auch die Monopolkommission der Ansicht, dass „marktwirtschaftliche Strukturen und funktionierender Wettbewerb die besten Voraussetzungen für wirtschaftliche - das heißt: effiziente - Energiebereitstellung und -nutzung sind". Weiter heißt es: „Die konsequente europaweite Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas ist beispielsweise eine Voraussetzung dafür, dass sich auch in diesen, früher von Monopolen geprägten Wirtschaftszweigen der Wettbewerb entfaltet und wettbewerbsfähige Preise entwickeln. Davon profitieren industrielle und private Verbraucher sowie die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland insgesamt."[12]

**14.** Bezogen auf das Ziel der Versorgungssicherheit heißt es: „Versorgungssicherheit bedeutet, für die Energienachfrage jederzeit ein ausreichendes Angebot an Energieträgern sicherzustellen. Als rohstoffarmes Land ist Deutschland in besonderem Maße auf Importe angewiesen. Je vielfältiger der Energieträgermix ist und je mehr Bezugsquellen überall auf der Welt genutzt werden, desto sicherer ist die Versorgungslage – dies gilt auch angesichts des beschlossenen Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie. Wichtig

10 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 22-43.
11 http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/ziele-der-energiepolitik.html
12 Ebenda.

ist auch die sparsamere und rationellere Energieverwendung, denn auch die Reduzierung des Energiebedarfs trägt zur Versorgungssicherheit bei.“[13]

Der Gesetzgeber hat aber auch deutlich gemacht, dass er Sicherheit nicht nur als Versorgungssicherheit versteht. In der Begründung zur ersten Reform des Energiewirtschaftsgesetzes 1998 heißt es daher: „Sicherheit umfasst aber auch die technische Sicherheit der Erzeugungs-, Transport- und Verteilungsanlagen und bedeutet insofern Ungefährlichkeit dieser Anlagen für Menschen und Sachen.“

**15.** Unter Umweltverträglichkeit schließlich versteht das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie „die möglichst schonende Nutzung der natürlichen Ressourcen“. Weiter heißt es: „Im Energiebereich gehört wirksamer Klimaschutz zu den weltweit größten Herausforderungen. Die Bundesregierung hat zahlreiche Initiativen ergriffen, damit Energie sparsamer und rationeller eingesetzt wird und erneuerbare Energien in Zukunft einen höheren Anteil an der Energieerzeugung haben. Damit wirksame Klimaschutzpolitik sich nicht negativ auf die Wettbewerbsposition unserer Unternehmen auswirkt, müssen Maßnahmen zur Emissionsminderung nicht allein national, sondern möglichst im europäischen und internationalen Verbund vorangetrieben werden.“[14]

**16.** Das Energiewirtschaftsgesetz bildet jedoch nicht den gesamten Ordnungsrahmen für die Energiewirtschaft ab. Vielmehr ist der Ordnungsrahmen durch eine ganze Reihe weiterer Gesetze und Verordnungen definiert. Zu nennen sind hier insbesondere

- das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), dessen neu geschaffener § 29 für die Energiewirtschaft von besonderer Bedeutung ist. Ziel des Ende 2007 eingeführten § 29 GWB ist laut Gesetzesbegründung „eine Schärfung des kartellrechtlichen Instrumentariums zur Bekämpfung missbräuchlich überhöhter Energiepreise“,
- das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dessen Ziel die Förderung und der Ausbau erneuerbarer Energien ist,
- das Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz (KWKG), dessen Ziel die Förderung und der Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung ist,
- das Atomgesetz (AtG), dessen Ziel nach § 1 Nr. 1 unter anderem darin besteht „die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität geordnet zu beenden und bis zum Zeitpunkt der Beendigung den geordneten Betrieb sicherzustellen“,
- das Stromsteuergesetz (StromStG) und das Energiesteuergesetz (EnergieStG), welche die Besteuerung elektrischer Energie und von Energieerzeugnissen regeln.

Neben weiteren allgemeinen Gesetzen kommen zahlreiche Verordnungen hinzu. Exemplarisch genannt seien hier

- die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV),
- die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV),
- die Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV),
- die Niederdruckanschlussverordnung (NDAV),
- die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV),

13 Ebenda.
14 Ebenda.

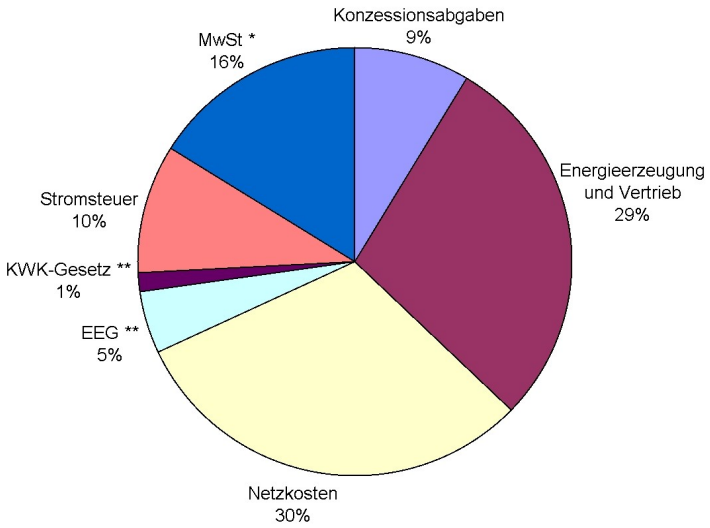
- die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV),
- die Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV),
- die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV),
- die Anreizregulierungsverordnung (ARegV),
- die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV),
- die Biomasseverordnung (BiomasseV),
- die Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV).

Die Regelungsdichte in der Energiewirtschaft kann daher als relativ hoch bezeichnet werden. Ein Grund für diese Regelungsdichte kann auch in den unterschiedlichen Zielsetzungen gesehen werden.

**17.** Neben den in Gesetzen, Verordnungen und Gesetzesbegründungen explizit festgelegten Zielen ist auch zu beachten, dass durch diverse Steuern und Abgaben signifikante Einnahmen für Bund, Länder und Kommunen entstehen. Es ist daher nahe liegend, dass auch fiskalische Ziele in der Energiepolitik auf Bundes- und Landesebene sowie auf kommunaler Ebene eine gewisse Rolle spielen. Die Rolle des staatlichen Einflusses auf die Strompreise ist beispielhaft anhand der folgenden Grafik illustriert, welche die Zusammensetzung der Strompreise für Privathaushalte in Deutschland im Jahr 2007 angibt. Demnach sind ca. 40 % des Strompreises direkte oder indirekte Folge von Steuern, Abgaben oder staatlich auferlegten Verpflichtungen. Dass diese Politik in einem Zielkonflikt mit dem Ziel der Preisgünstigkeit steht, ist evident.

***Abbildung 2.1:***

**Zusammensetzung der Strompreise für Privathaushalte in Deutschland 2007**




* Die Mehrwertsteuer (auf den Netto-Strompreis) beträgt 19 %. Ihr Anteil am Bruttostrompreis beläuft sich somit auf 15,98 %.

** Umlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) bzw. dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Quelle: Informationsportal der Bundesregierung für Verbraucher, http://www.energie-verstehen.de/Energieportal/Navigation/ strompreise,did=249760.html

**18.** Schließlich sei noch darauf hingewiesen, dass auch industriepolitische Ziele in der Energiepolitik keine unbedeutende Rolle spielen. Zu nennen sind hier zum Beispiel die Ministererlaubnis im Zusammenschlussfall E.ON/Ruhrgas[15], aber auch die expliziten Initiativen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zur Förderung des Exports von erneuerbaren Energietechnologien[16] und von energieeffizienten Produkten durch die Exportinitiative Energieeffizienz[17].

**19.** Zusammenfassend lässt sich also festhalten, dass die Bundesregierung und der Gesetzgeber in der Energiepolitik sehr vielfältige und unterschiedliche Ziele mit unterschiedlichen Instrumenten verfolgen.

## *2.2 Träger der Energiepolitik*

**20.** Energiepolitik findet nicht nur auf bundespolitischer Ebene, sondern auf mindestens vier politischen Ebenen statt. Erstens beeinflussen auf kommunaler Ebene die Ausgestaltung von Konzessionsabgaben und Konzessionsverträgen die Energiepolitik ebenso wie kommunale Beteiligungen an Stadtwerken und anderen Energieversorgungsunternehmen (wie z.B. RWE) und die damit verbundenen Durchgriffsmöglichkeiten auf die Geschäftspolitik dieser Unternehmen. Auf Landesebene ist insbesondere die Ausgestaltung von Genehmigungsverfahren zum Beispiel beim Kraftwerksbau relevant sowie die regulatorische und kartellrechtliche Anwendungspraxis der Landesregulierungs- und Landeskartellbehörden. Auf Bundesebene dürften neben den oben genannten drei Zielen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit auch fiskal- und industriepolitische Erwägungen nicht irrelevant sein, während auf Ebene der Europäischen Union neben einem Wettbewerbsziel auch ein explizites Binnenmarktziel verfolgt wird und Interesse an der europaweiten Harmonisierung der Marktregulierungen besteht.

**21.** Diese einzelnen Träger der Energiepolitik haben also durchaus unterschiedliche Ziele oder wenigstens eine andere Priorisierung bei der Gewichtung der Ziele. Während zum Beispiel die Praxis der Quersubventionierung zwischen Energieversorgung und anderen kommunalen Angeboten wie dem chronisch defizitären öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) aus Sicht mancher Kommunalpolitiker wünschenswert sein mag, widerspricht dies dem im Energiewirtschaftsgesetz verankerten Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung. Lokale Widerstände gegen den Neubau bestimmter Kraftwerke erschweren den Markteintritt auf den Markt für die Erzeugung elektrischer Energie, reduzieren somit den (zumindest potenziellen) Wettbewerb und beeinflussen so die Preisgünstigkeit. Die Widerstände gegen den Ausbau der Übertragungsnetze stehen im Konflikt mit dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen, usw.

15 Vgl. Monopolkommission, Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH, Sondergutachten 34, Baden-Baden 2002, Tz. 101 ff. sowie dies., Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH, Sondergutachten 35, Baden-Baden 2002.

16 Vgl. www.german-renewable-energy.com

17 Vgl. http://www.efficiency-from-germany.info/

## *2.3 Zielkonflikte und Stabilität des ordnungspolitischen Rahmens*

**22.** Aus Sicht der Monopolkommission ist die Vielfältigkeit der energiepolitischen Ziele deshalb relevant, weil ein besseres Erreichen eines bestimmten Ziels zugleich ein weniger gutes Erreichen eines anderen Ziels bedeuten kann. Insbesondere geht mit der momentanen Umsetzung einiger der angestrebten Ziele eine Reduktion der Wettbewerbsmöglichkeiten einher.

**23.** Die Monopolkommission sieht – wie in Abschnitt 3.1.4 noch ausgeführt wird – im Elektrizitätsmarkt insbesondere auf der Erzeugungsebene signifikante Wettbewerbsprobleme, welche durch eine hohe Marktkonzentration hervorgerufen werden. Diese hohe Marktkonzentration ist das Ergebnis zahlreicher Unternehmenszusammenschlüsse bei gleichzeitig hohen Markteintrittsbarrieren. Diese Markteintrittsbarrieren sind teils struktureller oder auch strategischer Natur, teils aber auch institutionell bedingt. Institutioneller Natur sind Markteintrittsbarrieren, wenn diese durch staatliches oder quasi-staatliches Handeln (z.B. durch die Europäische Union) entstehen. Gerade die institutionellen Markteintrittsbarrieren lassen sich typischerweise am einfachsten durch politische Maßnahmen beseitigen.

**24.** Auf dem Markt für die Erzeugung elektrischer Energie kann der Markteintritt zum einen über den Neubau von Kraftwerken in Deutschland geschehen oder über den Ausbau der sog. Grenzkuppelstellen zwischen der Bundesrepublik und dem benachbarten Ausland, wodurch der Markteintritt auch mit ausländischen Kraftwerksstandorten möglich wäre.[18] Festzuhalten ist allerdings auch, dass bei einem Ausbau der Grenzkuppelstellen der Energiemix in Deutschland nicht mehr allein in Deutschland festgelegt werden kann.

**25.** Die erwartete Profitabilität eines Markteintritts durch den Neubau von Kraftwerken in Deutschland hängt von zahlreichen Faktoren ab. So wird die erwartete Profitabilität eines zusätzlichen Kohle- oder Gaskraftwerks erheblich davon beeinflusst, ob es möglicherweise doch zu einer Verlängerung der Laufzeit aller oder einiger Kernkraftwerke kommen wird oder nicht. Kommt es zu einer Laufzeitverlängerung, so sinkt die Profitabilität eines Kraftwerksneubaus. Die Unsicherheit über eine mögliche Verlängerung wirkt insofern als Markteintrittsbarriere, als sie das Risiko eines Kraftwerksneubaus erhöht.

**26.** Entsprechendes gilt für die Unsicherheit über die zukünftige Allokation der $CO_2$-Zertifikate. Auch hier hängt die erwartete Profitabilität eines zusätzlichen Kohle- oder Gaskraftwerks erheblich von politischen Entscheidungen ab, nämlich ob und in welchem Umfang $CO_2$-Zertifikate zukünftig verauktioniert werden und in welchem Umfang diese kostenlos zugeteilt werden. Auch die Unsicherheit über etwaige zukünftige Verpflichtungen zur $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage – CCS) erhöht das Risiko eines Kraftwerksneubaus.

**27.** Eingeengt wird der Raum für kompetitive Stromerzeugung schließlich auch durch die Forcierung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Nach § 21 Abs. 2 EEG können erneuerbare Energien in der Regel für 20 Jahre zu garantierten Einspeisetarifen bevorzugt in das Stromnetz eingespeist werden. Je stärker der Ausbau erneuerbarer Energien nun angereizt und betrieben wird, desto weniger Raum bleibt für den Betrieb von Kohle-

18 Der effiziente Ausbau der Grenzkuppelstellen wird in Abschnitt 6.2.1.2 detailliert erörtert.

und Gaskraftwerken, sodass mit dem Ausbau erneuerbarer Energien der wettbewerbliche Teil des Marktes weiter schrumpft.

**28.** Verteuert wird der Bau neuer Kraftwerke schließlich auch durch aufwändige staatliche Genehmigungsverfahren sowie durch öffentliche Proteste und Widerstände. Zu steigenden Strompreisen dürften darüber hinaus neben Maßnahmen wie dem $CO_2$-Emissionshandel auch Fördermaßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz führen. Eine erhöhte Energieeffizienz führt zu einem geringeren Verbrauch, sodass die Fixkosten insbesondere der Stromdurchleitung auf weniger kWh umgelegt werden müssen und somit der Preis pro kWh steigen muss.

**29.** Von elementarer Bedeutung sowohl für eine Intensivierung des Wettbewerbs als auch für die langfristige Versorgungssicherheit sind Investitionen in energiewirtschaftliche Infrastrukturen (Netze und Kraftwerke). Für diese wiederum ist ein stabiler ordnungspolitischer Rahmen essenziell. Instabile Rahmenbedingungen hingegen drohen Investitionen und somit auch die dynamische Effizienz zu gefährden. Dies ist gerade in der Energiewirtschaft relevant, weil energiewirtschaftliche Infrastrukturen stark standortspezifisch, nicht reversibel und sehr langfristig sind. Je nach Investition beträgt der typische Kalkulationszeitraum 20 bis 40 Jahre. Mit einer Investition in Netze oder Kraftwerke liefert sich der Investor in gewisser Weise der Politik aus, da er auch bei einer aus seiner Sicht drastischen Verschlechterung des ordnungspolitischen Rahmens die Investitionen nicht abziehen oder verlagern kann.

**30.** Stabile Rahmenbedingungen, deren Änderungen möglichst vorhersehbar und transparent sind, und eine konsistente Energiepolitik, die klare Prioritäten setzt, sind daher entscheidend für ein investitionsfreundliches Klima in der Energiewirtschaft. Die politischen Ziele und ihre Gewichtung sollten deshalb nicht wiederholt kurzfristig verändert werden. Gefragt ist eine klare und vorhersehbare Energiepolitik mit möglichst stabilen Rahmenbedingungen.

# 3. Märkte für leitungsgebundene Energie

## *3.1 Elektrizität*

### 3.1.1 Nachfrage nach Elektrizität[19]

**31.** Strom ist aus Sicht eines Nutzers, der Strom zum Betrieb elektrischer Geräte verwendet, ein homogenes Gut. Für die reine Verwendung ist unerheblich, mittels welcher Produktionstechnologie, aus welchem Primärenergieträger und von welchem Anbieter der Strom erzeugt wurde. Auch ist es unerheblich, ob der Strom direkt vom Erzeuger oder indirekt über unterschiedliche Händler und Weiterverteiler vermittelt wird. Die Verbraucher konsumieren „Strom aus der Steckdose" in einer einheitlichen und stets gleichen Qualität. Durch die Homogenität des Produktes Strom ist der Strompreis der maßgebliche Entscheidungsparamter bei einer bewussten Entscheidung über den Strombezug.

**32.** Misst ein Nachfrager bei seiner Kaufentscheidung auch der Herkunft des Stroms Bedeutung bei, erhält Strom einen heterogenen Charakter. Nutzenunterschiede, die die Nachfrager dann unterschiedlichen „Stromsorten" beimessen, können beispielsweise aus Unterschieden in der Umweltverträglichkeit des zur Stromerzeugung verwendeten Primärenergieträgers oder – bei industriellen Stromkunden – aus Unterschieden in der Versorgungssicherheit herrühren.

**33.** Eine Lieferung von Strom entspricht der simultanen Einspeisung und Entnahme von Elektrizität aus dem Stromnetz. Erzeuger speisen Energie in das Netz ein und Letztverbraucher entnehmen die von ihnen benötigten Mengen (Last) aus der gesamten, im Netz befindlichen Energiemenge. Aus physikalischen Gründen ist die direkte Zuordnung oder gezielte Sendung einer von einer Erzeugungsanlage an einen Letztverbraucher über das Stromnetz gelieferten Elektrizitätsmenge unmöglich. Es wird daher zwischen Erzeugern und Verbrauchern stets nicht die physische Strommenge im engeren Sinne gehandelt, sondern ein Recht zum Bezug von Strom, das den Erwerber zur Entnahme einer bestimmten Menge Strom aus dem Netz über einen festgelegten Zeitraum berechtigt und den Veräußerer dazu verpflichtet, gleichzeitig die entsprechende Strommenge in das Netz einzuspeisen.[20]

**34.** Die verschiedenen Nachfragergruppen unterscheiden sich im Hinblick auf die Preiselastizität der Nachfrage. Haushaltskunden haben kurzfristig nur sehr begrenzte Möglichkeiten, ihre Nachfrage nach Strom an branchenweit steigende Preise anzupassen, da ihre Ausstattung mit Haushaltsgeräten gegeben ist. Zwar bestehen gewisse Möglichkeiten zum sparsameren Einsatz von Strom; ohne eine Abkehr von Nutzungsgewohnheiten der Vergangenheit können zukünftige Stromeinsparungen in Haushalten aber nur durch den längerfristigen Ersatz verbrauchsintensiver Geräte durch sparsamere Geräte erreicht werden. Auch das gestiegene Umweltbewusstsein der Nachfrager trägt dann zu möglichen Bedarfssenkungen bei. Es ist daher davon auszugehen, dass die Gesamtnachfrage-

19 Die Monopolkommission hat sich bereits in ihrem ersten Sondergutachten ausführlich mit den nachfrageseitigen und den angebotsseitigen Besonderheiten des Strommarktes auseinandergesetzt; vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 50-93. Im vorliegenden Gutachten fassen die Abschnitte 3.1.1 und 3.1.2 die für spätere Überlegungen wesentlichen Punkte zusammen.

20 Vgl. Gleave, S., Die Marktabgrenzung in der Elektrizitätswirtschaft, Zeitschrift für Energiewirtschaft 32(2), 2008, S. 122-126.

kurve der Haushaltskunden in kurzer Frist vergleichsweise preisunelastisch ist. Mittel- bis langfristig können die Haushalte jedoch durch den Einsatz stromsparender Technik auf gestiegene Strompreise reagieren.

**35.** Bei Industriekunden ist auch in kurzer Frist eine Anpassung der Verbrauchsgewohnheiten an branchenweit gestiegene Strompreise möglich und gegebenenfalls notwendig. In dem Maße, in dem gestiegene Strompreise nicht in Form höherer Preise für die von ihnen erzeugten Produkte an die Endkunden weitergereicht werden können, werden Unternehmen entweder technologische Anpassungen vornehmen, die den Stromeinsatz reduzieren, oder den eigenen Absatz einschränken müssen, was ebenfalls zu einem geringeren Strombedarf führt. Es ist daher davon auszugehen, dass die Gesamtnachfragekurve von Industriekunden nach Strom auch in kurzer Frist vergleichsweise elastisch auf branchenweite Strompreisänderungen reagiert.

**36.** Die Unterschiede der verschiedenen Nachfragergruppen im Hinblick auf die Preissensibilität spiegeln sich auch in einem unterschiedlichen Wechselverhalten wider. Die Zahlen der Bundesnetzagentur lassen erkennen, dass stets diejenigen Letztverbraucher wechselbereiter sind, die jeweils im oberen Mengenbereich einer Jahresverbrauchskategorie angesiedelt sind. Die Bundesnetzagentur konstatiert für das Berichtsjahr 2007 einen „ausbaufähigen Wettbewerb" besonders im Haushaltskundenbereich. Haushaltskunden (im Sinne von § 3 Nr. 22 EnWG) mit einer Abnahmemenge von weniger als 10 MWh/Jahr verzeichnen die geringste Wechselquote. Diese ist gegenüber dem Jahr 2006 zwar um 1,7 Prozentpunkte gestiegen, lag jedoch insgesamt bei nur 4,2 %. Die höchste Wechselquote wies das Segment der „großen und sehr großen Industriekunden" auf, die mehr als 2 GWh/Jahr Strom im Jahr entnehmen. Hier lag die Wechselquote im Jahr 2007 bei 13,2 %. Im Durchschnitt über alle Kundensegmente beträgt die Wechselquote etwa 10 %.[21]

**37.** Bei den Haushaltskunden dominieren die Grundversorger das Marktgeschehen. Insgesamt wurden 93,6 % der jährlich an die Haushaltskunden gelieferten Elektrizitätsmenge von Grundversorgern geliefert, während durch Wettbewerber lediglich 6,4 % der gesamten jährlichen Elektrizitätsmenge vermarktet wurden. Die übrigen, zumeist gewerblichen Letztverbraucher wurden im Jahr 2007 hingegen zu einem deutlich größeren Teil von den Wettbewerbern der lokalen Grundversorger beliefert. Während der Marktanteil der Wettbewerber an der insgesamt gelieferten Elektrizitätsmenge hier 46,7 % betrug, kamen die Grundversorger auf einen Marktanteil von 53,3 %.[22]

**38.** Die niedrige Wechselquote von Haushaltskunden hat eine Reihe von Gründen. Bedeutende Ursachen für den ausbleibenden Wechsel stellen weiterhin Informationsdefizite und habitualisiertes Verhalten dar. Manche Nachfrager von elektrischer Energie sind sich nicht bewusst, dass der Wechsel des Stromlieferanten überhaupt möglich ist. Andere haben zwar prinzipiell Kenntnis von den Wechselmöglichkeiten, sehen jedoch bei einem Wechsel die Versorgungssicherheit gefährdet oder glauben, dass der Wechsel kompliziert bzw. mit Unannehmlichkeiten verbunden ist. Bei privaten Verbrauchern besteht oftmals keine Kenntnis darüber, dass die Stromversorgung gesetzlich sichergestellt ist und es entsprechend § 36 EnWG im Rahmen des Anbieterwechsels nicht zu Versorgungsunterbrechungen kommen kann. Selbst wenn der neue Stromanbieter in Konkurs ginge, müsste der angestammte Grundversorger die Stromlieferung fortsetzen.

21 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 93-96.
22 Vgl. ebenda.

**39.** Die Wechselbereitschaft der Haushaltskunden ist zudem durch ein regelmäßig als zu gering erachtetes Einsparpotenzial bei einem Lieferantenwechsel eingeschränkt. Haushaltskunden mögen vermuten, dass die Preisspreizung der unterschiedlichen Angebote sehr gering ist. Wenn der Nachfrager zusätzlich durch seinen niedrigen Stromverbrauch auch nur einen geringen Strombedarf hat, so kann das Einsparpotenzial als unerheblich empfunden werden. Darüber hinaus ist der Anteil der Stromkosten am Gesamtbudget der meisten Haushalte relativ gering. Die Stromkosten treten der Höhe nach auch nicht häufig in das Bewusstsein der Stromnachfrager. So findet eine Kontaktaufnahme zwischen Versorgern und Nachfragern in der Regel jährlich statt, wenn die monatlich zu leistenden, ansonsten aber fixen Abschlagszahlungen festgelegt werden.

**40.** Tatsächlich ist die Preisspreizung der verschiedenen Tarife jedoch – unabhängig von der Bevölkerungsdichte – groß. Weiterhin sind die messbaren Wechselkosten jenseits psychischer Wechselbarrieren zumindest für internetkundige Stromnachfrager vernachlässigbar. Preisinformationen und Preisvergleichsmöglichkeiten sind über diverse Tarifrechner im Internet erhältlich, die es regelmäßig bei einer Reihe von Tarifen auch ermöglichen, den Wechselauftrag online zu erteilen. Der Anbieterwechsel selbst ist unentgeltlich möglich. Die Kündigungsfrist für den Stromliefervertrag im Rahmen der Grundversorgung beträgt gemäß § 20 Abs. 1 Satz 1 StromGVV einen Monat zum Ende des jeweiligen Kalendermonats.

**41.** Eine bedeutende Ursache für die geringe Wechselquote bei den Haushaltskunden liegt auch darin, dass Strom kein Produkt darstellt, mit dem sich Nachfrager identifizieren oder von anderen Nachfragern abgrenzen können. Die Wahrnehmung von Strom als Gut findet in vielen Fällen zudem nicht statt, weil elektrische Energie lediglich dazu dient, den Betrieb von elektrischen Geräten zu gewährleisten, die letztlich für die Verbraucher nutzenstiftend sind. Anders als bei gegenständlichen und dauerhaften Konsumgütern, aus denen man durch Anwendung direkten Nutzen erfährt, erscheint es daher bei dem Gut Strom wenig nahe liegend, dass Verbraucher sich mit dem Produkt als solchem auseinandersetzen.

**42.** Die Einführung „intelligenter Zähler“, sog. Smart Meter, könnte bei Haushaltskunden zu einer Belebung des Wettbewerbs und einer Steigerung der Preissensibilität führen. Smart Meter ermöglichen die untertägige Information über den Energieverbrauch, lastabhängige Tarife auch bei Kleinkunden und eine zeitnahe Abrechnung des tatsächlichen Energieverbrauchs gegenüber dem Endkunden. § 21b Abs. 3a EnWG sieht vor, dass Messstellenbetreiber, in Neubauten oder bei größeren Renovierungen ab dem 1. Januar 2010 Zähler einbauen, die dem Anschlussnutzer seinen tatsächlichen Verbrauch zeitnah widerspiegeln. § 21b Abs. 3b EnWG verpflichtet die Messstellenbetreiber, auch allen sonstigen Anschlussnutzern den Einbau eines solchen Zählers ab dem 1. Januar 2010 anzubieten. Jeder Anschlussnutzer kann anschließend wählen, ob er das Angebot annimmt. Voraussetzungen für das Angebot sind jeweils die technische Machbarkeit und die wirtschaftliche Zumutbarkeit. Mit den beschriebenen Regelungen erfüllt die Bundesregierung die Vorgaben der Richtlinie 2006/32/EG[23], die die Förderung der In-

23 Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, ABl. EU Nr. L 114 vom 27. April 2006, S. 64.

stallation von individuellen Zählern als wichtige Maßnahme zur Erreichung der Energiesparziele nennt. Zwischen 2006 und Ende 2015 will die Europäische Union ihren Energiebedarf um insgesamt 9 % senken. Durch Smart Metering sollen nun die Höhe und die zeitliche Struktur des Stromkonsums in das Blickfeld der Haushalte gerückt werden. Lastabhängige Tarife würden im Idealfall zu jedem Zeitpunkt stets den Grenzkosten der Stromerzeugung und Netzbeanspruchung entsprechen, den Verbrauchern über den intelligenten Zähler signalisiert werden und ihnen auf diese Weise Anreize zur Veränderung ihres Verbrauchsverhaltens liefern. Hierdurch wird auf eine Senkung des absoluten Stromverbrauchs hingewirkt, insbesondere aber auch auf eine gleichmäßigere Lastverteilung über den Tag. Diese würde den Bedarf zur kostenintensiven Vorhaltung von Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten in den Netzen verringern.

**43.** Industriekunden hingegen verzeichnen eine gegenüber Haushalten vergleichsweise hohe Wechselbereitschaft. Bei vielen Industriekunden stellt Elektrizität einen erheblichen Kostenfaktor dar. Das absolute Einsparpotenzial liegt hier aufgrund des um ein Vielfaches größeren Stromverbrauchs deutlich höher als bei Haushaltskunden. Insbesondere bei großen Unternehmen ist es selbstverständlich, dass sie Strompreise im Rahmen ihres Kostenmanagements vergleichen und über die Kosten alternativer Strombeschaffung aufgeklärt sind. Sie können daher in Vertragsverhandlungen Mengenrabatte durchsetzen oder als Großkunden auch selbst am Großhandelsmarkt als Nachfrager auftreten.

### 3.1.2 Angebot von Elektrizität

#### *3.1.2.1 Kraftwerksabruf nach der Merit Order*

**44.** Strom ist durch seine Nichtspeicherbarkeit gekennzeichnet. Dies hat zur Folge, dass zu jedem Zeitpunkt stets genau soviel Strom produziert werden muss, wie von Verbrauchern nachgefragt wird. Die im Laufe eines Tages unweigerlich auftretenden Nachfrageschwankungen lassen sich daher nur durch das Zu- und Abschalten von Kraftwerken ausgleichen.

**45.** Mögliche Größenvorteile bei der Stromerzeugung werden im Bereich der relevanten Nachfrage bereits frühzeitig vollständig ausgeschöpft. Daher ist aus ökonomischer Sicht das konkurrierende Angebot von Elektrizität mit effizienten Betriebsgrößen möglich. Der deutsche Erzeugermarkt verzeichnet allerdings mit Blick auf die Verfügbarkeit unterschiedlicher Technologien, die sich mit ihren Kostenstrukturen in der Eignung zur Deckung der im Zeitablauf fluktuierenden Nachfrage unterscheiden, eine Heterogenität. Nur die vier großen Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe verfügen über ein Erzeugerportfolio, das alle Lastzeiten abdecken kann. Die übrigen Erzeuger besitzen dagegen häufig Kraftwerke mit geringerer Erzeugungskapazität, die sich besonders zur Deckung der Nachfrage in einer bestimmten Lastzeit eignen.

**46.** Die Kraftwerke werden nach ihrer jeweils typischen Produktionstechnologie und in Abhängigkeit von der jeweils durch die Höhe der Nachfrage am Netz anliegenden Last in Grundlast-, Mittellast-, und Spitzenlastkraftwerke unterschieden. Grundlastkraftwerke speisen ihre konstante Leistung dauerhaft in das Stromnetz und werden in der Regel nur zu Revisionszwecken vom Netz genommen. Da sie vergleichsweise lange Anlauf-

zeiten benötigen, ist ihr Einsatz wenig flexibel. Typische Grundlastkraftwerke sind fossilthermische Dampfkraftwerke, die mit Braunkohle als Brennstoff arbeiten. Außerdem werden Steinkohlekraftwerke, Kernkraftwerke sowie nicht thermische Laufwasserkraftwerke im Grundlastbetrieb eingesetzt. Die Anlaufzeiten von Mittellastkraftwerken sind im Vergleich zu Grundlastkraftwerken kürzer. Hierdurch wird es möglich, die vorhersehbaren periodischen Schwankungen im Energiebedarf abzudecken. Als typische Mittellastkraftwerke dienen Gaskraftwerke oder thermische Dampfkraftwerke, die mit Steinkohle betrieben werden. In den Spitzenlastzeiten kommen fossilthermische Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz.

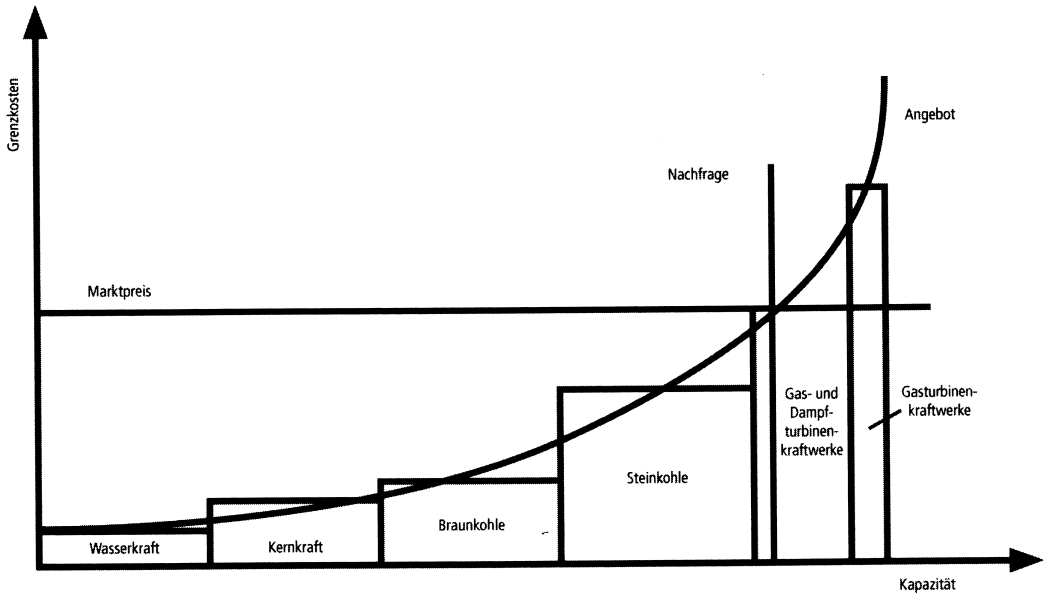
**47.** Die verschiedenen Kraftwerkstypen unterscheiden sich in voneinander abweichenden Relationen von fixen zu kurzfristig variablen Kosten. Die fixen Kosten setzen sich insbesondere aus Kapitalkosten, Instandhaltungskosten und Personalkosten zusammen. Die kurzfristig variablen Kosten eines Kraftwerks ergeben sich überwiegend aus den Kosten für den eingesetzten Primärenergieträger. Grundlastkraftwerke verursachen tendenziell relativ hohe fixe Kosten, aber vergleichsweise geringe variable Kosten der Stromerzeugung. Spitzenlastkraftwerke hingegen sind durch relativ hohe variable Kosten gekennzeichnet. Auf einem wettbewerblichen Erzeuger- und Großhandelsmarkt erfolgt das Angebot elektrischer Energie nach den Grenzkosten der Stromproduktion in den jeweiligen Kraftwerken, die den zuvor skizzierten variablen Kosten entsprechen. Bei einem gegebenen niedrigen Großhandelspreis wird Strom nur von den Kraftwerken angeboten, die ihre kurzfristig variablen Kosten zu dem herrschenden Marktpreis decken können. Steigt der erzielbare Preis, so wird auch der Strom aus anderen Kraftwerken mit höheren Grenzkosten der Stromproduktion am Markt angeboten. Dieser kostenminimierende Einsatz der Kraftwerke bei gegebener Stromnachfrage wird als Kraftwerksabruf nach der Merit Order bezeichnet.

**48.** Die Abbildung 3.1 gibt in abstrakt-schematischer Darstellung eine theoretisch denkbare Merit Order wieder.[24] Die Abbildung unterstellt eine vollständig unelastische Nachfrage, welche die durch die ansteigenden Grenzkosten der Erzeugung beschriebene Angebotskurve zum dargestellten Zeitpunkt gerade im Bereich von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken schneidet. Es ist also ersichtlich, dass genau nur ein Kraftwerk oder Kraftwerkstyp das preisbestimmende Kraftwerk ist. Weiterhin wird deutlich, dass auch auf dem Strommarkt nur ein einziger einheitlicher Marktpreis existiert, der für alle Anbieter unabhängig von ihren individuell verschiedenen Erzeugungskosten in gleicher Weise gilt. Mithin bestimmen die Grenzkosten des preisbestimmenden Kraftwerks nicht nur über die Einnahmen des Betreibers des Grenzkraftwerks, sondern auch über diejenigen aller anderen Kraftwerke.

24 Die Abbildung spiegelt nicht die tatsächlichen Kostenverhältnisse zwischen den verschiedenen Erzeugungsarten wider. Auch $CO_2$-Zertifikate wurden nicht berücksichtigt.

*Abbildung 3.1:*

**Kraftwerksabruf nach einer theoretischen Merit Order**




Quelle: EG-Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008, COMP/39.388 und COMP/39.389 – Deutscher Stromgroßhandels- und Regelenergiemarkt, WuW/E EU-V 1380, 1384.

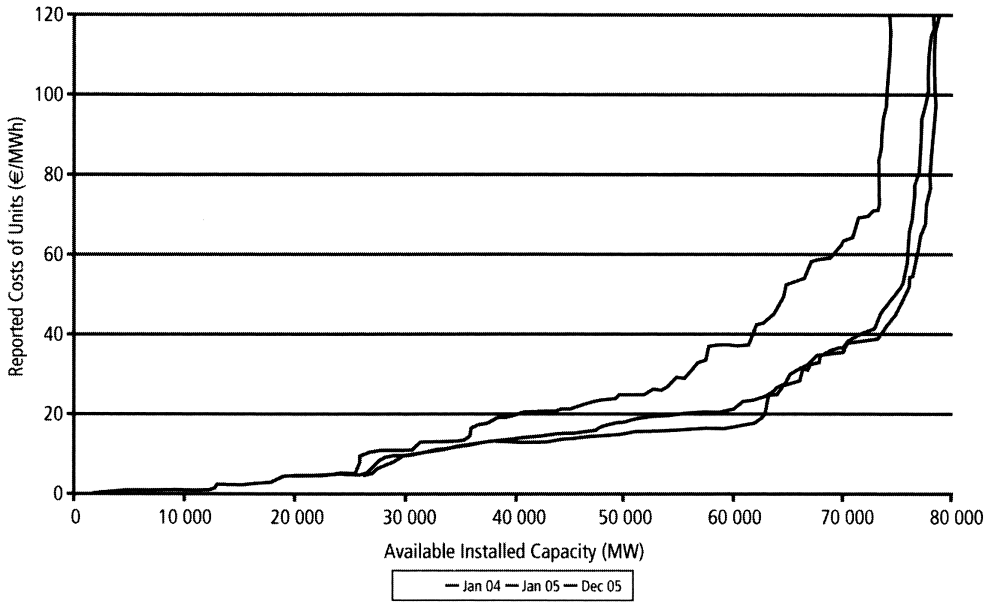
**49.** Die in der Abbildung 3.1 unterstellten Grenzkosten für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen führen zu einer Angebotsfunktion mit einem intervall-fixen Kurvenverlauf. Bei einer beliebig tiefen kostenmäßigen Differenzierung der unterschiedlichen Kraftwerkstypen wird ein konvexer, progressiv steigender Kostenverlauf bei einem Kraftwerksabruf nach der Merit Order angenommen. Dieser hat insbesondere die auch für wettbewerbspolitische Beurteilungen relevante Folge, dass im Bereich der Grundlast vergleichsweise große Erzeugungskapazitäten mit ähnlichen Erzeugungsgrenzkosten bestehen, während im Bereich der Spitzenlast die Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Erzeugungsanlagen beträchtlich werden.

**50.** Der für das Elektrizitätsangebot in Deutschland angenommene Kurvenverlauf bestätigt sich im Markt. Die in der Abbildung 3.2 beispielsweise abgetragenen Kurven gehen auf die Marktstudie von London Economics im Jahr 2007 zurück.[25] Die verschiedenen Merit-Order-Kurven für die Jahre 2003 bis 2005 wurden aus dem Monatsdurchschnitt der verfügbaren installierten Kapazität der einzelnen Stromerzeugungsanlagen und den Brennstoffkosten der Anlagen abgeschätzt. Die Kraftwerke auf der rechten Seite jeder Kurve sind Erdgas- und Ölkraftwerke. Auf der linken Seite finden sich Wasserkraft- und Kernkraftwerke. Die dargestellten Kurven enthalten noch keine Kosten aus $CO_2$-Zertifikaten, die aus dem europäischen Emissionshandel seit dem Jahr 2005 resultieren. Hiervon sind beispielsweise die Wasserkraft- und Kernkraftwerke nicht betroffen, wohl aber steigen die Kosten für alle Kraftwerkstypen, die fossile Primärenergieträger verwenden, jeweils um die Opportunitätskosten der bei Stromerzeugung benötigten Zertifikate.

25 London Economics, Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, February 2007.

*Abbildung 3.2:*

**Merit Order in Deutschland**




Quelle: EG-Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008, COMP/39.388 und COMP/39.389 – Deutscher Stromgroßhandel und Regelenergiemarkt, WuW/E EU-V 1380, 1385.

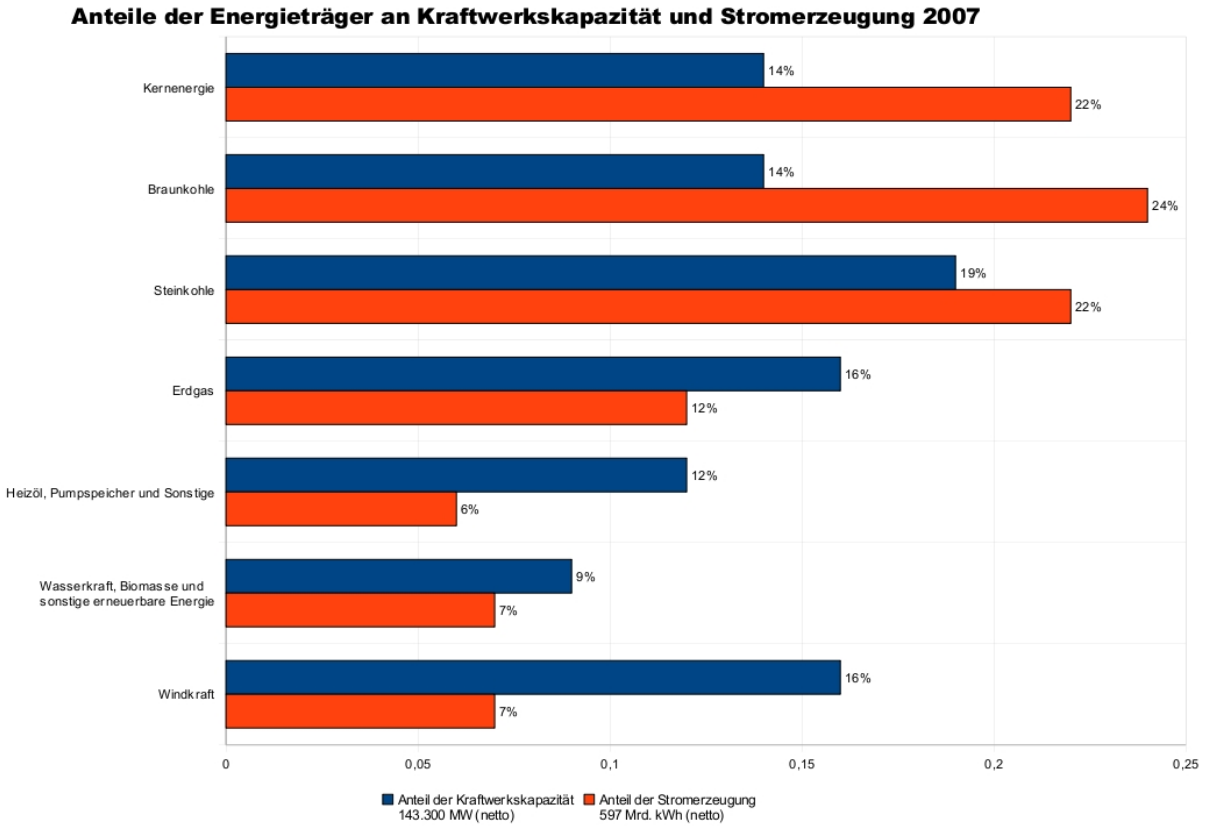
### *3.1.2.2 Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt*

**51.** Überkapazitäten zur Elektrizitätserzeugung sind auf einem liberalisierten Strommarkt nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit von Bedeutung. Ginge es um diese alleine, so wäre mit Blick auf die im Jahresverlauf und untertägig schwankende Nachfrage nach Elektrizität lediglich eine Erzeugungsstruktur und vor allen Dingen eine insgesamt verfügbare Erzeugungskapazität anzustreben, die zu jedem Zeitpunkt des Jahres eine gerade dafür hinlängliche Reservekapazität vorhält, sodass der Gleichgewichtspreis im Stromhandel für einige normativ als besonders bedeutend vorgegebene Anwendungen niemals prohibitiv hoch wird. Hierbei ist dann insbesondere zu beachten, dass Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energiequellen in ihrer Leistungsabgabe von mitunter stark schwankenden klimatischen Bedingungen abhängig sind und konventionelle thermische Kraftwerke wie Kernkraftwerke mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit ausfallen sowie regelmäßig Revisionen unterzogen werden müssen. Entsprechende Reserven bestehen in der Bundesrepublik Deutschland. Zum jeweiligen Zeitpunkt der Jahreshöchstlast lag die sog. gesicherte Leistung, also die gesamte inländische Erzeugungskapazität abzüglich der nicht einsetzbaren Leistung, der Ausfälle, Revisionen und einer Reserve für Systemdienstleistungen, beispielsweise im Jahr 2002 noch um ca. 2,1 % über der Last, im Jahr 2005 schon um ca. 7,8 % und im Jahr 2006 um ca. 10,8 %.[26] Hierbei wurde der Strom sogar allein über den Preis rationiert, sodass aus der Perspektive der Versorgungssicherheit noch keine normative Auswahl getroffen werden musste.

26 Vgl. Bund der Energieverbraucher, http://www.energienetz.de/de/Energiebezug/Strom/Stromwirtschaft/Kapazitaeten__357 [25. Juni 2009].

**52.** Aus wettbewerbspolitischer Perspektive sind absolute Überkapazitäten in der Stromerzeugung nicht oder in einem nur geringen Umfang erforderlich. Jedoch weist die Monopolkommission darauf hin, dass zur Wahrung eines effizienten Kraftwerkseinsatzes entsprechend der Merit Order relevante Überkapazitäten insbesondere im Bereich der Grenzkraftwerke und hierbei insbesondere zu Spitzenlastzeiten benötigt werden. Es ist daher nicht allein die Existenz von Überkapazitäten im Allgemeinen bedeutend, sondern insbesondere ihre Kostenstruktur sowie die Verteilung der relevanten Überkapazitäten auf verschiedene im Wettbewerb stehende Anbieter. Insbesondere wenn die Überkapazitäten in ihrer Kostenstruktur denjenigen des effizienten Grenzkraftwerks entsprechen und sie sich in ausreichendem Maße in den Händen von im Wettbewerb stehenden Anbietern befinden, kann durch Wettbewerbsdruck beispielsweise der Kapazitätszurückhaltung durch marktmächtige Unternehmen wirkungsvoll entgegengewirkt werden.[27]

***Abbildung 3.3:***




Quelle: BDEW, Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung 2008, Berlin 2008, S. 12.

27 Vgl. hierzu auch die Ausführungen in Kapitel 4, insbesondere Abschnitt 4.2.3.

**53.** Da die unterschiedlichen Kraftwerkstypen durch ihre spezifische Eignung als Grundlast-, Mittellast- oder Spitzenlastkraftwerke über das Jahr unterschiedlich stark ausgelastet werden, ergeben sich Anteile an der Netto-Stromerzeugung, die von den Anteilen an den verfügbaren Erzeugungskapazitäten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen abweichen. Eine Übersicht der Jahresvolllaststunden gibt hierbei einen Aufschluss über die Einsatzintensität des jeweiligen Kraftwerkstyps. Jahresvolllaststunden geben an, wie viele der 8.760 Stunden eines Jahres ein Kraftwerk bei maximaler Leistung hätte laufen müssen, um seine tatsächliche Jahresproduktion zu erzeugen.[28] Hierbei erweisen sich die Grundlastkraftwerke als besonders stark ausgelastet. Im Jahr 2007 kamen Kernkraftwerke auf 7.790 Jahresvolllaststunden und Braunkohlekraftwerke auf 7.030 Jahresvolllaststunden. Mittellastkraftwerke, die mit Steinkohle oder Erdgas betrieben werden, kamen 2007 auf 4.810 Jahresvolllaststunden bzw. 3.450 Jahresvolllaststunden. Die witterungsabhängigen Windkraftwerke hingegen, deren Erzeugung wie bei der Photovoltaik nicht planbar ist, kamen nur auf 1.840 Jahresvolllaststunden. Den niedrigsten Wert verzeichnen Photovoltaikanlagen mit 940 Jahresvolllaststunden.[29] Entsprechend den divergierenden Einsatzintensitäten hatten beispielsweise Braunkohlekraftwerke im Jahr 2007 einen Anteil an der Kraftwerkskapazität von 14 %, trugen aber zu 24 % der Netto-Stromerzeugung bei. Hingegen hatte die Windkraft einen Kapazitätsanteil von 16 %, konnte aber nur zu 7 % der Netto-Stromerzeugung beitragen.

#### *3.1.2.3 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und über Kraft-Wärme-Kopplung*

**54.** Kraftwerke, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewinnen oder über Kraft-Wärme-Kopplungs-Verfahren erzeugen, werden besonders gefördert. Die hierfür maßgeblichen Gesetze sind das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)[30] und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)[31]. Ihnen wird gesetzlich ein vorrangiger Anschluss gewährt und die vorrangige Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber zu einem gesetzlich festgelegten Mindestabnahmepreis garantiert.[32]

**55.** Das Jahr 2007 verzeichnete eine EEG-Quote von 15,7 %.[33] Die EEG-Quote gibt die von den Übertragungsnetzbetreibern aufgenommene Strommenge aus durch das EEG geförderten Anlagen bezogen auf die gesamte in Deutschland an Endverbraucher abgegebene Strommenge an. Unter den erneuerbaren Energiequellen besitzt die Windkraft

28 Da Kraftwerke allerdings nicht immer mit maximaler Leistung laufen, ist ihre tatsächliche Nutzungsdauer in der Regel höher als der zu Vergleichszwecken errechnete Wert der Jahresvollaststunden.

29 Vgl. BDEW, Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung 2008, Berlin 2008, S. 13.

30 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008, BGBl. I S. 2074, das durch Artikel 5 des Gesetzes vom 28. März 2009 (BGBl. I S. 643) geändert worden ist.

31 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19. März 2002, BGBl. I S. 1092.

32 Nach dem EEG förderfähige Erzeugungsanlagen verwenden gemäß § 3 Nr. 3 ausschließlich Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie Energie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie. § 2 KWKG bestimmt als förderfähige Erzeugungsanlagen Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf der Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse sowie gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen.

33 Vgl. BDEW, Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – Jahresabrechnung 2007.

mit einem Erzeugungsmarktanteil von ca. 7 % die größte Bedeutung. Windenergieanlagen sind schwerpunktmäßig im norddeutschen und nordostdeutschen Raum angesiedelt. Die Stromerzeugung aus Windenergie ist witterungsbedingt von starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen geprägt und nur eingeschränkt prognostizierbar. Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind jedoch in der Regel dauerhaft in Betrieb, da die Grenzkosten dieser Kraftwerke sehr gering sind. Sie tragen somit auch in Zeiten geringer Last zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs bei. Dies gilt auch für Laufwasserkraftwerke, die ebenfalls zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden.

**56.** Kraft-Wärme-Kopplungs-Verfahren erhöhen den Wirkungsgrad von Kraftwerken, der bei konventionellen fossil-thermischen Erzeugungsanlagen 30 bis 40 % beträgt, auf bis zu 90 %, indem die bei der Stromerzeugung gleichzeitig entstehende Wärmeenergie zusätzlich nutzbar gemacht wird (Fernwärme).[34] Hierdurch soll ein Beitrag zur Schonung knapper erschöpflicher Ressourcen und zur Vermeidung von Emissionen geleistet werden. KWK-Anlagen haben in Deutschland derzeit einen Anteil von etwa 11 % an der gesamten Stromerzeugung.[35]

**57.** Langfristiges Ziel ist eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf mindestens 30 % bis zum Jahr 2020 „und danach kontinuierlich weiter“ (§ 1 Abs. 2 EEG). Es soll eine nachhaltige Energieversorgung erreicht werden, in der erneuerbare Energien ihre Wettbewerbsfähigkeit langfristig auch ohne eine finanzielle Förderung unter Beweis stellen. Der Anteil der durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Verfahren erzeugten Elektrizität soll langfristig auf 25 % wachsen (§ 1 KWKG). Hierzu werden die Modernisierung und der Neubau von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen befristet gefördert, die Markteinführung der Brennstoffzelle unterstützt sowie der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, in die Wärme aus KWK-Anlagen eingespeist wird, gefördert.

**58.** Die Volatilität der Windenergieeinspeisung und ihre vergleichsweise schlechte Planbarkeit führt prinzipiell zu einem gesteigerten Bedarf an Ausgleichsenergie („EEG-Veredelung“). Gleichzeitig kann sie mit ihrer installierten Leistung nur wenig zur sog. gesicherten Leistung beitragen, die für die Systemsicherheit ein maßgebliches Kriterium bildet. Die regionale Konzentration der Windenergieerzeugung führt in Verbindung mit der Abnahmeverpflichtung zu einer sehr unterschiedlichen Belastung der Netzbetreiber, die dementsprechend zum Ausbau ihrer Transportkapazitäten und zur Netzregelung, d.h. dem Ausgleich von Ein- und Ausspeisung, verpflichtet sind. Mit Blick auf die die Netzbetreiber in unterschiedlicher Weise erfassenden Energiemengen und Vergütungszahlungen regelte das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 den Ausgleich der Interessen zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern sowie unter den Übertragungsnetzbetreibern über einen spezifischen physischen Wälzungsmechanismus (§ 14 EEG 2004). Der Strommengenausgleich wurde vom Ort seiner Erzeugung über die Netze bundesweit gestreut und schließlich dem Endverbraucher zugeführt, wohingegen die Ausgleichszahlungen aus dem Strompreis, den die Endverbraucher zahlen, den umgekehrten Weg gingen, um die gesetzlichen Mindestvergütungen an die Anlagenbetreiber zu erfüllen.

34 Vgl. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung, http://www.bkwk.de/bkwk/infos/grundlagen/index_html?ztitel= Energieeffizienz [25. Juni 2009].

35 Eigene Berechnungen, vgl. BDEW, Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung 2008, a.a.O., S. 37.

**59.** Die bundesweite physische Wälzung von EEG-Strom war vor allen Dingen wegen der durch die Lastschwankungen unzureichenden Prognosefähigkeit endgültiger Abnahmemengen problembehaftet. Hierdurch hatte vor allen Dingen der Vertrieb gegenüber den Endkunden erhebliche finanzielle Risiken zu tragen. Die Betreiber von EEG-Anlagen waren zudem bislang verpflichtet, den erzeugten Strom zwingend an die Netzbetreiber zu verkaufen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 ermöglicht nun auch die Direktvermarktung von EEG-Strom (§ 17 EEG 2009) und bricht damit mit der reinen physischen Wälzung. Zur Vermeidung weiterer Verzerrungen ist die Direktvermarktung bewusst und zutreffend nur für jenen EEG-Strom attraktiv ausgestaltet, der die Marktfähigkeit bereits erreicht hat. Denn gemäß § 17 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 entfällt bei einer Direktvermarktung der dem Anlagenbetreiber ansonsten zustehende Vergütungsanspruch nach § 16 EEG 2009. Der Erzeuger von EEG-Strom befindet sich mithin mit seinem Angebot am freien Markt und hat entsprechende Risiken zu tragen. § 64 Abs. 3 EEG 2009 ermächtigt die Bundesregierung weiterhin, eine Verordnung zur Regelung der zukünftig rein finanziellen Wälzung zu erlassen. Die Übertragungsnetzbetreiber werden künftig von der Verpflichtung entbunden, EEG-Strom an nachgelagerte Energieversorgungsunternehmen weiterzuleiten. Stattdessen sollen sie diesen – beispielsweise an der Strombörse EEX – effizient vermarkten. Lediglich die nach dem Börsenvertrieb noch verbleibenden Kosten würden anschließend in einer jährlichen Umlage auf alle Lieferanten umgelegt. Die Monopolkommission begrüßt die hiermit eingeleitete Abkehr von der physischen Wälzung. Das Wälzungsverfahren der EEG-Kosten wird hierdurch vereinfacht und transparenter gestaltet.

**60.** Betreiber von EEG-Anlagen können ihren Strom zu jeder Zeit vorrangig in Übertragungs- und Verteilnetze einspeisen. Die Menge muss von den Netzbetreibern abgenommen (§§ 5 und 8 EEG zur vorrangigen Anschluss- und Abnahmepflicht) und zu gesetzlich vorgegebenen Preisen vergütet werden (§§ 16 bis 33 EEG zur Vergütung im Einzelnen). Durch die Anordnung degressiver Vergütungssätze über einen bestimmten Zeitraum und ihre Orientierung an den jeweiligen Erzeugungskosten soll zunächst ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen erreicht, gleichzeitig aber der Anreiz gesetzt werden, die Effizienz der Anlagen stetig zu steigern und hierdurch die Produktionskosten für die jeweilige Energieart zu senken. Ein Anspruch auf Vergütung besteht nur dann, wenn die Stromerzeugung vollständig auf dem Einsatz der gesetzlich genannten Energien beruht (§ 16 EEG).

**61.** Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom aus Kraftwerken mit KWK-Anlagen auf der Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen wird über das KWKG befristet gefördert, wenn er nicht nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet wird (§ 2 KWKG). Die Zuschlagszahlungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sind ebenfalls degressiv gestaffelt und werden nach dem Alter der Anlagen differenziert (§ 7 KWKG). Aufgrund der gesetzlichen Bevorzugung erfolgt die Einsatzplanung von Kraftwerken mit KWK-Anlagen in der Regel nicht in Anlehnung an die geltenden Marktpreise und die technische Eignung zur Lastdeckung. Die Besitzer dieser Anlagen haben zu jeder Zeit eine Abnahmegarantie ihres Stroms durch den Betreiber des Netzes, in das sie ihren Strom einspeisen. Kraftwerke mit KWK-Anlagen stehen daher wie EEG-Anlagen in Zeiten schwacher Last in Konkurrenz zu konventionellen Grundlastkraftwerken.

Nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. kosteten die Abnahmegarantie und die Vergütung nach den Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetz die Verbraucher im Jahr 2008 etwa 4,9 Mrd. EUR. Die Zusatzkosten aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz summieren sich hiernach auf etwa 0,6 Mrd. EUR.[36]

***Kritische Würdigung***

**62.** Für die Betrachtung des Stromangebots folgt aus den gesetzlichen Abnahmeverpflichtungen bei garantierten Abnahmepreisen, dass Strom, der aus Erneuerbaren Energien oder vermittels Kraft-Wärme-Kopplungs-Verfahren erzeugt wurde, unabhängig vom geltenden Großhandelspreis angeboten wird. Der Betreiber eines EEG-Kraftwerks oder eines Kraftwerks mit KWK-Anlage macht seine Angebotsentscheidung davon abhängig, ob die garantierte Vergütung über seinen variablen Stückkosten liegt. Dies ist bei Anlagen, die die Energieträger Wind, Wasser und Sonne nutzen, immer der Fall. Vor diesem Hintergrund wirkt sich das gesetzlich geförderte Stromangebot nicht direkt auf den Kraftwerksabruf nach der Merit Order aus, sondern kann als eine Reduzierung der Last bzw. als ein fiktiver Nachfragerückgang nach Strom aus konventionellen Kraftwerken interpretiert werden. Durch die gesetzliche Bevorzugung bei der Einspeisung, Abnahme und Vergütung erfolgt eine Reduktion der im Wettbewerb frei bedienbaren Nachfragemenge.

**63.** Aus ordnungspolitischer Sicht ist zu bemerken, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz im Kern keine geeigneten Instrumente zur Erfüllung ihrer hochgesteckten Ziele sind. Vor dem Hintergrund des europäischen Emissionshandels sind sie nach Auffassung der Monopolkommission sogar redundant. Im $CO_2$-Zertifikatehandel legt die Europäische Union die Obergrenze für $CO_2$-Emissionen global fest und überlässt es ansonsten den Emittenten zu entscheiden, an welcher Stelle und mit welcher Technologie sie notwendige Vermeidungsmaßnahmen realisieren wollen.

Hierbei gilt zum einen, dass die Gesamtemissionsmenge auch durch den Einsatz einer emissionsvermeidenden Technologie an einer Stelle nicht reduziert wird, wenn der Staat diese Reduktion nicht durch eine Begrenzung der Zertifikate verordnet. Substituiert der Betreiber eines Kohlekraftwerks nun seine Erzeugungsleistung durch EEG-Strom, so kann er seine werthaltigen $CO_2$-Zertifikate anschließend an Nutzer in der Europäischen Union verkaufen, die an anderer Stelle für wieder genau dasselbe Maß an $CO_2$-Ausstoß sorgen wie einst das inzwischen gedrosselte oder abgeschaltete Kohlekraftwerk. Die Emission entfällt nicht, sie wird nur verlagert.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz leisten daher keinen Beitrag zur Reduktion des europäischen $CO_2$-Ausstoßes. Sie verteuern aber kurzfristig sehr wohl die Stromproduktion in Deutschland. Denn es ist gerade die typische Eigenschaft der durch das EEG und das KWKG geförderten Technologien, dass diese ohne eine explizite Förderung nicht marktfähig sind, d.h. es gibt andere Technologien, mit denen sich Strom im entsprechenden Lastbereich günstiger produzieren lässt. Auch die langfristigen Wirkungen von EEG und KWKG erscheinen aus Sicht der Monopolkommission fragwürdig. EEG und KWKG sollen umweltfreundliche Erzeugungstechnologien fördern. Tatsächlich fördern sie aber die umweltfreundliche Erzeugung

36 Vgl. BDEW, Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung 2008, a.a.O., S. 31.

nicht per se, sondern konzentrieren sich auf einen vergleichsweise engen Ausschnitt der möglichen Verfahren zur Vermeidung von Emissionen. Selbst wenn die heute geförderten EEG-Technologien einmal langfristig marktfähig werden sollten, so ist damit noch nicht gesagt, dass sich nicht an anderer Stelle außerhalb des EEG womöglich kostengünstiger Emissionen einsparen ließen. Die Entwicklung solcher Technologien wird nun aber durch das EEG und dasKWKG mit zusätzlichen Opportunitätskosten belastet und im Grenzfall sogar verhindert.

Daher ist auch nicht das Argument zutreffend, es würden durch die Gesetze unbedingt Zukunftstechnologien gefördert, mit denen sich künftig bedeutende Märkte erschließen ließen. Ob dies tatsächlich der Fall ist, hängt kritisch davon ab, dass die „richtigen", d.h. effizienten Problemlösungen entwickelt werden. Die vielfältigen Informationen über alternative Technologien und ihre unterschiedlichen Vermeidungskosten liegen nur dezentral in der Gesellschaft vor. Ein geeignetes Klimaschutzsystem sollte daher – ohne jegliche Anmaßung von Wissen über das Ergebnis – stets demjenigen mit den besten Informationen Anreize bieten, Emissionen zu geringst möglichen Kosten zu vermeiden. Von der Idee her erfüllt der europäische Emissionshandel diese Forderung bereits vollständig.

Das EEG und das KWKG entfalten über ihre administrierte Preissetzung zusätzlich eine entbehrliche verzerrende Wirkung auf den wettbewerblichen Kraftwerksbau: Die Förderung von Zukunftstechnologien erschweren das EEG und das KWKG dadurch, dass sich ihr Ausschnitt der förderungswürdigen Technologien auf heute bereits bekannte Verfahren zur Vermeidung von $CO_2$-Emissionen beschränkt. Hierdurch werden die Möglichkeiten heute noch unentdeckter Problemlösungen systematisch unterschätzt. Ihre Entdeckung ließe sich vor allem durch eine systematische Förderung der Grundlagenforschung beschleunigen. Stattdessen wurde diese durch das EEG und das KWKG de facto zurückgefahren, weil die Gesetze den Fokus der Forschung und Entwicklung auf die heute bereits bekannten Verfahren zur Vermeidung von $CO_2$-Emissionen lenken, anstatt neue, kostengünstigere Möglichkeiten aufzuzeigen.

In dem Maße, in dem Ineffizienzen aus dem EEG und dem KWKG die Volkswirtschaft belasten, schwindet zugleich der Spielraum für die Politik zur Erreichung weiterer Klimaziele. Diese werden in politischen Verhandlungen zunächst zwischen den Mitgliedstaaten der Europäischen Union festgelegt und folgen internationalen Vereinbarungen. Höheren Klimazielen kann jede Regierung in Verhandlungen aber nur unter der Voraussetzung zustimmen, dass sie das Wachstum der eigenen Volkswirtschaft nicht unverhältnismäßig gefährden. Je kosteneffizienter daher die bereits bestehende Klimapolitik ist, desto größer wird der Spielraum für weitere Fortschritte beim Klimaschutz.

**64.** Die Monopolkommission spricht sich nicht gegen eine Förderung erneuerbarer Energien aus, plädiert jedoch dafür, dies möglichst durch marktliche, wettbewerbsneutrale Mechanismen zu tun wie zum Beispiel die Vergabe handelbarer $CO_2$-Zertifikate und die Förderung der Grundlagenforschung im Bereich der erneuerbaren Energien.

### 3.1.3 Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes

**65.** Die Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes in der Energiewirtschaft bildet die Grundlage für die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung auf den relevanten Märkten. Wird eine marktbeherrschende Stellung festgestellt, so unterliegen die Unter-

nehmen der allgemeinen Missbrauchsaufsicht des § 19 GWB sowie der verschärften Missbrauchsaufsicht gemäß § 29 GWB, der die Preisgestaltung marktbeherrschender Unternehmen in der Energiewirtschaft adressiert.

**66.** Das Bundeskartellamt hat im Zuge des Beschwerdeverfahrens gegen seine Untersagung des Vorhabens des E.ON-Konzerns, 33 % der Geschäftsanteile der Stadtwerke Eschwege GmbH durch die heutige E.ON Mitte AG zu erwerben, seine Marktabgrenzung entsprechend den Entwicklungen des Stromgroßhandels weiterentwickelt und seinen ursprünglich im Jahr 2003 gefassten Beschluss[37] auch unter einer modifizierten sachlichen Marktabgrenzung bestätigt. Am 6. Juni 2007 wurde die Beschwerde der Beteiligten gegen die Verfügung des Bundeskartellamtes vom Oberlandesgericht Düsseldorf zurückgewiesen.[38] Am 11. November 2008 hat der Bundesgerichtshof die Untersagung höchstrichterlich bestätigt und mithin die neue Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes gebilligt.[39] Das Bundeskartellamt hat in seinem Beschluss darauf erkannt, dass E.ON und RWE bei der Belieferung von Weiterverteilern mit Strom ein marktbeherrschendes Duopol bilden. Als relevanter Markt wurde vor allem der bundesweite Markt für den erstmaligen Absatz von Strom zugrunde gelegt.[40]

**67.** Das Amt unterscheidet bei seiner Marktabgrenzung zunächst die drei vertikal verbundenen Marktstufen Erzeugung, Distribution und Endkunden. Sie bilden den Weg ab, den Elektrizität von der Erzeugung bis zum Letztverbraucher durchläuft. Die spezifischen Besonderheiten des Gutes Strom und seines Angebots werden berücksichtigt und bilden die Grundlage der Argumentation. Hierbei sind vor allen Dingen die Homogenität des Gutes Strom hervorzuheben, seine Nichtspeicherbarkeit sowie die vertikale Integration großer Versorgungsunternehmen von der Erzeugung bis zum Endkundenvertrieb. Die Nichtspeicherbarkeit von Strom hat zur Folge, dass die von Nachfragern entnommene Elektrizitätsmenge bis auf systembedingte Verluste der Erzeugungsmenge entsprechen muss.

**68.** Die Erzeugungsstufe umfasst neben den vier großen Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall Europe auch alle weiteren Energieversorgungsunternehmen – beispielsweise Stadtwerke oder unabhängige Kraftwerksbetreiber –, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Strukturelle Unterschiede zwischen den unterschiedlichen Erzeugern zeigen sich insbesondere darin, dass nur die vier Verbundunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe ein differenziertes Erzeugerportfolio besitzen, das die vollständige Merit Order und alle Lastzeiten abdeckt. Die sonstigen Erzeugungsunternehmen haben in der Regel keinen Zugriff auf ein derartig gestreutes Erzeugungsportfolio, sondern verfügen beispielsweise als unabhängige Kraftwerksbetreiber über Grundlastkraftwerke oder als Stadtwerke über Spitzenlastkraftwerke. Daher lassen sich die zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten nicht unmittelbar miteinander vergleichen und es muss zu einer sachgerechten Erfassung der Gegebenheiten

37 BKartA, Beschluss vom 12. September 2003, B8-21/03, WuW/E DE-V 823 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“.

38 OLG Düsseldorf, Beschluss vom 6. Juni 2007, VI-2 Kart 7/04 (V), WuW/E DE-R 2094 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“.

39 BGH, Beschluss vom 11. November 2008, KVR 60/07. WuW/E DE-R 2451 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“.

40 Vgl. zur Marktabgrenzung durch das Bundeskartellamt auch die ausführlichen Analysen der Monopolkommission im Sondergutachten 49 sowie im Siebzehnten Hauptgutachten, außerdem Gleave, S., a.a.O., S. 120-126.

auf der Erzeugungsstufe auf die tatsächlich zu unterschiedlichen Lastzeiten erzeugten Mengen und nicht auf die zur Verfügung stehenden theoretischen Kapazitäten abgestellt werden. Das Amt rechnet der Erzeugungsstufe darüber hinaus die Netto-Stromimporte[41] zu. Die Stromimporte spielen für das Angebot auf dem deutschen Strommarkt bislang keine bedeutende Rolle. Der Anteil der Stromimporte beträgt derzeit lediglich 10 % des inländischen Stromabsatzes. Die Grenzkuppelstellen werden zudem vornehmlich für Exporte genutzt. Seit Beginn der Liberalisierung fungiert Deutschland daher als Netto-Stromexporteur.

**69.** Auf der Distributionsstufe sind neben den traditionellen Weiterverteilern – also Stadtwerken und Regionalverteilern – unabhängige Händler und die Verbundunternehmen selbst tätig. Ihr sind allgemein sämtliche Unternehmen zuzurechnen, die mit Elektrizität handeln, Elektrizität verkaufen oder nicht zum eigenen Verbrauch kaufen. Das Bundeskartellamt hat bei seiner neuen Marktabgrenzung dargelegt, dass die Verbundunternehmen ihre Funktion als Distributor sowohl über konzerneigene Handelsunternehmen als über maßgebliche Beteiligungen an Stadtwerken und Regionalversorgern ausüben.[42] Es vertritt die Auffassung, dass auf der Distributionsstufe auf eine konkrete Abgrenzung von Zwischenmärkten verzichtet werden kann und dass dieser keine maßgebliche kompetitive Bedeutung zukomme. Vielmehr erfülle sie eine intermediäre Aufgabe. Wegen der Nichtspeicherbarkeit von Strom könnten sich Unternehmen auf der Distributionsstufe nicht in dem Sinne strategisch verhalten, dass sie Strom in Zeiten geringer Nachfrage zurückhalten und ihn dann bei einem Anstieg der Nachfrage wieder an den Markt bringen. Die von den Verbundunternehmen abhängigen Händler und Weiterverteiler ohne hinreichende eigene Kapazitäten könnten zudem keinen Druck auf die Erzeugungsstufe ausüben, weil sie von den Verbundunternehmen durch eine Reduktion der gelieferten Strommenge sanktioniert werden können. Mithin erfolgt die Steuerung der an Letztverbraucher gelieferten Elektrizitätsmenge nur über die entsprechende Steuerung der Erzeugungsmenge durch Zu- und Abschalten von Kraftwerken auf der Erzeugungsstufe. Die Endkundenstufe umfasst sämtliche Letztverbraucher, die Strom zum eigenen Verbrauch beziehen. Hierzu zählen neben den Haushalts- und Kleinkunden auch die industriellen Großkunden.

**70.** Bei der sachlichen Marktabgrenzung wendet das Bundeskartellamt das Bedarfsmarktkonzept an. Danach sind diejenigen Leistungen dem sachlich relevanten Markt zuzuordnen, die aus Sicht der Nachfrager hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Preise und ihres vorgesehenen Verwendungszwecks als austauschbar anzusehen sind. Grundsätzlich sind nach Auffassung des Amtes auf dem Strommarkt der Endkundenmarkt und diverse Zwischenmärkte, bei denen die Nachfrager nicht zum eigenen Verbrauch nachfragen, als sachlich relevante Märkte abzugrenzen. Auf der Endkundenstufe wird aufgrund unterschiedlicher Nutzungsanforderungen und -gewohnheiten zwischen dem Markt für nicht leistungsgemessene und leistungsgemessene Letztverbraucher unterschieden.

**71.** Nicht leistungsgemessene Letztverbraucher sind Kleinkunden, die zumeist an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Ihr Verbrauch wird mithilfe normierter Standardlastprofile abgebildet. Stromkleinkunden decken ihren Bedarf überwiegend bei ih-

41 Netto-Stromimporte sind die Stromimporte abzüglich der Stromexporte.

42 Vgl. hierzu auch die Untersuchungen der Monopolkommission zur Verflechtung der Verbundunternehmen mit regionalen Energieversorgungsunternehmen in: Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Anhang A.1-A.31.

rem angestammten Weiterverteiler zu Tarifpreisen und treten nicht selbst als Nachfrager im Großhandel auf. Leistungsgemessene Letztverbraucher sind industrielle Großkunden oder größere Gewerbekunden, die an die Mittelspannungsebene und an höhere Netzebenen angeschlossen sind. Die registrierende Leistungsmessung ermittelt einen Lastgang, der die schwankende Leistungsaufnahme des Endkunden über einen Zeitraum aufzeigt. Hierdurch kann der Letztverbraucher auf sein individuelles Nutzungsverhalten abgestimmte Angebote einholen. Industrielle Großkunden treten sowohl bei direkten Vorlieferanten als auch im Großhandel als Nachfrager auf.

**72.** Bei der räumlichen Marktabgrenzung grenzt das Bundeskartellamt den Markt für Stromkleinkunden lokal auf das Netzgebiet, „also das zur Versorgung eines Gewerbebetriebs und Haushalts benötigte Niederspannungsnetz“[43], ab. Wichtigstes Argument für diese auf ein enges lokales Umfeld beschränkte räumliche Marktabgrenzung bei den Stromkleinkunden ist die nach wie vor geringe Wahrnehmung von Wechselmöglichkeiten durch die Endkunden auf einem stagnierenden Teilmarkt. Alle übrigen Märkte, also der Stromgroßkundenmarkt und die Märkte der Distributionsstufe, grenzt das Bundeskartellamt bundesweit ab. Auf diesen würden die Möglichkeiten zur Strombelieferung aus dem gesamten Bundesgebiet genutzt. Da Stromimporte nur eine untergeordnete Rolle spielen, sei eine räumliche Marktabgrenzung über die deutschen Landesgrenzen hinaus nicht sachgerecht.

***Berücksichtigung von Märkten für Ausgleichsleistungen***

**73.** Im Vorfeld seiner Marktabgrenzung klammert das Bundeskartellamt die physische Stromverteilung über Stromnetze aus. Die Märkte für Ausgleichsenergie werden bei der Marktabgrenzung nicht gesondert berücksichtigt. Mit Blick auf die Stromnetze erachtet die Monopolkommission dieses Vorgehen als gerechtfertigt, da die Netzebene ein natürliches Monopol bildet, das den Betrieb mehrerer paralleler Netze aus Effizienzgründen verbietet. Die Nachfrager von Stromtransportdienstleistungen stehen in ihrem Netzgebiet stets einem einzigen Netzbetreiber als Anbieter gegenüber. Für jeden Elektrizitätsanbieter und -nachfrager ist ein Anschluss an das Elektrizitätsnetz zur Stromlieferung zwingend erforderlich. Der Gesetzgeber unterwirft daher den Stromtransport auf der Ebene der Übertragungs- und Verteilnetze einer Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden.

Die Monopolkommission bekräftigt allerdings auch ihre Auffassung, dass der Ausgleichsenergiemarkt in die Marktabgrenzung einbezogen werden sollte.[44] Die vom Bundeskartellamt in seiner Marktabgrenzung beschriebenen drei vertikal verbundenen Einzelstufen bilden in ihrer Gesamtheit eben nicht die grundsätzlich wettbewerblich organisierte Elektrizitätswirtschaft ab. Zwar dienen Ausgleichsleistungen gemäß §§ 22, 23 EnWG der Systemsicherheit und unterliegen als solche der Regelungshoheit der Bundesnetzagentur, jedoch lässt sich ihre Bereitstellung, beispielsweise im Bereich der Regelenergie, grundsätzlich wettbewerblich gestalten. Regelenergie wird im Übrigen von Erzeugungskapazitäten erbracht, die ansonsten auch für die Erzeugung von Elektrizität zum Vertrieb gegenüber Letztverbrauchern verwendet werden. Durch die einseitigen Präqualifikationsanforderungen an Regelenergieerzeugungsanlagen sind die Ange-

43 BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06 „RWE/Saar Ferngas“, S. 12.
44 Vgl. hierzu und zum Folgenden Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 145-157.

bote an der Strombörse EEX und die auf den Regelenergiemärkten gehandelten Strommengen asymmetrisch substituierbar. Insbesondere könnte jedes Angebot von Regelenergie auch an der Strombörse angeboten werden, in umgekehrter Richtung gilt dasselbe wegen der Präqualifikationsvoraussetzungen für Regelenergie jedoch nicht. Dennoch ist eine Verbundenheit der Märkte zumindest denkbar. Sofern im Rahmen der durch die Bundesnetzagentur vorgegebenen Bedingungen das Angebot von Regelenergie unbeschränkt ist und die Nachfrage nach Regelenergie Beeinflussungsmöglichkeiten der Verbundunternehmen ausgesetzt ist, sollte auch der Regelenergiemarkt einer kartellrechtlichen Kontrolle unterliegen und bei zukünftigen Marktabgrenzungen durch das Bundeskartellamt Berücksichtigung finden.[45]

***Quantitative Verfahren bei der Marktabgrenzung***

**74.** Weiterhin würde es die Monopolkommission begrüßen, wenn das Bundeskartellamt seine Analysen im Bereich der Energiewirtschaft stärker als bisher auf quantitative ökonomische Verfahren stützen könnte. Insbesondere drängt die Monopolkommission hierbei auf die Anwendung des hypothetischen Monopolistentests beispielsweise in seiner Gestalt als SSNIP-Test (Small but Significant Non-Transitory Increase in Price-Test). Denn im Gegensatz zu dem ausschließlich auf die Untersuchung von Nachfragesubstitution angelegten Bedarfsmarktkonzept umfasst der hypothetische Monopolistentest auch ein angebotsorientiertes Element. Die Abgrenzung von Märkten bedarf der Analyse sämtlicher wirkender Wettbewerbskräfte, daher ist eine Untersuchung sowohl der Nachfragesubstituierbarkeit als auch der Angebotssubstituierbarkeit und des potenziellen Wettbewerbs erforderlich. Aus Sicht der Monopolkommission wäre ein solches Vorgehen auch aus dem Grund zu begrüßen, weil die vertiefte ökonomische Fundierung der etablierten Marktabgrenzungen in der Energiewirtschaft zu einer höheren Glaubwürdigkeit und einer verbesserten Akzeptanz beitragen kann.

**75.** Der hypothetische Monopolistentest untersucht im Rahmen eines Gedankenexperiments, inwieweit für den Produzenten eines Gutes eine dauerhafte, geringfügige, aber signifikante Preiserhöhung über das wettbewerbliche Niveau hinaus profitabel wäre, wenn er hypothetisch eine Monopolstellung für dieses Produkt hätte. Grundsätzlich kann die Profitabilität einer solchen Preissteigerung durch Reaktionen der Kunden sowie der aktuellen und potenziellen Wettbewerber beeinträchtigt werden. Konsumenten können auf den Erwerb des Gutes verzichten, den Verbrauch reduzieren oder auf ein anderes, ähnliches Produkt ausweichen (Nachfragesubstitution). Schließlich können Wettbewerber des Unternehmens ihre Produktion oder ihre Vertriebskanäle modifizieren und die Kunden auf dem relevanten Markt zu niedrigeren Preisen bedienen (Angebotssubstitution). Sind derartige Substitutionsbeziehungen für das betrachtete Produkt von signifikanter Bedeutung, führt eine Erhöhung des Preises nicht zu Gewinnsteigerungen und gegebenenfalls sogar zu erheblichen Gewinneinbußen. Die Analyse wird dann ausgehend vom „engsten“ Markt schrittweise um angrenzende Gebiete oder Produkte erweitert. In jedem Schritt wird geprüft, ob eine Preiserhöhung (meist zwischen 5 und 10 %) über das Wettbewerbsniveau hinaus für einen hypothetischen Monopolisten unter Beachtung der erwarteten Mengeneffekte profitabel ist. Wird diese Frage mit „Nein“ beantwortet, so können weitere Gebiete oder Produkte zum relevanten Markt

45 Vgl. hierzu auch die Analyse der Stromregelenergiemärkte in Abschnitt 7.1.

zählen, da anscheinend enge Substitutionsbeziehungen bestehen. Darüber hinaus muss überprüft werden, ob bei Anbietern anderer Produkte eine hinlängliche Angebotsumstellungsflexibilität vorliegt, sodass diese als Reaktion auf die Preiserhöhung ihre Produktion kurzfristig auf den betrachteten Markt lenken könnten. Diese anderen Produkte wären dann ebenfalls dem relevanten Markt zuzurechnen. Allerdings ist bei der Anwendung des hypothetischen Monopolistentests einschränkend zu berücksichtigen, dass die Nichtprofitabilität einer kleinen dauerhaften Preiserhöhung auch auf einer hohen Preiselastizität der Nachfrage und damit auf Kaufzurückhaltung beruhen kann. Wird die Frage hingegen mit „Ja“ beantwortet, so ist der relevante Produktmarkt abgegrenzt.

**76.** Beispielsweise wird nach Auffassung der Monopolkommission bei der Marktabgrenzung nach dem Bedarfsmarktkonzept argumentiert, dass aus der Sicht der Nachfrager nicht relevant ist, ob Strom von einem Ersterzeuger oder einem Händler auf einer nachgelagerten Stufe bezogen wird, sodass Händler und Stromerzeuger einen gemeinsamen relevanten Markt bilden. Das Bedarfsmarktkonzept blendet daher von seiner Betrachtung aus, welche Wettbewerbswirkungen von den Händlern ausgehen und welche wettbewerblichen Wechselwirkungen zwischen Händlern bestehen. Bei einer Abgrenzung nach dem hypothetischen Monopolistentest hingegen würde bei der Marktdefinition berücksichtigt, welche vielfältigen Wettbewerbswirkungen möglicherweise auf der Distributionsstufe und zwischen der Distributions- und Erzeugungsstufe bestehen. Nach Überzeugung der Monopolkommission sollte die Frage, ob ein hypothetischer Monopolist auf dem Markt für den erstmaligen Stromabsatz auch über eine Monopolstellung auf allen oder einigen weiteren Märkten der Distributionsstufen verfügen muss, um eine 5 bis 10 %ige Preiserhöhung profitabel durchzusetzen, nicht von axiomatischen Voraussetzungen, sondern vielmehr durch die quantitative Analyse sämtlicher Wettbewerbsfaktoren geklärt werden.

Der hypothetische Monopolistentest berücksichtigt den durch bislang ungenutzte oder anderweitig genutzte Kapazitäten bestehenden potenziellen Wettbewerb aussagekräftiger als die auf bereits nachgewiesene Lieferbeziehungen abstellende Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes. Er würde daher verbesserte Aussagen beispielsweise zur Verbundenheit des deutschen Stromgroßhandelsmarktes mit den deutschen Regelenergiemärkten zulassen. Denn bei steigenden Großhandelspreisen könnte es für Anbieter von Regelenergie attraktiv werden, ihr Angebot an die Strombörse EEX zu verlegen und vice versa. Entsprechend wäre der Markt dann weiter abzugrenzen. Es ließe sich auch Aufschluss darüber gewinnen, inwieweit bei der räumlichen Marktabgrenzung einzelner Marktsegmente – beispielsweise im Großkundensegment – die nationale Marktabgrenzung ausreichend ist. Möglicherweise ist stattdessen eine Marktabgrenzung nach Regelzonen oder sogar eine Erweiterung um Nachbarländer wie Österreich vorzunehmen. Entscheidend hierfür sind dann die bestehenden Importkapazitäten an den jeweiligen Grenzkuppelstellen, die ein potenzielles Angebot entstehen lassen. Das Bundeskartellamt berücksichtigt bei seiner Abgrenzung des Marktes für den erstmaligen Stromabsatz bislang nur die tatsächlich zu beobachtenden Netto-Stromimporte. Darüber hinaus ließe sich überprüfen, ob die Märkte für Kleinkunden und Großkunden tatsächlich getrennte Märkte sind oder ob ein hinlänglich hohes Preisniveau in einem Segment die Marktteilnehmer des anderen Segments zum Markteintritt bewegen würde.

Mit Blick auf den Endkundenmarkt kann der Distributionsstufe zumindest eine eingeschränkt positive Wettbewerbswirkung zukommen. Handelsunternehmen haben durch die am Markt vorhandenen Strombezugsalternativen die Möglichkeit, sich mit günstigen Endprodukten am Markt zu positionieren und gegeneinander in Wettbewerb zu treten. Gäbe es hingegen keinen Wettbewerb um die günstigsten Vertriebsstrukturen, so würden die Endkundenpreise durch zusätzliche Preisaufschläge auf der Distributionsstufe zusätzlich belastet (double mark-up). Weiterhin können Handelsunternehmen eine positive Wettbewerbswirkung als potenzielle Wettbewerber auf der Erzeugungsstufe entfalten. Unabhängige Weiterverteiler könnten die etablierten Erzeuger in ihrem Preissetzungsverhalten mäßigen, wenn sie sich für den Erwerb eigener Erzeugungskapazitäten und gegen den Strombezug entschieden. In diesem Fall könnte sich eine Preiserhöhung für den hypothetischen Monopolisten möglicherweise nicht lohnen, sodass die unabhängigen Weiterverteiler demselben Markt zuzurechnen wären wie die aktuellen Erzeuger. Käme der hypothetische Monopolistentest zu diesem Ergebnis, wäre der Markt schließlich weiter abzugrenzen.

**77.** Der hypothetische Monopolistentest ist allerdings in seiner Aussagekraft eingeschränkt, wenn der originäre Wettbewerbspreis unbekannt ist und die Preise bereits in der Ausgangssituation des Gedankenexperiments erhöht sind. In einer solchen Situation wäre zunächst ein Quasi-Wettbewerbspreis zu ermitteln, was ohne tiefgreifende Kenntnisse der unterliegenden Kostenstrukturen in der jeweils betrachteten Industrie allenfalls unter Inkaufnahme möglicher großer Fehler gelingen kann.

Die Monopolkommission geht nicht zuletzt deswegen davon aus, dass die Umsetzung des hypothetischen Monopolistentests einen deutlichen zusätzlichen Aufwand verlangt, insbesondere wenn ergänzende Marktdatenerhebungen erforderlich werden. Daher sind nach der Prüfung, inwiefern das Bundeskartellamt ein derartiges Verfahren mit seinen gegenwärtigen Ressourcen adäquat anwenden kann, die gegebenenfalls zusätzlich erforderlichen Personal- und/oder Sachmittel bereitzustellen.

***Vermachtete Erzeugerstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft***

**78.** Das Bundeskartellamt hat für den bundesweit abzugrenzenden Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Letztverbrauchern die kollektive Marktbeherrschung durch RWE und E.ON festgestellt. Hierzu muss das Bundeskartellamt nachweisen, dass zwischen zwei oder mehreren Unternehmen kein wesentlicher (Binnen-)Wettbewerb stattfindet und sie als Gesamtheit im Außenverhältnis keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt sind oder jedenfalls eine überragende Marktstellung haben. Nach Auffassung des Bundesgerichtshofs in dem Verfahren E.ON/Stadtwerke Eschwege ist für die Feststellung der Wettbewerbsverhältnisse in einem möglichen Oligopol eine Gesamtbetrachtung aller relevanten Umstände maßgebend, wobei den die Marktstruktur bestimmenden Merkmalen eine besondere Bedeutung zukommt.[46] Ein einheitliches Verhalten der Mitglieder des möglichen Oligopols liegt laut Bundesgerichtshof insbesondere bei hoher Markttransparenz und wirksamen Abschreckungs- und Sanktionsmöglichkeiten im Falle abweichenden Marktverhaltens nahe. Der Bundesgerichtshof verweist in diesem Zusammenhang ausdrücklich auf die Airtours-Entscheidung des Gerichts erster Instanz, mit dem die drei folgenden Kriterien für das Bestehen kollektiver Marktbeherr-

46 BGH Beschluss vom 11. November 2008 – KVR 60/07 „E.ON/Stadtwerke Eschwege“.

schung aufgestellt wurden.[47] Zum ersten muss der Markt in einer Weise transparent sein, dass die sich koordinierenden Unternehmen in ausreichendem Maße das Verhalten der anderen Unternehmen überwachen können. Zum zweiten müssen Mitglieder des Oligopols über ausreichende Sanktionsmöglichkeiten verfügen (interne Durchsetzbarkeit) und schließlich dürfen Wettbewerber und Kunden nicht ohne weiteres in der Lage sein, das Oligopol zu umgehen (externe Durchsetzbarkeit).

**79.** Zunächst weisen die bundesweiten Strommärkte marktbezogene Strukturmerkmale auf, die ein wettbewerbsbeschränkendes Parallelverhalten begünstigen. Hierzu zählen die Homogenität des Gutes Strom, die hohe Transparenz der Strommärkte im Hinblick auf Erzeugungskosten und Verkaufspreise sowie ein geringes zu erwartendes Nachfragewachstum und die geringe Preiselastizität der Nachfrage.

**80.** Das Bundeskartellamt hat der Monopolkommission mitgeteilt, dass RWE und E.ON im Jahr 2007 einen gemeinsamen Anteil an der erzeugten Netto-Strommenge von knapp 57 % hatten. EnBW erreichte als kleinster der großen vier inländischen Stromerzeuger einen Marktanteil von [5-15] %, Vattenfall Europe kommt auf einen Marktanteil von [10-20] %. Marktanteilsbewegungen sind in den zurückliegenden Jahren in keinem bedeutenden Umfang spürbar, die Anteile an den inländischen Stromerzeugungskapazitäten sind ähnlich verteilt. Stromimporte fallen nicht ins Gewicht, zumal Deutschland nach wie vor im Umfang von 19,1 Mrd. kWh im Jahr 2007 als Netto-Stromexporteur fungiert. Die Marktanteile sind in einer Weise verteilt, dass grundsätzlich eine duopolistische Marktbeherrschung ebenso wie eine gemeinsame Beherrschung durch drei oder alle vier großen Verbundunternehmen vermutet werden könnte.

Bei der Beurteilung gemeinsamer Marktbeherrschung kommt es nun darauf an, ob darüber hinaus für einzelne dieser Unternehmen gemeinsame unternehmensbezogene Strukturmerkmale vorliegen, die ein wettbewerbsbeschränkendes Parallelverhalten aufgrund gleichgerichteter Interessen begünstigen. Hierbei zeigen sich nach Auffassung des Amtes strukturelle Gemeinsamkeiten für RWE und E.ON, die nicht in gleicher Weise auch für EnBW und Vattenfall Europe erfüllt sind. Zum einen verfügten E.ON und RWE unter Berücksichtigung der eigenen Kraftwerke, ihnen zustehenden Anteilen an Gemeinschaftskraftwerken und aufgrund langfristig vertraglich gesicherter Kraftwerksleistungen jeweils über die mit Abstand höchsten Erzeugungskapazitäten und die höchsten Anteile an der Netto-Stromerzeugung. EnBW hingegen besitze einen bedeutend geringeren Anteil an Kapazitäten und Netto-Stromerzeugung. Eine Asymmetrie von RWE und E.ON einerseits sowie andererseits EnBW zeige sich auch im Hinblick auf die vertikale Integration. E.ON und RWE haben seit Beginn der Liberalisierung des Strommarktes durch konsequente Minderheitsbeteiligung an Unternehmen der Distributionsstufe versucht, ihre herausragende Marktstellung auf dem Strommarkt für die Belieferung von Großkunden abzusichern bzw. auszubauen. Inzwischen ist die Zahl der Unternehmen, an denen RWE oder E.ON Minderheitsbeteiligungen besitzen, auf mehr als 200 angewachsen. Über diese Vielzahl an Minderheitsbeteiligungen, zu der es keine Entsprechung bei EnBW und Vattenfall Europe gibt, sei es den Duopolisten möglich, einen Großteil des Stromabsatzes zur Auslastung der eigenen Erzeugungskapazitäten frühzeitig festzulegen.

47 EuG Rs. T-342/99 „Airtours/Kommission“, Slg. 2000 II-2585; bestätigt durch EuGH, Urteil vom 10. Juli 2008, Rs. C-413/06 P „Bertelsmann und Sony Corporation of America/Impala“.

Die Monopolkommission hält die überwiegende Betrachtung von Marktanteilsverhältnissen für unbefriedigend. Stattdessen sollte zusätzlich eine Betrachtung der Residual-Supply-Indizes (RSI) der Erzeuger auf dem Strommarkt vorgenommen werden. Der RSI eines Energieerzeugers gibt Aufschluss darüber, wie bedeutend seine individuellen Erzeugungskapazitäten für die Bedienung der am Markt gegebenen Nachfrage in einem Betrachtungszeitraum ist.[48] Je kleiner der RSI eines Energieerzeugers ausfällt, desto größer ist seine Marktmacht. Fällt der RSI eines Unternehmens unter 100 %, so sind zumindest Teile seiner Erzeugungskapazität zum Betrachtungszeitpunkt unverzichtbar zur Bedienung der Marktnachfrage und es kann die Marktbeherrschung durch das Unternehmen vermutet werden. London Economics hat im Rahmen seiner Studie für die EU-Kommission die RSI für eine Reihe europäischer Länder auf Stundenbasis berechnet. Für Deutschland bestätigen die Ergebnisse im Wesentlichen die Marktbeherrschung durch die beiden dominanten Anbieter.[49] Das Bundeskartellamt könnte in ähnlicher Weise aktuelle RSI für Deutschland beispielsweise mit den Daten der Strombörse EEX berechnen und seine Ergebnisse quantitativ fundieren. Gerade im Zuge der momentan laufenden Sektoruntersuchung erscheint dies relativ einfach möglich. Allerdings würde die Kalkulation der RSI für den Strommarkt insbesondere einen zusätzlichen personellen Aufwand erfordern.

**81.** Der Markt für die Belieferung nicht leistungsgemessener Kunden ist nach Auffassung der Beschlussabteilung nach den etablierten Liefergebieten der jeweiligen Letztversorger regional oder lokal abzugrenzen, da die Entwicklung des Geschäftes gegenüber Stromkleinkunden stagniere und eine ausgeprägte Loyalität und Identifikation der Kunden mit den etablierten Versorgern bestehe. Die Kundenbindung sei auf Faktoren wie ein größeres Vertrauen in eine sichere Stromversorgung oder die örtliche Verankerung des Versorgers in der Region zurückzuführen und stelle eine erhebliche Marktzutrittsschranke für alternative Stromlieferanten im Geschäft gegenüber Stromkleinkunden dar. Hierdurch wird impliziert, dass die lokalen Energieversorgungsunternehmen als marktbeherrschend anzusehen sind. Diese Feststellung ist so lange zutreffend, wie der Marktanteil des Unternehmens im angestammten Liefergebiet so hoch ist, dass das Unternehmen Grundversorger im Sinne des § 36 Abs. 2 EnWG ist.

**82.** Die Monopolkommission hat bereits in ihrem Sondergutachten 49 auf die problematischen Wirkungen einer vermachteten Erzeugerstruktur auf dem deutschen Strommarkt hingewiesen. Diese legt die Vermutung nahe, dass die marktbeherrschenden Erzeuger über Möglichkeiten verfügen, durch unilaterale Maßnahmen oder über implizite und gar explizite Koordination in wohlfahrtsschädigender Weise auf die Preisbildung Einfluss zu nehmen. Aus der Marktbeherrschung ergeben sich daher für die Gestaltung der Rahmenbedingungen des Strommarktes und seine Aufsicht besonders hohe Anforderungen. Die horizontale Entflechtung, vielfach als ein Vorschlag zur Auflösung der Marktdominanz einzelner Energieerzeuger ins Gespräch gebracht, ist aus ökonomischer Sicht nicht

48 Die Kalkulation des RSI für das Unternehmen i folgt der generalisierten Form $RSI_i$ = ( [Marktkapazität] - [Kapazität des Unternehmens i] ) / [Marktnachfrage]. In der Praxis sind die einzelnen Größen jedoch weiter zu konkretisieren. Gängig ist beispielsweise, die Marktkapazität als Summe der regionalen Erzeugungskapazitäten im abgegrenzten Marktgebiet zuzüglich der Netto-Stromimporte im Betrachtungszeitraum abzubilden. Als Kapazität des Unternehmens i kann auf die Reservekapazitäten nach Abzug aller durch langfristige Liefervereinbarungen gebundenen Kapazitäten abgestellt werden.

49 Vgl. London Economics, a.a.O., S. 292 ff.

frei von Problemen, da hierzu eine staatliche Stelle auf dem Wege eines planerischen Eingriffs entscheiden müsste, welche Kraftwerksanlagen durch die Erzeuger abzugeben wären. Auch in eigentumsrechtlicher Hinsicht würde eine solche horizontale Entflechtung einen harten Eingriff bedeuten, der mit Sicherheit eine langwierige gerichtliche Auseinandersetzung nach sich zöge. Als ein Mittel zur kurzfristigen Belebung des Wettbewerbs auf dem deutschen Markt für den erstmaligen Absatz von Strom erscheint eine Entflechtung marktdominanter Energieerzeuger daher wenig geeignet.[50]

### 3.1.4 Angebotsseitige Markteintrittsbarrieren

**83.** Für die kurzfristige Belebung des Wettbewerbs in der Stromerzeugung ist von kritischer Bedeutung, welche Markteintrittsbarrieren ein Erzeuger überwinden muss. Hierbei ist zum einen von Interesse, wie aufwendig und teuer die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten ist. Besondere Bedeutung kommt nach Auffassung der Monopolkommission den verbreiteten Unsicherheiten über Stabilität und Ausprägung der politischen Rahmenbedingungen zu, die eine Markteintrittsbarriere auf dem Erzeugermarkt bilden.[51] Zum anderen ist die Frage des diskriminierungsfreien Anschlusses und Zugangs zu den Übertragungsnetzen zur anschließenden Vermarktung von Elektrizität für unabhängige Kraftwerksbetreiber von besonderer Wichtigkeit. Um Diskriminierungmöglichkeiten beim Netzanschluss und Netzzugang durch die vertikal integrierten Netzbetreiber gegenüber Wettbewerbern auf dem Erzeugermarkt weitgehend auszuschließen, wurde am 26. Juni 2007 die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV)[52] erlassen.

#### *3.1.4.1 Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV)*

**84.** Ziel der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung ist die zügige und diskriminierungsfreie Realisierung neuer Kraftwerksprojekte. Hierdurch soll dem Interesse des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit Rechnung getragen werden. Die Verordnung betrifft alle Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 MW, die an Hoch- und Höchstspannungsnetze angeschlossen werden sollen. § 3 KraftNAV legt das Verfahren zum Netzanschluss fest. Die Betreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen haben im Internet Informationen über geeignete Standorte für den Netzanschluss von Anlagen zu veröffentlichen. Nach Eingang eines Anschlussbegehrens muss der Netzbetreiber den Antragsteller innerhalb von zwei Wochen über die durchzuführenden Prüfungen und die hierbei entstehenden Kosten informieren. Nach Leistung eines Vorschusses von 25 % der erwarteten Kosten durch den Anschlussnehmer hat der Netzbetreiber die entsprechende Prüfung innerhalb von drei Monaten durchzuführen.

**85.** Eine Verweigerung des Anschlusses ist nur erlaubt, wenn der Netzanschlusspunkt technisch nicht zur Aufnahme des Stroms geeignet ist (§ 17 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 6 Abs. 1 Satz 1 KraftNAV), wobei der Netzbetreiber zuvor alle zumutbaren Maßnahmen ausgeschöpft haben muss. Der Netzanschluss kann nach § 6 Abs. 2 KraftNAV nicht unter Hinweis auf Kapazitätsengpässe im Netz verweigert werden. Wenn der Netzanschluss aus berechtigten Gründen verweigert wird, muss der Netzbetreiber

50 Vgl. hierzu die Diskussion verschiedener Entflechtungsvorschläge, insbesondere auch zur horizontalen Entflechtung, in: Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Kapitel 6.

51 Vgl. hierzu auch die Überlegungen zu möglichen Zielkonflikten in der Energiepolitik in Kapitel 2.

52 BGBl. I S. 1187.

dem Antragsteller gleichzeitig einen anderen geeigneten und wirtschaftlich zumutbaren Anschlusspunkt vorschlagen (§ 6 Abs. 3 KraftNAV).

**86.** Ist der Netzanschluss technisch möglich, erteilt der Netzbetreiber eine Anschlusszusage (§ 4 KraftNAV). Diese wird wirksam, wenn der Antragsteller innerhalb eines Monats nach ihrer Erteilung eine Reservierungsgebühr von 1.000 EUR/MW Anschlussleistung und die Kosten der Prüfung nach § 3 KraftNAV bezahlt. Liegen gleichzeitig mehrere Anträge für denselben Netzanschlusspunkt vor, werden die Anträge entsprechend ihrem Eingangszeitpunkt bedient. Es werden folglich frühere Anträge späteren Anträgen vorgezogen. Mithin werden hierbei mögliche Unterschiede in der technischen und ökonomischen Eignung unterschiedlicher Kraftwerksprojekte ignoriert.

**87.** Anschließend erfolgt die Vorbereitung des Netzanschlussvertrags (§ 4 Abs. 2 ff. KraftNAV). Anschlussnehmer und Netzbetreiber haben hierzu einen Verhandlungsfahrplan zu erarbeiten, in dem Fristen für die Verhandlungen zum Abschluss des Netzanschlussvertrags vereinbart werden und der einen Vertragsabschluss in der Regel innerhalb von zwölf Monaten vorsieht. Zusammen mit dem Netzanschlussvertrag ist dann ein Realisierungsfahrplan aufzustellen, der die zeitliche Abfolge und Verantwortlichkeiten für die Errichtung des Kraftwerks, die Herstellung des Netzanschlusses und gegebenenfalls erforderliche Netzausbaumaßnahmen festlegt (§ 4 Abs. 5 KraftNAV). Der Verhandlungsfahrplan und der Realisierungsfahrplan sind der Regulierungsbehörde vom Anschlussnehmer unverzüglich vorzulegen. Sollten Fahrpläne nicht eingehalten werden, so kann der Anschlussnehmer nach § 31 EnWG bei der Bundesnetzagentur ein Missbrauchsverfahren wegen Zuwiderhandlung gegen die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung beantragen.

**88.** Die Kosten für die Verbindung zwischen Erzeugungsanlage und Netzanschlusspunkt sowie für die Aufrüstung des Netzanschlusspunktes hat der Anschlussnehmer zu tragen. Hingegen muss er nicht die Kosten übernehmen, die sich aus einer eventuell notwendigen Verstärkung des Netzes hinter dem Netzanschlusspunkt ergeben (§ 8 KraftNAV).[53]

***Kritische Würdigung***

**89.** Da die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung erst im Jahr 2007 in Kraft getreten ist, befinden sich die meisten hiervon betroffenen Kraftwerksprojekte noch in der Planungs- und Genehmigungsphase. Es lassen sich daher noch keine hinreichend gesicherten Aussagen darüber ableiten, inwiefern die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung die Realisierungschancen von Kraftwerksprojekten verbessert hat. Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegenüber der Monopolkommission begrüßt, dass die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung die Netzanschlussverfahren harmonisiert und für Netzbetreiber und Anschlussnehmer eine rechtssichere Grundlage für den zeitlichen Ablauf und den Rahmen des Verfahrens geschaffen hat. Jedoch zeigten sie sich auch überwiegend skeptisch, ob die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung eine wettbewerbsbelebende Wirkung entfaltet. So ist seit Inkrafttreten der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung die Zahl der

53 Für Offshore-Anlagen allerdings sieht § 17 Abs. 2a EnWG einen privilegierten Netzanschluss vor. Die Übertragungsnetzbetreiber sind dazu verpflichtet, notwendige Anschlussleitungen auf eigene Kosten zu errichten und zu betreiben. Die anfallenden Kosten sind dann durch einen finanziellen Belastungsausgleich, der nach § 17 Abs. 2a Satz 4, 2. Halbs. EnWG entsprechend § 9 Abs. 3 KWKG zu erfolgen hat, zwischen den Übertragungsnetzbetreibern aufzuteilen.

in Planung oder in Bau befindlichen Kraftwerke zurückgegangen. Entscheidungen zur Errichtung neuer Kraftwerke würden von den Kraftwerksbetreibern auf der Grundlage zahlreicher betriebswirtschaftlicher Kriterien getroffen, unter denen den Netzanschlussbedingungen nur eine untergeordnete Rolle zukomme.

**90.** Nach Angaben der Bundesnetzagentur bereitet insbesondere noch die Forderung des § 3 Abs. 1 Nr. 3 KraftNAV, eine laufend aktualisierte, übersichtliche Darstellung des Netzschemaplans (schematischer Netzplan mit allen Stromkreisen, Schaltanlagen, Sammelschienen und Umspannwerken) und der Netzauslastung im gesamten Netz einschließlich der Kennzeichnung tatsächlicher oder zu erwartender Engpässe auf den Internetseiten der Netzbetreiber zu veröffentlichen, Probleme bei der praktischen Umsetzung. Die Netzbetreiber sehen bei einer Veröffentlichung Probleme in Bezug auf die Sicherheit ihrer Anlagen. So könnte terroristischen Vereinigungen durch das Veröffentlichen von Netzinformationen ermöglicht werden, gezielt Anschläge auf besonders wichtige Knotenpunkte oder Leitungsstrecken zu verüben.

Diese Sorge der Netzbetreiber gründet sich jedoch offensichtlich auf eine missverständliche Formulierung der zugrunde liegenden Vorschriften. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur gilt im Wesentlichen der Grundsatz, dass die Daten, die einem potenziellen Kraftwerksbetreiber und Anschlusspetenten von dem jeweiligen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden müssen, umso umfangreicher und genauer sein müssen, je intensiver und konkreter die Anfrage wird. Ausreichende Daten sind in jedem Fall zwingend erforderlich, damit Berechnungen erstellt werden können, um zu prüfen, inwiefern sich ein neues Kraftwerksprojekt rentiert. Nun gibt es in der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung drei verschiedene Normen, die die Veröffentlichung eines Netzschemaplans vorsehen (§ 3 Abs. 1, § 9, § 5 KraftNAV). Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sind diese Normen in einem Stufenverhältnis zueinander angeordnet.

Zunächst gelte eine allgemeine Veröffentlichungspflicht gemäß § 3 Abs. 1 KraftNAV. Jeder Netzbetreiber hat auf seiner Internetseite Angaben zu veröffentlichen, die für die Prüfung eines Netzanschlussbegehrens und einer Prognose der für eine entsprechende Anschlussnutzung verfügbaren Leitungskapazitäten mindestens erforderlich sind. Als zweite Stufe kommt dann die Regelung des § 9 KraftNAV mit einem wesentlich kleineren Adressatenkreis zur Anwendung. Die Netzbetreiber haben hiernach ein gemeinsames Register sämtlicher Erzeugungsanlagen, die bestehen oder für die ein Netzanschlussbegehren vorliegt, sowie eine übersichtliche Darstellung des Netzschemaplans und der Netzauslastung, einschließlich der Kennzeichnung bestehender oder erwarteter Engpässe, zu führen. Diese detaillierten Daten sind dann Anschlussnehmern sowie auf Anforderung den Energieaufsichtsbehörden und Regulierungsbehörden in geeigneter Form zur Verfügung zu stellen. Ansonsten sollen sie der Öffentlichkeit jedoch nicht zugänglich sein. Als dritte Stufe folgt die Regelung des § 5 KraftNAV. Im Rahmen seiner Prüfung eines Anschlussbegehrens ist der Netzbetreiber demnach dazu verpflichtet, dem Antragsteller noch umfangreichere Netzdaten zur Verfügung zu stellen, die erforderlich sind, damit dieser eigene Bewertungen der Netznutzungssituation vornehmen kann.

**91.** Die Monopolkommission teilt die Vorsicht der Netzbetreiber gegenüber einer weitreichenden Veröffentlichungspflicht von detaillierten Netzschemaplänen und Netzdaten. Allerdings können die geäußerten Sicherheitsbedenken auch als ein Vorwand dafür

dienen, den Kraftwerksanschluss der zu den Verbundunternehmen im Wettbewerb stehenden Erzeuger unbillig zu erschweren. Erzeuger benötigen zur Planung eines Standorts und zur ökonomischen Bewertung alternativer Netzanschlusspunkte umfangreiche Kenntnisse über die geografische Lage möglicher Netzanschlusspunkte und die Netzauslastung in ihrer Umgebung. Es ist daher ein Weg zu finden, der das Sicherheitsinteresse der Netzbetreiber würdigt und gleichzeitig dem Informationsbedürfnis unabhängiger Erzeuger entgegenkommt. Hierbei ist darauf zu achten, dass durch Einschränkungen der Transparenz keine neuen Diskriminierungsmöglichkeiten für die Netzbetreiber entstehen. Solange auf Anfrage eines potenziellen Kraftwerksbetreibers umfassende Daten durch die Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden und dieser zugleich durch die eigene Anfrage nicht unmittelbar dazu gezwungen ist, seine Pläne bezüglich einer Kraftwerkserrichtung zu offenbaren, erscheinen der Monopolkommission die Möglichkeiten zur Einflussnahme durch den betreffenden Netzbetreiber gering und die hiermit verbundene geringfügige Einschränkung der Transparenz mithin zumutbar.

#### *3.1.4.2 Strukturelle und institutionelle Markteintrittsbarrieren in der Stromerzeugung*

**92.** Neben prinzipiell durch eine geeignete Regulierung auszuräumenden Markteintrittsbarrieren bestehen nicht ohne weiteres abzustellende Markteintrittsbarrieren für neue Erzeugungskapazitäten. Diese sind als strukturelle Markteintrittsbarrieren von technologisch-wirtschaftlichen Erwägungen geprägt und betreffen als institutionelle Markteintrittsbarrieren politisch getriebene Widerstände, die einem Kraftwerksbetreiber den Marktzutritt erschweren können. Neben diesen für die kurzfristige Planung relevanten Markteintrittsbarrieren werden die langfristigen strategischen Entscheidungen von Kraftwerksbetreibern von den Unsicherheiten über die Stabilität der politischen Rahmenbedingungen geprägt.[54]

**93.** Auf technologisch-wirtschaftlicher Ebene ist als eine Markteintrittsbarriere zum einen die Situation auf dem vermutlich weltweiten, in jedem Fall aber europaweiten Markt für Kraftwerkstechnik zu benennen. Kraftwerkstechnik ist ein hochspezialisiertes Geschäft, in dem sich nur eine kleine Zahl austauschbarer Anbieter betätigt. Die Kapazitäten dieser Anbieter sind in einer Weise begrenzt, dass der Bauherr beispielsweise eines Kohle- oder Gaskraftwerks mit teilweise mehrjährigem Vorlauf Planungs- und Konstruktionskapazität vorbuchen muss. Von Energieversorgern wurde der Monopolkommission zudem berichtet, dass die unterschiedlichen Systeme verschiedener Anbieter nicht austauschbar seien, wenn ein Kraftwerksbetreiber bereits Kraftwerke eines bestimmten Anbieters besitze und lediglich zusätzliche Kapazitäten erwerben wolle. Die mangelhafte Austauschbarkeit der Technologien verschiedener Anbieter werde hierbei insbesondere im Bereich der Kraftwerkssteuerung virulent, da sich die Erzeugungsanlagen verschiedener Anbieter – unter Beachtung von Anpassungs- und Umrüstkosten – überwiegend nicht gemeinsam regeln ließe.

Beide Faktoren, der zeitliche Vorlauf aufgrund begrenzter Planungs- und Konstruktionskapazitäten und die begrenzte Austauschbarkeit von Erzeugungstechnologien aus Anbietersicht, limitieren den Markteintritt für Wettbewerber nicht in einem absoluten Sinne. Für die Monopolkommission erscheint jedoch bedeutend, dass von diesen Gegebenheiten insbesondere die Fähigkeit eines potenziellen Wettbewerbers, zeitnah zu rea-

54 Vgl. hierzu die Erörterung zu den Zielkonflikten in der Energiepolitik in Kapitel 2.

gieren, beeinträchtigt wird. Hierdurch wird die Bestreitbarkeit des Erzeugermarktes in ähnlicher Weise beeinträchtigt, wie dies bei spezifischen Marktzutrittskosten der Fall wäre, die nur der Neuling am Markt, nicht jedoch ein Etablierter zu tragen hätte.

**94.** Kraftwerksbetreiber müssen sich auf der technologisch-wirtschaftlichen Ebene zudem einen Zugang zum jeweiligen Primärenergieträger, der bei der Verstromung zum Einsatz kommen soll, vertraglich sichern. Für kleine Verteilnetzbetreiber und unabhängige Kraftwerksbetreiber sind heute überwiegend Kraftwerke interessant, die die Primärenergieträger Steinkohle oder Erdgas zum Einsatz bringen.

Bei Steinkohle als Primärenergieträger kann eine Diskriminierung von Marktneulingen durch Etablierte ausgeschlossen werden, da Deutschland weitgehend von der Versorgung mit Steinkohle aus dem Ausland angewiesen ist. Im Jahr 2007 wurden 67 % der in Deutschland verbrauchten Steinkohle importiert.[55] Die größten Kohlereserven weltweit finden sich in den USA, in China, Russland, Indien, Australien und der Ukraine.[56] Bei der Versorgung mit Erdgas ist die Abhängigkeit von ausländischen Quellen noch größer. 2007 wurden 85 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases importiert.[57]

Beim Erdgas besteht allerdings im Gegensatz zum Primärenergieträger Steinkohle die Besonderheit einer leitungsgebundenen Versorgung. So ist der Betreiber eines Gaskraftwerks zwingend darauf angewiesen, an ein Ferngasnetz in der Umgebung seines Kraftwerksstandorts angeschlossen zu werden. Da unter den Ferngasnetzbetreibern auch Unternehmen zu finden sind, die auf dem Erzeugermarkt in direktem Wettbewerb mit unabhängigen Kraftwerksbetreibern stehen, ergeben sich möglicherweise Diskriminierungspotenziale bei der Gasnetzanbindung. Marktteilnehmer haben der Monopolkommission gegenüber berichtet, dass beispielsweise ein Einblick in die tatsächlich vorliegenden freien Transportkapazitäten nur bedingt möglich sei und eine Vorreservierung von Netzanschlusskapazitäten auf der Gasseite nicht vorgesehen ist. Marktteilnehmer, die ein Gaskraftwerk errichten wollen, stünden mithin vor der Entscheidung, entweder kostenintensive langfristige und möglicherweise diskriminierende Netznutzungsverträge für das Gasnetz bereits zu einem frühen Zeitpunkt weit vor einer möglichen Bauentscheidung für das Gesamtprojekt abzuschließen oder aber das Risiko einzugehen, nach Abschluss aller sonstigen Verträge möglicherweise ohne die erforderliche Gastransportkapazität zu enden.

Die Monopolkommission gibt allerdings zu bedenken, dass neben den großen Verbundunternehmen auch zahlreiche nicht integrierte Ferngasnetzbetreiber den deutschen Markt beliefern. Die genannten Argumente sind daher nur relevant, wenn die möglichen Standorte für einen Kraftwerksneubau vornehmlich auf die Marktgebiete derjenigen Ferngasnetzbetreiber beschränkt sind, die zugleich auch in der Stromerzeugung tätig sind. Zur Minimierung von Diskriminierungsmöglichkeiten erscheint der Monopolkommission dennoch die Schaffung einer Kraftwerks-Netzanschlussverordnung für die Gasnetzanbindung von Elektrizitätserzeugungsanlagen bedenkenswert. Diese müsste insbesondere regeln, wie die Risiken des Netzanschlusses und der Kapazitätsbuchung aus einem langfristigen Kraftwerksprojekt auf den Kraftwerksbetreiber und den Gas-

55 Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007, Hannover 2008, S. 7.

56 Vgl. ebenda S. 18.

57 Vgl. Schiffer, H.-W., Energiemarkt Deutschland, 10. Aufl., Köln 2008, S. 172.

netzbetreiber aufgeteilt werden sollen. Hierbei muss zur Vermeidung von Nachteilen bei den Gasnetzbetreibern auch berücksichtigt werden, dass gegebenenfalls kostenintensive projektspezifische Kapazitätserweiterungen im nachgelagerten Transportnetz erforderlich werden.

**95.** In erster Linie jedoch liegen die relevanten und für den deutschen Erzeugermarkt spezifischen Markteintrittsbarrieren für einen Betreiber konventioneller, nicht atomarer Erzeugungsanlagen im institutionellen, politischen Bereich. Neue atomare Erzeugungsanlagen können in Deutschland seit dem Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2002 ohnehin nicht mehr errichtet werden. Derzeit bemühen sich die großen deutschen Energieerzeuger daher um die Errichtung neuer atomarer Erzeugungskapazitäten im europäischen Ausland.

Zu den vielfältigen institutionellen Markteintrittsbarrieren für konventionelle Erzeugungskapazitäten liefert das derzeit durch Vattenfall Europe in Hamburg-Moorburg geplante und in Bau befindliche Steinkohlekraftwerk ein illustratives, wenn auch in seiner besonderen Ausprägung extremes Beispiel. Das Kraftwerk soll 2012 mit einer Bruttoerzeugungsleistung von 1.654 MW in Betrieb gehen.[58]

**96.** Im Vorfeld der politisch umstrittenen Vorabgenehmigung der Kraftwerksanlage Ende des Jahres 2007[59] hat sich Vattenfall Europe gegenüber der Freien und Hansestadt Hamburg zu weitreichenden Klimaschutzmaßnahmen und einer hierfür zusätzlich erforderlichen Investition von insgesamt 120 Mio. EUR verpflichtet. Durch die Maßnahmen werde unter anderem die Kraft-Wärme-Koppelung verbessert und mithin die Effizienz des Kraftwerks um ein Drittel erhöht. Das neu geplante Kraftwerk soll das veraltete Kraftwerk in Wedel ersetzen. Dieses verzeichnet eine Fernwärmeleistung von ca. 450 MW. Auf Drängen des Senats hat Vattenfall Europe zugesagt, für weitere 50 Mio. EUR eine zusätzliche Fernwärmeleitung über die Veddel und Wilhelmsburg nach Harburg zu legen, um auf diese Weise 50 % mehr Fernwärme auszukoppeln. Damit würde eine Fernwärmeleistung von 650 MW erreicht. 70 Mio. EUR investiert Vattenfall Europe in die Errichtung einer Laufwasserkühlung. Um eine unerwünschte Erwärmung der Elbe zu verhindern, soll diese gewährleisten, dass die Differenz zwischen dem entnommenen und dem wieder eingeleiteten Wasser maximal 3° beträgt.

Vattenfall Europe hat sich außerdem vertraglich dazu verpflichtet, durch die Abschaltung des veralteten Kraftwerks in Wedel und anderer Kraftwerke den jährlichen $CO_2$-Ausstoß des Unternehmens um 2,3 Mio. t zu senken. Nach 2013 soll überprüft werden, ob Vattenfall Europe die Vertragszusagen eingehalten hat. Außerdem hat Vattenfall Europe eine Option auf ein Grundstück neben dem Kraftwerksgelände erworben, für die es ein Nutzungsentgelt in Höhe von 1,2 Mio. EUR zahlt. Hierdurch bindet sich Vattenfall Europe in seiner Absicht, zu einem späteren Zeitpunkt auf dem Gelände eine $CO_2$-Abscheidungsanlage zu errichten. Die $CO_2$-Abscheidetechnik befindet sich derzeit noch

58 Vgl. hierzu die reichhaltige Berichterstattung in der Presse, http://www.welt.de/hamburg/article1363970/ Senat_und_ Vattenfall_einigen_sich_auf_Kraftwerksbau.html [28. April 2009].

59 Die Vorabgenehmigung des Steinkohlekraftwerks Hamburg-Moorburg erging nach Einigung zwischen Vattenfall und dem CDU-geführten Senat der Freien und Hansestadt Hamburg Mitte November 2007. Der Kraftwerksneubau war zu diesem Zeitpunkt Thema im Wahlkampf zur Hamburger Senatswahl im Februar 2008. Nach der Wahl wurde eine Regierung unter Beteiligung der CDU und der Grünen Alternativen Liste Hamburg gebildet. Für die Kraftwerksgenehmigung war hiernach die neue Senatorin für Stadtentwicklung und Umwelt Anja Hajduk (GAL) zuständig.

im Versuchsstadium. Mit ihr soll es insbesondere Kraftwerksbetreibern, die den größten Anteil an der europäischen $CO_2$-Erzeugung zu verantworten haben, gelingen, das Klimagas abzuscheiden und anschließend sicher unterirdisch zu lagern. Da das $CO_2$ hierdurch nicht in die Atmosphäre gelangt, würden abgeschiedene $CO_2$-Mengen vom EU-Emissionshandel befreit. Eine Baugenehmigung für die Anlage soll bis 2013 beantragt werden, wenn eine Kommission aus Mitarbeitern von Vattenfall Europe und der Freien und Hansestadt Hamburg feststellt, dass eine solche Anlage reif für eine Genehmigung ist.

Der Kraftwerksbau wurde endgültig im Herbst 2008 genehmigt. Bis zuletzt wurde um die Erfüllung wasserrechtlicher Bestimmungen gerungen. Hierbei ging es weiterhin um die Entnahme und Einleitung von Kühlwasser in die Elbe. In der endgültigen Genehmigung wurden Auflagen erteilt, durch die die Anlage an 250 Tagen im Jahr nur mit gedrosselter Leistung fahren kann. Vattenfall Europe wurde außerdem zur Auflage gemacht, eine sog. Fischaufstiegsanlage im Elbe-Stauwehr Geesthacht als Ausgleichsmaßnahme zu bauen. Der Bau des Kraftwerks soll ca. 1,7 Mrd. EUR kosten. Für die wasserrechtlichen Auflagen im Rahmen der endgültigen Genehmigung sind bis zu 600 Mio. EUR an zusätzlichen Baukosten im Gespräch. Die wasserrechtlichen Auflagen werden derzeit allerdings gerichtlich noch geprüft.

**97.** Die Monopolkommission mag durch die Darstellung der in dem Fallbeispiel deutlich gewordenen Konflikte zwischen den Versorgungsinteressen mit Elektrizität sowie den Gewinnerzielungsinteressen von Energieerzeugern auf der einen und den Umweltschutzinteressen auf der anderen Seite in keiner Weise umweltpolitische Anliegen kritisieren. Sie erachtet diese als legitim und im Rahmen von Kraftwerksgenehmigungsverfahren als zu berücksichtigen.

Dies gilt insbesondere, wenn durch den Bau eines Kraftwerks die Umweltbedingungen im lokalen Umfeld eine nachhaltige Verschlechterung erfahren würden. Die Monopolkommission weist allerdings auch im Hinblick auf das vorliegende anekdotische Beispiel darauf hin, dass die in der politischen Diskussion verwendeten Argumente nicht notwendigerweise systematisch zwingend sind, diese dennoch auf die Genehmigung eines Kraftwerksneubaus einwirken und daher durch die Kraftwerksbetreiber bei ihren Bauplanungen zu berücksichtigen sind. So lassen sich beispielsweise Belange des Wasserschutzes eindeutiger mit den Umweltbedingungen im lokalen Umfeld des Kraftwerksneubaus verknüpfen, als dies bei dem Anliegen der Vermeidung von $CO_2$-Emissionen der Fall ist. In Europa unterliegen die Betreiber von Kraftwerken mit fossilen Energieträgern dem EU-Emissionshandel, der letztlich das Maß für die insgesamt in Europa entstehenden $CO_2$-Mengen festlegt und dieses der Entscheidung durch den Einzelnen entzieht. Der Handel mit Emissionszertifikaten ist dann das eigentliche Instrument, mit dem die Auswahlentscheidung des Kraftwerksbetreibers über die Wahl einer $CO_2$-vermeidenden Erzeugungstechnologie beeinflusst werden soll. Dennoch spielt im Rahmen von Genehmigungsverfahren für Kraftwerksneubauten regelmäßig die Frage der $CO_2$-Vermeidung eine Rolle, obwohl auch das umweltfreundlichste einzelne Kraftwerk keinen Einfluss auf die insgesamt emittierte $CO_2$-Menge besitzt.

**98.** In jedem Fall verteuern lange Genehmigungsverfahren und eventuell durch die Kraftwerksbetreiber zu erfüllende Auflagen den Markteintritt auf dem Erzeugermarkt. Der Monopolkommission gegenüber haben Vertreter kommunaler Energieerzeuger in

diesem Zusammenhang auch berichtet, dass es ihnen schwer gefallen sei, Baugenehmigungen für Kraftwerkskapazitäten in einer Größenordnung zu erhalten, mit der sie im liberalisierten Strommarkt in den Wettbewerb mit anderen Erzeugern in anderen Gebieten als dem angestammten Versorgungsgebiet hätten treten können. Offensichtlich ist hier in der Politik die Auffassung verbreitet, es seien keine Erzeugungskapazitäten über den unmittelbaren lokalen Versorgungsbedarf hinaus erforderlich. Vergleichbare Argumente in Baugenehmigungsverfahren – wie auch im Rahmen des Bauprojekts in Hamburg-Moorburg gefallen und im Übrigen auch als Einwand gegenüber Leitungsbauvorhaben verbreitet – führen zu einer De-facto-Kapazitätsplanung für die Erzeugung im Raum und sind eine Markteintrittsbarriere auf den bundesweit abzugrenzenden Strommärkten.

**99.** Die vielfältigen technologischen und administrativen Markteintrittsbarrieren treten in Deutschland erschwerend neben längerfristige politische Unsicherheiten. Zu der langen Diskussion um den Ausstieg aus der Kernenergie und seinen Fortbestand traten in jüngerer Zeit die Diskussionen um ein Gesetz zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung von $CO_2$ (Carbon Dioxide Capture and Storage – CCS). Die Technik befindet sich gegenwärtig noch im Entwicklungsstadium und ist umstritten. Einerseits ist unklar, ob eine sichere unterirdische Lagerung des $CO_2$ überhaupt langfristig gewährleistet werden kann. Zum anderen wird befürchtet, dass die flächendeckende Einführung von CCS die konventionelle Stromproduktion prohibitiv verteuern würde, weil zur Bewältigung des beträchtlichen $CO_2$-Aufkommens aus der Energieerzeugung in Höhe von ca. 350 Mio. t jährlich entsprechende Investitionen in Infrastrukturanlagen und Pipelines getätigt werden müssten.[60] Diese Investitionen dienten alleine der umweltpolitischen Zielsetzung, die klimaschädlichen Wirkungen von $CO_2$ zu vermeiden, könnten ansonsten aber nicht weiter produktiv eingesetzt werden. Die Kosten für die $CO_2$-Abscheidung haben daher die Verbraucher vollumfänglich zu tragen, wenn sie ihren Stromverbrauch nicht weiter beschränken können. Auch der priorisierte Ausbau von Kraftwerksanlagen für erneuerbare Energieträger bildet eine Markteintrittsbarriere für konventionelle Erzeugungsanlagen und trägt zu steigenden Stromkosten bei.

Die Monopolkommission weist darauf hin, dass bei der Umsetzung legitimer politischer Ziele ökonomischen Kriterien Rechnung zu tragen ist. Insbesondere soll gewährleistet sein, dass Emissionen stets mit effizienten Mitteln vermieden werden. Marktlichen Verfahren wie dem Zertifikatehandel, der den Unternehmen technologieneutrale Anreize setzt, mit günstigsten Mitteln Emissionen zu vermeiden, ist dabei der Vorzug gegenüber der selektiven Förderung von Einzelmaßnahmen zu geben. Darüber hinaus bleibt es dann eine politische Entscheidung, in welcher Weise beispielsweise Umweltschutzziele und das Ziel niedriger Strompreise zu gewichten sind.[61]

### 3.1.5 Zwischenfazit

**100.** Die Homogenität des Gutes Strom macht den Strompreis zum maßgeblichen Entscheidungsparameter der Verbraucher bei einer bewussten Entscheidung über den Strombezug. Im Durchschnitt über alle Kundensegmente beträgt die Wechselquote le-

60 Vgl. Umweltbundesamt, Umweltdaten Deutschland – Umweltindikatoren 2007, S. 9.

61 Vgl. auch die grundlegenden Überlegungen zu den problematischen Zielkonflikten in der Energiepolitik in Kapitel 2.

diglich etwa 10 %. Stromkraftwerke unterscheiden sich in voneinander abweichenden Relationen von fixen zu kurzfristig variablen Kosten. Der kostenminimierende Einsatz der Kraftwerke bei gegebener Stromnachfrage wird als Kraftwerksabruf nach der Merit Order bezeichnet. Es gilt: Stets ist nur genau ein Kraftwerk oder Kraftwerkstyp das preisbestimmende Kraftwerk. Außerdem existiert an der Strombörse nur ein einziger einheitlicher Marktpreis. Dieser gilt für alle Anbieter unabhängig von den individuellen Erzeugungskosten in gleicher Weise.

**101.** Die Monopolkommission weist darauf hin, dass zur Wahrung eines effizienten Krafwerkseinsatzes entsprechend der Merit Order relevante Überkapazitäten insbesondere im Bereich der Grenzkraftwerke und hierbei insbesondere zu Spitzenlastzeiten benötigt werden. Denn im Bereich der Grundlast bestehen vergleichsweise viele Erzeugungsalternativen mit ähnlichen Grenzkosten, während im Bereich der Spitzenlast die Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Erzeugungsanlagen beträchtlich werden. Nur wenn die Überkapazitäten in ihrer Kostenstruktur denjenigen des effizienten Grenzkraftwerks entsprechen und sie sich in ausreichendem Maße in den Händen von im Wettbewerb stehenden Anbietern befinden, kann durch Wettbewerbsdruck missbräuchlichem Verhalten marktmächtiger Erzeuger wirkungsvoll entgegengewirkt werden.

**102.** Kraftwerke, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewinnen oder über Kraft-Wärme-Kopplungs-Verfahren erzeugen, werden besonders gefördert. Das gesetzlich geförderte Stromangebot kann als eine Reduzierung der Last bzw. als ein fiktiver Nachfragerückgang nach Strom aus konventionellen Kraftwerken interpretiert werden. Durch die gesetzliche Bevorzugung bei der Einspeisung, Abnahme und Vergütung erfolgt daher eine Reduktion der im Wettbewerb frei bedienbaren Nachfragemenge. Die Monopolkommission begrüßt die mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 eingeleitete Abkehr von der physischen Wälzung. Das EEG 2009 ermöglicht nun auch die Direktvermarktung von EEG-Strom. Aus ordnungspolitischer Sicht ist zu bemerken, dass das EEG und das KWKG im Kern keine geeigneten Instrumente zur Erfüllung ihrer hochgesteckten Ziele sind. Vor dem Hintergrund des europäischen Emissionshandels sind sie sogar redundant. EEG und KWKG leisten keinen Beitrag zur Reduktion des europäischen $CO_2$-Ausstoßes. Sie verteuern aber kurzfristig sehr wohl die Stromproduktion in Deutschland. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass in dem Maße, in dem Ineffizienzen aus dem EEG und dem KWKG die Volkswirtschaft belasten, der Spielraum für die Politik zur Erreichung weiterer Klimaziele schwindet. Je kosteneffizienter die heute bestehende Klimapolitik ist, desto größer wird der Spielraum für weitere Fortschritte beim Klimaschutz. Auch die langfristigen Wirkungen von EEG und KWKG erscheinen fragwürdig. Die Förderung von Zukunftstechnologien erschweren das EEG und das KWKG dadurch, dass sich ihr Ausschnitt förderungswürdiger Technologien auf heute bereits bekannte Verfahren zur Vermeidung von $CO_2$-Emissionen beschränkt. Hierdurch werden die Möglichkeiten heute noch unentdeckter Problemlösungen systematisch unterschätzt. Ihre Entdeckung ließe sich durch die Förderung von Grundlagenforschung beschleunigen.

**103.** Bei der Marktabgrenzung unterscheidet das Bundeskartellamt zunächst die drei vertikal verbundenen Marktstufen Erzeugung, Distribution und Endkunden. Bei der sachlichen Marktabgrenzung findet das Bedarfsmarktkonzept Anwendung. Auf der

Endkundenstufe wird aufgrund unterschiedlicher Nutzungsanforderungen und -gewohnheiten zwischen dem Markt für nicht leistungsgemessene Kleinkunden und leistungsgemessene industrielle Großkunden oder größere Gewerbekunden unterschieden. Bei der räumlichen Marktabgrenzung grenzt das Bundeskartellamt den Markt für Stromkleinkunden lokal ab. Alle übrigen Märkte, also der Stromgroßkundenmarkt und die Märkte der Distributionsstufe, grenzt das Bundeskartellamt bundesweit ab. Da Stromimporte nur eine untergeordnete Rolle spielen, ist nach Auffassung des Bundeskartellamtes eine räumliche Marktabgrenzung über die deutschen Landesgrenzen hinaus nicht sachgerecht.

**104.** Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass der Ausgleichsenergiemarkt in die Marktabgrenzung einbezogen werden sollte. Die Bereitstellung von Regelenergie lässt sich grundsätzlich wettbewerblich gestalten. Entsprechend sollte auch der Regelenergiemarkt einer kartellrechtlichen Kontrolle unterliegen und bei zukünftigen Marktabgrenzungen durch das Bundeskartellamt Berücksichtigung finden. Die Monopolkommission würde es weiterhin begrüßen, wenn das Bundeskartellamt seine Analysen im Bereich der Energiewirtschaft stärker als bisher auf quantitative ökonomische Verfahren stützen könnte. Insbesondere drängt die Monopolkommission hierbei auf die Anwendung des hypothetischen Monopolistentests beispielsweise in seiner Gestalt als SSNIP-Test (Small but Significant Non-Transitory Increase in Price-Test). Dieser könnte zur ökonomischen Fundierung der etablierten Marktabgrenzungen in der Energiewirtschaft, zu einer höheren Glaubwürdigkeit und einer verbesserten Akzeptanz beitragen. Daher wären nach der Prüfung, inwiefern das Bundeskartellamt ein derartiges Verfahren mit seinen gegenwärtigen Ressourcen adäquat anwenden kann, gegebenenfalls zusätzlich erforderliche Personal- und/oder Sachmittel bereitzustellen.

**105.** Der hypothetische Monopolistentest berücksichtigt möglichen potenziellen Wettbewerb aussagekräftiger als die auf bereits nachgewiesene Lieferbeziehungen abstellende Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes. Er würde daher verbesserte Aussagen beispielsweise zur Verbundenheit des deutschen Stromgroßhandelsmarktes mit den deutschen Regelenergiemärkten zulassen. Es ließe sich auch Aufschluss darüber gewinnen, inwieweit bei der räumlichen Marktabgrenzung einzelner Marktsegmente die nationale Marktabgrenzung ausreichend ist. Möglicherweise wäre stattdessen eine Marktabgrenzung nach Regelzonen oder sogar eine Erweiterung um Nachbarländer wie Österreich vorzunehmen. Darüber hinaus ließe sich überprüfen, ob die Märkte für Kleinkunden und Großkunden tatsächlich getrennte Märkte sind oder ob ein hinlänglich hohes Preisniveau in einem Segment die Marktteilnehmer des anderen Segments zum Markteintritt bewegen würde.

**106.** Das Bundeskartellamt hat für den bundesweit abzugrenzenden Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Letztverbrauchern die kollektive Marktbeherrschung durch RWE und E.ON festgestellt. Die Monopolkommission hält die überwiegende Betrachtung von Marktanteilsverhältnissen für unbefriedigend. Stattdessen sollte durch das Bundeskartellamt zusätzlich eine Betrachtung der Residual-Supply-Indizes (RSI) der Erzeuger auf dem Strommarkt vorgenommen werden. Der RSI eines Energieerzeugers gibt Aufschluss darüber, wie bedeutend seine individuellen Erzeugungskapazitäten für die Bedienung der am Markt gegebenen Nachfrage ist. Allerdings würde auch die Kalkulation der RSI für den Strommarkt insbesondere einen zusätzlichen personellen Aufwand erfordern.

**107.** Die vermachtete Erzeugerstruktur auf dem deutschen Strommarkt legt die Vermutung nahe, dass die marktbeherrschenden Erzeuger über Möglichkeiten verfügen, durch unilaterale Maßnahmen oder über implizite und gar explizite Koordination in wohlfahrtsschädigender Weise auf die Preisbildung Einfluss zu nehmen. Aus der Marktbeherrschung ergeben sich für die Gestaltung der Rahmenbedingungen des Strommarktes und seine Aufsicht besonders hohe Anforderungen.

**108.** Für die kurzfristige Belebung des Wettbewerbs in der Stromerzeugung ist von kritischer Bedeutung, welche Markteintrittsbarrieren ein Erzeuger überwinden muss. Hierbei ist von Interesse, wie aufwendig und teuer die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten ist. Nachteilige Wirkungen kommen nach Auffassung der Monopolkommission den verbreiteten Unsicherheiten über Stabilität und Ausprägung der politischen Rahmenbedingungen zu, die eine Markteintrittsbarriere auf dem Erzeugermarkt bilden. Die Monopolkommission weist darauf hin, dass bei der Umsetzung legitimer, insbesondere umweltpolitischer Ziele ökonomischen Kriterien Rechnung zu tragen ist. Es muss gewährleistet sein, dass Emissionen stets mit effizienten Mitteln vermieden werden. Marktlichen Verfahren wie dem Zertifikatehandel, der Unternehmen technologieneutrale Anreize setzt, mit günstigsten Mitteln Emissionen zu vermeiden, ist dabei der Vorzug gegenüber der selektiven Förderung von Einzelmaßnahmen zu geben. Darüber hinaus bleibt es dann eine politische Entscheidung, in welcher Weise beispielsweise Umweltschutzziele und das Ziel niedriger Strompreise zu gewichten sind.

**109.** Zu diesen für die strategische Planung relevanten politischen Markteintrittsbarrieren in die Stromerzeugung treten weitere, in der kurzfristigen Planung relevante strukturelle und institutionelle Markteintrittsbarrieren. Zwar limitieren die geringen Kapazitäten auf dem hochspezialisierten Markt für Erzeugungstechnologie und ihre begrenzte Austauschbarkeit den Markteintritt für Wettbewerber nicht in einem absoluten Sinne. Der Monopolkommission erscheint es jedoch bedeutend, dass von diesen Gegebenheiten insbesondere die Fähigkeit eines potenziellen Wettbewerbers, zeitnah zu reagieren, beeinträchtigt wird. Zur Minimierung von Diskriminierungsmöglichkeiten ist die Schaffung einer Kraftwerks-Netzanschlussverordnung für die Gasnetzanbindung von Elektrizitätserzeugungsanlagen bedenkenswert. Diese müsste insbesondere regeln, wie die Risiken des Netzanschlusses und der Kapazitätsbuchung aus einem langfristigen Kraftwerksprojekt auf den Kraftwerksbetreiber und den Gasnetzbetreiber aufgeteilt werden sollen. Hierbei muss zur Vermeidung von Nachteilen bei den Gasnetzbetreibern auch berücksichtigt werden, dass gegebenenfalls kostenintensive projektspezifische Kapazitätserweiterungen im nachgelagerten Transportnetz erforderlich werden.

**110.** Im Rahmen von Kraftwerksgenehmigungsverfahren stoßen die Betreiber von Erzeugungsanlagen auf administrative Markteintrittsbarrieren. Konventionelle Erzeugungsanlagen begegnen vornehmlich Umweltbedenken, die im Rahmen von Kraftwerksgenehmigungsverfahren der Bundesländer zu berücksichtigen sind. Dies gilt nach Ansicht der Monopolkommission insbesondere, wenn durch den Bau eines Kraftwerks die Umweltbedingungen im lokalen Umfeld eine nachhaltige Verschlechterung erfahren würden. Gleichzeitig warnt die Monopolkommission vor einer De-facto-Kapazitätsplanung im Raum durch die Politik. Die Monopolkommission erachtet die Argumentation über lokale Bedarfsgrößen als grundsätzlich unvereinbar mit den Prinzipien eines liberalisierten europäischen Strommarktes.

## *3.2 Gas*

### 3.2.1 Energieträger Erdgas: Angebot, Nachfrage, Bepreisung

**111.** Im Unterschied zu Strom besitzt Erdgas die physisch bedeutende Eigenschaft der Speicherbarkeit in über- und unterirdischen Anlagen. Gasmengen lassen sich damit bis zur weiteren Verwendung speichern und in einem gewissen, aber durchaus beschränkten Umfang vorhalten. Erdgas ist kein vollkommen homogenes Gut. Es ist ein Gasgemisch, dessen chemische Zusammensetzung entsprechend der geografischen Lagerstätte divergiert. In Deutschland werden die beiden Erdgasqualitäten L (low) und H (high) unterschieden, wobei das H-Gas eine höhere Energiequalität hat als das L-Gas. Die Verwendungsarten unterscheiden sich, was bedeutet, dass die beiden Qualitäten nur begrenzt substituierbar sind. Daher werden sie in der Regel in unterschiedlichen Marktgebieten gehandelt.[62]

**112.** Das weltweite Erdgasaufkommen ist nicht gleich verteilt. Die 27 Staaten der Europäischen Union verfügen gemeinsam über rund 7 % des weltweiten Erdgasvorkommens, verbrauchen allerdings rund 20 % des weltweit angebotenen Erdgases.[63] Demnach besteht eine große Abhängigkeit von Importen aus Ländern außerhalb der Europäischen Union. Das Erdgasaufkommen in Deutschland basiert lediglich zu 15 % auf deutscher Förderung und damit zu 85 % auf Importen. Das für Deutschland wichtigste Lieferland ist Russland. Im Jahr 2007 lag das Erdgasaufkommen in Deutschland bei 1.090 Mrd. kWh. Davon stammten 37 % aus Russland, 26 % aus Norwegen, 18 % aus den Niederlanden sowie 4 % aus Dänemark und Großbritannien.[64] Deutschland ist der größte Erdgasimporteur in Europa und zählt zu den weltweit größten Verbraucherländern.

**113.** Während angebotsseitig ein kontinuierlicher Gasfluss gegeben ist, unterliegt die Nachfrage nach Gas einem zyklischen Tages-, Wetter und Konjunkturrhythmus mit zum Teil deutlichen kurzfristigen Schwankungen. Die Nachfrage nach Erdgas nimmt in der Europäischen Union kontinuierlich zu, wohingegen die inländische Förderung der Mitgliedstaaten im Zeitablauf abgenommen hat. Der steigende Bedarf resultiert aus der Verwendung von Gas zur Erzeugung von Wärme sowie als Inputfaktor für die Gewinnung von Elektrizität. Gaskraftwerke werden insbesondere zur Deckung von Spitzenlasten im Elektrizitätssektor eingesetzt, da sie eine Schnellstartfähigkeit besitzen. Gaskraftwerke haben im Vergleich zu anderen Inputfaktoren der Stromerzeugung hohe Grenzkosten und stehen im Rahmen der Merit Order der Produzenten an hinterer Stelle. Aufgrund der vereinbarten Reduktion des Kohlendioxidausstoßes wird Braunkohle, die sich relativ schadstoffreich bei der Stromerzeugung zeigt, zunehmend durch das schadstoffarme Erdgas substituiert. Bei hinreichend hohen Zertifikatspreisen wird sich die Einsatzreihenfolge zugunsten des Erdgases verschieben und so die Nachfrage nach Gas weiter steigen.[65] Auf der Endverbraucherstufe wird Erdgas insbesondere zum Heizen,

62 Vgl. dazu ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 426. Die Bildung von Marktgebieten ist Gegenstand von Abschnitt 5.2.2.

63 Vgl. dazu ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 429.

64 Vgl. Schiffer, H.-W., a.a.O., S. 172.

65 Vgl. dazu z.B. Hellwig, M., Wissenschaftliches Gutachten zum Zusammenschlussvorhaben RWE Energy AG/Saar Ferngas AG, Gutachten im Auftrag der MVV Energie AG vom 18. Dezember 2006 oder Newberry, D., Climate Change Policy and its Effect on Market Power in the Gas Sector, Eletricity Policy Research Group Working Paper 510, University of Cambridge, Februar 2006.

Kochen sowie zur Aufbereitung von Warmwasser verwendet. Darüber hinaus ist Erdgas ein wichtiger Rohstoff für verschiedenste Produktionsprozesse der Industrie.

**114.** Um das Angebot mit der Nachfrage nach Gas zusammenzuführen, sind große Distanzen von häufig mehreren tausend Kilometern zu überwinden. Während für Rohstoffe wie Öl und Kohle eine Vielzahl von Transportwegen, wie z.B. Schiff, Bahn oder LKW, zur Verfügung stehen, wird Erdgas zum überwiegenden Teil durch Pipelines transportiert. Die Versorgung von Endkunden erfolgt ausschließlich über ein Leitungsnetz von Pipelines. Die Gaswirtschaft ist aufgrund dieser stark leitungsgebundenen Verteilung durch infrastrukturelle Überlegungen geprägt. Ohne das entsprechende Leitungsnetz wäre die Ressource Erdgas nicht nutzbar.

**115.** Einen einheitlichen Weltmarkt für Erdgas gibt es als Folge der Leitungsgebundenheit von Transport und Verteilung sowie wegen des begrenzten Speichervolumens von Erdgas nicht. Die Märkte sind regional. Die fehlende Transportflexibilität verhindert Arbitragegeschäfte zu einem großen Teil, sodass zwischen verschiedenen Erdgasmärkten erhebliche Preisunterschiede bestehen. Der kurzfristige Ausgleich dieser Preisdifferenzen ist oft nicht möglich, was dazu führen kann, dass die Lenkungsfunktion der existierenden Preise stark eingeschränkt ist.

**116.** In den meist über Jahrzehnte abgeschlossenen Import- und Exportverträgen der Gaswirtschaft findet in der Regel eine Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis statt.[66] Diese Kopplung des Preises für Erdgas an den Preis für leichtes und schweres Heizöl erfolgt auf der Beschaffungs- und Weiterverteilerstufe typischerweise nach der sog. 6-3-3-Regel.[67] Dahinter steht eine Formel, in der der relevante Durchschnittspreis für Heizöl für einen Zeitraum von sechs Monaten ermittelt wird und mit drei Monaten Zeitversatz dann eine Gültigkeit von drei Monaten hat. Daher hat Erdgas gegenüber dem Öl eine um drei bis sechs Monate verzögerte Preisentwicklung. Erdgaspreis und Ölpreis entsprechen sich dabei zeitlich nie. Unterschiede beim Gaspreis ergeben sich prinzipiell aus der Gewichtung des Ölpreises. Die Kopplung hat keine gesetzliche Grundlage, sondern stellt zunächst eine brancheninterne Vereinbarung zwischen den ausländischen Produzenten und den deutschen Importeuren dar. Entsprechend enthalten auch die inländischen langfristigen Gaslieferverträge eine derartige Bindung an den Ölpreis. Auf der Endverbraucherebene der Haushalts- und Kleinkunden findet die einseitige Preisfestlegung durch den Gasversorger statt. Der Endverbraucherpreis setzt sich aus einem Arbeits- und einem Grundpreis zusammen, der sich auch, jedoch mit einer zeitlichen Verzögerung von drei Monaten, an der Entwicklung des Ölpreises orientiert, weil der Gasversorger selbst sein Gas mit einer solchen Preiskopplung einkauft.

**117.** Etabliert hat sich die Ölpreisbindung in den 1960er Jahren, als Erdgas eine zunehmende Bedeutung auf den europäischen Märkten erlangte und damit in eine direkte Konkurrenz zum Erdöl, das bis dato den dominierenden Brennstoff darstellte, getreten ist. In den vergangenen Jahren ist die Ölpreisbindung immer wieder aus hauptsächlich drei verschiedenen Gründen in die Kritik geraten. Zum einen wird ausgeführt, dass der Gaspreis durch die Ölpreisbindung in die Höhe getrieben wird, weil die Ressource Erdöl sehr viel mehr beschränkt ist als das Erdgas und die Möglichkeit zu überhöhten Prei-

66 Vgl. dazu auch die Ausführungen in Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 460 f.

67 Auch analoge 3-1-3- oder 6-1-3-Vereinbarungen zur Gaspreisfindung sind in verschiedenen Versorgungsgebieten in Kraft.

sen besteht. Zum anderen gilt der Ölpreis als politisch beeinflusst und zum dritten ist das ursprüngliche Ziel, nämlich die Etablierung von Erdgas als Brennstoff für die Wärmeerzeugung, bereits erreicht worden.

**118.** Das Ziel einer Abschaffung der Ölpreisbindung wird in einer Absenkung des Preisniveaus von Gas gesehen. Die Preisentwicklung von Gas bei einer Aufhebung der Ölpreisbindung abzuschätzen, sieht die Monopolkommission jedoch als außerordentlich schwierig an. So wäre zum Beispiel denkbar, dass es aufgrund der begrenzten Anzahl von Anbietern und einer steigenden Nachfrage bei einer gasmarktbezogenen Preisstellung zu höheren Preissteigerungen als bei der Ölpreisbindung kommen kann. Gleichwohl geht die Monopolkommission davon aus, dass die Volatilität des Gaspreises sehr viel höher sein würde, als dies aktuell der Fall ist.

**119.** Ein Vergleich mit Großbritannien, wie er von Seiten der Kritiker der Ölpreisbindung häufig angeführt wird, ist aus Sicht der Monopolkommission nicht zielführend.[68] Hier sollten die unterschiedlichen Rahmenbedingungen mit in die Betrachtung einbezogen werden. Die fehlende Ölpreisbindung resultiert in Großbritannien daraus, dass es, im Gegensatz zu Deutschland, selbst über erhebliche eigene Gasreserven verfügte und am internationalen Markt als Erdgas exportierendes Land auftrat. Zudem wird dort gerade der Anstieg des Gaspreises auf ein Fehlen der Ölpreisbindung zurückgeführt.

**120.** Preiskopplungen sollten ein sehr selektiv eingesetztes Instrument sein, welches, wenn überhaupt, nur dann zum Tragen kommt, wenn kein freier und wettbewerblicher Marktpreis existiert.[69] Auf einem Wettbewerbsmarkt ist die freie Preisbildung grundsätzlich zu bevorzugen. Die Preisbildung auf dem Gasmarkt gilt nach wie vor als unterentwickelt und es gibt keinen einheitlichen weltweiten Markt. Auch ist die Liberalisierung in Europa noch nicht so weit fortgeschritten, dass von einem einheitlichen Binnenmarkt gesprochen werden kann. Von daher kann eine Orientierung an einem geeigneten Index aus Sicht der Monopolkommission durchaus legitim sein. Des Weiteren stellt sich die Frage, wie eine Aufhebung der Ölpreiskopplung organisatorisch gestaltet werden sollte. Die Ölpreiskopplung ist privatwirtschaftlich verankert und eine Intervention von Seiten des Bundeskartellamtes setzt den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung voraus. Für den Fall, dass ein solcher nachgewiesen werden könnte und eine Untersagung der gängigen Praxis erfolgen würde, sähe die Monopolkommission hier die Gefahr, dass eine einseitige Aufhebung der Ölpreiskopplung zu Arbitragegeschäften zulasten des Landes, das die Ölpreisbindung aufgibt, führen kann. Darüber hinaus bietet die Ölpreisbindung auch einen Schutz vor einseitigen Preisvorgaben durch die Erdgasproduzenten.[70] Die Monopolkommission sieht in der Abschaffung der Ölpreiskopplung allein kein zielgerichtetes Instrumentarium, um eine wettbewerbliche Preisbildung im Gassektor zu erreichen. Zudem schützt die Ölpreiskopplung vor der Hold-up-Gefahr, die mit spezifischen Investitionen in die Fernleitungen einhergeht; diese gilt unabhängig

68 http://www.sueddeutsche.de/finanzen/967/444705/text/; http://www.handelsblatt.com/politik/handelsblatt-kommentar/die-macht-der-produzenten;1441091.

69 Bis auf die Kopplung an Währungen und Rohstoffe (insbesondere Gold) oder an die allgemeine Geldentwertung (Inflationsrate) sind der Monopolkommission keine weiteren Umsetzungen bekannt.

70 Doch haben gerade die Produzenten von Erdgas, die in der Regel auch Öl produzieren, ein natürliches Interesse an einem relativ parallel verlaufenden Cashflow aus Öl- und Gasverkäufen. Dies macht sie in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Explorationsprojekten indifferent gegenüber einem Ölfund auf der einen Seite und einem Gasfund auf der anderen Seite.

davon, welcher der beiden Vertragspartner die Investition getätigt hat. Zu bedenken ist, dass die Angebotskonzentration bei Erdgaslieferanten wesentlich höher ist als bei Öl, da etwa 85 % des deutschen Erdgases aus nur drei Staaten (Russland, Norwegen, Niederlande) kommen. Es ist denkbar, dass eine Aufhebung der Ölpreiskopplung auch zu steigenden Erdgaspreisen führen würde. Eine endgültige Änderung wird nur dann erfolgen können, wenn die Erdgasproduzenten einen anderen Preismechanismus akzeptieren.

**121.** Mit Hilfe kostenintensiver Verfahren kann Gas verflüssigt werden und so sein Volumen auf etwa 1/600 reduziert werden. LNG (Liquefied Natural Gas) ist im (weltweiten) Ferntransport als eine Alternative zur leitungsgebundenen Versorgung mit Erdgas zu sehen, da es mit speziell ausgestatteten Schiffen in großen Mengen und über weite Strecken transportiert werden kann. Am Zielpunkt angelangt, wird das Gas in Regasifizierungsanlagen in seinen Ursprungszustand zurückgeführt und in Ferngasnetze zum Transport eingespeist oder bis zur weiteren Verwendung zwischengespeichert.

**122.** Wichtige Exportländer sind Indonesien, Malaysia, Katar und Algerien. Indonesien und Malaysia versorgen dabei insbesondere das sog. Pacific Basin mit LNG, Algerien in erster Linie Spanien und Frankreich. Katar hat, ebenso wie die anderen Länder des Mittleren Ostens, eine besondere Bedeutung, weil von dieser Region aus sowohl das Atlantic als auch das Pacific Basin mit Flüssiggas versorgt werden können. LNG-Produzenten des Mittleren Ostens können daher flexibel auf Preisdifferenzen reagieren.

**123.** Gemessen an den Preisen für herkömmliches Erdgas und Erdöl liegt der Preis für LNG derzeit deutlich höher. Dies ist auf die hohen Kosten des Verflüssigens zurückzuführen, aber auch die Verschiffung und die Verdampfung sind vergleichsweise kostspielig. Dennoch haben die technischen Weiterentwicklungen und die kostensenkenden Effekte den Aufwand wirtschaftlich gemacht. Dies gilt insbesondere dann, wenn Erdgas aus Regionen kommt, die noch nicht an das Pipeline-Netz angebunden sind oder deren Anschluss nicht sinnvoll ist. Auch wenn die Kosten gesunken sind, so verlangt diese Technik sehr hohe Anfangsinvestitionen in Höhe von zum Teil mehreren Milliarden Dollar,[71] abhängig von Projektgröße, geografischen Gegebenheiten sowohl im Produzenten- als auch im Empfängerland sowie Aufwendungen für den entfernungsabhängigen Seetransport. Die LNG-Kostengerade läuft aufgrund der hohen fixen und geringen variablen Kosten sehr flach, wohingegen das Pipeline-Geschäft eine sehr steile Kostengerade aufweist.[72] Im Vergleich zum leitungsgebundenen Gastransport ist der Einsatz von LNG-Tankern erst ab einer Entfernung von etwa 3.000 km kostengünstiger.[73] Deutschland verfügt derzeit über keinen LNG-Terminal. Ein solcher war für den Standort Wilhelmshaven geplant, sein Bau wurde allerdings vorerst verschoben. Von Seiten der E.ON AG, die den Terminal bauen wollte, war zu vernehmen, dass die im Rahmen einer Marktbefragung angekündigte Nachfrage sehr viel geringer ausgefallen sei, als ursprünglich erwartet wurde, und das Risiko eines Leerstandes nicht eingegangen werden sollte. E.ON beteiligt sich stattdessen an einem LNG-Terminal in Rotterdam, behält al-

71 Vgl. Wietfeld, A., Fenzl, N., Strategische und ökonomische Entwicklungen im Handel mit LNG, Zeitschrift für Energiewirtschaft 31(4), 2007, S. 295-300, 296.

72 Vgl. ebenda.

73 European Commission, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006) 1724 vom 10. Januar 2007, Tz. 901.

lerdings die 90 %-Beteiligung an der mit den Planungen für Wilhelmshaven betrauten Deutschen Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft (DFTG).[74]

**124.** LNG kann nach Auffassung der Monopolkommission eine wettbewerbsbelebende Wirkung entfalten. Es kann zur Versorgungssicherheit beitragen und Druck auf die Anbieter von Pipeline-Gas ausüben. Die Bedeutung wird weiterhin zunehmen. Schätzungen gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2020 mit einem jährlichen Anstieg von etwa 7 % zu rechnen ist.[75] Dennoch sollte das Potenzial nach Ansicht der Monopolkommission nicht überschätzt werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass das aktuell sehr hohe Preisniveau im Pacific Basin nicht dazu beiträgt, den Wettbewerbsdruck zu erhöhen. Auf dem LNG-Markt besteht eine Angebotsmacht, die sich insbesondere in Lieferverträgen äußert, die eine sog. „right not to deliver"-Klausel enthalten. Wie im Mineralölmarkt üblich, steht es danach dem Lieferanten frei, seine Fracht kurzfristig an Orte mit höherer Zahlungsbereitschaft umzulenken.

**125.** Die Erhebungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass im Vergleich zum Jahr 2007 ein Anstieg des Preisniveaus im Gassektor festzustellen ist. Der durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreis innerhalb der Grundversorgungsgebiete liegt für Industriekunden bei 4,52 ct/kWh. Dies bedeutet einen Anstieg von 6,9 % im Vergleich zum Vorjahr. Für gewerbliche Kunden liegt der Preis bei 6,06 ct/kWh, was ein Plus von 5,6 % bedeutet und für Haushaltskunden in der Grundversorgung bei 6,90 ct/kWh (+ 5,0 %) bzw. für Haushaltskunden mit Sonderverträgen 6,51 ct/kWh (+ 4,2 %). Diese Angaben gelten für das Grundversorgungsgebiet. Außerhalb des eigenen Grundversorgungsgebietes bieten Anbieter im Durchschnitt günstiger an als die etablierten Versorger.

### 3.2.2 Marktstruktur, Marktakteure und Marktabgrenzung

**126.** Auf dem Gasmarkt lassen sich zunächst drei Gruppen von Akteuren identifizieren, die auch in Abbildung 3.4 dargestellt sind. Dazu zählen zum ersten die überregionalen Ferngasunternehmen, d.h. inländische Erdgasfördergesellschaften und Ferngasunternehmen mit Importbezug, zum zweiten die regionalen Ferngasunternehmen, d.h. Ferngasgesellschaften ohne Importbezug, sowie zum dritten die regionalen Weiterverteiler, insbesondere Stadtwerke. Weitere Akteure sind Händler, die nicht für ein konzernverbundenes Handelsunternehmen tätig sind und Gas an ausländischen Börsen einkaufen oder direkt von inländischen und ausländischen Produzenten beziehen, sowie die Endkunden, die zu unterscheiden sind in Kraftwerke, Industrie sowie Privat- und Geschäftskunden.[76] Aktuell sind in Deutschland zehn Erdgasförderunternehmen und zehn Gasimportunternehmen aktiv. Auf der Ebene der regionalen und lokalen Endversorger wiederum sind 200 reine Gasversorger und 500 Querverbundunternehmen, die sowohl Gas als auch Strom und Fernwärme anbieten, tätig.[77]

74 http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/fluessiggas-eon-will-ohne-deutsches-terminal-expandieren; 2019618.

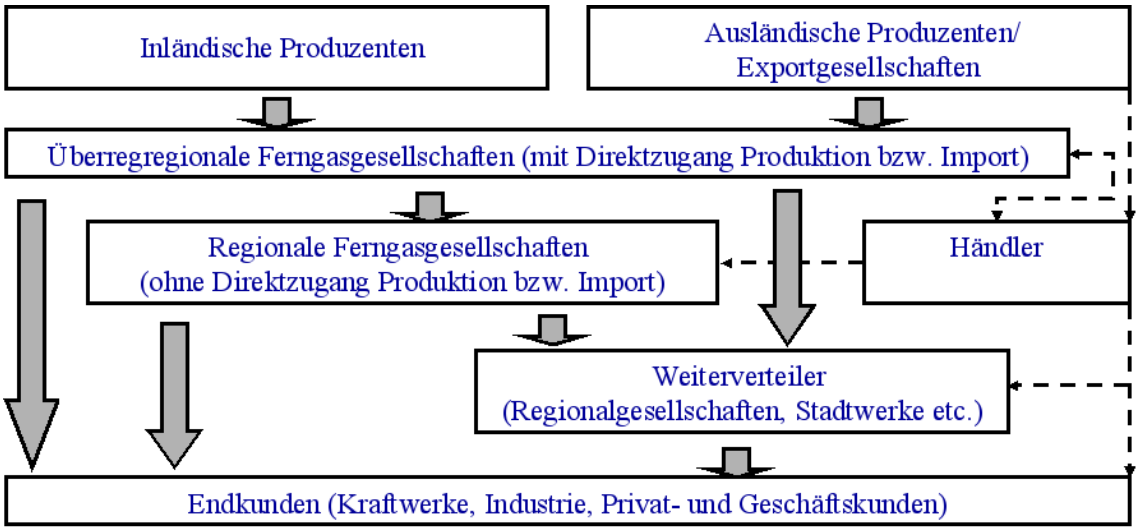
75 Vgl. BDEW, Warum ist Erdgas sicher ? – Fakten, Zahlen und mehr, Fakten – Informationen für Journalisten, 7. Ausg., Verlagsbeilage im Journalist, März 2009, S. 10.

76 Zu einer detaillierten Beschreibung der Marktteilnehmer vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 449 ff.

77 Vgl. Schiffer, H.-W., a.a.O., S. 171. Bei diesen Zahlen handelt es sich um gerundete Werte. Die Bundesnetzagentur geht ins Detail und spricht von 20 Fernleitungsnetzbetreibern und 697 Verteilnetzbetreibern; vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 18.

*Abbildung 3.4:*

**Struktur der deutschen Gaswirtschaft**




Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Schiffer, H.-W., Energiemarkt Deutschland, 10, Aufl. Köln 2008, S. 170.

**127.** Um eine Beurteilung der wettbewerblichen Situation vornehmen zu können, bedarf es der Identifikation der relevanten Märkte. Dabei zeigt sich, welche der genannten Akteure einander gegenüberstehen. In ständiger Praxis und höchstrichterlich bestätigt, grenzt das Bundeskartellamt vier sachlich relevante Märkte voneinander ab.[78] Grundsätzlich wird zunächst eine Unterscheidung der Märkte für die Belieferung von Weiterverteilern mit Erdgas (Großhandelsstufe) und die Belieferung von Endkunden (Einzelhandelsstufe) vorgenommen. Auf der Großhandelsstufe differenziert das Bundeskartellamt weiter zwischen den beiden Märkten für die erstmalige Belieferung von anderen Ferngasgesellschaften durch überregionale Ferngasgesellschaften und die Belieferung von regionalen und lokalen Weiterverteilern, insbesondere Stadtwerken, durch (über-)regionale Ferngasgesellschaften. Auf der Einzelhandelsstufe wird auf der einen Seite der Markt für die Belieferung von Industriekunden identifiziert und auf der anderen Seite der Markt für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden.

**128.** In räumlicher Hinsicht werden die sachlich relevanten Märkte regional nach den etablierten Netzgebieten der Unternehmen abgegrenzt.[79] Im wettbewerbsökonomischen Sinne weisen die Marktverhältnisse aktuell nach wie vor keinen funktionsfähigen Wettbewerb auf. Sowohl bei der Belieferung von Gasgroßkunden als auch bei der Belieferung von Gaskleinkunden sind die einzelnen Stadtwerke und endversorgenden Regionalversorger regelmäßig innerhalb ihres zur Versorgung dieser beiden Kundengruppen

78 Vgl. zum Gaslieferungsmarkt als sachlich relevantem Markt BGH, Beschluss vom 10. Dezember 2008, KVR 2/08 „Stadtwerke Uelzen“, Rz. 8 ff.; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 20. Juni 2006, VI-2 Kart 1/06 (V) „E.ON Ruhrgas“, WuW/E DE-R 1757 ff.; BKartA Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06 „RWE/Saar Ferngas“, S. 11 f.; BKartA, Beschluss vom 8. Mai 2009, B8-34/09, „RWE/Exxon Mobil“, S. 14; auch Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 441.

79 Damit ist das Netzgebiet bezeichnet, in dem die Unternehmen nach § 36 EnWG die Grundversorgung von Standardlastprofilkunden durchführen.

geeigneten Gasleitungsnetzes marktbeherrschend im Sinne des § 19 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 GWB. Bei der Versorgung von Kleinkunden gibt es häufig sogar gar keinen Wettbewerb, wie im Weiteren noch ausgeführt wird. Die vorgenommene netzbezogene Marktabgrenzung durch das Bundeskartellamt wurde in mehreren Gerichtsurteilen bestätigt.[80]

**129.** Nach Auffassung der Monopolkommission hat sich die Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes bislang als sachgerecht erwiesen. Dennoch sieht sie – und stimmt diesbezüglich mit dem Bundeskartellamt überein – mittelfristig Anzeichen für einen Änderungsbedarf. Dazu bedürfen jedoch die ersten auf den Weg gebrachten Änderungen der Rahmenbedingungen noch einer Entfaltung ihrer Wirkungen. Aktuell kann die Monopolkommission nämlich nicht feststellen, dass sich auf dem inländischen Gasmarkt ein Durchleitungswettbewerb in dem Maße entwickelt hat, dass eine Marktabgrenzung zu rechtfertigen ist, die über die Reichweite eines Leitungsnetzes hinaus geht.[81] Zum jetzigen Zeitpunkt wäre eine Änderung verfrüht und eine unternehmensübergreifene Marktabgrenzung würde die tatsächlichen Marktverhältnisse nicht widerspiegeln können.[82] Wie sich im Weiteren noch zeigen wird, ist bei Gas der Trend zu überregionalen Marktauftritten noch sehr gering ausgeprägt und die bestehenden Angebote orientieren sich sehr stark an regionalen Gegebenheiten. Auch eine Marktabgrenzung, die sich an den Grenzen der Marktgebiete orientiert, kann die Monopolkommission nicht befürworten. Die Entwicklung der Marktgebiete befindet sich in einem stetigen Fluss und eine weitere deutliche Konsolidierung wird angestrebt.[83] Auch hegt die Kommission aufgrund dieser möglichen Kurzfristigkeit Zweifel daran, dass die Marktgebietsgrenzen ein geeignetes Kriterium sind, um wettbewerbliche Wirkungen zu beurteilen und auch zu prognostizieren.

**130.** Auch wenn sich die Monopolkommission bei der Marktdefinition dafür ausspricht, den aktuellen Status beizubehalten, so würde sie es doch begrüßen, würde das Bundeskartellamt die aktuelle Marktabgrenzung unter Verwendung quantitativer Verfahren überprüfen.[84] Nach ihrer Auffassung würde die ökonomische Fundierung in einem so wichtigen Sektor der Grundversorgung zu einer höheren Akzeptanz führen und die Glaubwürdigkeit der Ergebnisse stützen. Ein zusätzlicher Erkenntnisgewinn könnte von einer Überprüfung der vorliegenden Marktabgrenzung mithilfe des hypothetischen Monopolistentests und empirischer Verfahren, wie Preiskorrelations- und Schockanalysen sowie Kreuzpreiselastizitäten erwartet werden.[85]

---

80 Vgl. BGH, Beschluss vom 4. November 2003, KZR 16/02, WuW/E DE-R 1206 „Strom und Telefon I“ in Verbindung mit BGH, Beschluss vom 15. Juli 1997, KVR 33/96, WuW/E DE-R 24 „Stromversorgung Aggertal“.

81 Ebenso ist eine europaweite Marktabgrenzung zwar theoretisch denkbar, da die nationalen Gasmärkte rechtlich geöffnet wurden. Faktisch jedoch sind diese aber weiterhin voneinander abgeschottet.

82 Zu den auf den Weg gebrachten Änderungen, deren Entfaltung beobachtet werden sollte, zählen z.B. die Reduktion der Marktgebiete, die Einführung des Zweivertragsmodells als neues Netzzugangsmodell sowie die Erwartungen an die Entwicklung eines funktionsfähigen Großhandels. Vgl. dazu BKartA, Beschluss vom 23. Oktober 2007, B8-93/07 „RWE/Stadtwerke Krefeld Neuss“; auch Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 557 sowie dies., Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 445 f.

83 Vgl. dazu Abschnitt 5.2.2.

84 Vgl. dazu auch schon Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O.,Tz. 448; dies., Hauptgutachten 2006/ 2007, a.a.O., Tz. 552 ff.

85 Zu den empirischen Verfahren der Marktabgrenzung vgl. Schwalbe, U., Zimmer, D., Kartellrecht und Ökonomie, Frankfurt 2006, S. 87 ff.

**131.** Das Bundeskartellamt stellt in seinen Untersuchungen regelmäßig auf das Bedarfsmarktkonzept ab, welches nach Auffassung der Monopolkommission die wirkenden Wettbewerbskräfte unzureichend abbildet. Das Bedarfsmarktkonzept stellt lediglich auf die Nachfragesubstituierbarkeit ab und führt häufig zu einer sehr engen Abgrenzung des relevanten Marktes. So stellt auch der Bundesgerichtshof im Falle der Beurteilung einer marktbeherrschenden Stellung eines Gasversorgers fest, dass ein alleiniges Abstellen auf das Nachfrageverhalten der Marktgegenseite nach dem Bedarfsmarktkonzept gegebenenfalls eines Korrektivs bedürfe, weil andernfalls extrem kleinteilige, auf konkrete Produktausgestaltungen reduzierte Märkte gebildet werden, die die Verhaltensspielräume der Anbieter nicht zutreffend darstellen würden.[86] Der hypothetische Monopolistentest[87] hingegen bezieht auch die Angebotssubstituierbarkeit mit ein.[88] Es darf allerdings nicht übersehen werden, dass eine zu weite Marktabgrenzung die Gefahr mit sich bringt, dass die Marktmacht der Unternehmen auf ihren relevanten Märkten erheblich unterschätzt wird.[89] Auch sieht die Monopolkommission, dass solche Verfahren nicht um ihrer selbst willen angewendet werden sollten, sondern ein zusätzlicher Erkenntnisgewinn unverzichtbar ist. Auch weist sie darauf hin, dass gegebenenfalls die Kapazitäten auf Seiten des Bundeskartellamtes angepasst werden müssten.

**132.** Ein Anwendungsbeispiel wäre die Untersuchung der Frage, ob ein einheitlicher Wärmemarkt in Deutschland besteht. Bis dato äußerte sich die Monopolkommission zu dieser Frage eher abwartend.[90] Das Bundeskartellamt hat sich gegen einen einheitlichen Wärmemarkt auf der Endkundenstufe ausgesprochen und sich diesbezüglich auf höchstrichterliche Rechtsprechung bezogen.[91] Jüngst entschied der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs erneut, dass der für die Beurteilung einer marktbeherrschenden Stellung eines Gasversorgers sachlich relevante Markt kein einheitlicher Wärmeener-

86 Vgl. BGH, Beschluss vom 10. Dezember 2008, KVR 2/08, Tz. 10.

87 Der hypothetische Monopolistentest, in seiner Gestalt als SSNIP-Test, ist ein gedankliches Experiment, welches die Auswirkungen einer hypothetischen Preiserhöhung auf die Gewinnsituation des Anbieters betrachtet. Es wird die Frage gestellt, ob die Nachfrager als Reaktion auf eine angenommene Erhöhung der Preise im Bereich von 5 bis 10 % über das wettbewerbliche Niveau hinaus auf verfügbare Substitute ausweichen würden. Dabei wird auch berücksichtigt, ob potenzielle Konkurrenten aufgrund der hypothetischen Preiserhöhung ihr Angebot umstellen würden (Angebotsstubstituierbarkeit). Ist die Substitution so groß, dass durch den damit einhergehenden Absatzrückgang eine Preiserhöhung nicht mehr einträglich wäre, so werden in den relevanten Markt so viele weitere Gebiete einbezogen, bis kleine Erhöhungen der relativen Preise einen dauerhaften Gewinn einbringen würden. Vgl. dazu auch die Ausführungen zu den Analysen für den Elektrizitätsmarkt in Tz. 74 ff.

88 Vgl. Schwalbe, U., Zimmer, D., a.a.O., S. 69 ff.

89 Die Monopolkommission sprach sich bereits dafür aus, die Wahl der Marktabgrenzung auch an den wettbewerbspolitischen Maßnahmen auszurichten. So wies sie darauf hin, dass zum Beispiel bei einem harten strukturpolitischen Vorgehen wie der eigentumsrechtlichen Entflechtung eine eher weite Marktabgrenzung angezeigt ist. Hingegen zeigt sich, wie bereits ausgeführt, dass für die Fusionskontrolle und die Missbrauchsaufsicht, die aktuell recht enge Marktabgrenzung sachgerecht ist. Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 559.

90 Vgl. dazu Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 416 sowie dies., Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 558 f. Das Oberlandesgericht Celle hat im Januar 2008 als erstes Kartellgericht entschieden, dass für die Endkundenversorgung nicht auf den Gasmarkt, sondern auf den Wärmemarkt abzustellen sei; vgl. dazu OLG Celle, Beschluss vom 10. Januar 2008, 13 VA1/07 (Kart) „Stadtwerke Uelzen“, WuW/E DE-R 2249. Im Februar folgte ein Urteil des Oberlandesgerichts Frankfurt am Main mit der gleichen Aussage ; vgl. dazu OLG Frankfurt am Main, Urteil vom 19. Februar 2008, 11 U 12/07 (Kart).

91 Vgl. dazu BGH, Urteil vom 9. Juli 2002, KZR 30/00, S. 12 , WuW/E DE-R 1006 „Fernwärme für Börnsen“.

giemarkt, sondern der Markt für die leitungsgebundene Versorgung mit Gas ist. Der Gerichtshof kam zu dem Ergebnis, dass ein örtlicher Erdgasversorger in seinem angestammten Versorgungsgebiet eine marktbeherrschende Stellung innehat und deshalb bei der Endverbraucherpreisgestaltung der Missbrauchsaufsicht der Kartellbehörden unterliegt. Die Existenz eines einheitlichen Wärmemarktes wurde mit der Begründung verneint, dass Endkunden nicht ohne weiteres in der Lage seien, von Gas auf eine andere Heizenergie zu wechseln.[92]

**133.** Das Bundeskartellamt argumentiert, dass der Endkunde seine Heizung nicht problemlos von Gas auf eine andere Heizenergie umstellen könne, weil durch den Kauf einer Gastherme oder einer Ölheizung eine starke Bindung an ein Heizsystem erfolge. Ein kurzfristiger Wechsel wäre mit hohen Wechselkosten verbunden und würde die Anschaffungskosten zu versunkenen Kosten machen. Das Bundeskartellamt verneint einen Wettbewerbsdruck auf dem Systemmarkt, d.h. dem Markt für Heizsysteme, und führt drei wesentliche Gründe an: Zum Ersten sei die Bedeutung der Kunden mit Erstausrüstungs- oder Ersatzbedarf zu vernachlässigen, zum Zweiten hätten Erdgasheizungen bei Neubauwohnungen einen sehr hohen Durchdringungsanteil und zum Dritten gebe es baurechtliche und räumliche Zutrittsschranken für andere Energieträger.

**134.** Die Monopolkommission stimmt dem Bundeskartellamt darin zu, dass die Systemgebundenheit zu einer Verringerung des Wettbewerbsdrucks führt. Dennoch sieht sie aber die Möglichkeit von Substitutionseffekten und weist auf die Disziplinierungswirkung der noch nicht „gebundenen" Kunden hin.[93] Es ist nicht entscheidend, ob Kunden tatsächlich wechseln, sondern auch, dass dies in einem bestimmten Teil des Marktes überhaupt möglich ist. Der Gasmarkt gilt in Deutschland als wachsender Markt, in dem die Gasversorgungsunternehmen auf die Neukundengewinnung angewiesen sind. Neukunden werden in erster Linie dann gewonnen, wenn Kunden dazu bewogen werden, von anderen Heizenergieträgern hin zum Gas zu wechseln. Die Monopolkommission unterstellt daher einen gewissen Wettbewerbsdruck zwischen den Energieträgern, der disziplinierend wirkt. Ein Wechsel hin zum Gas muss, damit er auch erfolgt, preislich attraktiv sein. Von diesem Standpunkt her ist davon auszugehen, dass Gasversorgungsunternehmen nicht in der Lage sind, dauerhaft zu nicht wettbewerblichen Preisen anzubieten. Allerdings kommt an dieser Stelle auch zum Tragen, dass der Gaspreis kein Preis ist, der autonom vom Gasversorgungsunternehmen gesetzt werden kann. Die spezielle Struktur des Gasmarktes sowie die Kopplung an den Ölpreis tragen dazu bei, dass sich der Gaspreis nie als reiner Wettbewerbspreis entfalten kann. Allerdings gilt dies zum Teil auch für alternative Heizenergieträger. Die Monopolkommission erkennt zusammenfassend an, dass die Definition eines einheitlichen Wärmemarktes auf den Endkundenmärkten nicht zwingend notwendig ist. Sie sieht allerdings im Gegensatz zum Bundeskartellamt einen gewissen Wettbewerbsdruck, der nicht unterschätzt und der weiter gefördert werden sollte.

**135.** Eine Einzelbetrachtung der zuvor identifizierten vier Märkte zeigt die aktuellen Wettbewerbsprobleme des deutschen Gassektors und verdeutlicht, dass die Wettbewerbsentwicklung seit der Marktöffnung im Jahr 1998 nur sehr zögerlich verlaufen ist. Die beiden Märkte der Großhandelsebene weisen das spezifische Problem auf, dass sie

92 Vgl. BGH, Beschluss vom 10. Dezember 2008, KVR 2/08, „Stadtwerke Uelzen".

93 Vgl. Monopolkommission, Die Missbrauchsaufsicht über Gas- und Fernwärmeunternehmen: Wettbewerb zwischen Systemen im Wärmemarkt, Sondergutachten 21, Baden-Baden 1991, Tz. 11 ff.

sich dem Zugriff der deutschen und auch der europäischen Politik entziehen, da die Marktgegenseite, d.h. die Erzeugungsebene, nicht zur Europäischen Union zählt. Hinzu kommen die langfristig abgeschlossenen Gaslieferverträge zwischen den Ferngasunternehmen und den Weiterverteilern, die dem Markt Liquidität entzogen haben, gegen die das Bundeskartellamt jedoch nach Auffassung der Monopolkommission zu Recht vorgegangen ist.[94]

**136.** Weiteres wettbewerbliches Hindernis ist die Vielzahl von Mehr- und Minderheitsbeteiligungen der überregionalen und regionalen Ferngasunternehmen an lokalen Weiterverteilern, die zu starken Verflechtungen führt. Die Monopolkommission ist nach wie vor der Auffassung, dass der Erwerb von Beteiligungen an regionalen und lokalen Verteilerunternehmen durch die großen Energieversorgungsunternehmen weniger auf die Realisierung von Effizienzvorteilen als vielmehr auf die strategische Absatzsicherung für das eigene Unternehmen abzielt.[95] Es zeigt sich, dass der eigentlichen Ursache des Wettbewerbsproblems im Gassektor, nämlich der Konzentration des Gasangebots auf wenige Unternehmen, nur schwerlich entgegenzutreten ist. Im Rahmen der Marktabgrenzung wurde festgehalten, dass regionale Gasversorger über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Die Monopolkommission sieht daher die Endkundenmärkte als besonders wichtigen Impulsgeber für einen wettbewerblich orientierten Gasmarkt an. Sie vertritt die Auffassung, dass die Informationsdefizite hinsichtlich der Wechselmöglichkeiten auf Seiten der Endkunden abgebaut werden sollten, weil Preissensibilität und Wechselfreudigkeit dazu beitragen, dass der Markteintritt für neue Wettbewerber lohnenswert wird.

### 3.2.3 Wettbewerbsbelebendes Potenzial der Endkundenmärkte

**137.** In ihrem ersten Sondergutachten zur Energiewirtschaft vom November 2007 kam die Monopolkommission zu dem Ergebnis, dass auf den Endkundenmärkten im Gassektor kein hinreichender Wettbewerb existiert. Gleichwohl würdigte sie, dass seit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes im Juli 2005 deutliche Fortschritte erzielt worden sind und die mit der Netzregulierung gemachten Erfahrungen positiv zu werten sind. Fehlender Wettbewerb auf den Endkundenmärkten äußert sich insbesondere durch geringe Wechselquoten und fehlende alternative bzw. potenzielle alternative Anbieter. Diese Anbieter gibt es dann, wenn keine bzw. keine hohen Markteintrittsbarrieren vorliegen und wenn sich aus Renditegesichtspunkten der spontane Eintritt lohnt. In der Vergangenheit plädierte die Monopolkommission für eine Verbesserung und marktgerechte Ausgestaltung von Lieferantenwechselprozessen.[96] Die Bundesnetzagentur hat dazu am 20. August 2007 eine Festlegungsentscheidung veröffentlicht.[97]

**138.** Die Festlegungsentscheidung der Bundesnetzagentur über bundesweit einheitliche Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor (GeLi Gas) stellt eine wichtige Voraussetzung für die Entstehung eines stärkeren Wettbewerbs im Gassektor

94 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 490 ff. sowie BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, WuW/E DE-V 1147 „E.ON Ruhrgas“.

95 Eine ausführliche Übersicht zu den wesentlichen Beteiligungen an inländischen Energieversorgungsunternehmen sowie zur Aktionärsstruktur der vier Verbundunternehmen findet sich in: Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Anhang A.1-A.31. Zu den wettbewerbshinderlichen Wirkungen vgl. ausführlich ebenda, Tz. 446 f.

96 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 578.

97 BNetzA, Beschluss vom 20. August 2007, BK7-06-067.

dar. Sie gibt rechtsverbindlich Inhalt und Ablauf von Geschäftsprozessen vor, die im Falle eines Wechsels des Gaslieferanten von den Marktteilnehmern zu vollziehen sind. Diese Standardisierung der Prozesse und Datenformate, die zum 1. August 2008 umzusetzen war, schafft erst die Möglichkeit des Lieferantenwechsels. Nach dem 1. August 2008 stellte die Beschlusskammer fest, dass einige Netzbetreiber die Vorgaben nicht vollständig in ihren Unternehmen umgesetzt hatten. Die in Rückstand geratenen Netzbetreiber wurden angehört und aufgefordert, regelmäßig über den Fortgang ihrer Umsetzungsarbeiten zu berichten. In zwei Fällen stellte die Bundesnetzagentur so erhebliche Umsetzungsdefizite fest, dass sie den Unternehmen die Verhängung eines Zwangsgeldes androhte.

**139.** Die Monopolkommission begrüßt die Einführung klarer Regelungen zum Lieferantenwechsel, hat sich doch gezeigt, dass die zuvor in der Kooperationsvereinbarung enthaltenen und auf § 37 Abs. 1 GasNZV beruhende Möglichkeit des Lieferantenwechsels nicht zielführend war. Es fehlte eine rechtsverbindliche Standardisierung der Abwicklung von Wechselprozessen. Die Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer werden gesenkt, weil der Abwicklungsaufwand reduziert und die Transparenz des Wechselprozesses gesteigert wird. Entscheidend dabei ist, dass für alle Marktteilnehmer identische Bedingungen gelten.

**140.** Ein Lieferantenwechsel liegt dann vor, wenn ein Kunde an seiner Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Während die Bundesnetzagentur im Jahr 2006 8.871 Lieferantenwechsel vermerken konnte, lag die Zahl für 2007 mit 132.930 knapp 15 mal so hoch. Das Gesamtvolumen der Lieferantenwechsel, welches im Jahr 2006 mit 11,74 TWh deutlich über dem von 2005 lag, hat sich etwa verdreifacht und lag nun bei 33,5 TWh. Bezogen auf ein Gesamtausspeisevolumen sowohl von Fernleitungsnetzbetreibern als auch von Verteilnetzbetreibern von 88,98 TWh ergibt sich eine durchschnittliche Wechselquote von 3,79 %. Im Vergleich zum Jahr 2006, als die Quote bei 1,25 % lag, zeigt sich hier bereits ein Anstieg, auch wenn die Quote nach wie vor sehr gering ist. Eine Differenzierung der Abnehmer zeigt, dass sich eine Steigerung der Lieferantenwechsel in sämtlichen Kategorien niederschlägt. Mengenmäßig entfällt der größte Teil auf die Gaskraftwerke (Steigerung von 0,202 TWh in 2006 auf 33,5 TWh in 2007) sowie die Gruppe der sehr großen Industriekunden (> 100.000 MWh/Jahr) mit einer Steigerung des Lieferantenwechselvolumens von 7,63 TWh auf 12,93 TWh. In der Kategorie der Haushalts- und Gewerbekunden war ein Anstieg von 0,14 TWh in 2006 auf 3,51 TWh in 2007 zu verzeichnen.[98]

**141.** Für das Jahr 2007 weist die Bundesnetzagentur erstmalig Wechselquoten aus, die die Anzahl der Lieferantenwechsel ins Verhältnis zur Anzahl der Letztverbraucher stellen. Die nachstehende Tabelle 3.1 gibt dazu einen nach Verbraucherkategorie differenzierten Überblick.

98 Vgl. zu diesem Abschnitt BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 193 ff.

*Tabelle 3.1:*

**Anzahl Letztverbraucher und Anzahl Lieferantenwechsel in 2007 differenziert nach Kundenkategorien**

| Kategorie | Anzahl Letztverbraucher | Anzahl Lieferantenwechsel | Anteil Anzahl Lieferantenwechsel an Anzahl Letztverbraucher (%) |
|---|---|---|---|
| ≤ 300 MWh/Jahr | 12.983.869 | 131.419 | 1,01 |
| > 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr | 136.693 | 1.215 | 0,89 |
| >10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr | 34.318 | 239 | 0,70 |
| >100.000 MWh/Jahr | 1.165 | 49 | 4,20 |
| Gaskraftwerke | 808 | 27 | 3,34 |
| Erdgastankstellen | 827 | 4 | 0,48 |
| **Gesamt** | **13.157.680** | **132.953** | **1,01** |

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 199.

**142.** Es zeigt sich, dass die Wechselquote auch nach dieser Darstellung sehr gering ist und mit durchschnittlich 1,01 % deutlich unter der Quote einer mengenmäßigen Betrachtung liegt. Auch hier sind Gaskraftwerke und sehr große Industriekunden am wechselfreudigsten. Im Haushaltskundenbereich liegt die Quote genau beim Durchschnitt von gerade einmal 1,01 %.

**143.** Die niedrige Wechselquote der Haushaltskunden hat mehrere Gründe. Hauptgrund sind offenbar nach wie vor Informationsdefizite sowie ein gewohnheitsmäßiges, träges Verhalten. Die Bindung an einen regionalen Gasanbieter, der häufig auch gleichzeitig Stromlieferant ist, ist in der Regel sehr hoch und damit auch die Schwelle, einen Wechsel vorzunehmen. Der Grundversorgungstarif ist häufig der teuerste Tarif, den ein Regionalanbieter vorhält. Einige Gasanbieter sind bereits dazu übergegangen, auch weitere Tarife neben dem Grundversorgungstarif anzubieten, um so den Wettbewerbern entgegenzutreten. Für die Haushaltskunden ist es vergleichsweise komfortabel, von einem Vertrag auf den anderen zu wechseln, um Einsparungen zu realisieren, aber dennoch nicht den Anbieter wechseln zu müssen. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur ist im Haushaltskundensegment die Zahl der alternativen Anbieter nach wie vor sehr gering. Allerdings stellt die Bundesnetzagentur auch fest, dass die Zahl derjenigen Haushalte, die zu einem anderen Tarif als dem allgemeinen Grundversorgungstarif beliefert werden, steigt.[99] Die Belieferung von Endkunden, Haushaltskunden und sonstigen Letztverbrauchern, erfolgte im Jahr 2007 zu 71,4 % durch den Grundversorger. Darüber hinaus ist zahlreichen Haushaltskunden die Möglichkeit eines Wechsels gar nicht bekannt oder sie scheuen den vermeintlichen Aufwand. Häufig fehlt eine detail-

99 BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 193. Nach § 36 Abs. 1 Satz 1 EnWG besteht eine Pflicht zur Grundversorgung. Die Gaslieferung erfolgt zunächst automatisch durch den Grundversorger in der Region zum Grundversorgungstarif. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit zum Wechsel des Anbieters, weg von dem Grundversorger hin zu einem Wettbewerber.

lierte Kenntnis darüber, dass die Versorgung in § 36 EnWG gesetzlich geregelt ist und es im Rahmen eines Anbieterwechsels nicht zu Unterbrechungen der Versorgung kommen kann.

**144.** Auch darf nicht übersehen werden, dass bundesweite, flächendeckende Wechselmöglichkeiten für Haushaltskunden nur in geringem Maße bestehen. In einigen Ballungszentren wie Berlin oder Frankfurt hingegen kann bereits von einem wettbewerblich umkämpften Markt mit zahlreichen alternativen Anbietern gesprochen werden.[100] Dennoch wird als weiterer Grund der geringen Wechselbereitschaft der Haushaltskunden häufig das als zu gering angesehene Einsparpotenzial angegeben. Dies gilt insbesondere für Kunden mit einem niedrigen Gasverbrauch. Der Aufwand, der getätigt werden muss, um den Anbieter zu wechseln (Wechselkosten) wird dabei höher oder gleich hoch eingeschätzt wie das ausgewiesene Einsparpotenzial. Dabei sind nach Ansicht der Monopolkommission die messbaren Wechselkosten jenseits psychischer Wechselbarrieren für einen internetkundigen Kunden sehr gering. Preisinformationen sind über diverse Tarifrechner im Internet zu erhalten. Nach Eingabe von Postleitzahl und Jahresverbrauchsmenge wird eine Rangliste der günstigsten Anbieter in der jeweiligen Region erstellt. In vielen Fällen lässt sich direkt ein Kontakt zum Anbieter herstellen und der Wechselauftrag steht direkt zum Download bereit.

**145.** Tarifrechner werden von der Monopolkommission grundsätzlich als geeignetes und sehr wichtiges Instrument angesehen, um für den privaten Endverbraucher Transparenz zu schaffen und ihm Orientierung zu bieten. Die Ausgestaltung solcher Rechner ist allerdings mit Problemen behaftet und nicht alle Rechner sind gleichermaßen verlässlich. Grundsätzliche Probleme bestehen bereits insofern, als die Unabhängigkeit der Tarifrechner für den Privatkunden nicht immer gleich ersichtlich ist. Darüber hinaus ist zu beanstanden, dass dieselbe Datenbasis unter verschiedenen Namen benutzt und dies nur in Einzelfällen kenntlich gemacht wird. Bei einer Beurteilung sollte allerdings beachtet werden, dass Tarifrechner eine Serviceleistung darstellen, die für den Endverbraucher in aller Regel kostenfrei ist. Die Finanzierungsmodelle der Anbieter können unterschiedlicher Gestalt sein. Eine Möglichkeit ist die Finanzierung auf der Basis von Provisionen. Dieses Modell ist legitim. Falschrechnungen verstoßen hingegen immer gegen gesetzliche Auflagen. Dennoch ist Endverbrauchern, die eine Leistung in Anspruch nehmen, zu empfehlen, Vertragsbestandteile vor Vertragsabschluss zu prüfen und sich zu informieren.

**146.** Tarifrechner werden aktuell sehr breit in der Presse diskutiert und es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass bestimmte Bestandteile eines Tarifs Risiken für den Endverbraucher bergen können. So schreibt die Bundesnetzagentur in einem Informationsblatt zum Wechsel des Strom- und Gaslieferanten, welche Vertragsbestandteile besonders kritisch geprüft werden sollten, und weist insbesondere auf die Risiken von Vorauskasse-Verträgen hin.[101] Darüber hinaus hat sie einen Verbraucherservice einge-

100 So zeigt eine Beispielabfrage, dass sowohl für Berlin als auch für Frankfurt bei einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh/Jahr sechs Anbieter verfügbar waren, die günstiger anboten als der Grundversorger. In Nürnberg waren es gar neun unterschiedliche Anbieter. Dabei wurde für jeden Anbieter nur ein Tarif berücksichtigt. Im Vergleich dazu boten in Passau, Aurich und Emsdetten lediglich zwei alternative Anbieter günstiger an. In Siegburg hingegen gibt es nach wie vor keinen Anbieter, der dem Grundversorger ernsthaft Konkurrenz macht.

101 http://www.bundesnetzagentur.de/enid/8f4d9b951de810e119a3142554d4d4f0,0/InfoBlatt/Wechsel_Strom-_und_ Gaslieferant_3xt.html.

richtet.[102] Das Bundeswirtschaftsministerium bietet dem Endverbraucher ebenfalls Möglichkeiten, sich über einen Anbieterwechsel zu informieren, und macht auf eventuelle Risiken aufmerksam.[103] Mit der Kundensicht und Fragen zu den Risiken der Nutzung von Tarifrechnern setzen sich ausführlich die Verbraucherschutzzentrale und auch der Bund der Energieverbraucher auseinander.[104] Eine „Vorselektion" der Anbieter von Tarifrechnern steht dem Wettbewerbsgedanken entgegen. Erstrebenswert ist, dass der Marktmechanismus diese „schlechten" Tarifrechner aussortiert. Kunden werden diese nicht mehr nutzen, wenn sie keine guten Erfahrungen gemacht haben und/oder die Reputation nicht gut ist. Eine Zertifizierung von Tarifrechnern wäre daher grundsätzlich eine gute Möglichkeit.

### 3.2.4 Zwischenfazit

**147.** Im Gassektor besteht eine große Importabhängigkeit. Das Erdgasaufkommen in Deutschland basiert lediglich zu 15 % auf deutscher Förderung und damit zu 85 % auf Importen. Das für Deutschland wichtigste Lieferland ist Russland, gefolgt von Norwegen, den Niederlanden sowie Dänemark und Großbritannien. Deutschland ist der größte Erdgasimporteur in Europa und zählt zu den weltweit größten Verbraucherländern. Die Nachfrage nach Erdgas nimmt in der Europäischen Union kontinuierlich zu, wohingegen die inländische Förderung der Mitgliedstaaten im Zeitablauf abgenommen hat. Die Gaswirtschaft ist stark leitungsgebundenen und die Verteilung damit durch infrastrukturelle Überlegungen geprägt. Die Leitungsgebundenheit und die begrenzte Speicherbarkeit von Erdgas erklären, dass es keinen einheitlichen Weltmarkt für Erdgas gibt.

**148.** In den meist über Jahrzehnte abgeschlossenen Import- und Exportverträgen der Gaswirtschaft findet in der Regel eine Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis statt. Die Monopolkommission beurteilt die aktuelle Diskussion um die Ölpreiskopplung kritisch. Sie sieht in einer Aufhebung der Ölpreiskopplung allein kein zielgerichtetes Instrumentarium, um eine wettbewerbliche Preisbildung im Gassektor zu erreichen. Da kein einheitlicher weltweiter Markt besteht, hält die Kommission eine Orientierung an einem geeigneten Index für durchaus legitim. Bei einer einseitigen Aufhebung der Ölpreiskopplung bestünde nach ihrer Auffassung die Gefahr, dass es zu Arbitragegeschäften zulasten des Landes, das die Ölpreiskopplung aufgibt, käme, und sie weist daher darauf hin, dass die Ölpreiskopplung auch einen Schutz vor einseitigen Preisvorgaben und Hold-up-Gefahren bietet. Eine endgültige Änderung wird nur dann erfolgen können, wenn die Erdgasproduzenten einen anderen Preismechanismus akzeptieren.

**149.** Die Monopolkommission vertritt die Meinung, dass die Bedeutung von Flüssiggas (LNG) weiter zunehmen wird. Es kann eine wettbewerbsbelebende Wirkung entfalten, indem es zur Versorgungssicherheit beiträgt und Druck auf die Anbieter von Pipeline-Gas ausübt.

**150.** Die Abgrenzung der Gasmärkte durch das Bundeskartellamt basiert auf der grundsätzlichen Unterscheidung der Märkte der Großhandels- und der Einzelhandelsstufe. Auf der Großhandelsstufe wird zwischen den Märkten für die erstmalige Belieferung von anderen Ferngasgesellschaften durch überregionale Ferngasgesellschaften und für

102 http://www.bundesnetzagentur.de/enid/8f4d9b951de810e119a3142554d4d4f0,0/Kontakt_-__Wegbeschreibungen _-_Fragen/Fragen_an_den_Verbraucherservice_Elektrizitaet/Gas_1n1.html.
103 http://www.energie-verstehen.de/.
104 http://www.vzbv.de/go/ und http://www.energieverbraucher.de/

die Belieferung von regionalen und lokalen Weiterverteilern, insbesondere Stadtwerken, durch (über-)regionale Ferngasgesellschaften unterschieden. Auf der Einzelhandelsstufe wird auf der einen Seite der Markt für die Belieferung von Industriekunden identifiziert und auf der anderen Seite der Markt für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden. In räumlicher Hinsicht werden die sachlich relevanten Märkte regional nach den etablierten Netzgebieten der Unternehmen abgegrenzt. Die Marktverhältnisse weisen aktuell nach wie vor keinen funktionsfähigen Wettbewerb auf. Sowohl bei der Belieferung von Gasgroßkunden als auch bei der Belieferung von Gaskleinkunden sind die einzelnen Stadtwerke und endversorgenden Regionalversorger regelmäßig marktbeherrschend. Bei der Versorgung von Kleinkunden gibt es häufig sogar gar keinen Wettbewerb.

**151.** Nach Auffassung der Monopolkommission hat sich die Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes bislang als sachgerecht erwiesen. Dennoch sieht sie einen Änderungsbedarf. Zuvor bedürfen jedoch die auf den Weg gebrachten Änderungen der Rahmenbedingungen einer Entfaltung ihrer Wirkungen. Aktuell kann die Monopolkommission nicht feststellen, dass sich auf dem inländischen Gasmarkt ein Durchleitungswettbewerb in dem Maße entwickelt hat, dass eine Marktabgrenzung zu rechtfertigen ist, die über die Reichweite eines Leitungsnetzes hinausgeht.Die Monopolkommission hegt Zweifel daran, dass die Marktgebietsgrenzen ein geeignetes Kriterium sind, um wettbewerbliche Wirkungen zu beurteilen und zu prognostizieren.

**152.** Auch wenn die Monopolkommission sich bei der Marktdefinition dafür ausspricht, den aktuellen Status beizubehalten, würde sie es doch begrüßen, wenn das Bundeskartellamt die aktuelle Marktabgrenzung auch im Gassektor unter Verwendung quantitativer Verfahren überprüfen würde. Nach ihrer Auffassung würde die ökonomische Fundierung in einem so wichtigen Sektor der Grundversorgung zu einer höheren Akzeptanz führen und die Glaubwürdigkeit der Ergebnisse stützen.

**153.** Der Konzentration des Gasangebots auf wenige Unternehmen ist nur schwer entgegenzutreten. Die Monopolkommission sieht daher die Endkundenmärkte als besonders wichtige Impulsgeber für einen wettbewerblich orientierten Gasmarkt an. Die Einführung klarer Regelungen zum Lieferantenwechsel ist ein wichtiger Anstoß für den Wettbewerb, durch den die Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer gesenkt wurden.

**154.** Die Wechselquote von durchschnittlich etwa 1 % ist nach wie vor sehr gering und hat mehrere Gründe. Hauptgründe sind offenbar nach wie vor Informationsdefizite sowie ein träges Verhalten. Auch darf nicht übersehen werden, dass bundesweite, flächendeckende Wechselmöglichkeiten für Haushaltskunden nur in geringem Maße bestehen. Dabei sind nach Ansicht der Monopolkommission die messbaren Wechselkosten jenseits psychischer Wechselbarrieren für einen internetkundigen Kunden sehr gering. Preisinformationen sind über diverse Tarifrechner im Internet zu erhalten. Tarifrechner werden von der Monopolkommission im Gas- wie auch im Stromsektor grundsätzlich als geeignetes und sehr wichtiges Instrument angesehen, um für den privaten Endverbraucher Transparenz zu schaffen und ihm Orientierung zu bieten. Die Ausgestaltung solcher Rechner ist allerdings mit Problemen behaftet und nicht alle Rechner sind gleichermaßen verlässlich.

# 4. Großhandel

## *4.1 Bedeutung der Großhandelsmärkte im Energiesektor*

**155.** Ein liquider Großhandelsmarkt ist eine Grundvoraussetzung für die wettbewerbliche Distribution von Strom und Gas sowie für eine wettbewerbliche Erzeugung von Elektrizität in Deutschland. Die Schaffung eines liquiden Handels ist daher zu fördern. Ein wichtiger Schritt hierzu ist die Etablierung einer Börse zur zeitlichen und örtlichen Konzentration des Handels mit Elektrizität und Gas. Eine solche reduziert die Transaktionskosten bei der Anbahnung von Energiegeschäften, bietet eine gesteigerte Markttransparenz, Diskriminierungsfreiheit und Schutz vor Manipulation durch einen beaufsichtigten Handels- und Preisbildungsprozess. Anders als der außerbörsliche Handel (OTC – „Over the Counter") wird der Börsenhandel in Deutschland grundsätzlich beaufsichtigt.

**156.** Börsenhandel und außerbörslicher Handel beeinflussen sich gegenseitig. Die Börsenpreise dienen als Referenzpunkte für finanziell gehandelte außerbörsliche Geschäfte. Preisunterschiede zwischen den beiden Produkten sind häufig minimal, da Arbitragemöglichkeiten direkt von den Händlern genutzt werden. An der European Energy Exchange (EEX) werden Spot- und Termingeschäfte für Strom, Gas, Emissionsberechtigungen und Kohle gehandelt. Modelltheoretische Arbeiten zeigen zudem, dass der außerbörsliche Handel aufgrund der genannten Arbitragemöglichkeit etwaige Möglichkeiten, an der Börse Marktmacht auszuüben, beschränken kann, sofern dort langfristige Lieferverträge geschlossen werden.[105]

## *4.2 Elektrizität*

### 4.2.1 Börsenhandel

**157.** Für den deutschen Elektrizitätsmarkt kommen der EEX insbesondere zwei Funktionen zu: Zum einen werden an der Strombörse inzwischen substantielle physische Mengen zwischen den Marktakteuren ausgetauscht, daher bedeutende Teile des Großhandels mit Strom abgewickelt. Zum anderen ermittelt die Börse transparente Preissignale, die den kurz- und längerfristigen Lieferbeziehungen im außerbörslichen Handel und dem europäischen Stromgroßhandel als Leitpreise dienen. Insbesondere der Spotmarktpreis für Strom (day-ahead) sollte durch seine Nähe zum Erfüllungszeitpunkt vergleichsweise gute Informationen über die augenblickliche Nachfrage- und Angebotssituation auf dem Strommarkt enthalten.

**158.** Im Jahr 2008 waren an der deutschen Strombörse EEX insgesamt 217 Teilnehmer aus 19 Ländern aktiv. 83 Teilnehmer stammten aus Deutschland. Im Strombereich werden Spotgeschäfte als Intraday-Geschäfte oder als Day-ahead-Geschäfte ausgeführt.[106]

105 Vgl. beispielsweise Allez, B., Vila, J.L., Cournot Competition, Forward Markets, and Efficiency, Journal of Economic Theory 59, 1993, S. 1-17; Bushnell, J.B., Mansur, E.T., Saravia, C., Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured US Electricity Markets, American Economic Review 98, 2008, S. 237-266.

106 Im Stromhandel kooperiert die EEX mit der französischen Powernext SA. Der kurzfristige Stromhandel beider Börsen wird in Zukunft durch die gemeinsame Gesellschaft EPEX Spot SE in Paris betrieben, an der EEX und Powernext jeweils 50 % halten. Der europäische Terminhandel für Strom wird in Leipzig gebündelt. Das Clearing und Settlement aller Spot- und Termingeschäfte in

Im Intraday-Handel werden Grundlast- und Spitzenlastblöcke mit Lieferungen am selben oder folgenden Tag gehandelt. Er dient vornehmlich der sehr kurzfristigen Arbitrage zum Ausgleich unvorhergesehener Abweichungen von Verbrauchsprognosen und Fahrplänen. Mithin kommt ihm eine Rolle bei der Vermeidung des Einsatzes von Regelenergie zu. Entsprechend ist das Handelsvolumen auf dem Intraday-Spotmarkt vergleichsweise gering. In 2007 umfasste das Handelsvolumen hier lediglich 1,40 TWh.[107] Auf dem Day-ahead-Markt der EEX, der die beiden Marktgebiete Deutschland/Österreich und Schweiz umfasst, finden Stundenauktionen statt. An jedem Börsentag werden verdeckte Kauf- und Verkaufsgebote für jede der 24 Stunden des Folgetages in jeweils einer Auktion zusammengeführt. Neben diesen Auktionen werden am Vormittag zusätzlich Base- und Peakload-Blöcke für den nächsten Tag gehandelt. Das Handelsvolumen am Day-ahead-Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich ist mit 117,93 TWh im Jahr 2007 gegenüber 88,46 TWh im Jahr 2006 um 33,31 % gestiegen.[108]

**159.** Der Physical Electricity Index (Phelix) ist ein allgemeines Referenzpreisprodukt der EEX für Strom. Der Phelix-Baseload bildet den Durchschnitt aller Preise der Day-ahead-Stundenauktionen eines Tages für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich ab. Der Phelix-Peakload umfasst die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten. Nach einem deutlichen Anstieg des Phelix in den Jahren 2004 bis 2006, war im Jahr 2007 einen Rückgang des Referenzpreises für Strom zu verzeichnen.

***Tabelle 4.1:***

**Jahresmittelwerte für Phelix-Base- und -Peakload**

| *Jahresmittelwert für das Jahr* | *Phelix-Baseload* | *Phelix-Peakload* |
|---|---|---|
| 2004 | 28,54 EUR/MWh | 34,02 EUR/MWh |
| 2005[1] | 45,97 EUR/MWh | 55,99 EUR/MWh |
| 2006 | 50,79 EUR/MWh | 63,81 EUR/MWh |
| 2007 | 37,99 EUR/MWh | 48,75 EUR/MWh |

1 Für das Jahr 2005 differieren die Angaben der Bundesnetzagentur in den beiden Monitoringberichten 2006 und 2007 im Bereich der Nachkommastellen. Es ist anzunehmen, dass die Werte preisbereinigt wurden.

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von Daten von BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 56, dies., Monitoringbericht 2007, S. 71 sowie dies., Monitoringbericht 2008, S.82.

Strom wird zukünftig durch die EEX-Tochter European Commodity Clearing AG (ECC) erfolgen. Beim Clearing existiert auch eine Kooperation mit der niederländischen ENDEX European Energy Derivatives Exchange N.V. Das Clearing und Settlement sämtlicher an der ENDEX gehandelten Produkte erfolgt durch die ECC. Weiterhin ist die EEX an der store-x GmbH (Storage Capacity Exchange), einer Onlineplattform für den Sekundärhandel mit Speicherkapazitäten für Erdgas, sowie an der trac-x GmbH (Transport Capacity Exchange GmbH), einer Onlineplattform für Erdgas-Transportkapazitäten, beteiligt. Die EEX hält 20 % an der European Market Coupling Company GmbH (EMCC), die das Engpassmanagement an der deutsch-dänischen Grenze durchführt. Beim Handel mit $CO_2$-Emissionsrechten arbeitet die EEX mit der European Exchange EUREX AG zusammen.

107 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 79.

108 Vgl. ebenda.

**160.** Auf dem EEX-Terminmarkt werden bedingte und unbedingte standardisierte Termingeschäfte (Optionen und Futures) getätigt. Diese Geschäfte dienen der Absicherung zukünftiger Preisrisiken und langfristiger Lieferverpflichtungen. Der Phelix-Future ist an den Phelix gekoppelt, sodass ein Hedging physischer Strompreisrisiken durch den finanziellen Future-Kontrakt möglich wird. Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit des Gutes Strom und der mit dieser verbundenen unbedingten Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch ist es jedoch unmöglich, physische Arbitrage zwischen dem Spot- und dem Terminmarkt zu betreiben. Dennoch darf davon ausgegangen werden, dass der heutige Spotmarktpreis einen Einfluss auf die Erwartungen der Nachfrager über das zukünftige Preisniveau hat und dadurch den heutigen Terminmarktpreis zumindest mittelbar beeinflusst. Phelix-Year-Futures sind dann die für die Preisgestaltung gegenüber Letztverbrauchern relevanten Terminmarktprodukte. Das Handelsvolumen des EEX-Terminmarktes hat sich in 2007 gegenüber 2006 auf nun 188,68 TWh in etwa halbiert. Gleichzeitig ist das Handelsvolumen im OTC-Terminhandel mit Clearing an der EEX auf nun 960,6 TWh deutlich angestiegen.[109] Der starke Rückgang des eigentlich börslichen Terminhandelsgeschäfts in 2007 ist nach Angaben der EEX auf verschiedene Ursachen zurückzuführen. So seien in 2007 einige Market Maker teilweise inaktiv gewesen. Auch waren die Entgelte für den Handel an der EEX im Vergleich zum OTC-Handel teurer.[110]

**161.** Bei der Preisentwicklung am Terminmarkt waren in den Jahren 2004 bis 2006 zunächst deutliche Steigerungen zu erkennen. Gegenüber dem Jahr 2006 sind im Jahr 2007 jedoch die jährlichen Mittelwerte der am EEX-Terminmarkt gehandelten Phelix-Year-Futures für das jeweilige Folgejahr sowohl für den Base- als auch den Peakload nahezu unverändert geblieben. Auch bei den Spannbreiten zwischen den Minimal- und Maximalwerten zeigten sich gegenüber dem Vorjahr keine wesentlichen Abweichungen.[111]

***Tabelle 4.2:***

**Jahresmittelwerte für Phelix-Base- und -Peakload-Future**

| *Jahresmittelwert für das Jahr* | *Phelix-Baseload-Future* | *Phelix-Peakload-Future* |
|---|---|---|
| 2004 | 33,49 EUR/MWh | 49,13 EUR/MWh |
| 2005[1] | 41,27 EUR/MWh | 56,35 EUR/MWh |
| 2006 | 55,01 EUR/MWh | 81,02 EUR/MWh |
| 2007 | 55,84 EUR/MWh | 79,35 EUR/MWh |

1 Für das Jahr 2005 differieren die Angaben der Bundesnetzagentur in den beiden Monitoringberichten 2006 und 2007 im Bereich der Nachkommastellen. Es ist anzunehmen, dass die Werte preisbereinigt wurden.

Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von Daten von BNetzA, Monitoringbericht 2006, S. 56, dies., Monitoringbericht 2007, S. 71 sowie dies., Monitoringbericht 2008, S.82.

109 Beim OTC-Clearing werden Terminkontrakte, die an der Börse vorbei („over the counter“) direkt geschlossen werden, zur Abwicklung der Börse anvertraut. Von der Börse werden dann die Ausgleichszahlungen berechnet und Ausfallrisiken der Kontrahenten übernommen.

110 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 79.

111 Vgl. ebenda, S. 82.

### 4.2.2 Aufsicht

**162.** Die Betreibergesellschaft der Energiebörse ist die European Energy Exchange AG. Diese setzt sich aus einer Vielzahl von Aktionären zusammen, die sich jedoch im Wesentlichen in drei Anteilseignerblöcke untergliedern lassen. Größter Einzelaktionär ist Ende des Jahres 2008 die schweizerisch-deutsche Derivatebörse Eurex Zürich AG mit einem Anteil von 34,73 %. Den zweiten großen Anteilseignerblock bilden staatliche beziehungsweise staatlich kontrollierte Eigentümer. Die Stadt Leipzig hält insgesamt 7,39 % der Anteile, der Freistaat Sachsen 4,51 %. Auf die Stuttgarter Landesbank LBBW, die die sächsische Landesbank Sachsen LB im Jahr 2007 übernommen hat, entfallen 22,64 %. Der dritte große Anteilsblock entfällt mit 29,47 % auf einen Pool von Energiehandelsunternehmen, in dem unter anderem die Handelsabteilungen der großen Energieversorgungsunternehmen wie die E.ON Energy Trading AG, die RWE Transportnetz Strom GmbH, die EnBW Trading GmbH und die Vattenfall Deutschland GmbH vertreten sind.

**163.** Die EEX unterliegt den Vorschriften des Börsengesetzes (BörsG). Das Börsengesetz ist darauf gerichtet, dass der Handel und die Preisermittlung fair und manipulationsfrei erfolgen. Die Börsengeschäftsführung leitet die Geschäfte der Börse in eigener Verantwortung. Im Falle der EEX wird die Leitungsfunktion durch Mitwirkungserfordernisse von Börsenrat und Börsenaufsicht begrenzt. Der Börsenrat repräsentiert die verschiedenen Interessenverbände und Wirtschaftskreise an der EEX und besteht aus 23 Mitgliedern. Seine Aufgabe ist die Verabschiedung des Börsenregelwerks, die Bestellung und Überwachung der Börsengeschäftsführung und die Berufung des Leiters der Handelsüberwachungsstelle. Neben den Handelsteilnehmern mit 18 gewählten Mitgliedern gehören vier Verbandsvertreter (BDI, VIK, BdEW, Verbraucherzentrale Bundesverband) sowie ein Anlegervertreter dem Börsenrat an. Die Hauptaufgabe der vierköpfigen Handelsüberwachungsstelle besteht darin, täglich alle Daten über den Börsenhandel und die Börsengeschäftsabwicklung zu erfassen, auszuwerten und gegebenenfalls notwendige Ermittlungen zu Unregelmäßigkeiten im Handelsablauf durchzuführen. Ferner werden anlassbezogen längerfristige Sonderuntersuchungen zu Marktverhalten, Marktstrukturen und Strategien der Marktteilnehmer durchgeführt. Die Handelsüberwachungsstelle untersteht bei ihrer Arbeit den Weisungen der Börsenaufsichtsbehörde der EEX. Börsenaufsichtsbehörde, die die Aufsicht über die EEX nach den Vorschriften des Börsengesetzes ausübt, ist das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit.

**164.** Die Terminmarktgeschäfte der EEX unterliegen als Finanzderivate dem Wertpapierhandelsgesetz (WpHG). Die für den Wertpapierhandel nach § 4 WpHG zuständige Aufsichtsbehörde, die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), beaufsichtigt daher den Terminhandel an der EEX und kann Insidergeschäfte nach § 14 WpHG und Marktmanipulationen nach § 20a, 39 Abs. 1 Nr. 1, Nr. 2, Abs. 2 Nr. 11 WpHG ahnden.[112] Marktmanipulationen auf dem Spotmarkt für Strom sind nach § 20a Abs. 4 WpHG zusätzlich erfasst, nach der Änderung des WpHG[113] auch für den in Zukunft an der Pariser EPEX Spot stattfindenden Handel. Die Disziplinierungswirkung dieser Vorschriften zur Unterbindung der problematischen Handelspraktiken der Ver-

112 Insidergeschäfte sind unter Strafandrohung verboten und Marktmanipulationen werden mit Bußgeldern geahndet.

113 Art. 5 Nr. 3 des Gesetzes zur Änderung des Einlagensicherungs- und Anlegerentschädigungsgesetzes und anderer Gesetze vom 25. Juni 2009, BGBl. I S. 1528, 1532.

bundunternehmen wird aus verschiedenen Gründen bezweifelt.[114] Ein Hauptproblem stellt in jedem Falle die verfassungsrechtlich für eine ordnungswidrigkeitsrechtliche oder strafrechtliche Ahndung erforderliche Bestimmtheit der zugrunde liegenden Vorschriften (nulla poena sine lege certa) dar. Denn auch nach Konkretisierung durch die Marktmanipulations-Konkretisierungsverordnung[115] bleibt das Verbot der Marktmanipulation in Bezug auf die hier relevanten Praktiken unscharf[116]. Insoweit bleibt das Wertpapierhandelsgesetz jedenfalls bislang seinem ursprünglichen Schutzzweck verhaftet, der Lauterkeit des börslichen Handels. Das Grundproblem des börslichen Stromhandels, die Ausnutzung der Marktmacht im Erzeugerbereich, liegt weit jenseits der ursprünglich vom Wertpapierhandelsgesetz ins Auge gefassten Beeinflussung des Handels.

**165.** Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass insgesamt vier verschiedene Aufsichtsbehörden auf der Grundlage von vier verschiedenen Gesetzen unterschiedlich weitreichende Einsichts- und Informationsrechte haben.[117] Diese Zersplitterung der In-

114 Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang allerdings auf zwei Strafanzeigen, die von Verbraucherschützern Ende März 2009 gestellt wurden (gegen die RWE-Gruppe bei der Staatsanwaltschaft Essen, Az. 306 Js 101/09, gegen die E.ON-Gruppe bei der Staatsanwaltschaft Düsseldorf, Az. 120 UJs 22/09).

115 Verordnung zur Konkretisierung des Verbotes der Marktmanipulation vom 1. März 2005, BGBl. I S. 515.

116 In Betracht käme etwa das „Machen unrichtiger oder irreführender Angaben“ durch nur teilweise Veröffentlichung bewertungserheblicher Umstände oder ein „Verschweigen“ solcher Umstände „entgegen bestehenden Rechtsvorschriften“ nach § 20a Abs. 1 Nr. 1 WpHG. Der von den großen Energieerzeugern durch geplante und spontan notwendige Leistungs- und Kapazitätsveränderungen auf den Börsenkurs ausgeübte Einfluss ist damit bisher jedoch aus einem rechtlichen und zwei prinzipiellen Gründen nur schwierig erfassbar. Zum einen ist kaum eindeutig bestimmbar, welche Informationen in welcher Tiefe und Breite unvollständig und damit „unrichtig“ oder „irreführend“ wären. Ebenso setzt das „Verschweigen“ im Sinne von § 20a Abs. 1 Nr. 1, 2. Alt. WpHG eine anderweitig festgelegte Veröffentlichungspflicht dar. Bislang besteht jedoch keine solche Pflicht. Im Rahmen der Transparenzinitiative der Bundesregierung werden lediglich freiwillig einzelne aggregierte Kraftwerksdaten veröffentlicht, die für sich noch keine Marktübersicht ermöglichen. Zum Zweiten stellen die an der Energiebörse für die Preisbildung maßgeblichen Faktoren, die den großen Energieerzeugern als mehr oder weniger interne Informationen bekannt sind (insbesondere aktuelle und zukünftige Kraftwerkskapazitäten, Nachfrageinformationen aus den Verbundnetzen), nach ihrer Art, Vielzahl, dynamischen Veränderlichkeit und systemischen Relevanz gänzlich andere Informationen dar als die im klassischen Wertpapierrecht zur Veröffentlichung vorgeschriebenen. So wäre etwa zu einer auch nur einigermaßen genauen Bewertung der preisbildenden Faktoren eine Vielzahl von Einzelinformationen notwendig, die nur die Energieerzeuger selbst oder die Marktstruktur in ihrer Tiefe ähnlich gut durchschauende Dritte sinnvoll verwerten könnten. Zum Dritten erscheint überaus fraglich, ob eine solche völlige Transparenz der aktuellen Nachfrage- und Angebotssituation im Sinne des Wettbewerbs überhaupt wünschenswert sein kann. Denn eine solche Transparenz würde die Machtposition der großen Energieerzeuger im Stromhandel weiter verstärken. Ein Parallelverhalten unterhalb des Kartellverbots des § 1 GWB würde wesentlich vereinfacht: Die Abstimmung der Angebotsmenge auf eine bestimmte Marktsituation zur Erreichung eines gewünschten Preises wäre auch verbundnetzübergreifend problemlos möglich. Die weiter denkbare Herbeiführung eines „künstlichen Preisniveaus“ nach § 20a Abs. 1 Nr. 2, 2. Alt. WpHG erscheint als Tatbestandsmerkmal wenig glücklich, da kaum bestimmbar sein dürfte, wann ein von Angebot und Nachfrage an der Börse herausgebildeter Preis „künstlich“ ist. Aus diesen Gründen plädiert der Monopolkommission für die Einrichtung einer zentralen Marktüberwachungsstelle, die sowohl das Problem der Informationskomplexität als auch das der Koordinationserleichterung beseitigen würde; vgl. dazu insbesondere Tz. 181 f.

117 Die sächsische Börsenaufsicht auf der Grundlage des Börsengesetzes, die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht auf der Grundlage des Wertpapierhandelsgesetzes, die Bundesnetzagentur auf der Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes und das Bundeskartellamt auf der Grundlage des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen.

formationsflüsse und Kompetenzen ist erklärlich aus den gewachsenen institutionellen Strukturen; einer effektiven Kontrolle wettbewerbswidrigen Verhaltens allerdings ist sie kaum zuträglich.[118] Die Monopolkommission hat bereits in ihrem Sondergutachten 49 darauf hingewiesen, dass sich durch Modifikationen der Kontrollmechanismen und der handelsrechtlichen Vorschriften die Möglichkeiten zur Marktmachtausübung auf den Großhandelsmärkten für Strom zwar erschweren, nicht jedoch beseitigen lassen. Zur Aufdeckung wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens hat sie die Einführung eines expliziten Market Monitoring vorgeschlagen und die Einführung einer speziellen Marktüberwachungsstelle gefordert, die marktrelevante Informationen zeitnah erheben und die Bietstrategien von Börsenteilnehmern auf marktkonformes Verhalten und wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen untersuchen soll. Denn auf den Börsenmärkten für Elektrizität erscheint es im Gegensatz zu den meisten anderen Börsenmärkten in besonderer Weise erforderlich, die sich für Marktteilnehmer vielfältig bietenden Möglichkeiten zur wohlfahrtsschädigenden Ausnutzung ihrer Marktmacht auf dem Erzeugermarkt zu kontrollieren.[119]

**166.** Die Monopolkommission hat festgestellt, dass Informationsverpflichtungen gegenüber der Marktüberwachungsstelle gesetzlich zu verankern wären und diese über die freiwillig von den Marktakteuren gegenüber der EEX bereitgestellten nicht börslichen Informationen hinauszugehen hätten. Bei der Bereitstellung von Informationen geht es um den Abbau von Informationsasymmetrien zwischen den Stromerzeugern, Intermediären und den Aufsichtsstellen. Die Monopolkommission hat betont, dass bei der Auswahl der gegenüber den verschiedenen Gruppen zu veröffentlichenden Informationen jeweils zu berücksichtigen ist, dass durch eine erhöhte Transparenz zwar einerseits Informationsasymmetrien beseitigt und die Funktionsweise und Liquidität der Märkte verbessert, andererseits aber auch kollusives Verhalten auf Oligopolmärkten begünstigt werden kann. Die Transparenz gegenüber der unabhängigen Marktüberwachungsstelle dient hierbei der Aufdeckung wettbewerbsschädigender und missbräuchlicher Verhaltensweisen. Daher besitzt die Marktüberwachungsstelle einen hohen absoluten Informationsbedarf und benötigt Einblick in sämtliche mit einer Transaktion im Zusammenhang stehenden Sachverhalte. Transparenz gegenüber Marktteilnehmern hingegen dient der Effizienz im Börsenhandel. Es sollen stets sämtliche gesellschaftlich lohnenden Tauschhandlungen ausgeführt werden, ohne dass zugleich ein kollusives Verhalten der Marktteilnehmer angeregt und mithin eine wohlfahrtsschädigende Verknappung der Handelsmenge induziert würde. Hierfür sind in Abhängigkeit von den jeweiligen Handelsmechanismen sehr spezifische, in jedem Fall aber deutlich weniger Informationen an die Marktteilnehmer weiterzugeben, als sie die Marktüberwachungsstelle zur Erfüllung ihrer wettbewerblichen Kontrollfunktion benötigt.

**167.** Die Bundesregierung hat in ihrer Stellungnahme zum Sondergutachten 49 der Monopolkommission darauf verwiesen, dass insbesondere die Transparenz des Stromgroßhandelsmarktes durch neue Vorgaben der Bundesnetzagentur und die gemeinsame Transparenzinitiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie mit den

118 Vgl. zu Fragen einer geeigneten Handelsdokumentation, Handelstransparenz und Kooperation zwischen Wertpapieraufsichts- und Regulierungsbehörden auch das Gutachten des Committee of European Securities Regulators (CESR) und der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) im Kontext des Dritten Energiepakets vom Dezember 2008: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/ EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Cross-Sectoral/2008/C08-FIS-07-03_Recordkeeping_2008-12-17.pdf [Stand: 15. Juni 2009].

119 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 188-214.

großen Stromerzeugerverbänden (BDEW, VKU, VIK) verbessert wurde. Mit der einheitlichen, zentralen Veröffentlichung von Kraftwerksdaten werde nun eine umfassende Vergleichbarkeit der Daten und ein verbesserter Überblick über die Gesamtsituation des Marktes gewährleistet. Außerdem sollen durch eine Änderung des § 7 BörsG die Rechte der Handelsüberwachungsstelle an der EEX gestärkt werden[120]. Zukünftig sollen von dieser auch Daten außerbörslicher OTC-Geschäfte erfasst werden, deren Abwicklung über die von der Börse angebotenen Systeme erfolgt, um die Aufdeckung etwaiger Fälle von Marktmanipulation zu erleichtern.

**168.** Die Bundesnetzagentur ist bislang nicht mit einer Aufsicht über den Stromgroßhandel befasst. Dieser gehört zu den für den Wettbewerb offenen Bereichen der Stromwirtschaft und betrifft die Regulierung des monopolistischen Netzbereichs allenfalls indirekt durch die Substitutionsbeziehung von Verbrauchsenergieerzeugung und Regelenergieerzeugung. Hingegen hat sich das Bundeskartellamt auf der Grundlage des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen und des Wettbewerbsrechts der Europäischen Gemeinschaften auch mit dem möglicherweise missbräuchlichen Verhalten marktmächtiger Unternehmen auf dem Stromgroßhandelsmarkt zu befassen. Von der Bundesregierung wurde zur effizienteren Gestaltung der kartellrechtlichen Preismissbrauchsaufsicht im Jahr 2007 der § 29 GWB neu in das Wettbewerbsrecht eingeführt. Dieser vergrößert den Handlungsspielraum des Bundeskartellamtes bei der Anwendung des Vergleichsmarktkonzepts, erleichtert die Verfolgung von Entgelten, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten, und bewirkt eine Beweislastumkehr zulasten der Energieversorger in kartellrechtlichen Verfahren.[121] Zur Vorbereitung seiner Untersuchungen betreibt das Bundeskartellamt gegenwärtig eine Sektoruntersuchung im Strommarkt. Hierzu wertet das Amt auch Daten zum Großhandel mit Strom im Hinblick auf mögliche missbräuchliche Eingriffe marktbeherrschender Stromerzeuger aus. Das Bundeskartellamt wertet somit nur ex post einen Großteil der Daten aus, welche eine Marktüberwachungsstelle laufend und aktuell erhalten hätte. Um ein rasches Eingreifen zu gewährleisten, wiederholt die Monopolkommission ihre Forderung nach der Einrichtung einer solchen Überwachungsstelle, die auch beim Bundeskartellamt verankert sein könnte.

### 4.2.3 Marktmacht

**169.** Die Monopolkommission hat sich zur Vorbereitung dieses Sondergutachtens abermals eingehend mit der Situation auf den Stromgroßhandelsmärkten befasst. Insbesondere würdigt sie auch die Anstrengungen der Bundesregierung zur Verbesserung des Wettbewerbs und zur Kontrolle einer überhöhten Preissetzung durch regulative Eingriffe. Allerdings sieht sie weiterhin Möglichkeiten zur Anpassung der Rahmenbedingungen des Stromgroßhandels, die seine Funktionsfähigkeit im Hinblick auf wettbewerbliche Marktergebnisse verbessern.

120 In diese Richtung geht bereits die Einbindung der Bundesnetzagentur in den Informationsaustausch nach § 6 WpHG, neu eingeführt durch Art. 5 Nr. 1 des Gesetzes zur Änderung des Einlagensicherungs- und Anlegerentschädigungsgesetzes und anderer Gesetze vom 25. Juni 2009, BGBl. I S. 1528, 1532.

121 Vgl. hierzu die einschlägige Kommentierung durch die Monopolkommission in: Monopolkommission, Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel? Zur Novellierung des GWB, Sondergutachten 47, Baden-Baden 2007 und dies., Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 403 f.

**170.** In Deutschland ist die Stromerzeugung weitgehend vermachtet. Für den Stromgroßhandel muss es daher ordnungspolitische Zielsetzung sein, ein Marktdesign zu wählen, welches die Möglichkeiten für Marktteilnehmer weitgehend einschränkt, Gewinne oberhalb eines sich im funktionsfähigen Wettbewerb einstellenden Niveaus zu erzielen. Dem bestehenden institutionellen Rahmen der Stromgroßhandelsmärkte wird in der juristischen und ökonomischen Literatur jedoch immer wieder der Vorwurf zuteil, diese Aufgabe nicht zu erfüllen.[122] In diesem Zusammenhang wird insbesondere in der von juristischen Überlegungen geprägten Literatur von der Möglichkeit zur Manipulation des Strompreises durch die marktmächtigen Stromerzeuger gesprochen. Diese Begrifflichkeit hat einige Facetten, die von der bewussten, betrügerischen Täuschung von Wettbewerbern oder der Marktgegenseite über wettbewerbsrechtlich problematische kollusive Verhaltensweisen bis hin zu einzelwirtschaftlich gewinnmaximierenden Preis- und Mengenentscheidungen von Marktteilnehmern reichen. Von besonderem Interesse für das zukünftige Marktdesign sind die Möglichkeiten eines einzelnen Unternehmens, die eigenen Gewinne bei der nun infrage stehenden Marktorganisation durch unilaterale, individuell rationale Handlungen auf den Großhandelsmärkten für Energie auf ein gegenüber wettbewerblich organisierten Märkten signifikant überhöhtes Maß zu heben.

**171.** Um die Wirkungen von Marktmacht im Stromhandel nachvollziehen zu können, ist zunächst ein Verständnis dessen erforderlich, nach welchen allgemeinen Kriterien die wettbewerblichen Preisbildungsprozesse am Strommarkt vonstatten gehen und zu welchen grundsätzlichen Ergebnissen diese führen. Insbesondere macht die Monopolkommission darauf aufmerksam, dass die wettbewerbliche Preissetzung auf dem Strommarkt aufgrund steigender Grenzkosten der zugrunde liegenden Produktionstechnologie im Ergebnis stets zu insgesamt positiven Deckungsbeiträgen für die Energieerzeuger führt. Ob die in der Industrie tatsächlich anfallenden Deckungsbeiträge nun dem wettbewerblichen Niveau entsprechen oder ein gegenüber der Wettbewerbssituation signifikant überhöhtes Maß annehmen, ist nur schwer zu entscheiden. Zu bedenken ist, dass jedes einzelne Kraftwerk zumindest zeitweise Erlöse erzielen muss, die über den variablen Kosten liegen, um die Fixkosten eines Kraftwerks decken zu können. In jedem Fall dienen sie zunächst der Amortisation der für die Stromerzeugung notwendigen aufwendigen Investitionen und sollen eine marktübliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals unter Berücksichtigung der damit verbundenen Risiken sicherstellen. Erst darüber hinausgehende Gewinne sind ein Hinweis auf möglicherweise vermachtete Strukturen und die missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung.

**172.** Der Kraftwerksabruf nach der Merit Order hat zur Folge, dass auch auf einem Wettbewerbsmarkt mit Grenzkostenpreisbildung in Mittel- und Spitzenlastzeiten der Marktpreis über den kurzfristigen variablen Durchschnittskosten der allermeisten Kraftwerke mit Ausnahme des jeweiligen Grenzkraftwerks liegt.[123] Mithin erwirtschaftet in dieser Situation jeder Kraftwerkstyp unterschiedlich hohe Beiträge zur Deckung von Fix- und Gemeinkosten sowie von Investitionskosten. Die höchsten Deckungsbeiträge fallen hier typischerweise bei Grundlastkraftwerken an, welche auch die höchsten Fixkosten aufweisen.

122 Vgl. für ein Beispiel aus jüngerer Zeit die Aufsätze zum Schwerpunktthema Strompreise in: Zeitschrift für Neues Energierecht 12(4), 2008, insbesondere S. 289-323.

123 Der Preis kann auch über den kurzfristigen variablen Kosten des Grenzkraftwerks liegen, wenn dieses gerade an der Kapazitätsgrenze operiert.

**173.** Marktmacht im Stromgroßhandel äußert sich nun darin, dass die Merit Order in der Stromerzeugung nicht länger eingehalten wird. Insbesondere haben marktmächtige Erzeuger die Möglichkeit, Erzeugungskapazitäten auf dem Großhandelsmarkt zurückzuhalten.[124] In diesem Zusammenhang wird gelegentlich vorgetragen, gerade die marktmächtigen Erzeuger hätten hierzu auch eine günstige Gelegenheit, da sie zugleich auf den benachbarten Regelenergiemärkten aktiv sind. Sie könnten daher die im Großhandel ungenutzten Kapazitäten leicht in diese lenken und hierdurch ihr eigentlich wohlfahrtsschädigendes Verhalten legitimieren.

**174.** Es ist allerdings nicht zwingend, dass eine künstliche Verknappung von Erzeugungskapazitäten aus der Sicht eines einzelnen Anbieters von Strom tatsächlich auch erfolgversprechend ist. Damit die Strategie gesamtmengenreduzierend und vor allen Dingen preiserhöhend wirken kann, muss eine Reihe von Voraussetzungen entweder teilweise oder gleichzeitig erfüllt sein. Zunächst muss gewährleistet sein, dass die von dem einzelnen Unternehmen vom Großhandelsmarkt ferngehaltene Erzeugungskapazität nicht unmittelbar durch noch verfügbare, ähnlich kostengünstige Erzeugungskapazitäten eines bereits aktiven oder potenziellen Wettbewerbers ersetzt wird. Eine solche Situation ist auf dem deutschen Strommarkt sicher nicht zu jedem Zeitpunkt, insbesondere nicht in Schwachlastzeiten erfüllt, in denen vergleichsweise viel Erzeugungskapazität ungenutzt bleibt. In Spitzenlastzeiten jedoch sind die verfügbaren Reservekapazitäten relativ gering. Diese können weder kurzfristig aufgrund von Netzengpässen an den Außengrenzen der deutschen Übertragungsnetze noch langfristig aufgrund von bedeutenden wirtschaftlichen und politischen Marktzutrittsschranken für neue Erzeugungsanlagen durch zusätzliche Reservekapazitäten in hinlänglichem Maße ergänzt werden. Die Monopolkommission geht daher für Spitzenlastzeiten davon aus, dass einzelne Unternehmen Kapazitäten zurückhalten können, ohne dass dies durch andere Marktteilnehmer über frei verfügbare Kapazitäten unmittelbar sanktioniert wird.

**175.** Zusätzlich bedarf es eines wirtschaftlichen Anreizes für das einzelne Unternehmen, seine Erzeugungskapazität zurückzuhalten. Insbesondere müssen die aufgrund der Zurückhaltung von Erzeugungskapazität und des hierdurch induzierten Preisanstiegs erwachsenden Mehrerlöse größer sein als die aus der Kapazitätszurückhaltung zu erwartenden Kosten. Jede Kapazitätszurückhaltung auf dem Strommarkt ist unter sonst gleichen Bedingungen mit einem (schwach) positiven Preiseffekt verbunden, der die Deckungsbeiträge des Unternehmens für jene Kraftwerkskapazitäten anwachsen lässt, die unverändert am Netz bleiben. Gleichzeitig kommt es zu einem negativen Mengeneffekt

124 Die theoretisch vorzunehmende Unterscheidung physischer Kapazitätszurückhaltung von ökonomischer Kapazitätszurückhaltung ist für eine insbesondere an allokativen Gesichtspunkten ausgerichtete Betrachtung weitgehend unerheblich. Bei der physischen Kapazitätszurückhaltung bietet ein Anbieter Erzeugungskapazitäten nicht im Stromgroßhandel an, obwohl diese genutzt werden könnten, um bei einem gegebenen Marktpreis Strom profitabel zu produzieren. Bei ökonomischer Kapazitätszurückhaltung verlangen die Anbieter über die eigenen Grenzkosten überhöhte Preise. Die überzogene Preisforderung führt dann dazu, dass die fraglichen Kapazitäten von den Nachfragern nicht vollständig abgerufen werden. In beiden Fällen ist bei einer elastischen Nachfrage der allokative Schaden derselbe, es werden jeweils weniger Stromerzeugungskapazitäten im Markt eingesetzt, als dies bei Grenzkostenpreissetzung im Wettbewerbsfall der Fall wäre. Bei einer unelastischen Nachfrage hingegen muss die ökonomische Kapazitätszurückhaltung im Gegensatz zur physischen Kapazitätszurückhaltung, wenn die Annahme symmetrischer Anbieter gewahrt ist, nicht zwangsläufig zu einem ineffizienten Ergebnis führen**.** Vgl. Ockenfels, A., Strombörse und Marktmacht. Gutachten für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein, Köln 2007.

für das Unternehmen, da nun die zurückgehaltenen Kapazitäten keine Deckungsbeiträge mehr erwirtschaften können. Der Energieerzeuger wird die Entscheidung über eine Kapazitätszurückhaltung davon abhängig machen, welcher Effekt überwiegt.

Allerdings betragen die Opportunitätskosten eines Grenzkraftwerks, also die bei Kapazitätszurückhaltung entgangenen Gewinne, idealerweise Null. In Spitzenlastzeiten ist zudem von einer unelastischen Nachfrage auszugehen, sodass die zurückgehaltene Kapazität lediglich durch teurere Kapazität ersetzt wird. Als neuer Großhandelspreis für Strom stellt sich anschließend ein Preis in Höhe der Grenzkosten des neuen Grenzkraftwerks ein. Entsprechend gering sind die Opportunitätskosten der Zurückhaltung günstiger Kapazität gegenüber einem Einsatz teurerer Erzeugungskapazität.

Für den Kraftwerksbetreiber ist es sogar unerheblich, welches Kraftwerk sein stillgelegtes ehemaliges Grenzkraftwerk als neues Grenzkraftwerk ersetzt, solange nur gewährleistet ist, dass die neuen Erzeugungsgrenzkosten oberhalb der alten erwarteten Grenzkosten liegen.[125] Dennoch muss jeder Kraftwerksbetreiber stets sein eingesetztes Kapital zumindest marktgerecht verzinsen. Dies ist in einer kleinteiligen, wettbewerblichen Marktstruktur der Grund dafür, warum die Kapazitätszurückhaltung eines Einzelnen mit großer Wahrscheinlichkeit keine rationale Strategie sein kann. Der Einzelne würde bei Kapazitätszurückhaltung schlichtweg auf die Verzinsung seines Kapitaleinsatzes verzichten müssen. Besitzen jedoch marktmächtige Kraftwerksbetreiber mehrere Kraftwerke mit unterschiedlich hohen Grenzkosten entlang der Merit Order, so gelingt eine Verzinsung nach einer Quersubventionierung zwischen den unterschiedlichen Erzeugungskapazitäten eines Unternehmens bereits aus den Deckungsbeiträgen der Schwachlast- und Mittellastkraftwerke.

Typischerweise besitzen in Deutschland die marktmächtigen Energieerzeuger mit einer breiten Angebotspalette entlang der Merit Order gerade auch große Erzeugungskapazitäten aus Braunkohle und Kernkraft, die durch vergleichsweise niedrige Grenzkosten gekennzeichnet sind. Mit diesen würden sie in Spitzenlastzeiten individuell besonders profitieren, wenn durch strategische Kapazitätszurückhaltung im Bereich der Grenzkraftwerke eine Steigerung des Marktpreises gelänge. Einer Kapazitätszurückhaltung durch einen marktmächtigen Stromerzeuger kommt zudem in Spitzenlastzeiten besonders entgegen, dass die Stromnachfrage zumindest kurzfristig auf steigende Preise nur mit sehr geringen Nachfragerückgängen reagiert. Die geringe Preiselastizität der Stromnachfrage muss die Stromerzeuger daher selbst bei einem substanziellen Preisanstieg aufgrund der praktizierten Kapazitätszurückhaltung keine großen potenziell gewinnschmälernden Mengenrückgänge fürchten lassen.[126]

125 Bereits die Abschaltung eines Kraftwerks mit niedrigeren Erzeugungskosten als den jeweiligen Erzeugungskosten des Grenzkraftwerks kann bei einer hinlänglichen Angebotsbreite des marktmächtigen Unternehmens eine gewinnsteigernde Strategie sein. Diese würde jedoch stets von der Abschaltung des jeweiligen Grenzkraftwerks selbst dominiert, da hierdurch die erwarteten Gewinne maximiert werden.

126 Die geringe Preiselastizität der Nachfrage hat aus allokationstheoretischer Sicht zugleich die Folge, dass zumindest in kurzfristiger Sichtweise der wohlfahrtsökonomische Schaden durch eine aufgrund von Marktmacht überhöhte Preissetzung gering ist, da weiterhin annähernd alle Nachfrager bedient werden, die auch in der Wettbewerbssituation bedient würden. Allerdings vernachlässigt diese Sicht distributive Aspekte (hier: die Umverteilung von Konsumentenrente zu den Produzenten von Strom) und die dynamischen Wirkungen fehlenden Wettbewerbs in der Stromerzeugung vollständig.

### 4.2.4 Beurteilung

**176.** Die These, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre Erzeugungskapazitäten dem Großhandel entziehen und auf dem Regelenergiemarkt parken, ist bislang nicht hinlänglich stichhaltig belegt worden. Zwar weichen beispielsweise die von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschriebenen Mengen für Sekundärregelleistung nach Berechnungen der Monopolkommission im Jahr 2008 für positive Regelleistung um etwa das Doppelte und für negative Regelleistung um etwa das 1,5-fache von den entsprechenden Empfehlungen der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) ab, jedoch entsprechen die ausgeschriebenen Mengen den Empfehlungen nach dem Graf-Haubrich-Verfahren, in dem wichtige Einflussfaktoren wie die Größe von Lastschwankungen, Fahrplansprünge und die Blockgröße von Erzeugungseinheiten in die Berechnungen einfließen. Für die Reservebemessung sollen demnach die UCTE-Empfehlungen nur als Untergrenzen angesehen werden, deren Einhaltung allein noch keine ausreichende Reservevorhaltung bedeutet. Vielmehr geben diese im Netzbetrieb einen Hinweis darauf, ab welcher Ausnutzung des Sekundärregelbandes eingesetzte Sekundärregelreserve durch Minutenreserve abzulösen ist.[127] Die Monopolkommission sieht daher weiterhin einen dringenden Klärungsbedarf in der Frage, wie ernst die Möglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber zu nehmen sind, dem Stromhandel Erzeugungskapazitäten zu enthalten.

**177.** In den zurückliegenden Jahren wurde eine Reihe gutachterlicher Schriften zur Funktionsweise der EEX-Preisbildungsmechanismen und zu den möglichen Durchgriffsmöglichkeiten marktmächtiger Stromerzeuger auf diese vorgelegt. Die Monopolkommission hat sich bereits im Sondergutachten 49 mit den uneinheitlichen Ergebnissen einiger dieser Arbeiten auseinander gesetzt.[128] Ihnen ist im Grundsatz gemein, dass sie den Einfluss von Marktmacht auf den börslichen Stromgroßhandel für möglich erachten. Von Seiten der EEX und im Auftrag von E.ON wurden in jüngerer Zeit Studien veröffentlicht, die dieser Auffassung entgegentreten und den Vorwurf einer nicht wettbewerblichen Preisbildung an der Strombörse entkräften wollen. Die von Ellersdorfer u.a. im Auftrag der E.ON Energie AG durchgeführte empirische Preisbildungsanalyse[129] kommt für den Betrachtungszeitraum der Jahre 2002 bis 2006 zu dem Ergebnis, dass trotz durchweg auftretender Abweichungen keine systematischen Abweichungen der historischen Spotmarktpreise an der EEX von den hypothetischen Ergebnissen eines Marktes mit funktionierendem Wettbewerb nachweisbar sind.

**178.** Die von der EEX zur Vorlage bei der sächsischen Börsenaufsicht vergebene Studie zum Marktdesign der Stromstundenkontrakte[130] stellt für die von der EEX eingesetzte Einheitspreisauktion im Vergleich zu anderen Preisbildungsverfahren eine Reihe von Vorteilen fest. Insbesondere zeichnet sich das Verfahren durch seine Transparenz, einen eindeutigen Referenzpreis, einen einheitlichen Preis für alle Marktteilnehmer und innerhalb des Auktionsverfahrens keine relativen Vorteile durch Informationsvorsprünge oder Marktmachtausübung aus. Bei einem hinreichenden wettbewerblichen Verhalten

127 Vgl. Haubrich, H.-J., CONSENTEC, Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Aachen 2008, Anhang B.4.

128 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 199-214.

129 Vgl. Ellersdorfer, I. u.a., Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes, Stuttgart 2008.

130 Vgl. Ockenfels, A., Grimm, V., Zoettl, G., Strommarktdesign. Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stundenkontrakte an der EEX, Köln 2008.

ist die verwendete Einheitspreisauktion daher geeignet, zu einem kurzfristig effizienten Kraftwerkseinsatz und langfristig effizienten Investitionen zu gelangen. Bei Marktmacht jedoch gilt dies ausdrücklich nicht. Allerdings gibt es auch kein anderes Preisbildungsverfahren, das zu geringeren Stromausgaben oder einer höheren Produktionseffizienz führen würde. Die Gutachter raten von direkten Eingriffen in die Preisbildung oder von indirekten Eingriffen, etwa der Beschneidung der Bietflexibilität, ab. Auch eine Pflicht zur Vermarktung substanzieller Strommengen über die Börse, die dazu beitragen soll, Kapazitätszurückhaltungen zu erschweren, ist nicht als zielführend zu erachten, da hierdurch die ökonomische Kapazitätszurückhaltung über den Preis nicht unterbunden werden kann.

**179.** Eine weitreichende Verpflichtung der Stromerzeuger zu einer Vermarktung über die Strombörse ist aus wettbewerbspolitischer Perspektive auch in dynamischer Hinsicht kritisch zu werten. Derzeit werden außerhalb des unmittelbaren Börsenhandels Verträge geschlossen, die in erster Linie der langfristigen Absicherung der Stromkunden dienen. Als Nichtstandardverträge bieten sie gegenüber standardisierten Börsenprodukten den Vorteil, dass sie sich bei Bedarf flexibel an sich stetig verändernde Nachfrage- und Angebotsbedingungen anpassen lassen, individuelle Bedürfnisse berücksichtigen können und in der Regel auch nachverhandelbar sind. Nicht zuletzt bildet die Beobachtung eventueller Verschiebungen bei den Teilnehmerzahlen am börslichen und außerbörsliche Handel für die EEX selbst einen wichtigen Indikator, wie attraktiv die eigenen Großhandelsprodukte verglichen mit den konkurrierenden außerbörslichen Nichtstandardprodukten ausgestaltet sind. Entsprechend kann die Börse kurzfristig durch eine Anpassung ihres Produktportfolios oder eine Anpassung ihrer Gebührenstruktur reagieren. Die Monopolkommission erkennt daher für die Nichtstandardgeschäfte des außerbörslichen Stromhandels eine wichtige Wettbewerbsfunktion auch in Form einer Disziplinierung des börslichen Stromhandels. Zudem kann der OTC-Handel Arbitragemöglichkeiten eröffnen, welche den Verhaltensspielraum an der EEX einschränken.

**180.** Die Monopolkommission schließt sich grundsätzlich der Einschätzung an, dass die Organisation des börslichen Stromhandels funktionsfähig in dem Sinne ist, dass sie die geforderte marktliche Transparenz ermöglicht, eindeutige nicht diskriminierende Preise ermitteln und daher zu einem wettbewerblichen Strompreisniveau beitragen kann. Bei hinreichend wettbewerblichem Verhalten der Marktteilnehmer würde der börsliche Stromhandel zu einen kurzfristig effizienten Kraftwerkseinsatz und zu langfristig effizienten Investitionen führen.[131]

Unter dem Eindruck einer in Deutschland weitgehend vermachteten Stromerzeugung jedoch und einer Engpasssituation an den Außengrenzen der deutschen Übertragungsnetze, die verhindert, dass Kapazitätszurückhaltung eines marktmächtigen Anbieters jederzeit durch Einspeisung kostengünstiger Reservekapazität aus dem Ausland sanktioniert werden kann, gelangt die Monopolkommission zu der Einschätzung, dass sowohl Anreize als auch Möglichkeiten zur missbräuchlichen Ausnutzung von Erzeugermarktmacht auf dem Stromgroßhandelsmarkt gegeben sind. Aus der Perspektive eines gewinnmaximierenden Erzeugers ist die strategische Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten geradezu eine gebotene Strategie. Daher stellt sich die Frage, warum die marktmächtigen Verbundunternehmen diese Situation nicht zumindest in Spitzenlastzeiten zu

131 Vgl. ebenda, S. 62.

ihren Gunsten umsetzen sollten. Mithin sind die Feststellungen der Monopolkommission zum börslichen Stromgroßhandel aus dem Sondergutachten 49 weiterhin valide. Die Möglichkeiten marktmächtiger Erzeuger zur Marktmachtausübung im Stromgroßhandel lassen sich durch Modifikationen der Kontrollmechanismen und der handelsrechtlichen Vorschriften allenfalls erschweren, jedoch nicht dauerhaft beseitigen.

**181.** Nach Auffassung der Monopolkommission genügt es nicht, die Strombörse und den Stromgroßhandel ausschließlich in der bestehenden Form nach den Maßgaben des Börsengesetzes, des Wertpapierhandelsgesetzes und des allgemeinen Kartellrechts zu beaufsichtigen. Der Börsenaufsicht und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht fehlt im Wesentlichen die Legitimation und vermutlich auch die sachliche Kompetenz zu einer Untersuchung und Unterbindung der beschriebenen Strategien. Unter die Aufsicht nach dem Gesetz über das Kreditwesen fallen die Spotmarktgeschäfte der EEX nicht, gerade auf diese beziehen sich jedoch die geäußerten Manipulationsvorwürfe. Nach dem Börsengesetz werden durch die Börsenaufsicht nur die Börse und der börsliche Handel selbst überwacht, nicht jedoch die Phase der Erzeugung und des außerbörslichen erstmaligen Absatzes von Strom. Das hierfür zuständige Bundeskartellamt seinerseits hat Anfang des Jahres 2009 eine Sektoruntersuchung zur Preisgestaltung auf der Stromgroßhandelsstufe eingeleitet. Während die Monopolkommission dieses Vorgehen grundsätzlich begrüßt, weil sich hierdurch aus der Sicht der Wettbewerbshüter die Transparenz des Marktgeschehens über einen begrenzten Zeitraum erhöht, hat sie dennoch Zweifel an der Dauerhaftigkeit des eventuellen Erfolges einer solchen Unternehmung. Die Monopolkommission schlägt vor allen Dingen aus diesem Grund die Einführung eines systematischen Market Monitoring zur besseren Aufdeckung wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens vor. Hierbei soll einer unabhängigen Marktüberwachungsstelle die Aufgabe zukommen, für den börslichen und außerbörslichen Stromgroßhandel relevante Informationen zeitnah zu erheben und die Bietstrategien der Börsenteilnehmer auf marktkonformes Handeln und Manipulationsversuche zu überprüfen. Die Kompetenzen der Marktüberwachungsstelle müssen sich auf den vollständigen börslichen und außerbörslichen Stromgroßhandel sowie den benachbarten Markt für Regelenergie erstrecken. Hierzu müsste die finanzielle und personelle Ausstattung der Marktüberwachungsstelle weit über diejenige der bestehenden Handelsüberwachungsstelle für die EEX hinausgehen.

**182.** Alle erforderlichen Informationen müssen der Marktüberwachungsstelle von den beteiligten Unternehmen unmittelbar bereitgestellt werden. Ihre Informationsverpflichtung ist gesetzlich zu verankern. Informationen sind zunächst und in erster Linie der Marktüberwachungsstelle zur Verfügung zu stellen. Welche Informationen zusätzlich zur Erhöhung der Transparenz den Marktteilnehmern an der EEX zur Verfügung gestellt werden sollen, ist eine Frage der Abwägung. Bei der Auswahl der zu veröffentlichenden Informationen ist zu berücksichtigen, dass zusätzliche Markttransparenz zwar einerseits Asymmetrien im Markt abbauen und so die Liquidität des Marktes fördern kann. Andererseits begünstigt eine erhöhte Transparenz kollusives Verhalten auf Oligopolmärkten. Denn auf einem transparenten Markt ist es vergleichsweise einfach, ein Unternehmen zu sanktionieren, das von einmal getroffenen expliziten Vereinbarungen oder dem spontanen Parallelverhalten abweicht. Zur Zeit veröffentlicht die Strombörse laufend eine Vielzahl börseneigener Informationen (Preise, Handelsvolumina, Handels-

teilnehmerzahlen, aggregierte Gebotskurven) aus ihren Spot- und Terminmärkten. Zusätzlich werden Verfügbarkeits- und Erzeugungsdaten der Kraftwerke bereitgestellt. Die Monopolkommission begrüßt in diesem Zusammenhang die gemeinsame Transparenzinitiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie mit den großen Stromerzeugerverbänden, die insbesondere dazu beigetragen hat, dass wichtige Erzeugungsdaten den Marktteilnehmern nicht länger nur im Nachhinein zur Verfügung stehen. Jedoch weisen die bereitgestellten Informationen auch weiterhin nicht die erforderliche Quantität und Qualität auf, um die großen Informationsasymmetrien im Stromgroßhandel zu beheben. Diese treten einerseits zwischen den Stromerzeugern auf der einen und den Aufsichtsbehörden auf der anderen Seite auf, sind aber auch unter den Marktteilnehmern von einiger Bedeutung. Insbesondere ist zu befürchten, dass die Informationen, die die Verbundunternehmen in ihrer Eigenschaft als Übertragungsnetzbetreiber über die aktuelle Nachfrage- und Angebotssituation auf dem Strommarkt besitzen und die sie zur Kalkulation ihrer Angebots- und Nachfrageentscheidungen berücksichtigen, wesentlich denjenigen Informationen überlegen sind, die einem kleinen Stromanbieter oder -nachfrager zur Verfügung stehen. Insbesondere ist hierbei die Freiwilligkeit der Kraftwerksmeldung zu bemängeln. An der Veröffentlichung beteiligen sich die vier großen Verbundunternehmen sowie die dem VKU angeschlossenen kommunalen Versorger und die dem VIK zuzurechnenden Unternehmen. Insgesamt werden ca. 35 % der in Deutschland installierten Kraftwerksleistung nicht an der EEX gemeldet, von den mit dem deutschen Übertragungsnetz eng verbundenen Angeboten des österreichischen Übertragungsnetzes werden ca. 64 % der installierten Erzeugungsleistung nicht in den Daten erfasst.

## *4.3 Gas*

### 4.3.1 Fehlende Liquidität als Handelshemmnis

**183.** Im Großhandelsmarkt Gas haben sich verschiedene Teilmärkte herausgebildet, die hier auf ihre Wettbewerblichkeit hin beurteilt werden sollen. Die zu unterscheidenden Teilmärkte sind der OTC-Markt, auf dem außerbörslicher Handel mit überwiegend nicht standardisierten Produkten stattfindet, der Futures- und Spotmarkt, der an der Leipziger Energiebörse EEX (European Energy Exchange) abgewickelt wird, der Markt für Regel- und Ausgleichsenergie, der Gegenstand von Kapitel 7 ist, sowie die Märkte für Speicher- und Transportkapazitäten, die in Kapitel 8 betrachtet werden. Auch die Sekundärmärkte spielen eine wichtige Rolle. Im Rahmen dieses Abschnitts werden im Folgenden OTC- und Börsenhandel im Vordergrund stehen.

**184.** Da Liquidität eine Grundvoraussetzung für die Zugkraft eines Handelsplatzes ist, ist ihre Beurteilung ein erster Schritt zur Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit der Großhandelsmärkte. Darüber hinaus setzt wirksamer Wettbewerb auch eine Mindestanzahl von Händlern voraus. Liquidität ist dadurch gekennzeichnet, dass ein Produkt jederzeit Käufer oder Verkäufer am Markt findet. Die Stetigkeit des Handels ist dabei durch standardisierte Verträge und die gleichzeitige Differenzierung des Produktes über unterschiedliche Lieferzeiträume in der Zukunft gekennzeichnet. Liquide Märkte weisen einen vielfältigen Handel auf, eine Bedingung dafür ist auch die Etablierung von Sekundärmärkten. In der Summe ergeben sich für den Transportkunden drei wesentli-

che Vorteile aus der liquiden Handelssituation. Zunächst einmal bietet sich die Möglichkeit, die Nutzung von Kapazitäten innerhalb der eigenen Kundengruppe dadurch zu optimieren, dass über den Handel Risiken abgesichert und gegenläufige Profile zum Ausgleich gebracht werden können. Als zweiter Vorteil lässt sich die erhöhte Flexibilität nennen, die dadurch entsteht, dass kurzfristig Handel als Tagesgeschäft möglich wird. Dritter wesentlicher Punkt sind die langfristig besseren Handelsbedingungen, die Sicherheit und Planbarkeit durch Hedgingmöglichkeiten bieten und einen diskriminierungsfreien Zugang zum gehandelten Gut sicherstellen. Die Liquidität des deutschen Gasgroßhandels wird von den Marktteilnehmern als unbefriedigend bezeichnet. Dies gilt sowohl für die Handelsplätze innerhalb eines Marktgebietes, die virtuellen Handelspunkte (VHP)[132], an denen der Handel als OTC-Geschäft abgewickelt wird, als auch für die Gasbörse.

**185.** Belastbare Daten zur Preisentwicklung auf den deutschen Großhandelsmärkten sind nicht vorhanden. Zu einem hohen Anteil erfolgt die Preisbildung im Rahmen bilateraler Verträge, die nicht einsehbar und deren Konditionen daher nicht bekannt sind. Zur Ermittlung des Großhandelspreises für den Gasmarkt wird traditionell der Grenzübergangspreis[133] herangezogen und zusätzlich werden die Preise an den virtuellen Handelsplätzen betrachtet.

### 4.3.2 Außerbörslicher Handel

**186.** Die Einführung des Zweivertragsmodells hat sich positiv auf die Entwicklung des Gashandels ausgewirkt. Auch wenn der außerbörsliche Handel noch nicht als liquide bezeichnet werden kann, so lassen sich doch deutliche Zuwächse vermerken. Um die Liquidität eines Handelsplatzes zu bewerten, kann die Churnrate als Maß dienen. Diese Kennzahl setzt das gehandelte Volumen eines Marktplatzes in ein Verhältnis zum physischen Fluss in dem entsprechenden Gebiet in einem bestimmten Zeitraum.[134] Eine Churnrate von eins bedeutet, dass das gehandelte Volumen dem tatsächlich geflossenen Gas entspricht. Folglich spricht eine Quote von unter eins dafür, dass weniger an dem

132 Ein virtueller Handelspunkt wird vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber eingerichtet und ist ein fiktiver Punkt, an dem Gas nach der Einspeisung innerhalb eines Marktgebietes gehandelt werden kann. Die Buchung von Kapazitäten entfällt damit, weil innerhalb des Marktgebietes der Zugang vom virtuellen Handelspunkt bis zum Ausspeisepunkt ohne weitere Kapazitätsprüfung möglich ist. Über den virtuellen Handelspunkt können Handelspartner ohne Kapazitätsbuchung Erdgasmengen zwischen ihren Bilanzkreisen austauschen. Der virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet. Um die gehandelten Mengen zu transportieren, müssen Ein- und Ausspeisekapazitäten gebucht und in einen Bilanzkreis eingebracht werden. Der virtuelle Handelspunkt ist vom physischen Handelspunkt zu unterscheiden. Die physischen Handelsplätze sind die klassische Form eines Hubs und bezeichnen einen Übertragungspunkt, an dem sich verschiedene Gasleitungen kreuzen oder Leitungsnetze verschiedener Unternehmen aufeinander treffen. Beispiele dafür sind der belgische Gas-Hub Zeebrugge und der österreichische Handelsplatz Baumgarten.

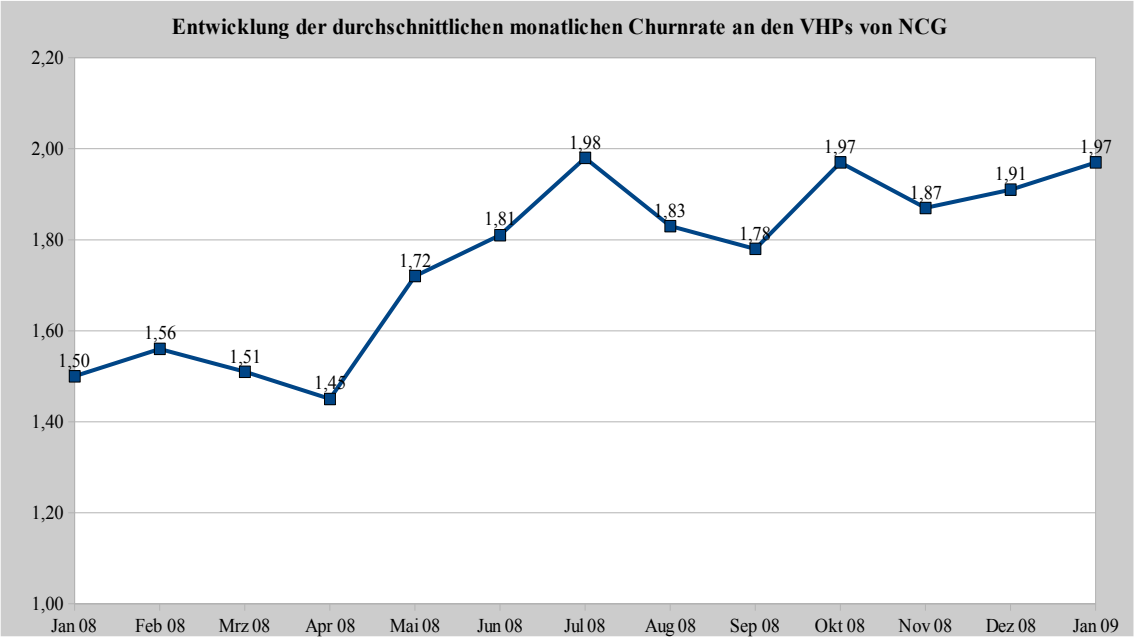
133 Der Grenzübergangspreis wird durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) monatlich ermittelt. Es handelt sich um einen statistischen Durchschnittspreis aller Importe von Gashandelsgesellschaften zur Versorgung des Inlands. Der Grenzübergangspreis zeigt den Wert des Erdgases an der deutschen Grenze ohne Berücksichtigung der Erdgassteuer. In der Regel folgt die Preisentwicklung mit einem zeitlichen Verzug der Preisentwicklung von Erdöl. Vgl. zur Ermittlungsmethodik http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie_erdgas_ermittlung_preis.pdf.

134 Vgl. Growitsch, C., Rammerstorfer, M., Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gassektor, Diskussionsbeitrag Nr. 303 des WIK, Bad Honnef 2008, S. 17.

entsprechenden Handelspunkt gehandelt worden ist, als physisch im Marktgebiet transportiert wurde. Eine Churnrate über eins wiederum besagt, dass mehr gehandelt als physisch transportiert worden ist, der Markt ist liquide. Die wichtigsten deutschen Handelspunkte sind der VHP von NetConnect Germany (NCG)[135] sowie der von Gasunie Deutschland (GuD, vormals BEB)[136]. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur fand nur an diesen beiden überhaupt ein nennenswerter Gashandel statt.[137] Im Folgenden wird die Churnrate für den Handelspunkt von NetConnect Germany für den Zeitraum von Januar 2008 bis Januar 2009 untersucht.

***Abbildung 4.1:***

**Entwicklung der durchschnittlichen monatlichen Churnrate an virtuellen Handelspunkten der NetConnect Germany**




Quelle: http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-A7D6C979-9108F194/ncg/hs.xsl/1162.htm.

**187.** Wie Abbildung 4.1 zeigt, weist die Churnrate an den virtuellen Handelspunkten der NetConnect Germany im Jahr 2008 einen positiven Trend auf. Im ersten Quartal wurden die niedrigsten Quoten erreicht, deren Mininum im April bei 1,45 lag. In den folgenden Monaten war eine deutliche Steigerung zu vermerken – bis hin zu einer

135 NetConnect Germany ist die von bayernets und E.ON Gastransport (EGT) gegründete Gesellschaft der Marktgebietskooperation für das gemeinsame Marktgebiet NetConnect Germany (H-Gas). Die Gesellschaft ist seit dem 1. Oktober 2008 aktiv.

136 http://www.gasunie.de/cms/index.cfm?0A8A29685056AD19484DA6920D780C96.

137 BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 181. So lag das Handelsvolumen am virtuellen Handelspunkt von NCG kumuliert im Januar 2008 bei 97,26 TWh. Bis zum Ende des Jahres fand eine deutliche Erhöhung statt. Das Handelsvolumen hat sich mehr als vervierfacht und die physischen Mengen haben sich knapp vervierfacht. Vgl. http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-D60A1213-4FC31C0E/ncg/hs.xsl/1162.htm.

Churnrate von 1,98 im Juli 2008. Die zweite Jahreshälfte verlief auf ähnlich hohem Niveau, überschritt jedoch nie die Marke einer Churnrate von 2,0.[138]

**188.** Im Vergleich zu anderen europäischen Märkten gelten die beiden deutschen Handelsplätze noch als unterentwickelt. Der wichtigste Handelsplatz in Europa ist der britische National Balancing Point (NBP) mit weit mehr als 4.000 TWh und damit mit rund dem 30-fachen an Handelsvolumen der deutschen Handelsmenge. Gut entwickelt sind auch der belgische Handelspunkt Zeebrugge mit 446,9 TWh und der spanische CDG Centro de Gravedad mit 436 TWh. Deutlich wird die sehr viel höhere Liquidität auch bei einer Betrachtung der Teilnehmerzahl. Der NBP hatte bei rund 100 Teilnehmern im Jahr 2007 etwa genau so viele Teilnehmer wie der VHP BEB und der VHP EGT in Deutschland, wohingegen CDG lediglich 22 und Zeebrugge 71 Teilnehmer verbuchte.[139]

**189.** Basierend auf ausländischen Erfahrungen wurde in einem Gutachten zur Etablierung einer deutschen Gasbörse eine Churnrate von 4 nach den ersten zwei bis drei Jahren als Mindestgrenze für einen liquiden Börsenhandel bestimmt. Erst dann könne der gebildete Gaspreis als Referenzpreis für außerbörsliche Handelsgeschäfte dienen. Die Churnrate am virtuellen Handelspunkt der NetConnect Germany liegt damit deutlich unter dem des NBP in Großbritannien, der mit einer Churnrate von rund 10 die höchste Liquidität in der Europäischen Union hat.[140]

**190.** Die Churnrate kann ein wichtiger Indikator für die Beurteilung der Liquidität eines Handelsplatzes sein, doch sollten auch weitere Effekte beachtet werden. So ist nicht immer von vornherein eindeutig, ob eine Marktgebietszusammenlegung zu einem Anstieg der Churnrate führen wird. Ein möglicher Grund könnte sein, dass die Marktteilnehmer Arbitragemöglichkeiten zwischen den einzelnen Märkten realisieren können und gegebenenfalls andere Handelsplätze bevorzugen.

**191.** Der außerbörsliche Handel an nationalen und internationalen Handelsplätzen wird auch weiterhin eine wichtige Rolle im Gasmarkt spielen. Seine Bedeutung ist historisch bedingt, ebenso wie zahlreiche OTC-Geschäfte bilateral im Rahmen gewachsener Geschäftsbeziehungen abgewickelt werden. Erst im Rahmen einer zunehmenden wettbewerblichen Belebung des Marktes werden vermehrt anonymisierte Standardgeschäfte getätigt. Der Existenz des außerbörslichen Handels als Komplement zum Börsenhandel kommt ein hoher Stellenwert zu. Der OTC-Handel ermöglicht flexible, individuelle Geschäftsabschlüsse, die den Wettbewerb fördern.

**192.** Die Monopolkommission stuft die Existenz mehrerer Handelspunkte, denen es an Liquidität fehlt, als wettbewerbshemmend ein. Auch wenn die gehandelten Volumina steigen, können die Märkte noch nicht als liquide eingestuft werden. In Form von Such- und Informationskosten entstehen hohe Transaktionskosten für die Marktteilnehmer, um die Preisangebote an den virtuellen Punkten zu sondieren und einen Geschäftsabschluss zu tätigen. Die Marktsituation kann nur unzureichend eingeschätzt werden, weil

138 Eine mögliche Begründung könnte in der Veröffentlichung von GABi Gas am 28. Mai 2008 und seiner Implementierung zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres am 1. Oktober 2008 gesehen werden.

139 Vgl. Ristola, M., Die Knotenpunkte des europäischen Gashandels, in: Energie und Management vom 15. Februar 2008, S. 6; http://www.emvg.de/ftp/2008-02-gasmarkt.pdf.

140 E-Bridge, The Battle Group, Gutachten zur Etablierung einer Gasbörse in Deutschland im Auftrag der MVV Energie AG, Bonn, 15. Januar 2007, S. 69 f.

die Preisbildungsmechanismen zum einen nicht transparent und zum anderen nur hinlänglich einheitlich sind.

### 4.3.3 Börsenhandel

**193.** Aus ökonomischer Sicht kommt der Etablierung einer deutschen Gasbörse ein besonders hohes Gewicht zu. Eine funktionsfähige Börse vermag, zusätzliche Liquidität zu schaffen und die Markttransparenz zu erhöhen. Es ist wichtig, dass durch die Standardisierung von Verträgen Transaktionskosten gesenkt werden können und Vertrauen in die Börse geschaffen werden kann. Dies kann zum Beispiel durch eine funktionierende Börsenaufsicht sichergestellt werden.

**194.** Der Börsenhandel Gas findet seit dem 2. Juli 2007 an der EEX in Leipzig statt. Von zwölf Marktgebieten werden zwei jeweils auf dem Spotmarkt und auf dem Terminmarkt gehandelt: Dies gilt zum einen für das Marktgebiet NetConnect Germany und zum anderen für das Marktgebiet Gasunie Deutschland. Am Spotmarkt wird Erdgas börsentäglich von 9.30 Uhr bis 17.30 Uhr für den nächsten und übernächsten Tag sowie für das Wochenende gehandelt. Nach Angaben der EEX decken diese beiden Marktgebiete rund 60 % des deutschen H-Gas-Absatzvolumens ab. Ca. 45 % des gehandelten Volumens entfällt auf das Marktgebiet NetConnect Germany und rund 15 % auf das der Gasunie Deutschland. Damit ist NetConnect Germany auch im Börsenhandel das aktuell wichtigste Marktgebiet in Deutschland. An der Börse wird allerdings nur rund 10 % des Gesamtvolumens gehandelt. Mit rund 90 % des Gesamthandelsvolumens ist der OTC-Handel deutlich überlegen.

**195.** Der Spotmarkt für Erdgas soll zur kurzfristigen Gasbezugs- und Absatzoptimierung sowie zum Handel von externer Regelenergie und der Abwicklung von Arbitragegeschäften zwischen den Marktgebieten genutzt werden. Mit Stand vom Januar 2009 waren 52 Teilnehmer am Spotmarkt aktiv. Kontraktgegenstand ist die Lieferung bzw. der Bezug von H-Gas in der Zeit von 6.00 Uhr bis 6.00 Uhr. Die Preisbildung erfolgt durch den kontinuierlichen Handel. An die Börse ist ein Börsenentgelt von 0,005 EUR/MWh sowie zusätzlich ein Clearingentgelt von 0,01 EUR/MWh zu entrichten.

**196.** Der Erdgasterminmarkt wird für den aktuellen Monat, die nächsten sechs Monate, sieben Quartale und sechs Kalenderjahre gehandelt. Der Terminmarkt wird zur mittel- bis langfristigen Gasbezugs- und Absatzoptimierung genutzt. Vertragsabschluss und Erfüllung (Lieferung und Bezahlung) finden folglich nicht gleichzeitig statt. Börsentäglich erfolgt ein kontinuierlicher Handel von Natural-Gas-Futures-Kontrakten für die Marktgebiete von Gasunie Deutschland und NextConnect Germany. Nach Handelsschluss wird ab 18.00 Uhr ein Settlement-Preis für das entsprechende Marktgebiet veröffentlicht.[141] Im Januar 2009 waren 45 Teilnehmer am Terminmarkt aktiv. Ebenso wie beim Spotmarkt müssen die Händler an der Börse zugelassen sein und haben dann einen Zugang zum Terminhandel, wenn sie einen gültigen Bilanzkreis- bzw. Hubvertrag vorlegen können. Der Terminhandel ohne Börsenmitgliedschaft kann Brokern, Finanzdienstleistern und Clearingbanken gewährt werden. Kontraktgegenstand ist die Lieferung bzw. der Bezug von H-Gas in der Zeit von 6.00 Uhr bis 6.00 Uhr an jedem Liefertag während des Liefermonats. Die Preisbildung erfolgt durch kontinuierlichen Handel.

141 Im Handel mit Optionen und Futures bezeichnet man den Preis, der von der Börse am Ende jeden Börsentages zur Kontraktbewertung festgestellt wird, als Settlementpreis.

Die Transaktionsentgelte im Terminmarkt liegen unter denen für den Spotmarkt mit 0,0025 EUR/MWh für das Börsenentgelt und 0,0025 EUR/MWh für das Clearingentgelt.

**197.** Die kleinste an der EEX handelbare Einheit beträgt 10 MW. Allerdings ist für den börslichen Spotmarkt eine Umstellung auf 1 MW vorgesehen. Darüber hinaus ist die Registrierung von OTC-Geschäften mit einer minimalen Kontraktgröße von 1 MW möglich. Es wird ein Entgelt von 0,0025 EUR/MWh fällig. Die Registrierung von OTC-Geschäften bietet rechtliche und technische Vorteile für die Absicherung des Geschäftes, wird im Gasmarkt allerdings aktuell noch nicht von den Marktteilnehmern angenommen. Zu den Handelsteilnehmern an der EEX zählen Gasimporteure, Produzenten, Handelsunternehmen, Banken, Industriekunden und Stadtwerke.

**198.** Eine Betrachtung der Handelsvolumina zeigt, dass das Marktgebiet der NetConnect den Handel dominiert. Sowohl im Spot- als auch im Terminhandel liegen die Volumina von Gasunie Deutschland weit zurück. Eine Betrachtung der Unterjahresentwicklung für Gasunie Deutschland zeigt, dass das gehandelte Volumen im Spotmarkt sehr volatil ist. Die Bedeutung der Jahreskontrakte hat in beiden Marktgebieten zugenommen, was dafür spricht, dass die EEX zunehmend Akzeptanz erfährt, denn Jahreskontrakte gelten im Gasmarkt als etablierte Handelsform. Die gehandelten Volumina sind dennoch viel zu gering, als dass der Börsenplatz als liquide gelten könnte. Eine vollständige Beschaffung an der Gasbörse für ein Gaswirtschaftsjahr ist nach Auskunft der Marktteilnehmer nicht möglich.

***Tabelle 4.3:***

**Handelsvolumina am Spot- und Terminmarkt der EEX in 2008**

| | NetConnect Germany | Gasunie Deutschland |
|---|---|---|
| **Natural Gas Spotmarket** | 1.128.010 Mwh | 44.650 Mwh |
| **Natural Gas Month Future** | 4.590.250 Mwh | 65.520 Mwh |
| **Natural Gas Quater Future** | 4.423.170 Mwh | 0 |
| **Natural Gas Year Future** | 6.999.240 Mwh | 262.800 Mwh |

Quelle: Daten der EEX, Berechnungen der Monopolkommission

**199.** Die fehlende Liquidität des Börsenhandels bringt zwei Effekte mit sich, die dazu führen, dass kein bzw. nur wenig Vertrauen in den Börsenhandel aufgebaut werden kann. Zum einen können sich die Handelsteilnehmer nicht immer darauf verlassen, dass über die Mengen, die sie handeln möchten, auch tatsächlich Kontrakte abgeschlossen werden können. Zum anderen ist bei der Auswertung der Preissignale Vorsicht geboten. Sie können noch nicht als Referenzpreise dienen.

**200.** Darüber hinaus muss festgehalten werden, dass eine Vielzahl der Börsenteilnehmer zwar registriert sind, allerdings nicht aktiv in dem Sinne, dass sie regelmäßig Kontrakte abschließen. Nach Auskünften der Marktteilnehmer wird der Börsenmarkt zwar in die Sondierung von Handelsgeschäften mit einbezogen, dann allerdings aufgrund seiner fehlenden Liquidität nur selten zur Abwicklung der Transaktion genutzt.

**201.** Die Monopolkommission begrüßt die zunehmenden Handelsaktivitäten, stellt allerdings fest, dass diese an der Gasbörse aktuell noch nicht auf wettbewerbliche Marktstrukturen hinweisen. Die fehlende Liquidität stellt dabei das Hauptdefizit dar. Das Angebotsvolumen von NetConnect Germany und Gasunie Deutschland deckt lediglich 60 % des deutschen Absatzvolumens ab. Im Gegensatz zum Strommarkt, der in Deutschland aus nur einer Handelszone besteht, wirkt sich im Gasmarkt die Vielzahl der Handelszonen negativ auf das Handelsvolumen aus, da aktuelle Kapazitätsengpässe, wie in Abschnitt 6.2.2.2 ausgeführt, in hohem Maße zwischen den Marktgebieten bestehen.

***Kritische Würdigung des Börsenhandels***

**202.** Die Funktionsfähigkeit einer deutschen Gasbörse hängt ganz wesentlich von der Lösung der in den vorangegangenen Kapiteln identifizierten gaswirtschaftlichen Probleme ab. Die Hauptursache einer fehlenden wettbewerblichen Struktur des Großhandels im Gassektor sieht die Monopolkommission in der Vielzahl der Marktgebiete. Das Wettbewerbspotenzial auf dem deutschen Gasmarkt kann sich nach ihrer Auffassung am besten entfalten, wenn mittelfristig ein bundesweites Marktgebiet für H- bzw. für L-Gas existiert. Der Handel mit Gasmengen an der EEX in den zwei Marktgebieten NextConnect Germany und Gasunie Deutschland konnte daher nur ein Anfang sein. Es hat sich nach nunmehr knapp zwei Jahren Gasbörsenhandel gezeigt, dass die Liquidität nicht ausreichend ist. Die Monopolkommssion stellte bereits heraus, dass ein bundesweiter funktionsfähiger Gashandel zu erwarten ist[142]

- bei einer großen Anzahl an (in- und ausländischen) Anbietern und Nachfragern mit unterschiedlichen wirtschaftlichen Zielsetzungen,
- bei einer ausgewogenen Verteilung der gehandelten Mengen auf die Handelsteilnehmer,
- bei der Veröffentlichung von Informationen in Echtzeit über verfügbare Netz- und Speicherkapazitäten, über die Anzahl der Teilnehmer im Spot- und Terminmarkt und über die Verteilung der gehandelten Angebots- und Nachfragemengen auf einzelne Unternehmen (Market Monitoring),
- bei einer zeitlich befristeten Nominierung von Market Makern,[143]
- bei einer repräsentativen und zeitlich befristeten Besetzung des Börsenrates,
- bei einer Unabhängigkeit der Handelsüberwachungsstelle der Gasbörse,
- bei einer heterogenen Eigentümerstruktur der Gasbörse mit weiter Streuung der Anteile,
- bei einer effektiven Aufsicht über die Gasbörse nach den Vorschriften des Börsengesetzes durch die nach Landesrecht zuständige Börsenaufsicht,[144]

142 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 571.

143 Market Maker verbessern prinzipiell die Liquidität eines Marktes, da sie sich zur Veröffentlichung verbindlicher An- und Verkaufskurse verpflichten. Als Market Maker kommen daher vor allem regionale und überregionale Ferngasunternehmen in Betracht, die über ein größeres Gasportfolio verfügen.

144 Die Börsenaufsicht genehmigt die Börse und deren Börsenordnung und überprüft die Handlungen der Börsenorgane (Geschäftsführung, Börsenrat und Handelsüberwachungsstelle). Hinzu kommt die Kontrolle der Handelstätigkeiten der Marktteilnehmer. Hierunter sind im Wesentlichen die Einhaltung der Zulassungs- und Zugangsregelungen für die Teilnahme am Börsenhandel, die Beachtung der Handelsbedingungen sowie die Regelungen zur Vermeidung unzulässiger Einwirkungen auf die Preisermittlung zu nennen. Unterstützt wird die Börsenaufsichtsbehörde durch die börseneigene

- bei einer effektiven Aufsicht über die Gasbörse nach den Vorschriften des Wertpapierhandelsgesetzes durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleitungsaufsicht, insbesondere über die Vorschriften zum Insiderhandel und zur Marktpreismanipulation,
- bei einer effektiven Ex-post-Missbrauchskontrolle durch das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur.

**203.** Eine Vielzahl der genannten Voraussetzungen ist auch Gegenstand der im Rahmen des Gutachtens von der Monopolkommission gemachten Handlungsempfehlungen sowie der derzeitigen Bemühungen der Bundesnetzagentur. Die Einzelpunkte stellen Teil eines Gesamtkonzepts dar und sind häufig interdependent. So wird zum Beispiel die Zahl der aktiven Handelsteilnehmer steigen, wenn Wettbewerbsdefizite abgebaut werden und die frei verfügbaren Gasmengen sich mit der Etablierung eines geeigneten Engpassmanagmentsystems erhöhen.

**204.** Die Schaffung der strukturellen Voraussetzungen zur Errichtung einer liquiden und marktmachtfreien Gasbörse ist aus Sicht der Monopolkommission Aufgabe der Aufsichts- und Regulierungsbehörden. Die Börsenaufsichtsbehörde hat nach § 3 BörsG die Aufsicht über die Börse wahrzunehmen und nach § 9 BörsG auf die Einhaltung der Vorschriften des Kartellrechts hinzuwirken. Der Bundesnetzagentur obliegt die Aufgabe, die derzeitige Marktgebietseinteilung kritisch zu prüfen, die Marktteilnehmer bei einer Zusammenlegung zu unterstützen und diese als Ultima Ratio gegebenenfalls anzuordnen. Weiterhin sind das bestehende Netz- und Speicherzugangsregime auf der Basis der in den Abschnitten 5.2.1 und 8.2 gemachten Handlungsempfehlungen weiterzuentwickeln und die Einhaltung der gesetzlichen Regelungen zu überwachen. Der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht kommt nach dem Wertpapierhandelsgesetz insbesondere die Überwachung der Vorschriften über das Verbot von Insidergeschäften (§ 14 WpHG) und über das Verbot der Kurs- und Marktpreismanipulation zu (§ 20a WpHG).[145] Zur Erhöhung der Liquidität und der Zahl neuer Marktteilnehmer obliegt es zudem dem Bundeskartellamt, nach Ablauf der zeitlichen Befristung die zukünftige Notwendigkeit langfristiger Gaslieferverträge zwischen den Ferngasunternehmen und lokalen und regionalen Weiterverteilern sorgfältig zu prüfen, um möglichen Marktverschlusseffekten vorzubeugen.

**205.** Die Monopolkommission plädiert – ebenso wie im Stromsektor auch im Gassektor – für ein Market Monitoring, um die wettbewerbliche Aufsicht zu stärken und die Transparenz auf den Großhandelsmärkten zu intensivieren.[146] Insbesondere soll möglichen Manipulationen durch marktmächtige Energieunternehmen entgegengewirkt werden.[147] Ein Market Monitoring soll das allgemeine Wettbewerbsrecht und die Arbeit der

Handelsüberwachungsstelle. Die für die EEX zuständige Behörde ist das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit. Vgl. http://www.smwa.sachsen.de/de/Markt_ Aufsicht/Wettbewerbsschutz/Boersenaufsicht/19079.html.

145 Zur Zusammenarbeit zwischen den Behörden vgl. § 6 Abs. 2 WpHG.

146 Vgl. ausführlich zu diesem Vorschlag Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 573 bzw. Tz. 181 in diesem Gutachten.

147 Das Marktmachtpotenzial der Gasversorgungsunternehmen ist im Gegensatz zu dem der Elektrizitätsgesellschaften jedoch tendenziell niedriger einzuschätzen. Auch wenn die Nachfrage nach Gas, von wetterbedingten Schwankungen abgesehen, ebenfalls kurzfristig unelastisch scheint, wird die Marktmacht eines gasanbietenden Händlers durch die technologische Eigenschaft der Speicherbarkeit von Gas beschränkt.

Kartell- und Regulierungsbehörden ergänzen. Es wird durch eine unabhängige Marktüberwachungsstelle durchgeführt, die Marktinformationen bereitstellt, die für den Börsenhandel von besonderer Bedeutung sind. Diese Informationen zählen allerdings nicht zu jenen, die von der Börse bereits nach dem Börsengesetz zur Verfügung gestellt werden. Von besonderer Bedeutung wären zum Beispiel nicht börsliche Informationen über die Netzauslastung, die Speicherauslastung, die Kuppelstellen der frei verfügbaren Mengen, zur Regelenergie und zur allgemeinen Angebots- und Nachfragekonzentration. Gleichwohl ist zu überlegen, ob die Einführung einer Marktüberwachungsstelle im Gassektor derart dringlich ist wie im Stromsektor. In einem ersten Schritt wäre zunächst eine Intensivierung der Zusammenarbeit der genannten Aufsichts- und Regulierungsstellen sowie eine Stärkung der Ex-post-Missbrauchsaufsicht ausreichend. Sollte sich dieses Vorgehen bei einem liquiden Gashandel als zu sensitiv erweisen, könnte nachgesteuert werden.

**206.** Das Vertrauen in die Börse scheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt aufgrund der bevorzugten Nutzung des OTC-Geschäftes gering. Hier bedarf es einer grundlegenden Steigerung der wirtschaftlichen Attraktivität des Börsenplatzes. Diese kann, wie die EEX es auch angekündigt hat, durch die Einführung neuer Produkte, die sich an der Nachfrage der Handelsteilnehmer orientieren, forciert werden. Zu diesen Produkten sollte unter anderem die Einführung von Halbjahresprodukten „Season“ (Sommer/Winter), wie sie im Gasmarkt üblich sind und im OTC-Bereich liquide gehandelt werden, zählen. Auch die angekündigte Absenkung der Mindestkontraktgröße im Spotmarkt auf 1 MW, die den Bedürfnissen der Marktteilnehmer entspricht, zielt in diese Richtung und wird von der Monopolkommission begrüßt. Ebenso sind die Verlängerung der Handelszeiten und die Einführung des Cross-Margining[148] Dienstleistungen, die von den Handelsteilnehmern positiv gewertet werden und die Außenwahrnehmung der Börse verbessern.

**207.** Aktuell ist die EEX mit 12 % an der Plattform für den Sekundärhandel mit Speicherkapazitäten store-x und mit 19 % an der Plattform für den Sekundärhandel mit Kapazitäten trac-x, beteiligt. Die Monopolkommission regt an, den Sekundärhandel von den Plattformen an die Börse zu verlagern. Dies würde zum einen die Stellung der Börse als zentralen Handelsplatz unterstreichen und zum anderen Transaktionskosten für die Händler einsparen. Die Verlagerung könnte darüber hinaus zu einer Steigerung der Liquidität der Handelsplätze führen. Diese Aussage wird von der Erkenntnis geleitet, dass Handelsplattformen, auf denen spezifische Produkte gehandelt werden, die nur für einen kleinen Anbieter- oder Nachfragerkreis interessant sind, durch starke Netzwerkeffekte geprägt sind. Diese Märkte haben eine starke Tendenz zur Monopolisierung, da die Liquidität einen hohen Stellenwert hat und eine Fokussierung auf einen Handelsplatz mit einer Zunahme der Liquidität verbunden ist.[149] Des Weiteren wäre es von Vorteil, die Sekundärmärkte in die Aufsicht der Kontrollgremien einzubeziehen.

**208.** Eine weitere Überlegung wäre, den Regel- und Ausgleichsenergiemarkt über die Börse abzuwickeln und so die Liquidität zu erhöhen. Die Umsetzung eines solchen Vorschlags würde einen Teil des heutigen OTC-Geschäftes mittels Festlegung der Bundesnetzagentur an die Börse verlagern. Wie bereits dargestellt, ist in Deutschland kein ein-

148 Durch das Cross-Margining werden die zu hinterlegenden Sicherheiten für Handelsteilnehmer, die an mehreren Handelspunkten aktiv sind, reduziert.

149 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 602.

heitlicher Regelenergiemarkt vorhanden. Der Einkauf erfolgt außerbörslich im Rahmen von bilateralen Absprachen. Die Monopolkommission stellt zur Diskussion, den Regelenergiemarkt über die Börse abzuwickeln und keinen eigenen Markt für Regelenergie zu fördern. Das Regelenergievolumen in Deutschland ist, dem Volumen des Gasbörsenhandels gegenübergestellt, groß. Bei der Regelenergie handelt es sich um Day-ahead-Produkte, wie sie die Börse grundsätzlich bereits jetzt zur Verfügung stellt. Damit wäre dann der Regelenergiepreis identisch mit dem Börsenpreis, d.h. mit dem Marktpreis. Nach Aussagen der EEX sind bereits heute einzelne Transportunternehmen an der Börse aktiv, um dort Regel- und Ausgleichsenergie zu beschaffen. Dies erfolgt allerdings nicht flächendeckend und wäre gegebenenfalls aufgrund fehlender Liquidität gar nicht möglich. Die Situation im Gassektor stellt sich grundlegend anders dar als im Elektrizitätsbereich, weil der Liquidität eine sehr viel höhere Bedeutung zukommt. Die Monopolkommission stellt in Tz. 191 heraus, dass sie im OTC-Geschäft ein wichtiges Komplement zum Börsenhandel sieht, von dem disziplinierende Wirkungen auf die Börse und ihre Geschäftspolitik ausgehen. Mit ihrem Vorschlag beabsichtigt sie daher nicht, das OTC-Geschäft zu unterlaufen, sondern lediglich einen Teil davon an die Börse zu verlagern, um dieser die für ihre Entwicklung notwendige Liquidität zuzuführen.

## *4.4 Zwischenfazit*

**209.** Im Großhandel mit Elektrizität und Gas unterliegt die Aufsicht über die Energiebörse EEX den Vorschriften des Börsengesetzes (BörsG). Das Börsengesetz ist darauf gerichtet, dass der Handel und die Preisermittlung fair und manipulationsfrei erfolgen. Im Falle der EEX wird die Leitungsfunktion der eigenverantwortlichen Börsengeschäftsführung durch Mitwirkungserfordernisse von Börsenrat und Börsenaufsicht begrenzt. Die Terminmarktgeschäfte der EEX unterliegen als Finanzderivate dem Wertpapierhandelsgesetz (WpHG). Das Wertpapierhandelsgesetz kann jedoch das Grundproblem des börslichen Stromhandels, die Ausnutzung der Marktmacht im Erzeugerbereich, nicht angemessen erfassen, da dieses außerhalb der von ihm ins Auge gefassten Beeinflussung des Handels liegt.

**210.** Die Monopolkommission schließt sich grundsätzlich der Einschätzung an, dass die Organisation des börslichen Stromhandels funktionsfähig in dem Sinne ist, dass sie die geforderte marktliche Transparenz ermöglicht, eindeutige nicht diskriminierende Preise ermitteln und daher zu einem wettbewerblichen Strompreisniveau beitragen kann. Unter Beachtung der in Deutschland weitgehend vermachteten Stromerzeugung jedoch und der Engpasssituation an den meisten deutschen Außengrenzen gelangt die Monopolkommission zu der Einschätzung, dass sowohl Anreize als auch Möglichkeiten zur missbräuchlichen Ausnutzung von Erzeugermarktmacht auf dem Stromgroßhandelsmarkt gegeben sind. Diese Möglichkeiten marktmächtiger Erzeuger lassen sich durch Modifikationen der Kontrollmechanismen und der handelsrechtlichen Vorschriften allenfalls erschweren, jedoch nicht dauerhaft beseitigen.

**211.** Die Monopolkommission sieht Möglichkeiten zur Anpassung der Rahmenbedingungen des Stromgroßhandels, die seine Funktionsfähigkeit im Hinblick auf wettbewerbliche Marktergebnisse verbessern. Marktmacht im Stromgroßhandel äußert sich darin, dass die Merit Order in der Stromerzeugung nicht länger eingehalten wird. Marktmächtige Erzeuger haben das Interesse und zugleich die Möglichkeit, Erzeu-

gungskapazitäten auf dem Großhandelsmarkt zurückzuhalten. Die Monopolkommission geht aufgrund der unelastischen Nachfrage und der technologischen Besonderheiten im Stromangebot insbesondere für Spitzenlastzeiten davon aus, dass einzelne Unternehmen dies ausnutzen, ohne dass ihr Verhalten durch andere Marktteilnehmer oder Nachfrager sanktioniert werden kann.

**212.** Nach Auffassung der Monopolkommission genügt es nicht, die Strombörse und den Stromgroßhandel ausschließlich in der bestehenden Form nach den Maßgaben des Börsengesetzes, des Wertpapierhandelsgesetzes und des allgemeinen Kartellrechts zu beaufsichtigen. Für eine effektive Aufsicht sind Vorschriften zur Transparenz des Börsengeschehens zentral. An der EEX haben insgesamt vier verschiedene Aufsichtsbehörden auf der Grundlage von vier verschiedenen Gesetzen unterschiedlich weitreichende Einsichts- und Informationsrechte. Diese Zersplitterung der Informationsflüsse und Kompetenzen ist einer effektiven Kontrolle nicht zuträglich. Der Börsenaufsicht und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht fehlt zudem auch die rechtliche Legitimation und vermutlich auch die sachliche Kompetenz zu einer Untersuchung und Unterbindung des vermuteten missbräuchlichen Verhaltens.

**213.** Die Monopolkommission erkennt für den außerbörslichen Stromhandel eine wichtige Wettbewerbsfunktion in der Disziplinierung des börslichen Stromhandels. Sie würde eine Verpflichtung der Stromerzeuger zur Vermarktung substanzieller Strommengen über die Börse zur Eindämmung von Kapazitätszurückhaltung als nicht zielführend erachten, da hierdurch die ökonomische Kapazitätszurückhaltung über den Preis nicht unterbunden werden kann. Auch wäre eine solche Forderung aus wettbewerbspolitischer Perspektive verfehlt. Die Nichtstandardverträge des außerbörslichen Handels bieten gegenüber standardisierten Börsenprodukten den Vorteil, dass sie sich bei Bedarf flexibel anpassen lassen. Nicht zuletzt bildet die Beobachtung von Marktanteilsverschiebungen im Handel für die EEX selbst einen wichtigen Indikator, wie attraktiv die eigenen Großhandelsprodukte verglichen mit den konkurrierenden außerbörslichen Nichtstandardprodukten sind.

**214.** Die Monopolkommission schlägt die Einführung eines systematischen Market Monitoring zur besseren Aufdeckung wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens vor. Zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben müsste die finanzielle und personelle Ausstattung einer unabhängigen Marktüberwachungsstelle weit über diejenige der bestehenden Handelsüberwachungsstelle für die EEX hinausgehen. Die Marktüberwachungsstelle soll für den börslichen und außerbörslichen Stromgroßhandel relevante Informationen zeitnah erheben und die Bietstrategien der Börsenteilnehmer auf marktkonformes Handeln und Manipulationsversuche überprüfen. Die Kompetenzen der Marktüberwachungsstelle müssen sich auf den vollständigen börslichen und außerbörslichen Stromgroßhandel sowie den benachbarten Markt für Regelenergie erstrecken. Die Informationsverpflichtung der Unternehmen ist gesetzlich zu verankern und muss über die derzeit freiwillig von den Marktakteuren gegenüber der EEX bereitgestellten nicht börslichen Informationen hinausgehen. Welche Informationen zusätzlich zur Erhöhung der Transparenz den Marktteilnehmern an der EEX verfügbar gemacht werden sollen, ist eine Frage der Abwägung. Bei der Auswahl der zu veröffentlichenden Informationen ist zu berücksichtigen, dass zusätzliche Markttransparenz kollusives Verhalten auf Oligopolmärkten begünstigt.

**215.** Die Funktionsfähigkeit einer deutschen Gasbörse kann nicht unabhängig von der Lösung weiterer gaswirtschaftlicher Probleme hergestellt werden. Die Hauptursache einer fehlenden wettbewerblichen Struktur des Großhandels im Gassektor sieht die Monopolkommission in der Vielzahl der Marktgebiete. Das Wettbewerbspotenzial auf dem deutschen Gasmarkt kann sich nach ihrer Auffassung am besten entfalten, wenn mittelfristig jeweils ein bundesweites Marktgebiet für H- bzw. für L-Gas existiert.

**216.** Liquidität ist eine der Grundvoraussetzungen für die Zugkraft der Handelsplätze. Auch wenn sich die Einführung des Zweivertragsmodells positiv auf die Entwicklung des Gashandels ausgewirkt hat und deutliche Zuwächse zu vermerken sind, kann der Handel sowohl an den Handelsplätzen innerhalb eines Marktgebietes als auch an der Gasbörse noch nicht als liquide bezeichnet werden. Der Existenz des außerbörslichen Handels als Komplement zum Börsenhandel kommt dabei ein hoher Stellenwert zu, weil er individuelle Geschäftsabschlüsse ermöglicht.

**217.** Die Monopolkommission stuft die Existenz mehrerer außerbörslicher Handelspunkte, denen es an Liquidität fehlt, als wettbewerbshemmend ein. Die Marktsituation kann von den Marktteilnehmern nur unzureichend eingeschätzt werden, weil die Preisbildungsmechanismen zum einen nicht transparent und zum anderen nicht hinlänglich einheitlich sind. Aus ökonomischer Sicht kommt daher der Etablierung einer deutschen Gasbörse ein besonders hohes Gewicht zu. Der Börsenhandel Gas findet seit dem 2. Juli 2007 an der EEX in Leipzig statt. Allerdings werden nur rund 10 % des Gesamtvolumens überhaupt an der Börse gehandelt. Mit rund 90 % des Gesamthandelsvolumens ist der OTC-Handel deutlich überlegen. Im Gasmarkt wirkt sich die Vielzahl der Handelszonen negativ auf das Handelsvolumen aus, da in hohem Maße Kapazitätsengpässe zwischen den Marktgebieten bestehen.

**218.** Die Monopolkommission plädiert auch im Gassektor für ein Market Monitoring, um die wettbewerbliche Aufsicht zu stärken und die Transparenz auf den Großhandelsmärkten zu erhöhen. Insbesondere soll möglichen Manipulationen durch marktmächtige Energieunternehmen entgegengewirkt werden und das allgemeine Wettbewerbsrecht und die Arbeit der Kartell- und Regulierungsbehörden ergänzt werden. Nach Auffassung der Monopolkommission wäre jedoch in einem ersten Schritt zunächst eine Intensivierung der Zusammenarbeit der Aufsichts- und Regulierungsstellen sowie eine Stärkung der Ex-post-Missbrauchsaufsicht vorzunehmen. Sollte sich dieses Vorgehen bei einem liquiden Gashandel als unzureichend erweisen, könnte mit dem Market Monitoring nachgesteuert werden.

**219.** Gleichwohl bedarf es einer grundlegenden Steigerung der wirtschaftlichen Attraktivität des Börsenplatzes. Dies kann durch die Einführung neuer Produkte forciert werden. Zu diesen Produkten sollte unter anderem die Einführung von Halbjahresprodukten „Season“ (Sommer/Winter) zählen. Auch die angekündigte Absenkung der Mindestkontraktgröße im Spotmarkt auf 1 MW zielt in diese Richtung. Ebenso sind die Verlängerung der Handelszeiten und die Einführung des Cross-Margining Dienstleistungen, die von den Handelsteilnehmern positiv gewertet werden und die Außenwahrnehmung der Börse verbessern.

**220.** Die Monopolkommission regt an, den Sekundärhandel im Gassektor von den Plattformen an die Börse zu verlagern. Dies würde zum einen die Stellung der Börse als zentralen Handelsplatz unterstreichen und zum anderen Transaktionskosten für die

Händler einsparen. Eine weitere Überlegung wäre, den Regel- und Ausgleichsenergiemarkt über die Börse abzuwickeln und so die Liquidität zu erhöhen. Die Umsetzung eines solchen Vorschlags würde einen Teil des heutigen OTC-Geschäftes mittels Festlegung der Bundesnetzagentur an die Börse verlagern.

# 5. Regulierung der Netzebene

**221.** Die Monopolkommission ist laut § 62 Abs. 1 Satz 1 EnWG damit beauftragt, die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und die Wettbewerbsaufsicht zu würdigen. Im Rahmen dieser Würdigung stehen die folgenden Bereiche im Fokus der Betrachtung:

- Entflechtungsbestimmungen gemäß §§ 6 bis 10 EnWG,
- Zugangsregulierung gemäß § 20 EnWG,
- Netzentgeltregulierung gemäß § 21 ff. EnWG.

Auf die Befugnisse, die den Regulierungsbehörden zur Durchsetzung dieser Bestimmungen zur Verfügung stehen, d.h. die Missbrauchsaufsicht gemäß §§ 30, 31 EnWG, wird innerhalb der folgenden Abschnitte eingegangen.

## *5.1 Entflechtungsbestimmungen integrierter Energieversorgungsunternehmen*

**222.** Das Energiewirtschaftsgesetz schreibt in seiner derzeitigen Fassung keine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung vor. Vielmehr sehen die §§ 6 bis 10 EnWG vier mildere Entflechtungsarten des Netzbetriebs von den sonstigen Tätigkeiten eines Energieversorgungsunternehmens vor, die koinzident gelten:

- gesellschaftsrechtliche Entflechtung: Netzbetrieb einerseits und sonstige Tätigkeitsbereiche andererseits werden separaten Rechtsträgern zugeordnet,
- operationelle Entflechtung: getrennte Verwaltung der Bereiche durch organisatorische Trennung beim Personaleinsatz und den Leitungsbefugnissen,
- informationelle Entflechtung: getrennte Verwendung betriebswichtiger Informationen,
- buchhalterische Entflechtung: getrennte Rechnungslegung.

Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden sind nach § 54 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 EnWG gehalten, die Einhaltung der Entflechtungsbestimmungen zu überwachen.

### 5.1.1 Gesellschaftsrechtliche Entflechtung

**223.** Während die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber seit Beginn der Regulierung im Jahr 2005 unmittelbar die Vorgaben der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung umzusetzen hatten, sind die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilnetzen nach § 7 Abs. 3 EnWG erst seit dem 1. Juli 2007 zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung verpflichtet. Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 unmittelbar angeschlossenen Kunden können ebenfalls zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung verpflichtet sein, sofern sie durch Hinzurechnung der Kunden der mit ihnen im Sinne der europäischen Fusionskontrollverordnung (FKVO) verbundenen Unternehmen diese Grenze überschreiten. Ausgenommen von den Verpflichtungen zur rechtlichen und operationellen Entflechtung sind darüber hinaus die Betreiber von Flüssiggasanlagen und Speichern innerhalb eines vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmens, soweit diese Anlagen nicht den Gasverteilnetzen zuzurechnen sind.[150]

150 Vgl. dazu § 6 Abs. 1 Satz 3 EnWG.

**224.** Allein im Jahr 2007 kam es zur Neugründung von 105 Netzgesellschaften.[151] Bei den mittleren und großen Verteilnetzbetreibern wurde bis zum Anfang des Jahres 2009 ein Umsetzungsstand der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung von 98 % erreicht. Nach Angaben der Bundesnetzagentur besteht dagegen bei den kleineren Stadtnetzbetreibern weiterhin Nachholbedarf. So gestalte es sich schwierig, die Verpflichtung dieser kleinen Unternehmen überhaupt nachzuhalten, da durch wechselnde Beteiligungen und vertragliche Beherrschungsverhältnisse eine sich ständig verändernde Situation gegeben ist.

**225.** Die Monopolkommission sieht es als kritisch an, dass für vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen keine Verpflichtung besteht, der netzbetreibenden Gesellschaft das Eigentum am jeweiligen Netz zu übertragen. Vielmehr ist es nach den gesetzlichen Rahmenbedingungen ausreichend, dass der Netzbetreiber das Netz von der Konzernmutter oder einem anderen Unternehmen des Energieverbundes pachtet. Gemäß der Untersuchungen der Bundesnetzagentur zur Vorbereitung des Monitoringberichts 2008 haben von den rechtlich entflochtenen Netzbetreibern nahezu 90 % ihre Netze gepachtet.[152] Diese Pachtmodelle gehen regelmäßig mit sehr schlanken Strukturen einher, bei denen die Netzbetreiber nur über einen geringen eigenen Personalbestand verfügen. Für bedenklich hält es die Monopolkommission wie auch die Bundesnetzagentur, dass mehr als ein Drittel der Pächter mit Vertragslaufzeiten unter vier Jahren nur über eine sehr begrenzte Planungssicherheit und mithin Unabhängigkeit verfügt. Zudem werden die Pachtverträge laut Bundesnetzagentur nicht selten von vertraglichen Vereinbarungen flankiert, welche die Selbstbestimmungsrechte der Netzbetreiber weiter beschneiden. Dies geschieht etwa in Form dienstvertraglicher Vereinbarungen, die vorsehen, dass der Verpächter für die Netzkundenabrechnung, insbesondere für die Kalkulation von Netznutzungsentgelten und die Erarbeitung von Anträgen zur Genehmigung von Netznutzungsentgelten, zuständig ist. Die Überprüfung von Pachtvertragsmodellen stellt sich in der Praxis insgesamt als schwierig dar. Zudem laufen Pachtverträge – vor allem bei kurzer Laufzeit, geringer Personaldecke und weiteren vertraglichen Einschränkungen – dem gesetzgeberischen Ziel zuwider, einen eigenständigen und unabhängig agierenden Netzbetreiber zu etablieren. Nach Ansicht der Monopolkommission stellen Pachtverträge keine optimale Lösung dar. Die Befürchtung liegt nahe, dass hierbei lediglich eine scheinbare Entflechtung angestrebt wird, die zwar auf der einen Seite den gesetzlichen Vorschriften nachkommt, auf der anderen Seite aber keine zwingende Änderung der Geschäftspraktiken erforderlich macht. Die Monopolkommission sieht es als Aufgabe der Bundesnetzagentur an, darauf zu achten, dass die Verfügungsrechte in Pachtvereinbarungen geeignet zugewiesen werden und Pachtverträge daher dem Sinn und Zweck der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung entsprechend eingesetzt werden.

### 5.1.2 Operationelle Entflechtung

**226.** Die Bundesnetzagentur hat in ihrer schriftlichen Stellungnahme gegenüber der Monopolkommission dargelegt, dass bei der operationellen Entflechtung in der Praxis zahlreiche Defizite auf allen Netzebenen zu beobachten seien. Die tatsächliche Eigenständigkeit der Netzgesellschaften werde durch die Netzbetreiber gegenwärtig

151 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 28.
152 Vgl. ebenda, S. 220.

nur unzureichend gewährleistet. Die Einhaltung der Vorgaben der operationellen Entflechtung, die eine organisatorische und operative Unabhängigkeit des Netzbetreibers gewährleisten sollen, misst die Bundesnetzagentur insbesondere daran, ob die Netzgesellschaft über eine angemessene Anzahl von hinreichend qualifizierten eigenen Beschäftigten verfügt, die innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens agieren können.

**227.** Die Situation bei den rechtlich selbstständigen Netzbetreibergesellschaften stellt sich heterogen dar.[153] Fast die Hälfte der befragten Netzbetreiber haben einen bis vier Mitarbeiter. Nur jeder fünfte Netzbetreiber verfügt zumindest über einen Stamm von über 25 angestellten Mitarbeitern. Bei den großen Verteilnetzbetreibern fällt die Mitarbeiterzahl in der Gesamtschau zwar höher aus, jedoch gibt es auch hier Fälle, die Zweifel an der Unabhängigkeit des Netzbetriebs hervorrufen. So arbeiten im Bereich Elektrizität vier von 20 Unternehmen mit zehn oder weniger Mitarbeitern mit eigenen Anstellungsverträgen. Im Bereich Gas haben acht der 20 größten Verteilnetzbetreiber weniger als elf eigene Mitarbeiter (jeweils inklusive Geschäftsführung).

**228.** Die Bundesnetzagentur hat zudem festgestellt, dass viele Netzbetreiber auch nach einer rechtlichen Ausgliederung aus dem Mutterkonzern nicht in beachtlichem Umfang über einen eigenständigen Marktauftritt verfügen. Teilweise ist kein eigener Internetauftritt eingerichtet, es werden keine eigenen Marken oder Logos etabliert und auch die räumliche Trennung zu anderen Tätigkeitsbereichen ist nicht in jedem Fall gegeben.[154]

### 5.1.3 Informationelle Entflechtung

**229.** Die Vorgaben zur informationellen Entflechtung erstrecken sich auf den vertraulichen Umgang mit Informationen sowie die diskriminierungsfreie Weitergabe von netzbezogenen Informationen, die für Energielieferanten von wirtschaftlicher Bedeutung sein könnten. Dies setzt eine Anpassung der Prozesse und Strukturen in den Energierversorgungsunternehmen voraus und umfasst sowohl die Ausgestaltung der elektronischen Datenverarbeitung als auch eine Schulung der beteiligten Mitarbeiter. Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden haben Mitte 2007 eine gemeinsame Richtlinie zur Umsetzung der informationellen Entflechtung öffentlich gemacht. Die Richtlinie soll den Energieversorgungsunternehmen als Orientierungshilfe dienen und soll ihnen Mittel und Wege für ein gesetzeskonformes Informationsmanagement aufzeigen.[155]

**230.** Gegenwärtig legt eine Vielzahl der Energieversorgungsunternehmen noch Geschäftsprozesse des Netzbetreibers fest und überprüft diese auf Konformität mit § 9 EnWG im Sinne der Vorgaben der Regulierungsbehörden. Problematisch ist, dass in zentralen Fragen der Netzplanung und -steuerung gegenüber den Regulierungsbehörden eine Informationsasymmetrie zugunsten der Energieversorgungsunternehmen besteht. Der Nachweis eines missbräuchlichen Verhaltens gestaltet sich daher schwierig. Es be-

153 Vgl. ebenda, S. 220 ff.
154 Vgl. ebenda, S. 222 ff.
155 Gemeinsame Richtlinie der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur Umsetzung der informatorischen Entflechtung nach § 9 EnWG vom 13. Juni 2007.

steht die Gefahr einer diskriminierenden Informationsweitergabe zur Bevorzugung des angestammten Versorgungsunternehmens gegenüber neuen Marktteilnehmern.

### 5.1.4 Buchhalterische Entflechtung

**231.** Formal sind Vorgaben einer buchhalterischen Entflechtung weitgehend umgesetzt. Die Spartenabschlüsse sind laut Bundesnetzagentur in der Praxis jedoch häufig unzureichend. So erfasse der Bestätigungsvermerk zum Jahresabschluss formal die Einhaltung der Vorgaben nach § 10 Abs. 3 EnWG (Kontenführung), lasse aber oftmals nicht erkennen, ob eine Überprüfung der Zuordnung zu den Konten durch die Prüfer stattgefunden habe. Zudem gebe es keine einheitliche Darstellungsform für die Ausweisung von Geschäften größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen im Anhang zum Jahresabschluss, sodass die Aussagekraft der Beschlüsse entsprechend gering sei.

## *5.2 Netzzugangsregulierung*

### 5.2.1 *Zugang* zu den Gasversorgungsnetzen

**232.** Der Zugang zu den Gasversorgungsnetzen[156] ist grundsätzlich in den §§ 20 ff. EnWG geregelt. Weiter spezifiziert werden die Bedingungen durch die Gasnetzzugangsverordnung. Der Zugang hat nach objektiven, nicht diskriminierenden und transparenten Kriterien zu erfolgen. § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG besagt, dass dabei sachlich gerechtfertigte Kriterien anzulegen sind. Diese Bedingung wird zum Beispiel durch die Kapazitätsanfrage des Netznutzers erfüllt. Der diskriminierungsfreie Zugang gewährleistet, dass sämtlichen interessierten Netznutzern der Zugang gewährt wird. Zugang zum Netz gemäß § 20 Abs. 1 EnWG zu erhalten bedeutet, dass Transportkapazitäten zur Verfügung gestellt werden. Der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes kann den Gasnetzzugang nach § 20 Abs. 2 Satz 1 EnWG verweigern, wenn er dafür sachlich gerechtfertigte Gründe darlegen kann.[157]

**233.** Die Umsetzung des aktuellen Gasnetzzugangsmodells beruht auf dem Zweivertragsmodell. Dies besagt, dass zur vertraglichen Ausgestaltung des Netzzugangs ein Einspeisevertrag über Einspeisekapazitäten zwischen dem Netzbetreiber, in dessen Netz eine Einspeisung von Gas erfolgen soll, und dem Transportkunden notwendig ist. Darüber hinaus benötigt der Transportkunde einen Ausspeisevertrag über Ausspeisekapazitäten mit dem Netzbetreiber, aus dessen Netz die Entnahme von Gas erfolgen soll. Die Netzbetreiber sind dazu verpflichtet Ein- und Ausspeisekapazitäten anzubieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines Transportpfades für den Transportkunden ermöglichen. Diese Kapazitäten müssen unabhängig voneinander genutzt und gehandelt werden können. Die Netzbetreiber sind zu einer Zusammenarbeit verpflichtet, die durch die Kooperationsvereinbarung eine verbindliche vertragliche Basis erlangt.[158] Dies hat den Vorteil, dass der Transportkunde zur Abwicklung eines Transports über mehrere Netz-

156 Den Netzzugang zu den Elektrizitätsnetzen würdigt die Monopolkommission im Rahmen ihrer Überlegungen zu den Markteintrittsbarrieren auf dem Erzeugermarkt in Abschnitt 3.1.4.

157 Dazu ist nachzuweisen, „dass ihnen die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist".

158 Vgl. Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Änderungsfassung vom 29. Juli 2008 (KOV III).

knotenpunkte hinweg auch nur einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag abschließen muss.

**234.** Nach § 20 Abs. 1 Satz 2 EnWG unterliegen die Betreiber von Gasversorgungsnetzen weitgehenden Kooperationsverpflichtungen, um den Netzzugang im Rahmen des sog. Zweivertragsmodells zu organisieren. Dadurch soll der Netzzugang einfach und effizient abgewickelt werden. Zur konkreten Ausgestaltung haben die Netzbetreiber mit der Kooperationsvereinbarung einen multilateralen Vertrag miteinander abgeschlossen, der die Einzelheiten regelt und standardisierte Bedingungen für den Netzzugang enthält. Für die regelmäßige Anpassung der Kooperationsvereinbarung an geänderte rechtliche Rahmenbedingungen sind der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) und der Europäische Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen (GEODE) verantwortlich. Eine Neufassung (KoV III) erschien zum 29. Juli 2008, sie stellt die zweite Überarbeitung der ersten Fassung aus dem Jahr 2006 dar.[159]

**235.** Die Überarbeitung war insbesondere erforderlich geworden, um den seit April 2008 geltenden verordnungsrechtlichen Vorgaben für die Einspeisung von Biogas gerecht zu werden. Darüber hinaus mussten die Änderungen der Bilanzierungsregeln, die die Bundesnetzagentur am 28. Mai 2008 festgelegt hat,[160] aufgenommen und eine Vielzahl von Detailänderungen musste vorgenommen werden.

### 5.2.2 Marktgebiete im Gassektor

**236.** Bereits in ihrem ersten Sondergutachten zur Energiewirtschaft sah die Monopolkommission eine weitere Zusammenlegung von Marktgebieten im Gassektor zur Etablierung eines bundeseinheitlichen Marktes für H- bzw. L-Gas als wünschenswert an.[161] Größere Marktgebiete machen den Gastransport einfacher und – weil es keine kostenpflichtigen Marktgebietsüberschreitungen gibt – auch preiswerter. Eine Reduktion der Marktgebiete führt zu einer höheren Liquidität auf den Gasmärkten, die Abwicklung der Transporte wird erleichtert und der Umgang mit Regel- und Ausgleichsenergie wird effizienter gestaltet.[162]

**237.** Ein Marktgebiet besteht aus miteinander verbundenen Netzen und Teilnetzen verschiedener Netzbetreiber. In der Regel handelt es sich bei diesen Netzbetreibern um die Fernleitungsnetzbetreiber. Ein Transportkunde kann innerhalb eines Marktgebietes gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten flexibel nutzen. Charakteristisch für ein Marktgebiet ist somit, dass innerhalb desselben keine Kapazitätsengpässe bestehen und nur eine Gasqualität (H- oder L-Gas) gehandelt wird. Jedes definierte Gebiet wird von einem marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber geführt, welcher neben der Errichtung eines virtuellen Handelspunktes auch die Bildung von Bilanzkreisen ermöglicht.

159 Die erste offizielle Fassung der Kooperationsvereinbarung Erdgas (KOV I) wurde am 19. Juli 2006 unterzeichnet; eine grundlegende Überarbeitung wurde erforderlich, als die Einzelbuchungsvariante als Gasnetzzugangsmodell von der Bundesnetzagentur für unzulässig erklärt wurde. Sie trat am 1. Juni in Kraft. Vgl. dazu ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 482 ff.

160 Vgl. dazu Abschnitt 5.2.3.

161 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 492.

162 Vgl. BNetzA, Jahresbericht 2008, S. 167.

**238.** Die Zahl der Marktgebiete liegt aktuell (Stand: Mai 2009) bei insgesamt zehn, davon sind drei L-Gasgebiete und sieben H-Gasgebiete. Die nachstehende Tabelle 5.1 gibt dazu einen Überblick.

***Tabelle 5.1:***

**Marktgebiete im deutschen Gassektor (Stand: Mai 2009)**

| Marktgebiet | Netzbetreiber |
|---|---|
| **H-Gas** | |
| Marktgebiet H-Gas Norddeutschland | • Gasunie Deutschland Transport Services GmbH<br>• DONG Energy Pipelines GmbH<br>• StatoilHydro Deutschland GmbH |
| Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) | • bayernets GmbH<br>• E.ON Gastransport GmbH |
| Marktgebiet RWE H-Gas | • RWE Transportnetz Gas GmbH |
| Marktgebiet WINGAS Transport | • WINGAS Transport GmbH |
| Marktgebiet Gaz de France Suez | • GRTgaz Deutschland GmbH |
| Marktgebiet GVS/Eni | • GVS Netz GmbH<br>• Eni Gastransport Deutschland S.p.a. |
| Marktgebiet ONTRAS | • ONTRAS – VNG Gastransport GmbH |
| **L-Gas** | |
| Marktgebiet Gaspool | • Gasunie Deutschland Transport Services GmbH<br>• EWE NETZ GmbH<br>• Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG |
| Marktgebiet RWE L-Gas | • RWE Transportnetz Gas GmbH |
| Marktgebiet E.ON L-Gas | • E.ON Gastransport GmbH |

Quelle: Recherchen der Monopolkommission

**239.** Im Verlauf des aktuellen Gaswirtschaftsjahres 2008/2009 sind bereits drei Konsolidierungsschritte erfolgt. Zum 1. Oktober 2008 fand zum einen die erste marktgebiets- und unternehmensübergreifende Kooperation zwischen der E.ON Gastransport GmbH und der bayernets GmbH statt. Die beiden Netzbetreiber bilden nun das gemeinsame Marktgebiet der NetConnect Germany, welches aktuell neben dem Marktgebiet Norddeutschland das deutschlandweit bedeutendste Marktgebiet für H-Gas ist. Ebenfalls zum 1. Oktober 2008 wurde das Marktgebiet der Gasunie auf die Marktgebiete der NetConnect Germany und der WINGAS Transport aufgeteilt. Zum 1. April 2009 schließlich gab es eine Fusion der Marktgebiete im L-Gas-Bereich. Die ursprünglichen Gebiete L-Gas Norddeutschland, Verbundnetz Ems-Weser-Elbe und Erdgas-Münster bilden nun das gemeinsame Gebiet Gaspool (auch L-Gas 1).[163]

**240.** Geplant waren jedoch weitere Zusammenlegungen, die aber bis dato nicht vollständig erfolgt sind. So war angekündigt, dass die Zahl der L-Gas-Gebiete bereits zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2008/2009 von damals fünf auf zwei reduziert werden sollte. Eine Teilzusammenlegung hin zu drei Marktgebieten ist erst im April 2009 erfolgt. Des Weiteren wurde die geplante Fusion der L-Gas Marktgebiete von Gaz de

163 Vgl. die Anmeldung des Vorhabens unter BKartA, Beschluss vom 2. Juni 2009, B8-66/09. Beteiligt sind die Unternehmen ONTRAS, Gasunie Deutschland, WINGAS, Dong.

France und GVS/Eni zum gemeinsamen Marktgebiet Süddeutschland aufgeschoben. Im Fall der nicht erfolgten L-Gas-Zusammenlegung hat die Bundesnetzagentur am 22. August 2008 gegen die Unternehmen RWE Transportnetz Gas GmbH, E.ON Gastransport AG & Co. KG, EWE Netz GmbH, Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH ein Verfahren eingeleitet. Die Unternehmen hatten die Zusage, ihre bisher gesonderten fünf L-Gas-Marktgebiete zu zwei Marktgebieten mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres zusammenzulegen, zurückgenommen.

**241.** Gegenstand des Verfahrens ist die Prüfung, ob die Betroffenen zur Bildung eines gemeinsamen Marktgebietes verpflichtet sind. Die Rechtsgrundlage bilden die §§ 30 und 65 EnWG, auch in Verbindung mit § 20 Abs. 1b EnWG und § 6 Abs. 4 Satz 5 GasNZV sowie § 6 Abs. 4 Satz 6 GasNZV.

**242.** Es besteht der Verdacht, dass die Unternehmen mit ihrer Weigerung, ein gemeinsames L-Gas-Marktgebiet zu bilden, ihre Marktstellung als marktgebietsaufspannende Netzbetreiber bislang isolierter L-Gas-Marktgebiete missbräuchlich ausnutzen. Indem die Betroffenen fünf L-Gas-Marktgebiete statt eines einzigen bilden, halten sie die Zahl der Teilnetze und der Bilanzzonen entgegen der Vorgaben aus § 20 Abs. 1b EnWG nicht möglichst gering. Die Verpflichtung steht zwar unter dem Vorbehalt der technischen Möglichkeit und wirtschaftlichen Zumutbarkeit, jedoch haben die Unternehmen bislang nicht zur Überzeugung der Beschlusskammer argumentieren können, dass eine Zusammenlegung der Marktgebiete technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar wäre. Nach § 118 Abs. 1a EnWG[164] gilt § 20 Abs. 1b seit dem 1. Februar 2006. Nach derzeitiger Einschätzung spricht vieles dafür, dass die Betroffenen seitdem, d.h. seit mehr als drei Jahren, ausreichend Zeit hatten, etwaige fehlende technische Voraussetzungen herzustellen und mögliche wirtschaftliche Hindernisse im Wege bilateraler oder multilateraler Kooperationsverträge auszuräumen. Diese Verpflichtung trifft sie gemäß §§ 11 Abs. 1 Satz 1, 20 EnWG auch weiterhin.[165]

**243.** Die Bundesnetzagentur sieht Anhaltspunkte dafür, dass die bisherigen Marktgebiete nicht nach den in § 6 Abs. 4 GasNZV in Verbindung mit § 6 Abs. 5 GasNZV geregelten Kriterien gebildet worden sind. Teilnetze können das Transportgebiet mehrerer Netzbetreiber umfassen. Für den Begriff des Teilnetzes ist ferner die Einräumung flexibler Nutzungsmöglichkeiten der gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten konstitutiv, daher entspricht ein Teilnetz funktional einem Marktgebiet. Auf der Ebene der Fernleitungsnetze orientiert sich die Bildung der bisherigen Teilnetze bzw. Marktgebiete im L-Gas-Bereich nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht an den Engpässen oder technischen Möglichkeiten der einzelnen Netze, sondern an den Eigentumsgrenzen der jeweiligen Netzbetreiber und der mit diesen verbundenen Unternehmen. Unabhängig von den Gründen für die bisherige Teilnetzbildung kann die Beschlusskammer außerdem gemäß § 6 Abs. 4 Satz 6 GasNZV unter Ausübung pflichtgemäßen Ermessens die Zusammenfassung von Teilnetzen, d.h. Marktgebieten, anordnen, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist. [166]

164 In der vom 17. Dezember 2006 bis 31. Oktober 2008 geltenden Fassung.
165 Vgl. dazu BNetzA, Anlage zur Verfahrenseinleitung, BK7-08-01, S. 1
166 Vgl. ebenda.

**244.** Bei der Einleitung des Verfahrens hat sich die Bundesnetzagentur von dem ihr eingeräumten Ermessen leiten lassen. Das Verfahren richtet sich gegen die marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber, die die maßgebliche Verantwortung für die Entwicklung der weiteren Marktgebietskooperation tragen. Die Bundesnetzagentur setzte ursprünglich auf eine freiwillige und einvernehmliche Kooperation und begleitete diese aktiv. Die Unternehmen versicherten sowohl gegenüber der Bundesnetzagentur als auch gegenüber ihren Kunden die Absicht einer Marktgebietszusammenlegung zum 1. Oktober 2008. Nach der Rücknahme dieser Absichtserklärung sah die Bundesnetzagentur die Erwartung, dass es dennoch in absehbarer Zeit zu einer Zusammenlegung kommen würde, als nicht mehr gerechtfertigt. Bis dato hat die Bundesnetzagentur, ebenfalls aus eigenem Ermessen, davon abgesehen, vergleichbare Verfahren im Bereich der H-Gas-Marktgebiete einzuleiten. Sie begründet dies insbesondere damit, dass der L-Gas-Markt weit weniger funktionsfähig ist als der H-Gas-Markt und die dort stattfindenden Kooperationsbemühungen durch ein solches Verfahren möglicherweise zurückgeworfen würden.[167]

**245.** Auffällig erscheint nach Auffassung der Monopolkommission, dass der Widerruf der ursprünglichen Zusagen zur Zusammenlegung zeitlich einhergeht mit dem von RWE gegenüber der Europäischen Kommission zugesicherten Verkauf der Gasnetze. Der Konzern hatte der Europäischen Kommission im Rahmen eines Kartellverfahrens zugesagt, das Gasnetz zu verkaufen.[168] Die Vermutung liegt nahe, dass RWE hier in der Zusammenlegung des Netzes mit E.ON zu einem rheinischen Netz für L-Gas Nachteile im Rahmen von Verkaufsverhandlungen sieht und daher den eigenen Zusagen nicht nachkommt. Die Bundesnetzagentur reagierte, wie sie dies zuvor ankündigte, mit rechtlichen Schritten.[169]

**246.** Um zweifelsfrei feststellen zu können, ob mehrere Marktgebiete sinnvoll sind und tatsächlich Teilnetze vorliegen, bedarf es transparenter Verfahren, die physikalische Engpässe eindeutig identifizieren bzw. auch prognostizieren. Diese Engpässe müssen permanenter Natur und nicht durch geeignete Engpassmanagementmethoden zu beheben sein. Auch ist nur dann eine Marktgebietsbildung zulässig, wenn der Engpass nicht durch einen sinnvollen Netzausbau behoben werden kann. Die Monopolkommission erachtet die Aufnahme solcher Regelungen in die Gasnetzzugangsverordnung für sinnvoll.

**247.** Die Zusammenlegung von Marktgebieten ist bei den beteiligten Netzbetreibern mit Kosten verbunden. Diese resultieren insbesondere aus Investitionen für den Netzausbau, die in erster Linie dazu dienen, Engpässe abzubauen, und aus dem organisatorischen Anpassungsbedarf, der mit einer Marktgebietszusammenlegung einhergeht. Auch wenn diese Kosten in aller Regel lediglich einmalig anfallen und davon auszugehen ist, dass mittel- bis langfristig auch Synergiegewinne erzielt werden, können sie für die Netzbetreiber doch eine erhebliche Belastung darstellen. Nach Auffassung der Monopolkommission bedarf es daher, um Anreize für eine zeitnahe weitere Zusammenlegung von

167 Vgl. dazu ebenda, S. 2.

168 Vgl. dazu auch Abschnitt 9.2.1.

169 Vgl. dazu auch: Bundesnetzagentur schwingt die Keule, Manager-Magazin vom 10. August 2008, online unter http://www.manager-magazin.de/unternehmen/artikel/0,2828,571138,00.html sowie Mihm, A., Die Netzagentur droht RWE mit Zwangsmaßnahmen, Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 8. August 2008, online unter http://www.fazfinance.net/Aktuell/Steuern-und-Recht/Die-Netzagentur-droht-RWE-mit-Zwangsmassnahmen-8218.faz.

Marktgebieten zu setzen, der Berücksichtigung der Kosten für den Netzausbau im Rahmen der Anreizregulierung. Aus Sicht der Monopolkommission sollte dabei für die Netzbetreiber deutlich sein, in welchem Umfang die Investitionskosten von der Bundesnetzagentur berücksichtigt werden.

**248.** Die Monopolkommission begrüßt die Anstrengungen der Bundesnetzagentur und stimmt ihr in der Auffassung zu, dass die intensive Begleitung der Kooperationsbestrebungen der Netzbetreiber einer Anordnung zur Zusammenlegung vorzuziehen ist. Allerdings sieht sie in der aktuellen Fragmentierung der deutschen Gaswirtschaft die Hauptursache für die vorliegenden Wettbewerbsdefizite, plädiert von daher für eine Beschleunigung der Zusammenlegung und ruft die Bundesnetzagentur dazu auf, auch weiterhin bestimmt in diesem Prozess vorzugehen. In der Anordnung einer Marktgebietszusammenlegung sieht die Monopolkommission die Ultima Ratio. Darüber hinaus hält sie die Einrichtung einer einheitlichen Marktgebiete-Kooperationsplattform für sinnvoll. Diese sollte neben Kapazitäten auch Entgelte ausweisen und nicht nur die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber einbeziehen – wie dies bei den aktuell existierenden Einzelplattformen der Fall ist – , sondern auch die nachgelagerten Netzbetreiber.

### 5.2.3 Änderung der Bilanzierungsregeln im Gasmarkt

#### *5.2.3.1 Festlegung der Bundesnetzagentur*

**249.** Regelenergie bezeichnet die Energie, die aus dem Einsatz oder der Nutzung von Ausgleichsleistungen zum physikalischen Ausgleich des Netzes/der Netze eines Marktgebietes im laufenden Betrieb resultiert. Sie wird vom Ausspeisenetzbetreiber[170] benötigt, um die Systemstabilität des Netzes gewährleisten zu können. Die Ausgleichsenergie entspricht der Differenzmenge zwischen der aggregierten Aufbringung und Abgabe eines Bilanzkreises je definierter Bilanzperiode, wobei die Energie je Bilanzperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann. Ausgleichsenergie wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber für jeden einzelnen Bilanzkreis abgerechnet. Damit ist erkennbar, dass die Ausgleichsenergie eine zentrale Rolle für Transporteure (Bilanzkreisverantwortliche) und die Regelenergie eine zentrale Rolle für Netzbetreiber spielt. So wäre zum Beispiel denkbar, dass ein Bilanzkreis A um 50 Einheiten "Short" und ein Bilanzkreis B um 50 Einheiten „Long" ist. Beide Bilanzkreise gehören zu einem Marktgebiet. Beide Bilanzkreisverantwortlichen würden entweder für die Inanspruchnahme (Bilanzkreis A) oder für die Bereitstellung (Bilanzkreis B) von Ausgleichsenergie mit 50 Mengeneinheiten abgerechnet, auch wenn der Ausspeisenetzbetreiber keine Regelenergie in Anspruch nehmen müsste.

170 Es wird unterschieden zwischen dem Ausspeisenetzbetreiber, dem Bilanzkreisnetzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen. Ausspeisenetzbetreiber besitzen Subbilanzkreise beim Bilanzkreisverantwortlichen, der für sie entgeltliche Prognosen für die anstehenden Zeitperioden erstellt sowie Gasmengen beim Bilanzkreisnetzbetreiber nominiert und dabei auf die Ausgeglichenheit des gesamten Bilanzkreises achtet. Ausspeisenetzbetreiber messen die Ausspeisungen und melden diese dem Bilanzkreisnetzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen. Die Ausspeisedaten dienen der Verbesserung der Prognosen und stellen die Abrechnungsgrundlage dar. Abweichungen zwischen Nominierungen und Ausspeisungen werden durch Ausgleichsenergie kompensiert, die der Bilanzkreisnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen liefert oder abnimmt. Bei Abweichungen, die über den Toleranzgrenzen liegen, wird der Bilanzkreisverantwortliche mit Strukturierungsbeiträgen pönalisiert.

**250.** Bis zum 1. Oktober 2008 wurden die Bilanzabweichungen in allen Marktgebieten stündlich abgerechnet. Diese sehr kurze Abrechnungsperiode stellte ein wesentliches Hindernis für den Wettbewerb im Gasmarkt dar und wurde von der Monopolkommission bereits im letzten Sondergutachten zur Energiewirtschaft bemängelt. Einen weiteren Kritikpunkt des Systems stellten die unterschiedlichen Regelungen in den einzelnen Marktgebieten und die als zu hoch empfundenen Ausgleichsenergieentgelte dar.[171]

**251.** Um den mit dem ursprünglichen Bilanzierungsregime verbundenen Hemmnissen entgegenzutreten, trat die Bundesnetzagentur im Sommer 2007 in einen Reformprozess ein. Sie gab ein sehr umfangreiches Gutachten[172] in Auftrag und initiierte im Herbst 2007 eine öffentliche Diskussion zu diesem Thema. Ausgehend von den Ergebnissen des Gutachtens haben im Februar 2008 die Verbände BDEW, VKU und GEODE nach Aufforderung der Bundesnetzagentur ein Konzept für die Neuordnung des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes vorgelegt. Auf der Grundlage dieses Konzepts hat die Bundesnetzagentur am 25. Februar 2008 das Verfahren zur Festlegung neuer Rahmenbedingungen für die Ausgleichsleistungen im Gassektor eröffnet. Am 5. März 2008 führte sie eine Anhörung durch und gab den Bilanzkreisnetzbetreibern sowie den Verbänden der Netzbetreiber und Netznutzer Gelegenheit zur Stellungnahme. Darauf aufbauend entwickelte die Bundesnetzagentur eine Beschreibung des Grundmodells der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor und übersendete es am 20. März 2008 den Bilanzkreisnetzbetreibern mit der Aufforderung, ein Standardangebot für einen Bilanzkreisvertrag vorzulegen. Am 7. April 2008 schließlich legten die Bilanzkreisnetzbetreiber ein einheitliches Standardangebot vor. Im Rahmen der daran anschließenden Konsultation gingen 25 Stellungnahmen von Unternehmen, Unternehmensgruppen und Verbänden ein. Am 28. Mai 2008 hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse des Verwaltungsverfahrens zur Festlegung in Sachen Ausgleichsleitungen Gas vorgelegt. Das neue Bilanzierungsregime hat sich weitestgehend an den Vorschlägen der Verbände, dem angesprochenen Gutachten sowie den darauf aufbauenden Regelungen des Standardangebots orientiert. Mit Einführung eines neuen Bilanzierungssystems verfolgte die Bundesnetzagentur das Ziel, ein transparentes, kostenorientiertes, diskriminierungsfreies, für alle Marktgebiete geltendes System zu erschaffen, um dadurch die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen und somit den Wettbewerb zu fördern. Die neuen Regeln traten mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres am 1. Oktober 2008 in Kraft.[173]

**252.** Die insbesondere auch von Seiten der Marktteilnehmer geäußerten Defizite behebt das Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas) durch die Einführung der Tagesbilanzierung. Alle Bilanzkreisverantwortlichen haben somit eine deutlich längere Bilanzierungsperiode als zuvor. Dem Bilanzkreisverantwortlichen obliegt es sicherzustellen, dass am Ende des Gastages, der von 6.00 Uhr bis 6.00 Uhr gerechnet wird, Ein- und Ausspeisungen einander decken. Ist dies nicht der Fall, kommt Ausgleichsenergie zum Einsatz, die durch den Bilanzkreisnetzbetreiber abgerechnet wird. Die Basis für die Berechnung der Ausgleichsenergie-

171 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 494, aber auch BNetzA, Beschluss vom 28. Mai 2008, BK7-08-002, S. 2.

172 KEMA, Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas im Rahmen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und des darauf aufbauenden Gasnetzzugangsmodells. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn 2007.

173 BNetzA, Beschluss vom 28. Mai 2008, BK7-08-002.

entgelte bilden Referenzpreise für Einkauf und Verkauf von Gas an verschiedenen Handelsmärkten. Aktuell werden dazu der deutsche EEX-Preis von NCG sowie drei APX-Preise herangezogen. Dazu zählen die niederländische Title Transfer Facility (TTF), der britische NBP sowie der belgische Handelspunkt Zeebrugge. Die Entgelte werden nach einem Zwei-Preis-Modell gebildet, das zum Ziel hat, Missbrauch und Marktverschluss zu vermeiden. Bei einer Unterspeisung wird der zweithöchste Korb-Preis plus 10 % berechnet und bei Überspeisungen der zweitniedrigste Korb-Preis minus 10 %.

**253.** GABi Gas enthält zur Sicherstellung der Netzstabilität und zur Vermeidung von Manipulationen ein die Tagesbilanzierung flankierendes stündliches Anreizsystem, bei dem die Ein- und Ausspeisungen eines Bilanzkreises flankierend zur Tagesbilanzierung stundenscharf betrachtet werden. Es erfolgt kein bilanzieller Ausgleich der Stundenabweichungen, allerdings lösen stündliche Abweichungen einen Strukturierungsbeitrag[174] aus. Ohne ein solches Anreizsystem könnten Händler ihre gesamte Gasmenge binnen einer Stunde einspeisen, die Ausspeisung aber über den ganzen Tag verteilen. Würden alle Händler nach diesem Prinzip verfahren, wäre die Sicherheit des Netzes nicht mehr gewährleistet. Für die Belieferung der meisten Letztverbraucher werden sog. Tagesbänder in die Bilanz eingestellt, sodass Abweichungen in der Regel nicht bzw. nur selten vorkommen. Auf den Handelsplätzen sind Tagesbänder ein übliches Produkt; von der Einführung dieser Regelungen kann ein positiver Beitrag für den Wettbewerb ausgehen, weil ein höherer Bedarf der handelbare Menge voraussichtlich ansteigen wird und damit die Handelsplätze an Liquidität gewinnen werden.

**254.** Der Bilanzkreisnetzbetreiber führt ein Umlagekonto für Regel- und Ausgleichsenergie, welches dazu dient, die entstehenden Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie mit den anfallenden Erlösen zu verrechnen. Kosten entstehen dem Bilanzkreisnetzbetreiber aus der Beschaffung von Gasmengen, die für den physischen Ausgleich innerhalb der Netze (Regelenergie) eingesetzt werden. Erlöse aus Regelenergie entstehen dann, wenn der Bilanzkreisnetzbetreiber die zu viel im Netz enthaltenen Gasmengen auf den Handelsplätzen verkaufen muss. Das dargestellte Umlagekonto stellt sicher, dass das Regel- und Ausgleichsenergiesystem für den Bilanzkreisnetzbetreiber ergebnisneutral ist und er weder Kosten tragen muss noch Gewinne mit dem System erzielen kann. Ein erwartetes Defizit wird als Regelenergieumlage den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt, die Endverbraucher mit Tagesband beliefern.

#### *5.2.3.2 Schwierigkeiten in der operativen Umsetzung*

**255.** Die Monopolkommission begrüßt den Systemwechsel mit der Einführung von GABi Gas. Neben dem Wechsel von der Stundenbilanzierung zur Tagesbilanzierung, den die Monopolkommission als dringend angezeigt ansah,[175] erhöht sich die Verantwortung der Netzbetreiber in einem deutlichen Umfang. Ihnen kommt eine zentrale Rolle im System zu, da sie dafür verantwortlich sind, die untertägige Strukturierung vorzunehmen. Das neue System bildet die Grundlage für transparente und diskriminierungsfreie Strukturen. Dafür sprechen insbesondere die Kostenermittlung für Regel-

174 Der Strukturierungsbeitrag ist eine Komponente der Ausgleichsenergieabrechnung. Im Rahmen des stündlichen Anreizsystems werden Über- und Unterspeisungen des Bilanzkreises verrechnet. Der Strukturierungsbeitrag ist vom Bilanzkreisverantwortlichen an den Bilanzkreisnetzbetreiber zu zahlen. Damit gewinnt die Abschätzung von Risikoaufschlägen an Bedeutung.

175 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 494.

und Ausgleichsenergie im Rahmen von Handelsplätzen, die Vereinheitlichung der Regeln für alle Marktgebiete sowie die Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber. Für die Bilanzkreisverantwortlichen nimmt die Komplexität der Belieferung, insbesondere bei den Standardlastprofilkunden und sonstigen Kunden mit registrierter Leistungsmessung[176], deutlich ab. Den Bilanzkreisverantwortlichen tangiert nur noch der prognostizierte Tageswert bei den sonstigen Kunden der registrierten Leistungsmessung bzw. das vom Netzbetreiber angewendete Profil bei den Standardlastprofilkunden, den er als Tageswert einstellt. Kapazitäten spielen für den Bilanzkreisverantwortlichen keine Rolle mehr, ebenso wenig der durch das Umlagekonto abgelöste Netzbetreiberbilanzkreis.

**256.** Die Monopolkommission möchte allerdings einige Kritikpunkte an dem neuen System aufgreifen. So ist durchaus umstritten, ob der Systemwechsel mit der deutschen Gasnetzzugangsverordnung und höherrangigem Recht vereinbar ist.[177] Weiterer Kritikpunkt ist die sozialisierende Wirkung des Umlagekontos je Marktgebiet. Ein am Umlageverfahren beteiligter Kunde trägt in Abhängigkeit von seinem tatsächlichen Verbrauch anteilig die Kosten bzw. Erlöse, die über das Umlagekonto verrechnet werden.[178] Dieses Verfahren tritt unabhängig davon in Gang, wie gut der Kunde prognostiziert worden ist. Ein Endkunde der Fallgruppe sonstiger registrierter Leistungsmessung mit einer Prognosegüte von +/- 1 % stellt sich in Bezug auf die Regelenergieumlage bei einem identischen tatsächlichen Verbrauch nicht besser als ein Kunde mit einer Prognosegüte von +/- 15 %, obwohl auf den zuletzt Genannten in der Regel ein höherer Anteil an der Regel- und Ausgleichsenergie entfällt.[179]

**257.** In den ersten Monaten nach Inkrafttreten der neuen Regelungen sind Schwierigkeiten bei der Datenbereitstellung und Ermittlung aufgetreten. Die Bundesnetzagentur rief die Netzbetreiber dazu auf, sich an ihre Kooperationsverpflichtungen zu halten, und begleitete den Diskussionsprozess aktiv. Die Monopolkommission gibt zu bedenken, dass das Zeitfenster zwischen der Festlegung im Mai 2008 und dem Inkrafttreten im Oktober 2008 in Bezug auf die Umsetzung, insbesondere in elektronischer Hinsicht, sehr kurz war. Entwicklungen und Erfahrungen sind dementsprechend noch nicht abschließend zu würdigen. Im Zeitablauf wird es allerdings nach Auffassung der Monopolkommission dazu kommen, dass sich Datenprozesse nach anfänglichen Schwierigkeiten einspielen werden. Dabei ist die Standardisierung sowohl von Prozessen als auch von Datenformaten elementar, damit das System seine Funktionsfähigkeit entfalten kann.

176 Nach § 29 Abs. 2 GasNZV hat der Netzbetreiber für die Abwicklung der Gaslieferungen an Letztverbraucher ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kWh und ab einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Mio. kWh diese Letztverbraucher mit einer registrierenden Leistungsmessung auszustatten.

177 Die Bundesnetzagentur legt in ihrem Beschluss dar, dass die Festlegung sowohl mit dem Energiewirtschaftsgesetz als auch mit den europarechtlichen Vorgaben im Einklang steht; vgl. dazu BNetzA, Beschluss vom 28. Mai 2008, BK7-08-002, S. 16. Zur Kritik vgl. Stäck, B., Die Liberalisierung des deutschen Gasmarktes, Münster, Univ., Diss., 2009, S. 94. Beispielsweise haben die Saar Ferngas AG und andere wegen des Verstoßes gegen geltendes Recht Beschwerde gegen die Festlegung der Bundesnetzagentur beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingelegt.

178 Dies bedeutet, dass im Fall eines positiven Saldos eine Ausschüttung und im Fall eines negativen Saldos eine Verrechnung der Umlage erfolgt. Der zweitgenannte Fall scheint allerdings eine höhere Wahrscheinlichkeit zu haben als der erstgenannte.

179 Vgl. Stäck, B., a.a.O., S. 96.

**258.** Dadurch, dass ein Korb von Referenzpreisen zur Bestimmung der Ausgleichsenergieentgelte herangezogen wird, lassen sich volatile Entwicklungen der Ausgleichsenergiepreise verhindern. Darüber hinaus spiegelt ein solches Vorgehen die internationale Bedeutung der Beschaffung von Gas wider. Die Monopolkommission begrüßt dieses Vorgehen, sieht allerdings das Zustandekommen der gewählten Preise kritisch. So gelten nicht alle herangezogenen Handelsplattformen als liquide, da nicht durchgängig gehandelt wird.[180] Bedenklich scheint aus Sicht der Monopolkommission, dass als Referenzpreise ersatzweise OTC-Preise verwendet werden, die wiederum aus einer Befragung der Marktteilnehmer resultieren. Für die Tage, an denen darüber hinaus kein OTC-Preis ermittelt werden kann, werden Preise vom Vortag herangezogen. Die Monopolkommission sieht hier die Gefahr von Verzerrungen, solange die Liquidität auch an den Referenzbörsen fehlt.[181] Dem gebildeten Preis für die Ausgleichsenergieentgelte fehlt damit die gewünschte Aussagekraft; der Preis kann nicht als Referenzpreis dienen. Die Monopolkommission empfiehlt weiterhin, die Liquidität der Börsen zu stärken, damit den dort gebildeten Preisen auch wirklich eine Leitfunktion zukommen kann.

**259.** Den Schilderungen der Marktteilnehmer gegenüber der Monopolkommission ist zu entnehmen, dass die Etablierung eines funktionsfähigen Marktes für Ausgleichs- und Regelenergie bis dato noch nicht stattgefunden hat. Die aktuell ausgeschriebenen Produkte sind sehr heterogen und wenig am tatsächlichen Bedarf ausgerichtet. Die Monopolkommission hält die Schaffung eines Marktes für Regelenergie für einen wichtigen Schritt auf dem Weg hin zu einem wettbewerblich organisierten Gasmarkt und setzt sich detailliert mit diesem Thema in Kapitel 7 auseinander.

## *5.3 Netzentgeltregulierung*

**260.** In ihrem ersten Sondergutachten zur Energiewirtschaft hat die Monopolkommission die rechtlichen Grundlagen der Netzentgeltregulierung sowohl im Elektrizitäts- als auch im Gasbereich im Einzelnen vorgestellt.[182]

**261.** Die nachstehende Tabelle 5.2 gibt einen Überblick, welchen Anteil am Einzelhandelspreis die Entgelte ausmachen. Im Stromsektor liegt dieser Teil bei rund 30 % und im Gassektor bei knapp 20 %. Dieser Bereich lässt sich über die hier im Folgenden dargestellte Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur beeinflussen. Steuern und Abgaben sind der Höhe nach politisch vorgegeben. Der Block Beschaffung und Vertrieb unterliegt keiner Regulierung.

180 So wurde z.B. im vierten Quartal 2008 von 92 Liefertagen kein einziger am APX Zeebrugge gehandelt und lediglich 37 am APX-TTF. An der EEX wurden 91 Liefertage für NCG gehandelt und am APX für den NBP alle 92. Diese Daten beruhen auf Angaben der EEX.

181 Die fehlende Liquidität des Börsenhandels stellt einen Schwerpunkt von Kapitel 4 dar.

182 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 344 ff. sowie Tz. 516 ff.

*Tabelle 5.2:*

**Zusammensetzung des Einzelhandelspreises Elektrizität und Gas für Haushaltskunden 2007 und 2008 in Prozent (Grundversorgungstarif)**

| | Elektrizität | | Gas | |
|---|---|---|---|---|
| | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 |
| **Energiebeschaffung und Vertrieb** | 29,6 | 34,2 | 54,6 | 54,2 |
| **Netzentgelte** | 31,5 | 27,4 | 18,2 | 18,3 |
| **Steuern** | 26,1 | 25,4 | 23,5 | 23,6 |
| **Abgaben** | 12,8 | 13 | 3,7 | 3,9 |

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 105 und 203.

**262.** Im Grundsatz sieht das Energiewirtschaftsgesetz zwei mögliche Methoden zur Entgeltregulierung im Energiesektor (Strom und Gas) vor. Zum einen wird eine kostenbasierte Entgeltbildung im Sinne von § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG vorgegeben, bei der die Entgelte im Rahmen individueller Genehmigungsverfahren ex ante festgelegt werden. Die Entgelte sind danach auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu bilden. Dabei dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden. Die Vorgaben für die Kostenberechnung werden in der Stromnetzentgeltverordnung und in der Gasnetzentgeltverordnung weiter konkretisiert. Unter Zugrundelegung der kostenorientierten Entgeltregulierung hat die Bundesnetzagentur die Netzentgelte im Zeitraum zwischen November 2005 bis Ende 2008 in jeweils zwei Entgeltgenehmigungsrunden für den Strom- und den Gasbereich bestimmt.

**263.** Neben der kostenorientierten Entgeltregulierung ermächtigt § 21a EnWG zum anderen zur Einführung einer anreizorientierten Entgeltregulierung, die auf der Grundlage der Anreizregulierungsverordnung mit Wirkung zum 1. Januar 2009 für die Strom- und Gasnetze in Kraft getreten ist.[183] Danach werden die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse der Netzbetreiber aus den Netzentgelten (Erlösobergrenzen) zu Beginn einer fünfjährigen Regulierungsperiode vorab für jedes Kalenderjahr der Regulierungsperiode festgelegt.

Im Vorfeld einer Regulierungsperiode führt die Bundesnetzagentur gemäß der Verordnung einen bundesweiten bzw. im Fall der Übertragungsnetzbetreiber auch internationalen Effizienzvergleich (§§ 12, 22 ARegV) mit dem Ziel durch, die Effizienzwerte für die Netzbetreiber individuell zu ermitteln und Ineffizienzen beim Netzbetrieb aufzudecken. Die Festlegung der Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörde innerhalb einer Regulierungsperiode hat nach § 16 Abs. 1 ARegV so zu erfolgen, dass die ermit-

183 In ihrem ersten Sondergutachten hat die Monopolkommission bereits ausführlich zu dem damaligen Entwurf einer Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze Stellung genommen. Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 579 ff.

telten Ineffizienzen durch das Unternehmen unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch gleichmäßig über einen bestimmten Zeitraum abgebaut werden.[184]

Die Bestimmung der Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber hat laut § 7 ARegV in Anwendung einer in Anlage 1 aufgeführten Regulierungsformel zu erfolgen. Das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen wird nach § 6 Abs. 1 ARegV durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der Gasnetzentgeltverordnung und des Teils 2 Abschnitt 1 der Stromnetzentgeltverordnung bestimmt. Die Kostenprüfung erfolgt im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, gilt als Basisjahr im Sinne der Anreizregulierungsverordnung. Als Basisjahr für die erste Regulierungsperiode gilt somit das Jahr 2006. Gemäß § 6 Abs. 2 ARegV ist das Ausgangsniveau für die erste Regulierungsperiode das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung. Demzufolge soll das Ergebnis der Kostenprüfung in den 2008 ergangenen Entgeltgenehmigungsbescheiden der zweiten Genehmigungsrunde, das auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 basierte, die Ausgangsbasis für die Erlösobergrenzen der ersten Periode der Anreizregulierung bilden. In den nachfolgenden Abschnitten wird zunächst auf die kostenbasierte Entgeltregulierung – insbesondere auf die Praxis der Bundesnetzagentur in den ersten beiden Entgeltregulierungsperioden – eingegangen. In diesem Zusammenhang werden auch die höchstrichterliche Rechtsprechung zur kostenbasierten Entgeltregulierung im Strombereich[185] und ihre Implikationen für die Anreizregulierung beleuchtet. Anschließend werden die bisherigen Erkenntnisse zur ersten Anreizregulierungsperiode ausgewertet.

### 5.3.1 Kostenbasierte Netzentgeltregulierung

#### *5.3.1.1 Rückblick auf die erste Entgeltregulierungsperiode*

**264.** Die Vorgaben für die kostenorientierte Berechnung nach §§ 21, 23a EnWG im Energiesektor ergeben sich im Einzelnen aus der Stromnetzentgeltverordnung und der Gasnetzentgeltverordnung, insbesondere aus Teil 2 Abschnitt 1 der beiden Verordnungen. Die hierin enthaltenen Bestimmungen zur Kostenartenrechnung sind nach § 6 Abs. 1 ARegV auch für die Anreizregulierung im Rahmen der Festsetzung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen im Strom- und Gassektor maßgeblich. Die Netzkosten setzen sich danach aus den aufwandsgleichen Kosten (u.a. Fremdkapitalzinsen, § 5 StromNEV, § 5 GasNEV), den kalkulatorischen Abschreibungen (§ 6 StromNEV, § 6 GasNEV), der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung (§ 7 StromNEV, § 7 GasNEV) und den kalkulatorischen Steuern (§ 8 StromNEV, § 8 GasNEV) unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge (§ 9 StromNEV, § 9 GasNEV) zusammen. Neben reinen Kostenfaktoren wird also auch ein Gewinn für die Netzbetreiber in Form einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals berücksichtigt.

184 Dabei sollen in der ersten Regulierungsperiode die individuellen Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber so bestimmt werden, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden, also nach neun Jahren (fünf für den Strombereich und vier für den Gasbereich), abgeschlossen ist. Für die nachfolgenden Regulierungsperioden ist dagegen vorgesehen, dass die individuellen Effizienzvorgaben so bestimmt werden, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen jeweils zum Ende der betreffenden Regulierungsperiode abgeschlossen ist.

185 Zur BGH-Entscheidung vom 14. August 2008 vgl. Tz. 267-271.

**265.** In der ersten Regulierungsperiode wurden zum Teil deutliche Kostenkürzungen dadurch erreicht, dass die Regulierungsbehörden im Gegensatz zu einigen Netzbetreibern methodisch unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung der kalkulatorischen Kostenpositionen wählten. So setzte die Bundesnetzagentur mit der Umsetzung ihres Positionspapiers neben kürzeren Nutzungsdauern auch andere Indexreihen bei der Ermittlung der Tagesneuwerte an als die meisten Netzbetreiber. Weiterhin führte die Methode zur Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer zu deutlichen Kürzungen gegenüber den beantragten Netzentgelten.

**266.** Die größten Kürzungen wurden durch die Begrenzung des (Brutto-)Umlaufvermögens und durch die ermittelten kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen erreicht. Das Umlaufvermögen wurde in der Regel auf ein Drittel der Netzerlöse begrenzt. Dabei wurde auf das Bruttoumlaufvermögen, also ohne Abzug des kurzfristigen Fremdkapitals, abgestellt. Bei der Eigenkapitalverzinsung gingen die Regulierungsbehörden davon aus, dass das zu verzinsende Eigenkapital maximal 40 % des kalkulatorischen betriebsnotwendigen Vermögens betragen dürfe. Unternehmen, die eine höhere Eigenkapitalquote als 40 % in ihrem Kapitalkostensatz auswiesen, konnten für dieses Kapital nur einen Fremdkapitalzins von maximal 4,8 % ansetzen (sog. doppelte Deckelung). Die Eigenkapitalzinssätze lagen hingegen bei 6,5 bzw. 7,8 %. Durch die unterschiedliche Auslegung der Regulierungsbehörden und Energieunternehmen ergaben sich bei den Unternehmen Kürzungen der beantragten Entgelte von 0 bis 30 %. Im Gassektor lagen sie bei bis zu 28,7 %.

***BGH-Entscheidung (Elektrizität)***

**267.** Der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs hat zu umstrittenen Fragen der kostenbasierten Netzentgeltregulierung am 14. August 2008 in sechs Beschlüssen höchstrichterlich Stellung genommen.[186] Die Rechtsbeschwerdeverfahren betrafen Kostenentgeltbescheide aus der ersten Entgeltregulierungsrunde im Strombereich. Gegenstand der Verfahren waren in fünf Fällen Entscheidungen von Landesregulierungsbehörden gegenüber kommunalen Energieversorgungsunternehmen, in einem Fall hingegen die Stromentgeltregulierung der Bundesnetzagentur gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET). VET hatte im Oktober 2005 bei der Bundesnetzagentur die Genehmigung der Preise beantragt. Die Bundesnetzagentur hatte mit Bescheid vom 6. Juni 2006 dem Antrag nur teilweise entsprochen und die von VET angesetzten Netzentgelte um knapp 18 % gekürzt. Zugleich hatte die Bundesnetzagentur VET mittels einer Auflage rückwirkend dazu verpflichtet, dass das Unternehmen – für die Übergangsphase zwischen Antragstellung und Entgeltgenehmigung (Zeitraum vom 1. November 2005 bis 30. Juni 2006) – die Differenz zwischen den bisher erhobenen Netzentgelten und den im Bescheid genehmigten Entgelten berechnet und diese Mehrerlöse kostenmindernd in der nächsten Kalkulationsperiode berücksichtigt. Gegen die Nichtanerkennung der im Antrag geltend gemachten Kostenpositionen und die skizzierte Mehrerlössaldierung der Bundesnetzagentur hatte VET zunächst Beschwerde vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf eingelegt und Eilrechtsschutz beantragt. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat die Auflage zur Mehrerlössaldierung im Eil- und Hauptsacheverfahren aufgehoben, die Beschwerde jedoch im Übrigen zurückgewiesen.[187]

186 BGH, Beschlüsse vom 14. August 2008, KVR 39/07, 27/07, 34/07, 35/07, 36/07 und 42/07.

187 OLG Düsseldorf, Beschluss im Eilverfahren vom 21. Juli 2006, Beschluss im Hauptsacheverfahren vom 9. Mai 2007, VI-3 289/06 Kart.

**268.** Der Bundesgerichtshof hat die Berechnung der Regulierungsbehörden im Rahmen seiner Entscheidungen im Wesentlichen bestätigt und die Kürzungen weitgehend gebilligt. Dies betrifft zunächst die von den Behörden im Rahmen der kalkulatorischen Restwertermittlung des Sachanlagevermögens nach § 32 Abs. 3 StromNEV gewählten Ansätze, die zu Abzügen bei den Kostenpositionen „kalkulatorische Abschreibung“ und „kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung“ führten. Das Oberlandesgericht Koblenz hatte diese Frage in vorangegangenen Verfahren gegen einen Beschluss der Landesregulierungsbehörde Rheinland-Pfalz anderweitig beschieden.[188] Ferner hat der Bundesgerichtshof die doppelte Deckelung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung im Rahmen von § 7 StromNEV der Bundesnetzagentur entgegen der Auffassung des Oberlandesgerichts Naumburg[189] gebilligt.[190] Der Bundesgerichtshof hob in diesem Zusammenhang hervor, Sinn und Zweck der Deckelung in § 6 Abs. 2 Satz 4 StromNEV sei es, überhöhtes Eigenkapital kalkulatorisch nur beschränkt wirksam werden zu lassen, da ein hoher Eigenkapitalanteil als Indiz für unzureichenden Wettbewerb gelte. Dieser Zielrichtung könne nur dadurch Rechnung getragen werden, dass die vorgesehene Eigenkapitalquote nicht nur bei der Ermittlung des kalkulatorischen Restwertes des Sachanlagenvermögens nach § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 und 2 StromNEV berücksichtigt werde, sondern auch im Rahmen der Berechnung der Eigenkapitalverzinsung. Inzwischen hat der Verordnungsgeber durch eine redaktionelle Änderung in § 7 StromNEV klargestellt, dass die kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 % für jedwedes in der Stromnetzentgeltverordnung definierte Eigenkapital gilt.[191]

**269.** Darüber hinaus hat der Bundesgerichtshof die Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer durch die Bundesnetzagentur im Wesentlichen gebilligt. Dies betrifft zum einen die Abzugsfähigkeit der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei ihrer eigenen Bemessungsgrundlage, des Gewerbeertrags, als Betriebsausgabe. Die Netzbetreiber unterlagen insoweit mit ihrer Auffassung, dass die Eigenkapitalverzinsung durch die spätere Gewerbesteuer nicht geschmälert werden dürfe („Kostenneutralität“). Zusätzlich hat der Bundesgerichtshof die Berücksichtigung kalkulatorischer Steuern aus Scheingewinnen als Bestandteil des zu versteuernden Gewerbeertrags nach § 7 StromNEV verneint.

**270.** Der Bundesgerichtshof wandte sich indes gegen den zugrunde gelegten Hebesatz. Nach Ansicht des Gerichtshofs hätte die Bundesnetzagentur bei der Berechnung der Gewerbesteuer den zugrunde liegenden Steuermessbetrag im Fall von VET in Zerlegungsanteile aufspalten müssen, da das Unternehmen Betriebsstätten in mehreren Gemeinden unterhielt (§ 28 Abs. 1 GewStG). Die Netzbetreiber konnten sich außerdem in zwei weiteren Punkten durchsetzen. Der Bundesgerichtshof entschied, dass im Bau befindli-

188 OLG Koblenz, Beschlüsse vom 4. Mai 2007, W 621/06 Kart, W 605/06 Kart, W 595/06 Kart.

189 OLG Naumburg, Hinweisbeschluss vom 2. März 2007, 1 W 25/06.

190 Die Berechnung erfolgt dabei in vier Schritten: (1) Ermittlung der auf höchstens 40 % begrenzten kalkulatorischen Eigenkapitalquote (§ 6 Abs. 2 Satz 3 und 4 StromNEV), (2) Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (§ 7 Abs. 1 Satz 2 StromNEV), (3) Bestimmung des die zugelassene Eigenkapitalquote von 40 % übersteigenden Eigenkapitals ausgehend von dem nach § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 4 StromNEV ermittelten Gesamtbetrag (§ 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV), (4) Errechnung der Zinsen für die jeweiligen Eigenkapitalsummen, d.h. jeweils aus dem unter und dem über 40 % liegenden Betrag.

191 Die Änderung wurde mit Wirkung zum 6. November 2007 durch Artikel 2 der Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung vom 29. Oktober 2007, BGBl. I S. 2529, 2544, eingeführt.

che Anlagen und geleistete Anzahlungen bei den Ermittlungen des nach § 7 Abs. 1 Satz 3 StromNEV zu verzinsenden Eigenkapitals nach den für Neuanlagen geltenden Grundsätzen berücksichtigungsfähig sind, sofern die Betriebsnotwendigkeit zu bejahen ist. Nur so werde gewährleistet, dass der Netzbetreiber für sein zur Herstellung von Anlagen aufgewendetes Kapital grundsätzlich denselben Betrag erwarten kann wie für Kapital, das er in anderen Bereichen des Netzbetriebs investiert hat. Schließlich hat der Bundesgerichtshof entschieden, dass gesicherte Erkenntnisse für das Planjahr auch bei der Verlustenergie nach § 10 StromNEV angesetzt werden können.

**271.** Zur Frage der Behandlung von Erlösen, die der Netzbetreiber im Zeitraum zwischen Stellung des Netzentgeltgenehmigungsantrags und dem Erlass des Netzentgeltgenehmigungsbescheides aus der Anwendung von Netzentgelten vereinnahmt hat, die höher als diejenigen des Genehmigungsbescheides sind, hat der Bundesgerichtshof entgegen dem Oberlandesgericht Düsseldorf entschieden, dass die angeordnete Saldierung der Mehrerlöse zulässig ist. Die in § 23a Abs. 5 Satz 1 EnWG vorgesehene Regelung, dass bis zur Entscheidung über den Netzentgeltgenehmigungsantrag die bisherigen Entgelte „beibehalten" werden dürfen, beinhaltet nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nicht, dass die Netzbetreiber die bis zur Genehmigungserteilung vereinnahmten Erlöse endgültig einbehalten dürfen. Diese Entscheidung des Gerichtshofs ist nach Ansicht der Monopolkommission zu begrüßen, da sie Wettbewerbsverzerrungen vermeidet, die allein dadurch entstehen, dass über die Entgeltgenehmigungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten entschieden wird. Auch der Gesichtspunkt des Vertrauensschutzes führt nicht zu einer anderen Beurteilung, da die Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes und der Stromnetzentgeltverordnung im November 2005 zu Beginn der neuen Planperiode bereits in Kraft waren und die Netzbetreiber wissen konnten, dass sich ihre Entgelte an den neuen gesetzlichen Vorgaben messen lassen müssen. Der Ausgleich hat nach Ansicht des Bundesgerichtshofs dadurch zu erfolgen, dass die Mehrerlöse – wie durch die Bundesnetzagentur angeordnet – entsprechend § 9 StromNEV in der nächsten Genehmigungsperiode entgeltmindernd in Ansatz zu bringen sind. Demnach muss also in der laufenden Periode keine Anpassung der erhobenen Entgelte gegenüber den betroffenen Netznutzern vorgenommen werden. Die Monopolkommission sieht den Nachteil dieser Regelung darin, dass sie zu Ungleichbehandlungen führen kann, da die Lieferbeziehungen der Netzbetreiber zu den einzelnen Netznutzern in der nächsten Periode nicht in demselben Umfang fortbestehen müssen. Allerdings hat diese Regelung die Rechtssicherheit und Praktikabilität auf ihrer Seite. Vor dem Hintergrund, dass zwei Drittel der 256 Netzbetreiber die Entgeltbescheide erst im Frühjahr 2007 erhielten und die beantragten Netzentgelte im Schnitt um 13 % gekürzt wurden, muss im Zuge des BGH-Urteils zudem eine große Zahl Netzbetreiber mit erheblichen Rückforderungen rechnen.

#### *5.3.1.2 Rückblick auf die zweite Entgeltregulierungsperiode*

**272.** Ursprünglich sollte mit Beginn des Jahres 2008 die kostenbasierte Entgeltregulierung von der Anreizregulierung abgelöst werden. Der breit angelegte Konsultationsprozess sowie die politische Diskussion um die Ausgestaltung der Anreizregulierungsverordnung hatten zur Folge, dass sie erst am 6. November 2007 in Kraft getreten ist. Auch andere Maßnahmen zur Vorbereitung der Anreizregulierung, wie die verspäteten Bescheide der ersten kostenbasierten Entgeltregulierung, führten dazu, dass der Beginn der

Anreizregulierung auf den 1. Januar 2009 verlegt werden musste.[192] Dies machte eine zweite Runde der kostenbasierten Entgeltregulierung für das Jahr 2008 erforderlich.

**273.** In der zweiten Genehmigungsrunde wurden neben den kalkulatorischen Kostenpositionen weitere Kostenkategorien einer detaillierten Prüfung unterzogen, was die Monopolkommission begrüßt. So wurde die Netzhistorie genauer untersucht, um den ansetzbaren Wert der Anlagegüter zu identifizieren. Zusätzlich prüfte die Bundesnetzagentur, ob das Verbot der Abschreibungen unter Null auch tatsächlich eingehalten wurde. Erstmalig wurden in der zweiten Entgeltgenehmigungsrunde aufwandsgleiche Kosten analysiert. Dabei standen die Ausgaben für konzern- oder gruppeninterne Dienstleistungen, Aufwendungen für Beratungsleistungen sowie Sponsoring und Werbung im Fokus. Des Weiteren wurden die operativen Kosten des Netzbetriebs einer vertieften Prüfung unterzogen. So wurden für Betriebskosten mithilfe eines Effizienzbenchmarking ansetzbare Höchstgrenzen ermittelt. Nach der erfolgten Liberalisierung des Messwesens wurden auch die Preise für Messung und Abrechnung erstmals genauer untersucht. Dabei wurden für die Messentgelte Höchstsätze festgelegt, die nicht überstiegen werden durften. Prinzipiell ist die genauere Prüfung der Mess- und Abrechnungsentgelte in der zweiten Regulierungsperiode zu begrüßen. Jedoch konnte die Bundesnetzagentur nach Angaben der Marktteilnehmer die extreme Spreizung dieser Entgelte von bis zu 400 % nicht verhindern.

**274.** Kleinere Netzbetreiber mit weniger als 15.000 (Gas) bzw. 30.000 (Strom) unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden hatten im Rahmen der zweiten Entgeltregulierungsperiode die Möglichkeit, an einem vereinfachten Netzentgeltgenehmigungsverfahren teilzunehmen.[193] Sofern dies gewünscht wurde, mussten die jeweiligen Unternehmen einen entsprechenden Antrag bis zum 15. Dezember 2007 bei den zuständigen Regulierungsbehörden stellen. Diese vereinfachte Kostengenehmigung implizierte eine Fortschreibung der Netzentgelte aus der ersten Genehmigungsrunde. Für betroffene Netzbetreiber stellen damit die genehmigten Netzentgelte bzw. Kosten der ersten Periode die Entgelte der zweiten Regulierungsperiode 2008 und gleichzeitig auch die Ausgangsbasis für die Ermittlung der Erlösobergrenze der ersten Anreizregulierungsperiode beginnend mit Januar 2009 dar.[194] Im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur haben von der Möglichkeit des vereinfachten Verfahrens insgesamt 145 Stromnetzbetreiber und 129 Gasnetzbetreiber Gebrauch gemacht.

**275.** Zum Stichtag 1. April 2008 hat die Bundesnetzagentur wiederholt eine Erhebung der Netzentgelte für die verschiedenen Kundengruppen vorgenommen. Um die Auswirkungen der Kostenkürzungen bei den Netzentgelten auf den Endkunden zu veranschaulichen, stellt die Bundesnetzagentur in ihrem aktuellen Monitoringbericht die mengengewichteten Netzentgelte für die unterschiedlichen Kundengruppen der Jahre 2006 bis 2008 grafisch dar.[195] Wie auch in den beiden ersten Monitoringberichten nimmt die

192 Die Monopolkommission hatte sich bereits im ersten Sondergutachten kritisch zu der verzögerten Einführung der Anreizregulierung geäußert. Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 584 ff.

193 Um den Kundenbegriff zu definieren, haben sich die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden an den Auslegungsgrundsätzen der Entflechtung vom 1. März 2006 orientiert. Dieser Ansatz ist inzwischen gerichtlich bestätigt worden. Die Bundesnetzagentur hat keine weiteren Kriterien bei der Zulassung zum vereinfachten Verfahren angewendet.

194 Vgl. auch § 24 Abs. 1 ARegV.

195 Befragt wurden hierzu wie in den vergangenen Erhebungen Großhändler und Lieferanten.

Bundesnetzagentur eine Abgrenzung der Kundenkategorien gemäß den Definitionen des Statistischen Amtes der Europäischen Gemeinschaften (Eurostat) vor. Es ergeben sich die folgenden Gruppen für den Elektrizitätssektor:

- Ig (Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/ Jahr)[196],
- Ib (Gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr)[197],
- Dc (Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr)[198].

Bei den beiden gewerblichen Kundenkategorien Ig und Ib wurde wie in den vergangenen Monitoringberichten eine Differenzierung nach dem ermäßigten Steuersatz für das Produzierende Gewerbe und dem Regelsteuersatz, der für die übrigen Unternehmen zu zahlen ist, vorgenommen. Bei den Haushaltskunden wird zwischen Grundversorgungskunden und Kunden außerhalb der Grundversorgung unterschieden. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Netzentgelte von 2006 bis 2008.

**276.** Die Tabelle 5.3 zeigt, dass die Haushaltskunden wie auch in den Vorjahren die höchsten Netzentgelte pro kWh zu zahlen haben. Dies lässt sich insbesondere darauf zurückführen, dass diese Kundenkategorie an die unterste Netzebene angeschlossen ist und somit auch die anteiligen Netzkosten aller vorgelagerten Netzebenen zu tragen hat. Die beiden ersten Regulierungsperioden haben jedoch für die Haushaltskunden zu einer vergleichsweise starken Absenkung der zu tragenden Netzentgelte/Kosten geführt. So sind diese in den Jahren 2006 bis 2008 um durchschnittlich nahezu 19 % (allgemeiner Tarif) bzw. 20 % (Tarife außerhalb der Grundversorgung) gesunken. Auch bei den gewerblichen Kunden sind die Netzentgelte um etwa 20 % gesunken. Die Senkung der Stromnetzentgelte fällt bei den Industriekunden in den Jahren 2006 bis 2008 mit etwa 12 % (Kunden mit ermäßigtem Steuersatz) bzw. 15 % (Kunden mit Regelsteuersatz) am geringsten aus.

***Tabelle 5.3:***

**Entwicklung der Netzentgelte Elektrizität 2006 bis 2008 (mengengewichtet in ct/kWh)**

| | | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|---|---|---|---|
| **Dc** | **(Allgemeine Preise/Allgemeiner Tarif)** | 7,30 | 6,34 | 5,92 |
| **Dc** | **(außerhalb Grundversorgung)** | 7,30 | 6,28 | 5,83 |
| **Ib** | **mit ermäßigter Stromsteuer** | 6,38 | 5,49 | 5,07 |
| **Ib** | **mit Regelsteuersatz** | 6,37 | 5,49 | 5,08 |
| **Ig** | **mit ermäßigter Stromsteuer** | 1,65 | 1,51 | 1,46 |
| **Ig** | **mit Regelsteuersatz** | 1,70 | 1,53 | 1,45 |

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 45.

196 Diese Kundengruppe hat eine Jahreshöchstlast von 4.000 kW und eine Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden. Sie wird aus dem Mittelspannungsnetz (10 oder 20 kV) versorgt.

197 Diese Kundengruppe hat eine Jahreshöchstlast von 50 kW und eine Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden. Die Versorgung erfolgt aus dem Niederspannungsnetz (0,4 kV). Sofern in der Kundenkategorie Ib keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert für Ib auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.

198 Von dieser Kundengruppe werden 1.300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom) nachgefragt. Die Versorgung erfolgt aus dem Niederspannungsnetz (0,4 kV). Die typische Größe der Wohnung (Standardwohnung) beträgt 90 m². Sofern in der Kundenkategorie Dc keine Zweitarifmessung erfolgt, war der Wert für Dc auf der Basis einer Belieferung mit Eintarifmessung anzugeben.

**277.** Aufgrund der deutlichen Netzentgeltkürzungen konnte der Anstieg des Gesamtelektrizitätspreises zwar gebremst, jedoch nicht verhindert werden. Die Netzentgeltkürzungen werden nach Angaben der Bundesnetzagentur durch die gestiegenen Preisbestandteile für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ sowie Steuern und sonstige staatlich veranlasste Preisbestandteile überkompensiert. Jedoch ist es der Bundesnetzagentur in der zweiten Entgeltgenehmigungsrunde gelungen, durch die Kürzung der Netzentgelte den Anteil der Netzentgelte an den Gesamtkosten für Elektrizität spürbar zu mindern. Insbesondere bei den Haushaltskunden (Dc) und den gewerblichen Kunden (Ib) kommt den Netzentgelten mit etwa einem Drittel des Gesamtelektrizitätspreises eine sehr hohe Bedeutung zu. Bei der Kundengruppe Dc (allgemeiner Tarif) sank der Anteil am Gesamtelektrizitätspreis von 2006 bis 2008 um mehr als 10 % auf 27,41%. Bei den Haushaltskunden, die ihren Strom außerhalb der Grundversorgung beziehen, sank der Anteil deutlich geringer, von 31,5% auf 27,7%.[199]

**278.** Im Gassektor werden die folgenden typischen Verbrauchsgruppen unterschieden:

- l4-1 (große Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 116.300 Mwh/ Jahr),
- l1 (mittlere und kleine Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 116,3 Mwh/Jahr),
- D3 (Haushalts- und Kleingewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 23.260 kWh).

**279.** Die nachstehende Tabelle 5.4 stellt die Entwicklung der mengengewichteten Netzentgelte in ct/kWh für die Jahre 2006 bis 2008 jeweils zum Stichtag 1. April dar. Es zeigt sich, dass das von der Bundesnetzagentur gekürzte Volumen von 450 Mio. EUR bis 2007 zu einem Absinken der durchschnittlichen Netzentgelte geführt hat. Insgesamt lassen sich aber über alle Kundenkategorien leicht höhere Netzentgelte feststellen. Dieses Phänomen wird durch den sinkenden inländischen Erdgasverbrauch der letzten beiden Jahre getragen, weil sich das fixe Kostenvolumen für den Netzerhalt auf entsprechend niedrige Gasausspeisemengen verteilt und sich daher die auf eine ausgespeiste Kilowattstunde Gas bezogenen Kosten erhöhen.

***Tabelle 5.4:***

**Entwicklung der Netzentgelte Gas von 2006 bis 2008 (mengengewichtet in ct/kWh)**

| | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|---|---|---|
| **l4-1** | 0,30 | 0,17 | 0,21 |
| **l1** | 1,03 | 0,93 | 1,00 |
| **D3 (Grundversorgung)** | 1,35 | 1,20 | 1,26 |
| **D3 (außerhalb Grundversorgung)** | –[1] | 1,19 | 1,29 |

[1] Für die Kundengruppe D3 außerhalb des Grundversorgungstarifs wurden in 2006 keine Daten erhoben.

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 133

199 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 47.

*Kritische Würdigung der zweiten Kostenregulierungsperiode*

**280.** Generell sieht es die Monopolkommission als kritisch an, dass unter anderem die Verzögerungen bei der Kostenregulierung zu einer Verzögerung bei der Einführung der Anreizregulierung geführt haben. Hierdurch wurden Ineffizienzen, die mit der Anwendung einer kostenbasierten Entgeltkontrolle einhergehen, für ein weiteres Jahr hervorgerufen. Dies gilt insbesondere vor der bereits im ersten Sondergutachten zur Energiewirtschaft erwähnten Tatsache, dass die Kalkulationsprinzipien der Kostenregulierung in der Stromnetzentgeltverordnung über weite Teile auf den Kalkulationsprinzipien der Verbändevereinbarung Elektrizität beruhen. Die dort geltend gemachten Kosten basieren auf den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers – nicht jedoch auf den Kosten eines effizienten Netzbetreibers gemäß § 21 Abs. 2 EnWG.[200]

**281.** Durch die Vereinfachung der Verfahren für kleine Netzbetreiber konnte sich die Bundesnetzagentur verstärkt auf die Auswertung der Kostenunterlagen der großen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber konzentrieren. Dies führte zum einen zu einer erheblichen Beschleunigung der Genehmigungsverfahren im Rahmen der zweiten kostenbasierten Regulierungsperiode. Zum anderen konnten die Kosten dieser Unternehmen – die den größten Anteil des Gesamtkostenvolumens ausmachen – genauer geprüft werden. Beide Aspekte sind aus Sicht der Monopolkommission generell zu begrüßen, auch wenn sich die Monopolkommission der Kosten des vereinfachten Verfahrens der zweiten Entgeltregulierungsperiode bewusst ist. So birgt es für die kleinen Netzbetreiber die Gefahr, dass sie in der zweiten Periode tatsächlich höhere Kosten als die genehmigten Kosten der ersten Periode hatten, diese aber nicht geltend machten, weil sie die Mühen für eine erneute Entgeltprüfung scheuten. Andererseits besteht auch die Gefahr, dass Kosten, die in der ersten Entgeltregulierungsperiode zu großzügig festgelegt wurden, in der zweiten Entgeltregulierungspreriode fortgeschrieben werden und die Ausgangsbasis für die Anreizregulierung bilden. In diesem Fall würden die bestehenden Ineffizienzen erst verspätet abgeschmolzen. Die hierdurch induzierte verspätete Absenkung der Netzentgelte muss schließlich vom Verbraucher getragen werden. Insbesondere vor dem Hintergrund der begrenzten Ressourcen der Bundesnetzagentur sieht die Monopolkommission eine Fokussierung auf die Auswertung der Unterlagen der großen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber als praktikablen Weg an, der zwar nicht zu optimalen Ergebnissen führt, allerdings die richtigen Prioritäten setzt.

**282.** Dass die Amtspraxis der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden auseinanderfallen, sieht die Monopolkommission als sehr problematisch an. Die Zusammenarbeit zwischen Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden verlangt aufwendige und zeitintensive Beratungen und Treffen, deren Ziel eine konsistente Entscheidungspraxis ist. Rechtlich entscheiden die Landesregulierungsbehörden jedoch unabhängig, sodass die Erreichung dieses Ziels nicht gesichert ist. So wurde der Monopolkommission von Seiten der Marktteilnehmer berichtet, dass eine uneinheitliche Regulierungspolitik vorgenommen wird, bei der Entscheidungen einzelner Regulierungsbehörden immer wieder von der Mehrheitsmeinung abweichen. Diese Unterschiede führen bei den Unternehmen zu erheblichen Planungsunsicherheiten. Es kann der Eindruck entstehen, dass die Regulierungstätigkeit genutzt wird, um Industriepolitik auf Länderebene zu betreiben.

200 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 368 ff. sowie Tz. 527 ff.

**283.** Die Monopolkommission ist besorgt über diese uneinheitliche Rechtsanwendung. Durch diese kommt es zu regulatorisch induzierten Ungleichbehandlungen von Unternehmen in Abhängigkeit davon, von wem diese reguliert werden. Hierdurch ist die Konsistenz des Regulierungsrahmens gefährdet. Insbesondere kritisiert die Monopolkommission, dass Landesregulierungsbehörden nicht dieselbe politische Unabhängigkeit genießen wie die Bundesnetzagentur. Der hierdurch gegebenen Versuchung einer Industriepolitik auf Landesebene ist zu widerstehen. Außerdem verfügen die Landesregulierungsbehörden nicht über dieselbe Expertise wie die Bundesnetzagentur, da ihnen durch ihre beschränkte Regulierungspraxis nicht dieselben Vergleichsmöglichkeiten gegeben sind. Die Monopolkommission ist daher äußerst skeptisch gegenüber der Regulierung durch die Landesregulierungsbehörden und fordert eine Regulierung anhand einheitlicher Maßstäbe, um Verzerrungen auf den Energiemärkten zu vermeiden.

### 5.3.2 *Anreizregulierung*

#### *5.3.2.1 Festlegung der Erlösobergrenzen*

**284.** Die Anreizregulierung konnte pünktlich zum 1. Januar 2009 starten, sodass im März 2009 die ersten Bescheide an die Netzbetreiber ergingen. Die Bundesnetzagentur hat für etwa 400 Netzbetreiber Effizienzvergleiche durchgeführt und Erlösobergrenzen festgelegt. Im Strombereich leitete die Behörde 242 Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ein, wobei sie in 97 Verfahren (darunter die vier großen Übertragungsnetzbetreiber) in originärer Zuständigkeit handelte und in 145 Verfahren im Rahmen der Organleihe. 136 Netzbetreiber wählten die Teilnahme am vereinfachten Verfahren. Im Gasbereich leitete die Bundesnetzagentur 214 Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenze, agierte dabei in 60 Verfahren (davon 9 Fernleitungsnetzbetreiber) in originärer Zuständigkeit und in 154 Verfahren im Rahmen der Organleihe. 135 Gasnetzbetreiber machten von der Möglichkeit der Teilnahme am vereinfachten Verfahren Gebrauch. Während die Netzentgelte in den ersten beiden – kostenbasierten – Regulierungsperioden stetig gesunken waren, wurde mit Beginn der Anreizregulierungsrunde erstmalig im Vergleich zu den Vorjahren eine durchschnittliche Netzentgelterhöhung von 2 % im Strom- und 4 % im Gasbereich gegenüber dem Vorjahr gebilligt.

**285.** Obwohl die genehmigten Kosten der vorangegangenen letzten Kostenregulierungsperiode gemäß § 6 Abs. 2 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenze für die erste Anreizregulierungsperiode bildeten, wovon ausgehend bestehende Ineffizienzen der Netzbetreiber abgebaut werden sollten, ist die genehmigte Erlösobergrenze zu Beginn der ersten Regulierungsperiode angestiegen. Besonders hoch fielen die Netzentgelterhöhungen im Strombereich bei den vier Übertragungsnetzbetreibern E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW aus. Im Schnitt stiegen die zulässigen Erlöse um deutlich mehr als 10 %, in einem Fall sogar um über 30 %. In der Abbildung 5.1 sind die zulässigen Netzentgelte auf Jahresbasis dargestellt.

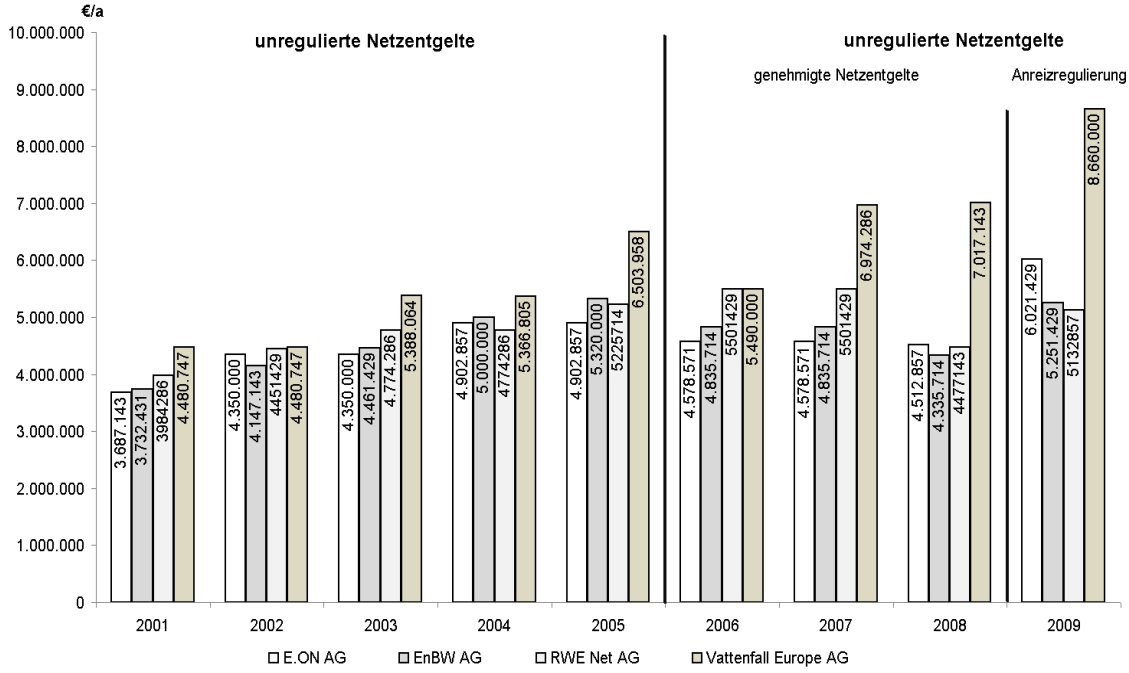
**286.** Die Höchstspannungsentgelte von E.ON stiegen mit Beginn der Anreizregulierung im Vergleich zum Vorjahr um 33 %, von Vattenfall Europe um 23 %, von EnBW um 21 % und von RWE um 14 %.[201] Auf den ersten Blick wirkt der stärkste

201 Vgl. VIK, Bis zu 33 % steigende Stromnetzentgelte belasten Kunden unnötig!, Pressemitteilung vom 18. Mai 2009, http://www.vik.de/index.php?id=71&backPID=71&tt_news=182. [Stand 1. Juni 2009]

Anstieg bei den genehmigten Obergrenzen gerade für die zwei zum Verkauf stehenden Übertragungsnetze von E.ON und Vattenfall Europe befremdlich. Die Bundesnetzagentur begründet diesen Anstieg insbesondere damit, dass sowohl im Strom- als auch im Gasbereich die allgemeine Geldwertentwicklung erhöhend in die Erlösobergrenze mit eingeflossen sei. Die allgemeine Geldwertentwicklung ist daher zu Beginn der Anreizregulierung mit einem relativ hohen Wert von 2,26 % berücksichtigt worden. Dieser Effekt wird nur zum Teil durch den sektoralen Produktivitätsfaktor kompensiert, der mit 1,25 % im Vergleich zur Inflationsrate gering ausfällt.

***Abbildung 5.1:***

**Netzentgelte der vier Übertragungsnetzbetreiber**




Quelle: VIK, Höchstspannungsnetzentgelte 2009 1. Q, www.vik.de/fileadmin/vikpressemitteilungen/vik_Hoechstspannungsnetzentgelte_ 2009_1Q.jpg [Stand: 1. Juni 2009], dargestellt sind die Netzkosten industrieller Abnehmer mit einer kumulierten Abnahmemenge von 1 Twh/a

**287.** Zusätzlich habe die sog. Best-of-four-Abrechnung im Rahmen des Effizienzvergleichs zu einer sehr großzügigen Regelung für die Netzbetreiber im Hinblick auf die Beurteilung ihrer Effizienzwerte geführt. Darüber hinaus hätten die Netzbetreiber von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, einen pauschalierten Investitionszuschlag zu beantragen. Weiterhin habe eine Übergangsregelung die Möglichkeit eröffnet, unter bestimmten Voraussetzungen auch Kosten von nicht beim Netzbetreiber beschäftigten Personen als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile“ bei den Personalkosten geltend zu machen. Im Strombereich habe zudem der neu festgelegte Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,29 % (bisher 7,91 %) und für Altanlagen in Höhe von 7,56 % (bisher 6,5 %) zu einer Erhöhung gegenüber den anerkannten Netzkosten der letzten Entgeltgenehmigung geführt. Im Gassektor hätten Mindererlöse aus

den vorherigen Kalkulationsperioden, die mithilfe der periodenübergreifenden Saldierung ermittelt wurden, zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze beigetragen.

**288.** Die überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber befinden sich aktuell noch im Verfahren zur Entgeltgenehmigung. Die Bundesnetzagentur hatte, wie noch auszuführen sein wird,[202] Ende letzten Jahres festgestellt, dass die Netzbetreiber keinem wirksamen bestehenden oder potenziellen Wettbewerb ausgesetzt sind und daher dazu angehalten sind, ihre Netzentgelte genehmigen zu lassen. Ab 2010 werden die Netzentgelte dieser Netzbetreiber ebenfalls im Rahmen der Anreizregulierung bestimmt.

**289.** Im Strombereich wurde mit Stand vom 6. April 2009 gegen 123 Bescheide Rechtsbeschwerde eingelegt und im Gasbereich gegen 78 Bescheide. Dies entspricht einer Quote von 51 % im Stromsektor und von 36 % im Gassektor.

#### *5.3.2.2 Kritische Würdigung der Anreizregulierung*

**290.** Die Monopolkommission steht der Einführung einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte grundsätzlich positiv gegenüber. Mit einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte wird versucht, regulatorisch Wettbewerb zu simulieren, indem die Erlöse bzw. die Preise über die Dauer einer Regulierungsperiode von den Kosten abgekoppelt werden. Die Unternehmen werden hierdurch angehalten, sich sowohl an der Produktivititätsentwicklung der Elektrizitäts- bzw. Gasbranche als auch an der eigenen Kostenentwicklung zu orientieren. Von dieser Art der Regulierung gehen allgemein positive ökonomische Anreize hinsichtlich der allokativen, produktiven und dynamischen Effizienz aus. Zum einen wird die Nachfrage bei der Preissetzung berücksichtigt und zum anderen werden Kostensenkungen durch Produktivitätsfortschritte an die Netznutzer weitergegeben. Darüber hinaus können die Netzbetreiber durch zusätzliche Rationalisierungsanstrengungen Gewinne realisieren, die sie einbehalten dürfen. Effiziente Unternehmen erhalten demnach eine höhere Kapitalverzinsung. Dagegen erzielen ineffiziente Unternehmen geringere Renditen.[203] Gleichwohl ist die Anreizregulierung in ihrer Wirkung als ein Instrument zur Senkung der Energiepreise für die Endverbraucher nicht zu überschätzen, da die Netzentgelte nur einen Teil der Energiepreise ausmachen.

**291.** Kritische Punkte bei der Umsetzung der Anreizregulierung sieht die Monopolkommission in der Abgrenzung der beeinflussbaren von den nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen sowie dem Effizienzvergleich, den Kosten für Systemdienstleistungen, der Berücksichtigung von Investitionen sowie der Qualitätsregulierung.

##### *Beeinflussbare Kosten – Effizienzvergleich*

**292.** Wie bereits im ersten Sondergutachten zur Energiewirtschaft erörtert, ergibt sich der beeinflussbare Kostenanteil aus der Differenz der Gesamtkosten des Netzbetriebs abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und etwaiger gebietsstrukturell bedingter Kosten.[204] Der Effizienzvergleich erfolgt auf der Basis der beeinflussbaren Kosten. Ein im Effizienzvergleich als effizient identifiziertes Unternehmen hat kein weiteres Kostensenkungspotenzial bei

202 Vgl. dazu Abschnitt 5.3.2.3.
203 Vgl. dazu ausführlich Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Kapitel 5.
204 Vgl. ebenda, Tz. 586.

den beeinflussbaren Kosten. Für diesen Netzbetreiber beträgt die individuelle Effizienzvorgabe daher 0 %. Für ein Unternehmen mit einem geringeren sog. Effizienzwert beträgt die individuelle Effizienzvorgabe hingegen die Differenz zwischen dem individuellen Effizienzwert und 100 %.

**293.** Im Vorfeld der Anreizregulierung hatte die Bundesnetzagentur sowohl im Gas- als auch im Strombereich gemäß § 12 ARegV einen bundesweiten Effizienzvergleich durchzuführen, mit dem die durchschnittlichen Effizienzwerte der Unternehmen ermittelt wurden. Zur Ermittlung der Effizienz der Übertragungsnetzbetreiber hatte die Bundesnetzagentur im Jahr 2008 zudem einen internationalen Effizienzvergleich nach § 22 Abs. 1 und 2 ARegV durchgeführt.[205] Bei den Fernleitungsnetzbetreibern wurden dagegen die Effizienzwerte anhand eines nationalen Effizienzvergleichs gemäß § 22 Abs. 3 und 4 ARegV ermittelt.[206] Auf dieser Basis ergaben sich für die in Deutschland tätigen Übertragungsnetzbetreiber Effizienzwerte zwischen 90 und 100 %. Die Effizienzwerte für die Gasfernleitungsnetzbetreiber liegen zwischen 86 und 100 %. Damit liegt die durchschnittlich ermittelte Effizienz bei den Fernleitungsnetzbetreibern bei 91,7 %, wohingegen sie bei den Übertragungsnetzbetreibern bei 88 % liegt.

**294.** Bei den Stromverteilernetzbetreibern liegen die Effizienzwerte in einer Bandbreite von 79,5 % bis 100 % mit einer durchschnittlichen Effizienz von 92,2 %. Die durchschnittliche Effizienz, die sich aus dem Vergleich der Gasverteilnetzbetreiber ergibt, beträgt 87,3 % wobei die Werte der einzelnen Netzbetreiber nach Angaben der Bundesnetzagentur in einer Spannweite von 56,4 % bis 100 % variieren.

Netzbetreiber mit weniger als 30.000 (Strom) und weniger als 15.000 (Gas) unmittelbar angeschlossenen Kunden konnten an einem vereinfachten Verfahren teilnehmen (§ 24 ARegV). Für diese Unternehmen beträgt der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode 87,5 % (§ 24 Abs. 2 Satz 1 ARegV). Dieser Wert erscheint der Monopolkommission relativ hoch. Der Anteil der Netzbetreiber am vereinfachten Verfahren beträgt nach Angaben der Bundesnetzagentur bezogen auf Anzahl aller Netzbetreiber im Bundesgebiet immerhin ca. 78 % im Stromsektor und etwa 74 % im Gassektor. Der Anteil dieser Unternehmen an der gesamten Absatzmenge an Verbrauchern liegt jedoch nur bei 15 % (Strom) und 7,6 % (Gas). Die Monopolkommission sieht die Gefahr, dass durch den relativ hohen Effizienzwert im Rahmen des vereinfachten Verfahrens gerade für besonders ineffiziente kleine Netzbetreiber eine „Fluchtmöglichkeit“ gegeben ist. Bestehende Effizienzsteigerungspotenziale von ineffizienten kleinen und in der Regel in öffentlicher Trägerschaft befindlichen Versorgungsun-

205 Bei den Übertragungsnetzbetreibern ist aufgrund der geringen Anzahl an nationalen Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland gemäß den Vorgaben des § 22 ARegV ein internationaler Effizienzvergleich durchgeführt worden. Ebenso wie bei den Fernleitungsnetzbetreibern konnte aufgrund der geringen Datenbasis die Stochastic Frontier Analysis (SFA) nicht angewendet werden. Gemäß § 22 Abs. 2 ARegV ist parallel zum internationalen Effizienzvergleich eine Referenznetzanalyse vorbereitet worden, um im Bedarfsfall die Belastbarkeit der Ergebnisse zu verbessern. Die ermittelte durchschnittliche Effizienz bei Fernleitungsnetzbetreibern liegt bei 91,7 %; bei Übertragungsnetzbetreibern liegt sie auf der Basis der Data Envelopment Analysis (DEA) durchschnittlich bei 88 %.

206 Im Rahmen des Effizienzvergleichs der Fernleitungsnetzbetreiber ist wegen der geringen Anzahl von Vergleichsunternehmen ausschließlich die Vergleichsmethode DEA angewendet worden. Zusätzlich wurde die ökonometrische Kostentreiberanalyse auf der Basis von Daten amerikanischer Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt sowie Ergebnisse international vergleichbarer Studien herangezogen.

ternehmen werden so nicht ausgeschöpft. Hinzu kommt der Umstand, dass durch die Ausnahmeregelung mehrere hundert Stadtwerke keinem Qualitätsmanagement unterliegen. Eine hinreichende Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit auf Endverteilerebene kann damit nicht gewährleistet werden.

Die Bundesnetzagentur hat der Monopolkommission gegenüber eine Fluchtmöglichkeit für kleine ineffiziente Netzbetreiber bestritten und als Argument angeführt, dass kein Zusammenhang zwischen Unternehmensgröße und Effizienz festzustellen sei. Über die tatsächlichen Effizienzwerte der Teilnehmer im vereinfachten Verfahren liegen jedoch keine Erkenntnisse vor.

***Konzessionsabgaben als Bestandteil nicht beeinflussbarer Kosten***

**295.** Konzessionsabgaben sind gemäß § 21a Abs. 4 EnWG und § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 ARegV ein nicht beeinflussbarer Kostenbestandteil. Sie werden von den Gemeinden für das Recht zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Endkunden im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen, erhoben. Mithin sind sie eine unmittelbare Einnahmequelle der Kommunen. In der Konzessionsabgabenverordnung werden verbindliche Höchstbeträge für die einzelnen Gemeinden festgelegt, die nach Gemeindegrößenklassen gestaffelt sind. Danach können nach der Einwohnerzahl größere Gemeinden höhere Beträge verlangen als kleinere.

**296.** Die in der Konzessionsabgabenverordnung festgelegten Beträge stellen lediglich Obergrenzen dar. Es ist jeder Gemeinde grundsätzlich freigestellt, auch niedrigere Abgaben zu erheben. In diesem vorgegebenen Rahmen sind die Konzessionsabgaben daher zwischen der Gemeinde und dem jeweiligen Netzbetreiber der Höhe nach frei verhandelbar. Das Potenzial für niedrige Verhandlungsergebnisse wird allerdings durch die Kategorisierung der Konzessionsabgaben als nicht beeinflussbarer Kostenbestandteil konterkariert. Denn Netzbetreiber können Konzessionsabgaben gleich welcher Höhe an die Endkunden überwälzen. Würde man hingegen die Konzessionsabgaben, anders als der Gesetzgeber es vorsieht, zu den beeinflussbaren Kosten zählen, so könnte sich andererseits auch das bereits jetzt vorhandene bedenkliche Diskriminierungspotenzial voll entfalten.[207] Dieses Diskriminierungspotenzial besteht, weil Gemeinden häufig Träger kommunaler Energieversorgungsunternehmen sind, die im Wettbewerb zu dritten Energieversorgern stehen.

***Systemdienstleistungen als Bestandteil beeinflussbarer Kosten***

**297.** Im Zuge der Einführung der Anreizregulierung war im Jahr 2008 über die Behandlung der von den Netzbetreibern zu erbringenden Systemdienstleistungen für die Zeit der ersten Regulierungsperiode zu entscheiden. Die in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten und Erlöse können unter den Voraussetzungen des § 11 Abs. 2 ARegV zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen erklärt werden, wenn sie einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Die Bundesnetzagentur erkannte Kompensationszahlungen für die grenzüberschreitenden Stromflüsse und die Erlöse aus dem grenzüberschreitenden Engpassmanagement als nicht beeinflussbare Kosten an. Diese

207 Vgl. die Ausführungen zu den Behinderungspraktiken resultierend aus Konzessionsabgaben, die gegenwärtig vom Bundeskartellamt untersucht werden, in Kapitel 9.

sind daher von den Effizienzvorgaben des § 16 ARegV ausgenommen und können an den Netznutzer weitergegeben werden. Hingegen erkannte die Bundesnetzagentur in der Verlustenergie, der Regelenergie sowie in den Kosten aus der EEG-Veredelung beeinflussbare Kostenbestandteile. In diesen Bereichen bestünden auch unter Berücksichtigung von bereits ergangenen Festlegungen und den seitens der Netzbetreiber vorgelegten freiwilligen Selbstverpflichtungen aktuell noch Möglichkeiten zur Kostenbeeinflussung.

**298.** Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen teilweise erheblich gestiegene Kosten für diese Systemdienstleistungen geltend gemacht. Die Kostensteigerungen wurden anschließend im Rahmen von individuellen Prüfungen untersucht und lediglich teilweise anerkannt. Dennoch erscheint der Anstieg der Erlösobergrenzen zwischen 7,6 % bis hin zu 30,2 % beträchtlich.

**299.** Die Monopolkommission teilt die Auffassung der Bundesnetzagentur, dass die Erlöse und Kompensationszahlungen aus dem Engpassmanagement nicht als beeinflussbare Kostenkomponenten in die Anreizregulierung einbezogen werden sollten. Bei den Systemdienstleistungen Verlustenergie, Regelenergie und EEG-Veredelung sind die Einflussmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber hingegen beträchtlich. Die Monopolkommission muss in diesem Zusammenhang allerdings darauf hinweisen, dass die Anreizregulierung alleine nicht in der Lage sein wird, den negativen Einflüssen der vermachteten Erzeugerstrukturen auf die Erbringung von Systemdienstleistungen befriedigend entgegenzuwirken.[208]

***Anhebung der Eigenkapitalzinssätze***

**300.** Mitte 2008 hat die Bundesnetzagentur die Eigenkapitalzinssätze für Betreiber von Gas- und Elektrizitätsnetzen für die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung neu festgelegt. Die Verpflichtung zur Festlegung neuer Eigenkapitalzinssätze ergibt sich aus § 7 Abs. 6 der Entgeltverordnungen. Bisher waren die Eigenkapitalzinssätze im Rahmen der Entgeltverordnungen festgeschrieben und lagen für Neuanlagen bei 7,91 % beim Strom und bei 9,21 % beim Gas sowie für Altanlagen bei 6,57 % (Strom) und bei 7,8% (Gas). Ab 2009 betragen die Eigenkapitalzinssätze einheitlich für alle Elektrizitäts- und Gasnetze für Neuanlagen 9,29 % und für Altanlagen 7,56 %.

**301.** Die ursprünglichen Eigenkapitalzinssätze waren unter Berücksichtigung der Tatsache, dass der risikolose Zins in Höhe von 4,23 % anzusetzen ist, gering. Der risikolose Zins ergibt sich aus den Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Nach den ursprünglichen Eigenkapitalzinssätzen für Neuanlagen beispielsweise hätte sich daher lediglich ein Wagniszuschlag von 3,68 % im Stromsektor und von 4,98 % im Gassektor ergeben. Diese Werte berücksichtigen dabei noch nicht, dass die anfallende Körperschaftssteuer den Wagniszuschlag weiter reduziert. Für die Bestimmung der neuen Eigenkapitalzinssätze wurde das Capital Asset Pricing Model (CAPM) als kapitalmarktorientierter Ansatz verwendet. Ergänzend hat die Bundesnetzagentur die Verzinsung des eingesetzten Kapitals von Netzbetreibern im europäischen Ausland zur Bestimmung eines angemessenen Wagniszuschlags herangezogen. Dabei zeigte sich, dass die ermittelten Zuschläge oberhalb des Durchschnitts der Wagniszuschläge im europäischen Ausland liegen.

208 Vgl. auch die Analyse zur Regelenergie in Kapitel 7.

*Berücksichtigung von Investitionen in die Netzinfrastruktur*

**302.** Zur Gewährleistung hinreichender Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen sind nach § 23 ARegV von der Bundesnetzagentur Investitionsbudgets zu genehmigen. Diese zählen nach § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen, sofern sie in der Regulierungsperiode durchgeführt und kostenwirksam werden. Das Instrument der Investitionsbudgets dient der Sicherstellung von Netzerweiterungen und -umstrukturierungen in Transportnetzen und somit der Vermeidung des Entstehens von Netzengpässen. Investitionsbudgets sind auf Antrag von der Bundesnetzagentur zu genehmigen, wenn die Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für den Ausbau des nationalen und internationalen Verbundnetzes oder für einen bedarfsgerechten Netzausbau nach § 11 EnWG erforderlich sind.

**303.** Unabhängig vom Zeitpunkt innerhalb der Regulierungsperiode erhöhen genehmigte Investitionsbudgets die Erlösobergrenze. Eine diesbezügliche Anpassung der Erlösobergrenze kann jährlich stattfinden. Die Prüfung und Genehmigung solcher Budgets erfolgt projektbezogen. Anerkennungsfähig sind ausschließlich Kapitalkosten.

**304.** Zu Anfang diesen Jahres hat die Bundesnetzagentur eine öffentliche Konsultation zu Antragsinhalten und der prinzipiellen Umsetzung des § 23 ARegV durchgeführt. Als Resultat ergab diese Konsultation die „Leitfäden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 ARegV“ jeweils für Elektrizität und Gas. Die Leitfäden enthalten neben den Antragsvorgaben Grundsätze, nach denen die Prüfung und Anerkennung der beantragten Budgets erfolgt. Die Festlegungskompetenz gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 8 ARegV wurde hiermit jedoch bisher nicht ausgeschöpft.

**305.** Die Antragsfrist für entstandene und voraussichtlich entstehende Kosten der Jahre 2007 bis 2009 ist am 30. Juni 2008 abgelaufen. 41 Transport- und Verteilernetzbetreiber haben fast 300 Investitionsbudgets beantragt. Das beantragte Gesamtvolumen der genannten Jahre beträgt ca. 9 Mrd. EUR, wovon 7,3 Mrd EUR den Übertragungsnetzbetreibern, 800 Mio. EUR den Fernleitungsnetzbetreibern, 900 Mio. EUR den Verteilnetzbetreibern Strom und etwa 50 Mio. EUR den Verteilnetzbetreibern Gas zuzuordnen sind. Die Bundesnetzagentur ist bestrebt, möglichst viele Investitionsbudgetanträge bis Mitte des Jahres zu bescheiden.

**306.** Die Bundesnetzagentur vertritt die Auffassung, dass die Netzbetreiber bei ihrer Investitionsauslösung rechtlich nicht an die Genehmigung eines Investitionsbudgets gebunden sind. Die unsichere Refinanzierung ihrer Netzausbaukosten sei daher kein Argument, beispielsweise anschlussberechtigten Windparkbetreibern die rechtzeitige Anbindung eines Offshore-Windparks zu verwehren. Die Monopolkommission stimmt dieser Aussage insoweit zu, als die Übertragungsnetzbetreiber durch § 17 Abs. 2a EnWG dazu verpflichtet sind, einen privilegierten Netzanschluss für diese auf eigene Kosten zu errichten und zu betreiben. Aus ökonomischer Sicht jedoch gelten hierfür die wirtschaftlichen Anreize im Allgemeinen nicht. Vielmehr wird ein Netzbetreiber das Auslösen einer Investition auch davon abhängig machen, ob und in welcher Höhe ein Investitionsbudget genehmigt wurde. Es ist daher nach Ansicht der Monopolkommission unerlässlich, dass die Bundesnetzagentur zeitnah über die beantragten Budgets entscheidet.

**307.** Des Weiteren ist aus Sicht der Monopolkommission darauf zu achten, dass die Investitionsbudgets um die Erlöse aus dem Engpassmanagement bereinigt werden, da diese wahlweise für den Ausbau der Netze zu verwenden sind. Da die zulässige Erlösober-

grenze bzw. die Netzkosten um die genehmigten Investitionskosten steigen, ist die Bundesnetzagentur unbedingt dazu angehalten, von der in § 23 Abs. 5 Satz 2 ARegV gegebenen Möglichkeit Gebrauch zu machen, die Genehmigung um Nebenbestimmungen zu ergänzen. Damit sollen den Netzbetreibern Anreize zur Tätigung effizienter Investitionen gegeben werden. Dies würde allerdings implizieren, dass die Bundesnetzagentur über die Kompetenz verfügt, den Investitionsbedarf der Netze zutreffend abzuschätzen.

***Qualitätselement***

**308.** Während ein Netzbetreiber bei einer kostenorientierten Regulierung Anreize zu überhöhten Investitionen hat, besteht bei einer anreizorientierten Regulierung aufgrund des Kostensenkungsdrucks und Anreizen zur Gewinnerzielung die Gefahr, dass notwendige Investitionen unterbleiben und die Qualität der Netze sinkt. Zur Gewährleistung eines hinreichenden Maßes an Versorgungssicherheit ist daher der Aufbau einer zur Anreizregulierung komplementären Qualitätsregulierung unabdingbar.

**309.** Die Qualitätsregulierung ist über ein Qualitätselement (Q-Element), das Bestandteil der Erlösobergrenzenformel ist, umzusetzen (§§ 18 bis 21 ARegV). Durch das Q-Element erhalten diejenigen Netzbetreiber, deren Netze eine komparativ gute Qualität aufweisen, einen Zuschlag auf die Erlösobergrenze. Netzbetreiber mit vergleichsweise schlechter Qualität müssen Abschläge in Kauf nehmen. Gemäß § 19 Abs. 1 ARegV hat sich das nach wie vor im Detail durch die Bundesnetzagentur festzulegende Q-Element in gleichen Teilen zum einen an der Netzzuverlässigkeit und zum anderen an der Netzleistungsfähigkeit zu orientieren.

**310.** Im Strombereich sieht § 19 Abs. 2 Satz 1 ARegV den Beginn der Qualitätsregulierung zur zweiten Regulierungsperiode vor. Prinzipiell besteht aber auch die Möglichkeit, sie bereits zur oder im Laufe der ersten Regulierungsperiode einzuführen, sofern hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. Für Gas soll die Qualitätsregulierung bei Vorliegen belastbarer Daten erst zur zweiten oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode starten. Die Bundesnetzagentur arbeitet nach eigener Aussage darauf hin, noch im Laufe der ersten Regulierungsperiode ein Q-Element für den Bereich Strom zu implementieren. Für den Gasbereich wird eine Einführung des Q-Elements für den Start der zweiten Regulierungsperiode angestrebt.

**311.** Als problematisch sieht es die Monopolkommission, dass immer noch nicht geklärt erscheint, wie Qualitätsstandards gesetzt und bei Unterschreiten sanktioniert werden. Die Bundesnetzagentur steht gegenwärtig vor der Herausforderung, passende Qualitätskennzahlen zu ermitteln, diese geeignet zu gewichten und aus ihnen anreizgerechte Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen zu entwickeln. Zulässige Qualitätskennzahlen sind gemäß § 20 Abs. 1 ARegV zur Bewertung der Netzzuverlässigkeit insbesondere Dauer und Häufigkeit der Unterbrechung der Energieversorgung, die Menge der nicht gelieferten Energie und die Höhe der nicht gedeckten Last. Für die ausgewählten Kennzahlen sind die entsprechenden Werte der einzelnen Netzbetreiber zu ermitteln. Dies geschieht über die Datenerhebung zu den Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG. Für die Netzleistungsfähigkeit können insbesondere die Häufigkeit und Dauer von Maßnahmen zur Bewirtschaftung von Engpässen und die Häufigkeit und Dauer des Einspeisemanagements nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz als Kennzeichen dienen. Darüber hinaus sind Grundüberlegungen zur möglichen Kennzahlenverwendung im Gasbereich geplant, um schnellstmöglich ein

gasspezifisches Konzept zu entwickeln. Im Gegensatz zum Strombereich existieren im Gasbereich derzeit keine etablierten Kennzahlen der Qualitätsmessung. Aufgrund der hohen Komplexität beider Qualitätsbereiche hat sich die Bundesnetzagentur dazu entschlossen, Beratungsprojekte für die einzelnen Themengebiete der Qualitätsregulierung auszuschreiben. Die Ergebnisse dieser Analysen stehen bei Fertigstellung dieses Gutachtens noch aus.

**312.** Die Monopolkommission begrüßt es sehr, dass die Bundesnetzagentur bereits in der ersten Regulierungsperiode ein Q-Element zur Qualitätssicherung in der Anreizregulierung der Elektrizitätsnetze zum Einsatz bringen möchte. Nach Auffassung der Monopolkommission ist jede Qualitätsregulierung grundsätzlich an dem aus Nachfragersicht gewünschten Versorgungsniveau zu orientieren. Die Höhe der Versorgungsqualität ist danach an den Bedürfnissen der Verbraucher auszurichten, die beispielsweise durch ihre Zahlungsbereitschaft gespiegelt wird. Die Monopolkommission stimmt in ihrer Auffassung daher mit der Bundesnetzagentur überein, dass Ziel der Überlegungen zum Q-Element ein angemessener Investitions- und Aufwandsanreiz sein muss, der einen volkswirtschaftlich optimalen Ressourceneinsatz für eine angemessene Zuverlässigkeit und eine bedarfsgerechte Leistungsfähigkeit betriebswirtschaftlich lohnend macht. Diese Feststellung lässt ausdrücklich auch die Möglichkeit offen, dass das bisherige und in traditioneller Regulierung erwirkte Qualitätsniveau gemessen am Bedarf zu hoch gewesen ist. Zwar gab die Bundesnetzagentur an, dass Sanktionen aufgrund zu niedriger Qualität noch nicht notwendig gewesen seien, da die Netze in sehr gutem Zustand seien.[209] Darüber hinaus erfüllten die Netzbetreiber ihre qualitätsbezogenen Aufgaben im Allgemeinen. Die Entwicklung der Netzqualität werde jährlich nach den Vorgaben des § 51 EnWG gemessen. Erneut hätten sich die deutschen Netzbetreiber bei dem sog. System Average Interruption Duration Index (SAIDI), einem Index für Versorgungsunterbrechungen, auch weiterhin an der Spitze der europäischen Netzbetreiber befunden.

**313.** Zumindest für den Elektrizitätsbereich widerspricht dies jedoch dem Fazit der Bundesnetzagentur in ihrem Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbaudichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber, den sie gemäß § 63 Abs. 4a EnWG erstellte und am 8. Januar 2008 veröffentlichte. Hier kommt sie zu dem Schluss: „Die Netzzustands- und Netzausbauberichte der Übertragungsnetzbetreiber zeigen, dass im deutschen Übertragungsnetz Investitionsbedarf in ganz erheblichem Umfang besteht. Die Gründe für diesen Bedarf sehen die Netzbetreiber im Ersatz veralterter Betriebsmittel, der notwendigen Anpassung des Netzes an die erwarteten Einspeisungen von Kraftwerken, an die Netzauslastung aufgrund der Zunahme der Windenergierzeugung sowie die technisch vorgegebenen Grenzen der Belastbarkeit der Elektrizitätsnetze.“[210] Die Monopolkommission sieht es zudem als wahrscheinlich an, dass auch ein erheblicher Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene besteht. Vor den skizzierten widersprüchlichen Angaben zur Netzqualität ist es ein

209 So hat es nach Auskunft der Bundesnetzagentur im Jahr 2007 in Deutschland eine Nichtverfügbarkeit von Elektrizität von 19,25 Minuten je Letztverbraucher und von 4,07 Minuten je Letztverbraucher von Gas gegeben.

210 Vgl. BNetzA, Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbaudichte der deutschen Elektritätsübertragungsnetzbetreiber gemäß § 63 Abs. 4a EnWG vom 8. Januar 2008, S. 36, online unter www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12385.pdf.

Versäumnis der Regulierung, dass das Qualitätselement nicht bereits zu Beginn der Anreizregulierung implementiert wurde.

#### *5.3.2.3 Einbezug der Fernleitungsnetzbetreiber in die Anreizregulierung*

**314.** Die überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber unterlagen bis dato aufgrund der Sondervorschriften des § 3 Abs. 2 GasNEV keiner Kostenprüfung nach § 23a EnWG. Die Bundesnetzagentur hat sich diesem Sachverhalt nun vertieft gewidmet und nach eingehender Prüfung in zehn ergangenen Entscheidungen festgestellt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber keinem Leitungswettbewerb ausgesetzt sind.[211] Die Entscheidungen legen dar, dass Netzbetreiber eine dominierende Marktmacht besitzen und somit über nicht durch den Wettbewerb kontrollierte Verhaltensspielräume verfügen.

**315.** Die Bundesnetzagentur stützt ihre Entscheidung auf mehrere Argumente. Erste Indizien sind die klassischen marktanteilsbezogenen Kennziffern, die in den meisten Fällen eindeutig auf Marktmacht der untersuchten Fernleitungsnetzbetreiber hinweisen. Darüber hinaus besteht für die Netznutzer aufgrund der langfristigen Ausbuchung des überwiegenden Teils der Kapazitäten keine Möglichkeit, auf Alternativangebote auszuweichen. Auch die Praxis der verbundenen Gasversorgungsunternehmen, den Gastransport über die eigene Konzernschwester abzuwickeln, spricht gegen wirksamen Wettbewerbsdruck. Zudem ist nicht erkennbar, dass die Netzbetreiber sich um eine Weitervermarktung der Kapazitäten bemüht hätten. Des Weiteren sieht die Bundesnetzagentur erhebliche Marktzutrittsschranken[212] für neue Unternehmen, sodass auch kein potenzieller Leitungswettbewerb registriert werden kann.

**316.** Die Beschlüsse der Bundesnetzagentur verpflichten die Fernleitungsnetzbetreiber nun dazu, ihre Netzentgelte kostenorientiert zu bilden. Innerhalb von zwei Monaten war ein Antrag auf Genehmigung der Gasnetzentgelte nach § 23 a EnWG zu stellen. Die Bundesnetzagentur prüfte diese in einem ersten Durchgang und versendete Vollständigkeitsschreiben an alle Unternehmen. Ab dem 1. Januar 2010 unterliegen die Fernleitungsnetzbetreiber der Anreizregulierung und müssen entsprechend den Vorgaben der Bundesnetzagentur ihre Effizienzwerte steigern. Die bereits erwähnten Werte dazu lagen im Bereich von 86 bis 100 %.[213] Die Regulierungsbescheide mit der Kostenprüfung sind noch nicht ergangen.

---

211 Vgl. BNetzA, Beschlüsse vom 5. November 2008, BK4-07/100 bis BK4-07/111. Die betroffenen Unternehmen sind Dong Energy Pipelines, Eni gas Transport Deutschland, E.ON Gastransport, Erdgas Münster Transport, Gasunie Deutschland Transport Services, Gaz de France Deutschland Transport, ONTRAS – VNG Gastransport, RWE Transportnetz Gas, Atatoil Hydro Deutschland und WINGAS Transport.

212 Zu diesen Marktzutrittsschranken zählen unter anderem planungs- und umweltrechtliche Genehmigungsverfahren, die vor einem Leitungsbau durchgeführt werden, die Spielräume der etablierten Netzbetreiber bei der Preisgestaltung und die Tatsache, dass Investitionskosten in der Regel versunkene Kosten sind. Letztgenannte entstehen in erster Linie aufgrund des notwendigen Neubaus der Leitungen und stellen ein Risiko für den neuen Wettbewerber dar. Reagiert der etablierte Betreiber nun auf einen drohenden Marktzutritt mit einer aggressiven Preispolitik, müsste der neue Wettbewerber darauf bei Markteintritt reagieren; dann wiederum wird ein Erwirtschaften der versunkenen Kosten unmöglich. Es wird keinen Markteintritt geben und der drohende Markteintritt verliert seine Wirkung.

213 Vgl. dazu auch Tz. 293.

**317.** Alle Unternehmen haben Beschwerde gegen die Beschlüsse eingereicht. Diese Verfahren sind noch nicht abgeschlossen, in den meisten Verfahren laufen noch die Beschwerdebegründungsfristen; erste Verhandlungstage waren für Juni 2009 angesetzt.

**318.** Die Monopolkommission sieht in den Entscheidungen der Bundesnetzagentur einen wichtigen Schritt für den Gasmarkt und begrüßt diesen sehr. Bereits in ihren vorhergehenden Gutachten sah sie die in § 3 Abs. 2 GasNEV verankerte Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltregulierung sehr kritisch und sah die Situation, dass auch nach Inkrafttreten der Gasnetzentgeltverordnung weiterhin ungeprüfte Netzentgelte verlangt werden konnten, als ausgesprochen misslich an.[214] Die vom Verordnungsgeber nicht näher begründete Annahme, dass auf der Ebene der überregionalen Gasfernleitungsnetze tatsächlicher oder potenzieller Leitungswettbewerb vorliegt, konnte in Anbetracht der Marktsituation nicht nachvollzogen werden. Für die Gasfernleitungsnetze treffen die gleichen ökonomischen Grundsätze zu, wie sie auch für die regionalen und lokalen Weiterverteilernetze gelten. Demnach stellen die Gasfernleitungsnetze (noch) ein resistentes natürliches Monopol dar.[215] Die Netzgebiete der überregionalen Ferngasgesellschaften sind historisch bedingt voneinander abgegrenzt. Ein Gashändler hat daher nur im Ausnahmefall die Wahl zwischen mehreren Netzbetreibern.

**319.** Die bisweilen vorgebrachten Einwendungen, dass es in der Vergangenheit durchaus zu parallelem Leitungsbau und zum Stichleitungsbau kam und folglich keine relevanten strukturellen Markteintrittsbarrieren im Bereich der Gasfernleitungsnetze bestehen würden, treffen so nicht zu. Die in der Vergangenheit aufgebaute Transport- und Speicherinfrastruktur durch die WINGAS diente vorrangig dem konzerninternen Versorgungsinteresse der WINGAS-Muttergesellschaft BASF. Bis auf diese historische Ausnahmesitutation hat es seit der Liberalisierung keinen signifikanten parallelen Leitungsbau mehr gegeben. Zudem kam es nur sehr vereinzelt zum Stichleitungsbau. Die durch das WINGAS-Netz räumlich begrenzte Leitungsparallelität reicht jedoch als alleinige Rechtfertigung für die Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltregulierung nicht aus. Selbst bei teilweise sich überlappenden Netzen ist eher von strategischem Parallelverhalten auszugehen als von einem Leitungswettbewerb zwischen den Netzbetreibern. Auch die derzeitige Struktur des deutschen Gasmarktes mit seiner Vielzahl von Marktgebieten zeigt keine Indizien für einen Wettbewerb zwischen den Ferngasnetzbetreibern.

## *5.4 Zwischenfazit*

**320.** Die Monopolkommission würdigt die Anwendung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes über die Regulierung und die Wettbewerbsaufsicht. Das Energiewirtschaftsgesetz sieht vier koinzidente Entflechtungsarten vor, die von der Bundes-

214 Diese Aussage wiegt insbesondere deshalb schwer, weil die auf Fernleitungsebene verlangten Netzentgelte einen großen Teil der insgesamt verlangten Durchleitungsgebühren im Gasmarkt darstellen. Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, a.a.O., Tz. 36 f.; dies., Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 533 ff.

215 Zu den ökonomischen Grundlagen vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 434. Vgl. auch von Hirschhausen, C., Neumann, A., Rüster, S., Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland, Gutachten im Auftrag der EFET Deutschland vom 11. Mai 2007, S. 19 ff; Weizsäcker, C. von, Kurzgutachten zur Methode der Feststellung von Leitungswettbewerb auf der überregionalen Gas-Fernleitungsebene, Gutachten im Auftrag der BEB vom 10. August 2007.

netzagentur und den Landesregulierungsbehörden zu überwachen sind. Die Monopolkommission hat erhebliche Umsetzungsdefizite feststellen können, die dazu führen, dass eine tatsächliche Eigenständigkeit insbesondere im Rahmen der operationellen und der informationellen Entflechtung nicht gegeben ist. Die Monopolkommission fordert die Bundesnetzagentur dazu auf, die Vorschriften rigoros auszulegen, deren Umsetzung zu überwachen und bei Bedarf die ihr zur Verfügung stehenden Sanktionsmöglichkeiten zu nutzen.

**321.** Im Gassektor sieht die Monopolkommission eine weitere Zusammenlegung von Marktgebieten zur Etablierung eines jeweils bundeseinheitlichen Marktes für H- bzw. L-Gas als unverzichtbar an. Charakteristisch für ein Marktgebiet ist, dass innerhalb desselben keine Engpässe bestehen und nur eine Gasqualität (H- oder L-Gas) gehandelt wird. Größere Marktgebiete vereinfachen den Gastransport und machen ihn preiswerter. Des Weiteren führt eine Reduktion der Marktgebiete zu einer höheren Liquidität, die Abwicklung der Transporte wird erleichtert und der Umgang mit Regel- und Ausgleichsenergie wird effizienter gestaltet. Wenn der Engpass nicht durch einen sinnvollen Netzausbau behoben werden kann, ist eine separate Marktgebietsbildung zulässig.Um zweifelsfrei feststellen zu können, ob mehrere Marktgebiete sinnvoll sind und tatsächlich Teilnetze vorliegen, bedarf es transparenter Verfahren, die physikalische Engpässe eindeutig identifizieren bzw. prognostizieren. Diese Engpässe müssen permanenter Natur und nicht durch geeignete Engpassmanagementmethoden zu beheben sein. Die Monopolkommission erachtet die Aufnahme solcher Regelungen in die Gasnetzzugangsverordnung für sinnvoll. Die Zusammenlegung von Marktgebieten ist bei den beteiligten Netzbetreibern mit Kosten verbunden. Nach Auffassung der Monopolkommission bedarf es daher der Berücksichtigung der Kosten für den Netzausbau im Rahmen der Anreizregulierung. Die Monopolkommission plädiert aufgrund der Zentralität des Wettbewerbsproblems für eine Beschleunigung der Zusammenlegung und ruft die Bundesnetzagentur dazu auf, auch weiterhin bestimmt in diesem Prozess vorzugehen. In der Anordnung einer Marktgebietszusammenlegung sieht die Monopolkommission die Ultima Ratio. Darüber hinaus sähe die Monopolkommission die Einrichtung einer einheitlichen Marktgebiete-Kooperationsplattform als sinnvoll an. Diese sollte neben Kapazitäten auch Entgelte ausweisen und neben den marktgebietsaufspannenden auch die nachgelagerten Netzbetreiber einbeziehen.

**322.** Mit Einführung eines neuen Bilanzierungssystems im Gassektor verfolgt die Bundesnetzagentur das Ziel, ein transparentes, kostenorientiertes, diskriminierungsfreies, für alle Marktgebiete geltendes System zu erschaffen, um dadurch die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen und somit den Wettbewerb zu fördern. Die Monopolkommission begrüßt den Systemwechsel mit der Einführung von GABi Gas. Durch den Wechsel von der Stundenbilanzierung zur Tagesbilanzierung, den die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten 49 gefordert hatte, erhöht sich die Verantwortung der Netzbetreiber in einem deutlichen Umfang. Für die Bilanzkreisverantwortlichen nimmt die Komplexität der Belieferung deutlich ab. Kritisch sieht die Monopolkommission allerdings die Vereinbarkeit des Systemwechsels mit der deutschen Gasnetzzugangsverordnung und höherrangigem Recht sowie die sozialisierende Wirkung des Umlagekontos je Marktgebiet. Bei der Bestimmung der Ausgleichsenergieentgelte wird ein Korb von Referenzpreisen herangezogen. Dieses Vorgehen soll die Volatilität der Preisentwicklung reduzieren. Die Monopolkommission sieht allerdings das Zustandekommen der gewähl-

ten Preise problematisch. Nicht alle herangezogenen Handelsplattformen sind liquide und es müssen zum Teil OTC-Preise oder Vortageswerte ersatzweise herangezogen werden. Die Monopolkommission sieht hier die Gefahr von Verzerrungen. Dem gebildeten Preis für die Ausgleichsenergieentgelte fehlt damit die gewünschte Aussagekraft. Die Monopolkommission empfiehlt weiterhin, die Liquidität der Börsen zu stärken, damit den dort gebildeten Preisen auch wirklich eine Leitfunktion zukommen kann.

**323.** Am 1. Januar 2009 ist die Anreizregulierung für die Strom- und Gasnetze in Kraft getreten. Zu ihrer Vorbereitung hat die Bundesnetzagentur zwei Entgeltgenehmigungsrunden durchgeführt, welche die Ausgangsbasis für die Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung bilden. In diesen wurden zum Teil deutliche Kostenkürzungen dadurch erreicht, dass die Regulierungsbehörden im Gegensatz zu einigen Netzbetreibern methodisch unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung der kalkulatorischen Kostenpositionen gewählt haben. Der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs hat zu umstrittenen Fragen der kostenbasierten Netzentgeltregulierung im Strombereich höchstrichterlich Stellung genommen und die Berechnung der Regulierungsbehörden im Wesentlichen bestätigt. In der zweiten Genehmigungsrunde wurden neben den kalkulatorischen Kostenpositionen weitere Kostenkategorien einer detaillierten Prüfung unterzogen. Die Monopolkommission bemängelt die Verzögerung der Einführung der Anreizregulierung. Hierdurch wurden Ineffizienzen, die mit der Anwendung einer kostenbasierten Entgeltkontrolle einhergehen, um ein weiteres Jahr verlängert.

**324.** Die Monopolkommission ist besorgt über die uneinheitliche Rechtsanwendung im Rahmen der Netzregulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden. Dadurch kommt es zu regulatorisch induzierten Ungleichbehandlungen von Unternehmen in Abhängigkeit davon, von wem diese reguliert werden. Hierdurch ist die Konsistenz des Regulierungsrahmens gefährdet. Insbesondere kritisiert die Monopolkommission, dass Landesregulierungsbehörden nicht dieselbe politische Unabhängigkeit genießen wie die Bundesnetzagentur. Der hierdurch gegebenen Versuchung einer Industriepolitik auf Landesebene ist zu widerstehen. Außerdem verfügen die Landesregulierungsbehörden nicht über dieselbe Expertise wie die Bundesnetzagentur, da ihnen durch ihre beschränkte Regulierungspraxis nicht dieselben Vergleichsmöglichkeiten gegeben sind. Die Monopolkommission ist daher äußerst skeptisch gegenüber der Regulierung durch die Landesregulierungsbehörden und fordert eine Regulierung anhand einheitlicher Maßstäbe, um Verzerrungen auf den Energiemärkten zu vermeiden.

**325.** Die Monopolkommission steht der Einführung einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte grundsätzlich positiv gegenüber. Die Unternehmen werden angehalten, sich sowohl an der Produktivititätsentwicklung der Elektrizitäts- bzw. Gasbranche als auch an der eigenen Kostenentwicklung zu orientieren. Von dieser Art der Regulierung gehen allgemein positive ökonomische Anreize hinsichtlich der allokativen, produktiven und dynamischen Effizienz aus. Kritische Punkte bei der Umsetzung der Anreizregulierung sieht die Monopolkommission in der Abgrenzung der beeinflussbaren von den nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen sowie dem Effizienzvergleich, den Kosten für Systemdienstleistungen, der Berücksichtigung von Investitionen sowie der Qualitätsregulierung.

**326.** Handlungsbedarf besteht bei der Berücksichtigung von Investitionen sowie der Qualitätsregulierung. Zur Gewährleistung hinreichender Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen sind Investitionsbudgets zu genehmigen. Investitionsbudgets dienen der Sicherstellung von Netzerweiterungen und -umstrukturierungen. Aus ökonomischer Sicht wird ein Netzbetreiber das Auslösen einer Investition auch davon abhängig machen, ob und in welcher Höhe ein Investitionsbudget genehmigt wurde. Es ist daher nach Ansicht der Monopolkommission unerlässlich, dass die Bundesnetzagentur zeitnah über die beantragten Budgets entscheidet. Des Weiteren ist aus Sicht der Monopolkommission darauf zu achten, dass die Investitionsbudgets um die Erlöse aus dem Engpassmanagement bereinigt werden, da diese für den Ausbau der Netze zu verwenden sind.

**327.** Zur Gewährleistung eines hinreichenden Maßes an Versorgungssicherheit ist der Aufbau einer zur Anreizregulierung komplementären Qualitätsregulierung unabdingbar. Im Strombereich ist der Beginn der Qualitätsregulierung zur zweiten Regulierungsperiode vorgesehen. Für Gas soll die Qualitätsregulierung bei Vorliegen belastbarer Daten erst zur zweiten oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode starten. Als problematisch sieht es die Monopolkommission an, dass immer noch nicht geklärt ist, wie Qualitätsstandards gesetzt und bei Unterschreiten sanktioniert werden. Gleichwohl begrüßt sie die Ankündigung der Bundesnetzagentur, bereits in der ersten Regulierungsperiode ein Q-Element im Strombereich einzuführen. Ziel der Überlegungen zum Q-Element muss ein angemessener Investitions- und Aufwandsanreiz sein, der einen volkswirtschaftlich optimalen Ressourceneinsatz für eine angemessene Zuverlässigkeit und eine bedarfsgerechte Leistungsfähigkeit betriebswirtschaftlich lohnend macht. Vor dem Hintergrund widersprüchlicher Aussagen zur aktuellen Netzqualität sieht es die Monopolkommission als ein Versäumnis der Regulierung an, dass das Qualitätselement nicht bereits zu Beginn der Anreizregulierung implementiert wurde.

**328.** Im Einbezug der Gasfernleitungsnetzbetreiber in die Anreizregulierung ab dem 1. Januar 2010 sieht die Monopolkommission einen längst überfälligen Schritt der Bundesnetzagentur. Die überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber unterlagen bis dato aufgrund einer Ausnahme in der Gasnetzentgeltverordnung keiner Kostenprüfung. Die Bundesnetzagentur hat sich diesem Sachverhalt nun vertieft gewidmet und nach eingehender Prüfung in zehn ergangenen Entscheidungen festgestellt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber keinem Leitungswettbewerb ausgesetzt sind. Die Beschlüsse der Bundesnetzagentur verpflichten die Fernleitungsnetzbetreiber nun dazu, ihre Netzentgelte kostenorientiert zu bilden.

# 6. Engpassmanagement

## *6.1 Wirtschaftstheoretische Analyse*

**329.** Knappe physische Interkonnektorkapazitäten sind ein wesentliches Hindernis für den Wettbewerb auf Strom- und Gasmärkten. In der leitungsgebundenen Energiewirtschaft bestehen aus Sicht der Monopolkommission Probleme für den Wettbewerb auf dem Strommarkt vor allem durch Engpässe zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern (Grenzkuppelstellen) und im Gasmarkt vor allem durch Engpässe innerhalb Deutschlands zwischen einzelnen Marktgebieten.

Knappe physische Interkonnektorkapazitäten stehen der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes entgegen. Ziel von Liberalisierung und Marktöffnung ist es, die Wettbewerbsintensität durch den grenzüberschreitenden Handel mit Strom und Gas zu erhöhen. Aus wettbewerbspolitischer Perspektive ist die unbedingte Vermeidung von Engpässen eine wesentliche Voraussetzung für die fortwährende wettbewerbliche Disziplinierung der bislang marktmächtigen Erzeuger von Strom und der marktmächtigen Anbieter von Gas in ihren Marktgebieten. Andernfalls kann auf dem Strommarkt durch die hohen, insbesondere politischen Markteintrittsbarrieren eine wettbewerbliche Disziplinierung nicht gewährleistet werden. Auf dem Gasmarkt ist es durch die Abhängigkeit von ausländischen Gasvorkommen und die hierdurch stets gegebene Notwendigkeit einer Durchleitung zum Verbraucher unmöglich, gegebene Engpässe durch zusätzliche Angebote innerhalb eines Marktgebietes wettbewerblich auszugleichen.

### 6.1.1 Ökonomische Wirkungen von Netzengpässen[216]

**330.** Ein Engpass besteht, wenn an der Engpassstelle die Nachfrage nach Übertragungskapazität zum „Normalpreis“ das Angebot übersteigt. Beim Gasnetz entspricht der „Normalpreis“ dem kostenbasierten Preis für die Nutzung der Netzkapazität, folglich den Entry- und Exitgebühren. Im Stromnetz ist der „Normalpreis“ auf Großhandelsebene, beispielsweise an den Grenzen der deutschen Übertragungsnetze, Null.[217] Aus Sicht der Monopolkommission wird ein Engpass problematisch, wenn die Interkonnektorkapazität aufgrund der unterschiedlichen Erzeugerpreise dies- und jenseits des Interkonnektors stark einseitig und nicht nur vorübergehend vollständig beansprucht wird.[218] Im

216 Vgl. Höffler, F., Engpassmanagement und Anreize zum Netzausbau im leitungsgebundenen Energiesektor, Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Vallendar 2008.

217 Für Handel an der Strombörse EEX fällt kein Transportentgelt an, wenn beispielsweise Strom aus Dänemark an der EEX nach Deutschland verkauft wird. Transportkosten trägt erst der Käufer, der den Strom beispielsweise an Stadtwerke weiterverkauft.

218 Die relativ geringe physische Transportkapazität einer Leitung besagt hierbei per se noch wenig über die Möglichkeiten von Engpässen in der Zukunft. Hierzu müssen immer auch die relativen Angebots- und Nachfragebedingungen in miteinander verbundenen Regionen betrachtet werden. Strom ist ein homogenes Gut. Gas ist ein eingeschränkt homogenes Gut, das in Deutschland in zwei Qualitätsstufen gehandelt wird, die sich allerdings rechnerisch standardisieren lassen. Beim leitungsgebundenen Handel homogener Güter lassen sich die Transaktionen in unterschiedlicher Richtung grundsätzlich saldieren. Hierdurch sind bei identischen Erzeugungsbedingungen und vergleichbaren Nachfragen in benachbarten Regionen Situationen vorstellbar, in denen ein reger Austausch trotz insgesamt geringer physischer Interkonnektorkapazitäten zwischen den Regionen stattfindet. Dies bedeutet insbesondere, dass auch geringe Interkonnektorkapazitäten von großen Transaktionen physisch nicht beansprucht werden müssen, wenn diesen in der Gegenrichtung Transaktionen in gleicher Größenordnung entgegenstehen.

Wesentlichen zeichnet sich ein Engpass dadurch aus, dass er ein eigentlich zusammenhängendes Marktgebiet in unterschiedliche Marktregionen teilt, in denen das an der jeweiligen regionalen Nachfrage und der regionalen Erzeugungstechnologie orientierte, jeweils effiziente Leistungsangebot zu unterschiedlich hohen Preisen führen würde. Die Knappheit der Interkonnektorkapazität spiegelte sich dann in der Preisdifferenz zwischen den Regionen wider, einer Knappheitsrente, die sich beispielsweise bei der Verauktionierung der knappen Engpasskapazität erlösen ließe.

**331.** Engpässe in Übertragungsnetzen haben statische (also kurzfristige) und dynamische (also längerfristige) Folgen. Für die Monopolkommission stehen im Vordergrund der Betrachtungen die Wirkungen von Engpässen zum einen auf die produktive Effizienz und zum anderen auf die jeweils im Markt vorherrschende Wettbewerbsintensität. In kurzfristiger Perspektive geht es bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen um die Frage einer optimalen Allokation der knappen Übertragungskapazitäten und – im Strommarkt – um die effiziente Nutzung der Erzeugungskapazitäten. Hierbei ist auf die vollständige Ausnutzung der knappen Übertragungskapazitäten zu drängen, da nur durch sie die aktuell größtmögliche Marktliquidität der miteinander verbundenen Teilmärkte und Marktregionen hergestellt und eine Ausnutzung der Erzeugungskapazität entsprechend der Merit Order über alle Teilmärkte erfolgen kann.

**332.** Die Merit Order wird nur eingehalten, wenn zu jedem Zeitpunkt die effizienten Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommen. Unter Wettbewerbsbedingungen entspricht der Preis den Grenzkosten der letzten produzierten Einheit. Engpässe führen nun zu unterschiedlich hohen Preisen in den an den Engpass angrenzenden Regionen. Die in jeder Region bestehenden Erzeugungskapazitäten werden stets gerade soweit ausgenutzt, wie dies durch die jeweils gegebene Nachfrage gerechtfertigt ist. Durch Engpässe wird daher in den benachbarten Regionen zu unterschiedlichen Grenzkosten produziert und es können nicht alle theoretisch möglichen Handelsgewinne realisiert werden. Bei gemeinsamer Betrachtung der Regionen wird in der Niedrigpreisregion zu geringeren Kosten und damit zu wenig produziert, wohingegen in der Hochpreisregion zu höheren Kosten und damit zu viel produziert wird. Würden nun die Restriktionen durch eine Erweiterung der Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen gelockert, ließen sich individuelle Handelsgewinne und – bei unterschiedlichen Produktionstechnologien in den beiden Regionen – auch absolute Wohlfahrtsgewinne dadurch realisieren, dass Stromerzeugung aus der Niedrigpreisregion in der Hochpreisregion angeboten wird. Die Wohlfahrt ließe sich nun durch die weitere Auflösung des Engpasses und die hierdurch möglichen Arbitragegeschäfte sukzessive steigern, bis schließlich ein einheitliches Preisniveau existiert und ein Kraftwerksabruf nach der Merit Order über die Gesamtregion hergestellt ist.

Trotz der Steigerung der Gesamtwohlfahrt durch die Auflösung von Engpässen gibt es gleichwohl individuelle Gewinner und Verlierer. Die Integration der beiden Marktregionen führt zu Preissenkungen in der Hochpreisregion, während es zu Preissteigerungen in der Niedrigpreisregion kommt. Folglich profitieren von der Integration die Verbraucher in der Hochpreisregion und die Produzenten in der Niedrigpreisregion, während die Verbraucher in der Niedrigpreisregion und die Produzenten in der Hochpreisregion verlieren. Diese unterschiedlichen Interessen können dazu beitragen, dass die Beseitigung einer Engpasssituation erhebliche politische Widerstände überwinden

muss. Dies gilt insbesondere, wenn Engpässe an nationalstaatlichen Grenzen betrachtet werden.

**333.** Die bisherige Argumentation berücksichtigt noch nicht die für europäische Strommärkte charakteristische Tatsache, dass Angebotsstrukturen vermachtet und Preise daher überhöht sind. Dies ist jedoch aus Sicht der Monopolkommission der eigentliche Kern des Problems. Eine Marktöffnung durch Beseitigung der Engpässe an den nationalen Außengrenzen entfaltet eine disziplinierende Wirkung auf die Stromerzeuger durch zusätzlichen Wettbewerb und trägt daher zu einer Reduktion der mit der Vermachtung verbundenen beträchtlichen Wohlfahrtskosten bei. Die oben beschriebene Strategie der Kapazitätszurückhaltung wird nämlich umso weniger profitabel, je mehr andere (potenzielle) Konkurrenten zurückgehaltene Kapazitäten ausgleichen können. Zudem kann bei einem Abbau der Engpässe auch der Markteintritt auf dem Erzeugermarkt durch Kraftwerksbau im Ausland erfolgen, sodass die beschriebenen institutionellen Markteintrittsbarrieren in Deutschland weniger Gewicht haben und weniger marktverschließende Wirkungen entfalten. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass die möglichen Verluste einzelner Interessengruppen durch eine Beseitigung der Netzengpässe an den deutschen Außengrenzen bereits kurzfristig von den Wohlfahrtsverbesserungen aus der Belebung des Wettbewerbs durch die Marktöffnung auf dem deutschen Strommarkt aufgewogen werden. Derzeit spielt der Stromaußenhandel noch keine bedeutende Rolle bei der Bedienung der deutschen Stromnachfrage. Insgesamt war Deutschland im Jahr 2007 Netto-Stromexporteur mit einem Ausfuhrüberschuss von 19,1 Mrd. kWh. Mit der Stromeinfuhr in Höhe von ca. 44,3 Mrd. kWh wurden weniger als 9 % des Netto-Stromverbrauchs in Höhe von insgesamt ca. 541 Mrd. kWh in 2007 abgedeckt.[219]

**334.** In dynamischer, also längerfristiger Hinsicht stehen Engpässe im Übertragungsnetz der optimalen Ressourcenallokation entgegen. Insbesondere behindern sie die Anpassung der Energieerzeugung und Leistungsbereitstellung an die sich ständig verändernde Nachfrage auf den deutschen Energiemärkten. Beispielsweise können Netzengpässe durch ihre preisverzerrenden Wirkungen auf dem Strommarkt ineffiziente Standortentscheidungen, mithin ineffiziente Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber, zur Folge haben.

### 6.1.2 Explizite und implizite Auktionen von Engpasskapazitäten

**335.** Engpassmanagement befasst sich mit der kurzfristigen Allokation der gegebenen Engpasskapazitäten. Zur Intensivierung des Wettbewerbs sollten die vorhandenen Kapazitäten so bewirtschaftet werden, dass sie vollständig ausgelastet werden und in der Erzeugung die Merit Order des gesamten Marktes erfüllt ist, folglich stets die günstigsten Produzenten zum Zuge kommen. Hierzu ist eine Vielzahl alternativer marktlicher und nicht marktlicher Vergabeverfahren vorstellbar. Im öffentlichen Diskurs kommt Auktionsverfahren eine besondere Bedeutung zu, weil sie die rechtliche Forderung nach Diskriminierungsfreiheit und die ökonomische Forderung nach einem effizienten Allokationsergebnis durch ihre Marktorientierung vergleichsweise gut erfüllen. Für das Management von Netzengpässen schreibt die Europäische Union marktorientierte Verfahren vor. Um einen effizienten grenzüberschreitenden Handel zu erleichtern, muss die

219 Vgl. BDEW, Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung 2008, a.a.O., S. 5.

Kapazitätsvergabe durch explizite (Kapazitäts-)Auktionen oder durch implizite (Kapazitäts- und Energie-)Auktionen erfolgen. Für den Intraday-Handel kann ein fortlaufendes Handelsverfahren verwendet werden.[220]

**336.** Bei einer expliziten Auktion werden physische Übertragungsrechte unabhängig von den später tatsächlich realisierten Austauschbeziehungen versteigert. Derjenige, dem Übertragungskapazität zugesprochen wird, hat hiernach das Recht, diese zu beanspruchen, wenn er mit einem Erzeuger oder Abnehmer von Strom oder Gas jenseits des Engpasses handelseinig wird. Expliziten Auktionen ist das Problem zu eigen, dass mit einer großen Wahrscheinlichkeit nicht die gesamte verfügbare Kapazität tatsächlich auch genutzt wird, weil die Käufer von Übertragungsrechten zum Erwerbszeitpunkt noch keine perfekte Voraussicht im Hinblick auf ihre späteren Lieferbeziehungen besitzen. Die Trennung von Energie- und Kapazitätsmärkten kann daher dazu führen, dass nicht die gesamte Engpasskapazität ausgenutzt wird. So ergibt beispielsweise im Strombereich die Betrachtung des deutsch-dänischen Interkonnektors für den Zeitraum 2002 bis 2008, dass durch explizite Auktionen eine vollständige Auslastung nur in 18 % der Stunden erreicht wurde. In einem Drittel der Stunden war die Auslastung des Interkonnektors sogar geringer als 50 %.[221]

Die physischen Übertragungsrechte einer expliziten Auktion erlauben strategisches Verhalten der Marktteilnehmer. Die strategische Zurückhaltung von physischen Übertragungsgrechten müsste daher durch ein wirksames Use-it-or-lose-it- oder Use-it-or-sell-it-Verfahren unterbunden werden, das die Marktteilnehmer dazu verpflichtet, ungenutzte Kapazität entweder zurückzugeben oder an Wettbewerber zu verkaufen.

Durch die Trennung von Energie- und Kapazitätsmärkten kommt es zudem zu einem Liquiditätsverlust an der Börse, da die Marktteilnehmer durch Anonymität des Börsenhandelsplatzes bei Vertragsschluss nicht wissen, in welcher Region sich der Transaktionspartner befindet. Explizite Auktionen lassen sich daher als Instrument für das Engpassmanagement lediglich im bilateralen Stromhandel nutzen.[222]

**337.** Bei einer impliziten Auktion erhält ein für beide Marktregionen einheitliches Handelsbüro alle Übertragungsrechte und koordiniert die Preisbildung auf beiden über den Engpass miteinander verknüpften Marktregionen. Es ermittelt dann für beide Marktregionen den jeweils markträumenden Preis unter der Nebenbedingung, dass die beschränkte Interkonnektorkapazität vollständig ausgelastet wird. Hierzu kauft das Handelsbüro in Höhe der Engpasskapazität Energie in der Niedrigpreisregion und verkauft sie in der Hochpreiszone. Durch diese begrenzten Transaktionen erhöht sich der Preis in der Niedrigpreisregion und verringert sich in der Hochpreisregion im Vergleich zu Situationen, in denen der Engpass gar nicht oder nur unvollständig genutzt wird. In Abhängigkeit von der verbleibenden Preisdifferenz zwischen den Marktgebieten sowie der Kapazität des Engpasses realisiert das Handelsbüro dann einen Arbitragegewinn, der der Knappheitsrente der Nutzung der Engpasskapazität entspricht und dadurch entsteht,

220 Vgl. Beschluss 2006/770/EG der Kommission vom 9. November 2006 zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, Anhang Nr. 2.1, ABl. EU Nr. L 312 vom 11. November 2006, S. 59, 61.

221 Vgl. Höffler, F., Wittmann, T., Netting of capacity of interconnector auctions, Energy Journal 28(1), 2007, S. 113-144.

222 Vgl. Waver, T., Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, Zeitschrift für Energiewirtschaft 31(2), 2007, S. 113.

dass Produktion im Umfang der Engpasskapazität aus der günstigeren Marktregion in der teureren Marktregion verkauft wird.

Market Coupling bezeichnet eine Form der impliziten Auktion, die im grenzüberschreitenden Handel notwendig wird. Die Energiebörsen in den benachbarten Marktgebieten unterhalten dann ein gemeinsames Handelsbüro, das den Handel zwischen den Börsen koordiniert. In der Praxis handelt es sich bei Market-Coupling-Verfahren stets um hybride Kombinationen aus impliziten und expliziten Auktionen. Den unterschiedlichen Verfahren ist gemeinsam, dass zwei getrennte Marktgebiete zur Bewirtschaftung des zwischen ihnen bestehenden Engpasses kooperieren. Beim Market Coupling werden in der Regel Spotgeschäfte durch das gemeinsame Handelsbüro über eine implizite Auktion abgewickelt, während die Übertragungskapazität für langfristige Verträge über explizite Auktionen vergeben werden. Zu den Aufgaben des Handelsbüros gehört es dann gegebenenfalls auch, im Rahmen einer lastflussbasierten Kalkulation (Flow-based-Market-Coupling) die Belastungen umliegender Netze durch einzelne Transaktionen zu berücksichtigen und die aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten auftretenden Kreisflüsse auszugleichen. Beim Open Market Coupling werden implizite und explizite Auktionen sowohl im kurzfristigen als auch längerfristigen Handel parallel zugelassen. Hierdurch wird ein bilateraler Stromhandel über den Engpass neben dem Börsenhandel durchgängig möglich und der Einfluss des Handelsbüros verringert. Auch Market Splitting ist eine Form der impliziten Auktion. Hierbei teilt eine Energiebörse ihr eigenes Marktgebiet beim Auftreten einer dauerhaften Engpasssituation in zwei nur über den Engpass miteinander verbundene Marktregionen mit dann unterschiedlichen Großhandelspreisen.

**338.** Implizite Auktionen benötigen keine physischen Übertragungsrechte über den Engpass. Das einheitliche Handelsbüro kann aber finanzielle Übertragungsrechte im Volumen der physischen Übertragungskapazität schaffen und diese vor Beginn der Spotmarktauktionen der Energiebörsen verteilen. Finanzielle Übertragungsrechte gewähren ihrem Inhaber das Recht auf eine anteilige Beteiligung an den Einnahmen des Handelsbüros. Wer ein finanzielles Übertragungsrecht hält, erhält für dieses die Großhandelspreisdifferenz der beiden an den Interkonnektor angeschlossenen Märkte, gegeben dass diese in Richtung des finanziellen Übertragungsrechts positiv ist. Einem Anbieter aus der Niedrigpreisregion ermöglicht das finanzielle Übertragungsrecht Lieferverpflichtungen in die Hochpreisregion zu Preiskonditionen, wie sie zum Zeitpunkt des Erwerbs des finanziellen Übertragungsrechts gegolten haben, und stellt den Anbieter mithin finanziell genauso, als ob er ein physisches Übertragungsrecht hielte und dieses für eine Arbitrage zwischen den beiden Energiebörsen nutzen würde. Finanzielle Übertragungsrechte dienen den Marktteilnehmern im engpassüberschreitenden Energiehandel daher als ein Instrument zur Absicherung von Risiken, die sich durch ständig verändernde Nachfrage- und Angebotsbedingungen auf den über den Engpass miteinander verbundenen Marktregionen ergeben.

**339.** Finanzielle Übertragungsrechte lassen sich theoretisch über eine Vielzahl von Verfahren an die Marktteilnehmer verteilen. Hierbei reicht das Spektrum vom Bestandsschutzverfahren, also der Zuweisung gemäß historischer Nutzungsvolumina, bis zur eigenständigen Auktion. Die Monopolkommission plädiert für eine diskriminierungsfreie, marktliche Vergabe. Hierdurch gelangen die finanziellen Übertragungsrechte in die

Hände derjenigen Marktteilnehmer, die diese am höchsten schätzen, daher die knappen Engpasskapazitäten am höchsten bewerten. Außerdem ermöglichen marktliche Verfahren die Finanzierung der finanziellen Übertragungsrechte. Würden die finanziellen Übertragungsrechte hingegen unentgeltlich vergeben, so müsste das einheitliche Handelsbüro diese beispielsweise vollständig aus der Knappheitsrente gegenfinanzieren, die bei der Engpassbewirtschaftung aufkommt.

Auf den meisten Energiemärkten ist davon auszugehen, dass einzelne oder mehrere Anbieter über eine gewisse Marktmacht verfügen. In diesem Zusammenhang ist dem anfänglichen Allokationsverfahren für die finanziellen Übertragungsrechte und der Unabhängigkeit des einheitlichen Handelsbüros Aufmerksamkeit zu schenken. Marktmacht hat zunächst zur Folge, dass Anbieter zur Mengenzurückhaltung neigen, um den Preis in die Höhe zu treiben. Durch den Besitz von finanziellen Übertragungsrechten kann dieser Anreiz noch verstärkt werden. Da der Wert seines finanziellen Übertragungsrechts davon abhängig ist, wie viel Energie der marktmächtige Erzeuger auf seinem Heimatmarkt bereitstellt, erhält er durch einen Handel mit finanziellen Übertragungsrechten also eine „zusätzliche Dividende“ für seine Angebotszurückhaltung. Die Monopolkommission macht darauf aufmerksam, dass dieser Anreiz zu wohlfahrtsschädigender zusätzlicher Angebotszurückhaltung unabhängig vom Vergabeverfahren und auch bei der expliziten Auktion mit physischen Übertragungsrechten an Netzengpässen auftritt. Der Handel mit physischen Übertragungsrechten führt allerdings zusätzlich zu einer Unterauslastung des Interkonnektors.

Marktmächtige Energieerzeuger haben Anreize zu strategischem, wettbewerbsbehinderndem Verhalten. So kann ihr Bestreben beispielsweise darin liegen, durch die Hortung der finanziellen Übertragungsrechte die Kosten ihrer Wettbewerber zu steigern. Damit Marktmacht bei Transaktionen über Netzengpässe zumindest keine unmittelbaren Auswirkungen zeigt, sind von der Energieerzeugung unabhängige Handelsbüros zu fordern, deren Arbeit einer wettbewerblichen Aufsicht zu unterwerfen ist. Implizite Auktionen besitzen dann den unbedingten Vorzug gegenüber expliziten Auktionen, dass sich Marktmacht allein auf die finanziellen Übertragungsrechte erstrecken kann, während die Ausnutzung der physischen Übertragungskapazitäten, die für die Preisbildung auf den regionalen Teilmärkten von Bedeutung ist, von dieser nicht beeinträchtigt werden kann.

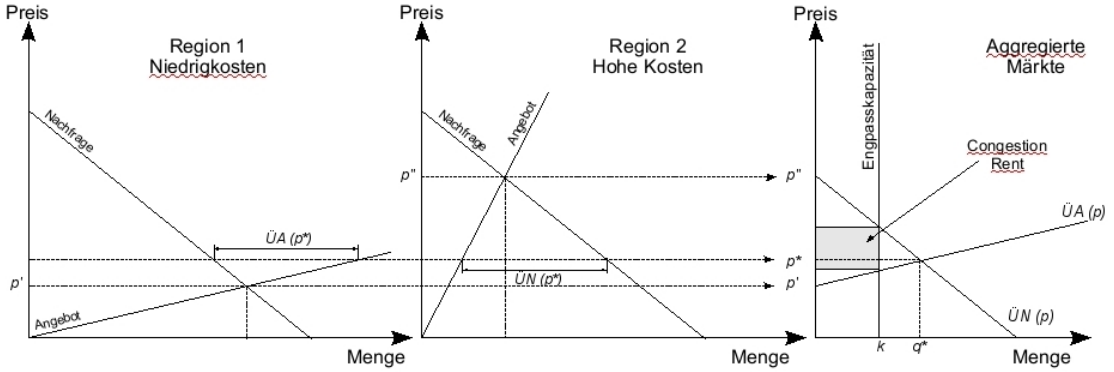
**340.** Damit auch längerfristigen Allokations- und Effizienzzielen entsprochen werden kann, ist aus wettbewerbspolitischer Sicht eine Zweckbindung der Erlöse aus der Engpassbewirtschaftung zu empfehlen. Die Monopolkommission vertritt daher die Auffassung, dass die Einnahmen aus der Engpassbewirtschaftung vollständig zur Verringerung des jeweiligen Engpasses einzusetzen sind. Der Erlös aus der Engpassbewirtschaftung entspricht im Ideal der Knappheitsrente, also dem ökonomischen Wert der den Engpass bildenden Knappheit. Dieser fällt umso geringer aus, je geringer der Engpass ist, und wird folglich auch immer geringer, je mehr in der Vergangenheit bereits in die Beseitigung der Engpasssituation investiert wurde.[223] Die implizite Auktion ist dann ein

223 Dieser Zusammenhang ist schematisch in der Abbildung 6.1 abgetragen. In der Abbildung wurde die Übertragungskapazität über den Engpass auf k festgelegt. Die Wohlfahrt hingegen würde unter Auslassung von Kosten der Kapazitätserweiterung bei einer Leitungskapazität zwischen den Regionen in Höhe von q* maximiert, sodass sich ein einheitlicher Marktpreis über die Regionen 1 und 2 bilden würde. Liegt ein Engpass vor, ist k also strikt kleiner als q* gewählt, so fallen die Preise in

vergleichsweise robuster und von interessengeleiteter Einflussnahme weitgehend freier Mechanismus, mit dem sich mittel- bis langfristig aktuelle Engpässe beispielsweise an den deutschen Grenzen der Übertragungsnetze beseitigen lassen.

***Abbildung 6.1:***

**Ökonomische Wirkungen von Netzengpässen**




Quelle: Höffler, F., Engpassmanagement und Anreize zum Netzausbau im leitungsgebundenen Energiesektor, Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Vallendar 2008, S. 13

**341.** Ökonomisch stellt sich die Frage, ob bestehende Engpässe vollständig beseitigt werden sollen, denn der Netzausbau zur Beseitigung von Engpässen verursacht Kosten. Diese Kosten sind typischerweise durch konstante oder sogar steigende Grenzkosten gekennzeichnet, wogegen der zusätzliche Wohlfahrtsgewinn mit jeder weiteren Einheit zusätzlicher Kapazität abnimmt.[224] Der effiziente Ausbau der Interkonnektorkapazitäten sollte daher nur bis zu dem Punkt vorgenommen werden, an dem der erwartete Effizienzgewinn aus der Kapazitätserweiterung gerade ihren Kosten entspricht. Es ist daher aus theoretischer Erwägung darauf hinzuweisen, dass der vollständige Abbau aller Engpässe ineffizient wäre und die Aufmerksamkeit dem optimalen Management dieser Engpasskapazitäten zukommen muss. In der Praxis spricht jedoch einiges für die Forderung nach einer weitgehenden Beseitigung von Engpässen innerhalb und an den Grenzen der Übertragungsnetze. Denn zum einen ist der Engpassausbau in der Regel nicht in marginalen Schritten auszuführen, sondern in großen Blöcken, es handelt sich folglich in ökonomischer Terminologie um „lumpy investments“. Zum anderen ist es privaten Investoren nicht möglich, sich alle Wohlfahrtsgewinne aus der Investition in die Kapazi-

---

den beiden angrenzenden Regionen entsprechend den Unterschieden bei den Erzeugungskosten auseinander. Je kleiner k ist, desto größer ist der Engpass. Wenn die beiden Regionen vollständig auseinanderfallen und kein Austausch zwischen ihnen stattfinden kann, bildet sich in der Niedrigkostenregion ein Preis in Höhe von p' und in der Hochkostenregion in Höhe von p". Durch knappe Übertragungskapazitäten entsteht für den Betreiber des Engpasses eine Knappheitsrente. Für einen Betreibermonopolisten ist es allerdings nicht optimal, die Engpasskapazität beliebig zu reduzieren. Zur Erlösmaximierung würde er diese stattdessen so festlegen, dass die mit „Congestion Rent“ gekennzeichnete Fläche maximiert wird.

224 Vgl. Höffler, F., Engpassmanagement und Anreize zum Netzausbau im leitungsgebundenen Energiesektor, a.a.O., S. 31.

tätserweiterung anzueignen, mithin sind die Investitionsanreize zu gering. Diese geringen Investitionsanreize werden noch weiter geschwächt, wenn zusätzlich eine gewisse Marktmacht auf dem Markt für Kapazitätsausbau besteht. Diese hat dann zur Folge, dass die Preise für den Kapazitätsausbau nicht unbedingt den langfristigen Zusatzkosten entsprechen.

## *6.2 Wirtschaftspolitische Empfehlungen*

### 6.2.1 Elektrizität

**342.** Auf dem Strommarkt ist die Erreichung produktiver Effizienz von übergeordneter Bedeutung. Entsprechend muss das Engpassmanagement ganz darauf ausgerichtet sein, einen Abruf der Erzeugungskapazitäten nach der Merit Order herbeizuführen. Hierin ist ein wichtiger Unterschied zum Gasmarkt zu sehen, wo der Wettbewerb auf dem Erzeugermarkt durch die gegebene Verteilung der natürlichen Ressourcen stark eingeschränkt ist. In der Elektrizitätswirtschaft hingegen ist eine Konkurrenz bei der Stromerzeugung innerhalb der Europäischen Union möglich und erstrebenswert. Daher erscheinen der Monopolkommission im Vergleich der beiden Märkte wettbewerbspolitische Fragen für den Strommarkt besonders gewichtig.

**343.** Die Stromnetzzugangsverordnung enthält rechtliche Vorgaben für das Engpassmanagement. § 15 StromNZV betrifft im Wesentlichen innerdeutsche Engpässe, folgt jedoch den in der EG-Verordnung Nr. 1228/2003[225] zum grenzüberschreitenden Stromhandel aufgestellten Grundsätzen.[226] Das Engpassmanagement soll den Maßgaben der Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und Marktorientierung folgen. So haben die Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen Engpässe in ihren Netzen und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen mithilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen zu verhindern. Lässt sich die Entstehung eines Engpasses nicht vermeiden, so sind die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften. Die bei der Engpassbewirtschaftung aufkommenden Erlöse sind anschließend unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden, hierfür zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen (§ 15 Abs. 3 Satz 1 StromNZV).

#### *6.2.1.1 Engpassmanagement in Deutschland*

**344.** Anders als an den deutschen Außengrenzen existieren gegenwärtig innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes (noch) keine permanenten Netzengpässe. Durch die Förderung der Windenergie und die hierdurch zu erwartende Steigerung der Lastflüsse in Nord-Süd-Richtung sind diese jedoch zu erwarten, wenn nicht rechtzeitig geeignete Netzausbaumaßnahmen ergriffen werden.

Am 8. und 9. August 2007 traten erstmals innerdeutsche Engpässe auf, die den freien Stromfluss in Deutschland eingeschränkt haben und den Ausfall der Intraday-Handelsplattform an der EEX zur Folge hatten. Weitere kurzfristige Aussetzungen gab es zwischen dem 7. und 10. November 2007 sowie vom 1. bis 4. Dezember 2007. Laut Moni-

225 Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABl. EU Nr. L 176 vom 15. Juli 2003, S. 1.

226 Die Umsetzung der EG-Verordnung obliegt in Deutschland der Bundesnetzagentur (§ 56 EnWG).

toringbericht der Bundesnetzagentur kam es im Jahr 2007 in den deutschen Verteilnetzen zu einem Engpass auf der Höchstspannungsebene, zu fünf Engpässen auf der Hochspannungsebene, zu einem Engpass auf der Mittelspannungsebene und zu sechs Engpässen auf der Niederspannungsebene. Im Vergleich zum Vorjahr wird insbesondere der Rückgang von 19 auf nur noch fünf vorübergehende Engpässe auf der Hochspannungsebene vermerkt. Dies sei in erster Linie ein Erfolg der Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber und des Engpassmanagements.[227] Temporäre, wiederkehrende Engpässe sind auch im Übertragungsnetz zu verzeichnen. Der Bau von Windenergieanlagen und der Zubau großer konventioneller Kraftwerke im Norden werden mittelfristig jedoch innerdeutsche Engpässe nicht vermeiden lassen. Die Situation wird durch den deutschen Ausstieg aus der atomaren Stromerzeugung und den mit diesem verbundenen Rückgang der Erzeugungskapazitäten insbesondere im südlichen Deutschland verstärkt. Unter sonst gleichen Bedingungen insbesondere mit Blick auf die Nachfrage nach Strom führt dies zu einem stetig wachsenden Bedarf an Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung.

**345.** Der Monopolkommission gegenüber wurde von Energieerzeugern geäußert, die Androhung einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung von Netz und Erzeugung habe zudem zu einer gewissen Zurückhaltung bei der Planung von Netzinvestitionen geführt. Die Gefahr eines latenten strukturellen Engpasses könne nur durch Leitungsbauprojekte beseitigt werden. Hemmend wirke jedoch die im Rahmen der Anreizregulierung geringe effektive Verzinsung der Investitionen sowie das Risiko von gestrandeten Investitionen in die Leitungsnetze, falls sich ein angemeldeter Ausbau von Off-Shore-Windkraftanlagen verzögere oder ganz unterbleibe. Die Übertragungsnetzbetreiber beklagen weiterhin, dass Leitungsbauprojekte wegen der anhaltenden Diskussion über die Notwendigkeit von Infrastrukturprojekten und der geringen gesellschaftlichen Akzeptanz von Freileitungen derzeit mit langen Realisierungszeiten behaftet seien. Die Bundesnetzagentur sieht das Haupthindernis für einen innerdeutschen Stromleitungsausbau einerseits in planungsrechtlichen Verfahren und ihrer Dauer, andererseits in der zunehmenden Tendenz, eine Erdverkabelung einzufordern. Praktikabilität und Kosten seien hierbei durch den vergleichsweise engen Markt für Erdkabel Unsicherheiten unterworfen, in jedem Fall sei mit erheblich steigenden Netzkosten zu rechnen. Die Monopolkommission teilt die Sorge, dass unsichere Rahmenbedingungen und mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz sowie administrative Hürden wesentliche Investitionshemmnisse sein können. Daher weist die Monopolkommission auch auf die Bedeutung verlässlicher Rahmenbedingungen für die Investitionsanreize und damit auch für die Versorgungssicherheit hin.

**346.** Temporäre innerdeutsche Engpässe werden heute von den Übertragungsnetzbetreibern über das sog. kostenbasierte Redispatching behandelt. Zur Vermeidung von Engpässen werden hierbei gezielt Kraftwerke hoch und runter geregelt. Die von den Kraftwerken für diese Art der Regelung gemeldeten Kosten werden ihnen von den Übertragungsnetzbetreibern ersetzt und als Regelkosten auf die Netznutzer umgelegt. Durch Vermeidung permanenter Netzengpässe im Übertragungsnetz und die Anwendung des kostenbasierten Redispatching lässt sich auf der Ebene des Stromgroßhandels ein für ganz Deutschland einheitlicher Großhandelspreis für Strom ausweisen, auch wenn in einer temporären Engpasssituation die Produktionsgrenzkosten nicht in allen Regionen

227 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 44.

identisch sind. Aus wettbewerbspolitischer Perspektive erscheint dies zunächst günstig, da hierdurch im Gegensatz zu einer engpassbedingten Markttrennung die Zahl der Firmen, die auf dem einheitlichen Handelsplatz miteinander im Wettbewerb stehen, erweitert wird. Hierdurch erhöht sich die Liquidität des Stromgroßhandels und es wird tendenziell eine Vielzahl konkurrierender Austauschbeziehungen zwischen Stromanbietern und Stromnachfragern in ganz Deutschland ermöglicht.

**347.** Beim kostenbasierten Redispatching wird jedoch systematisch ignoriert, dass von dem einheitlichen Strompreis ein verfälschtes Preissignal ausgeht. In der einen Region ist der Strom dann zu günstig und es wird zu viel Strom verbraucht, während er in der anderen Region zu teuer ist und – gemessen an der optimalen Allokation – mehr Strom verbraucht werden könnte. Langfristig können die durch das kostenbasierte Redispatching verzerrten Preissignale daher für den Erhalt einer ineffizienten Erzeugerstruktur im Raum und das Festhalten an mittlerweile überholten Standortentscheidungen sorgen. Denn aus ökonomischer Sicht werden durch die Kostenerstattung die Preisunterschiede zwischen den Regionen verschleiert, die einen Anreiz dafür bieten sollten, dort zu investieren, wo im Rahmen des Redispatching-Verfahrens typischerweise hoch geregelt wird.

Der größte Nachteil des kostenbasierten Redispatching ist, dass dem Übertragungsnetzbetreiber stets die Kosten des Engpassausgleichs erstattet werden, dieser daher keine dem Verfahren inhärenten Anreize besitzt, die Engpasssituation zu vermeiden. Daher bestimmt die Stromnetzzugangsverordnung, dass Erlöse aus der Engpassbewirtschaftung in deren Beseitigung fließen müssen bzw. für diese zurückzustellen oder netzentgeltmindernd einzusetzen sind.

Außerdem sieht die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung bei innerdeutschen Engpässen eine Pflicht zum bevorzugten Anschluss neuer Erzeugungskapazitäten vor (§ 7 KraftNAV). Bevorzugt angeschlossen werden hierbei Anschlussnehmer, die bis zum 31. Dezember 2007 ein Netzanschlussbegehren an den Netzbetreiber gerichtet haben und deren Erzeugungsanlage in der Zeit vom 1. Januar 2007 bis zum 31. Dezember 2012 an das Netz angeschlossen wird. Der Anspruch auf bevorzugten Netzanschluss ist auf zehn Jahre ab dem Datum der ersten Netzeinspeisung, spätestens jedoch ab dem 31. Dezember 2012, befristet. Im Fall eines Engpasses ist dann von dem Netzbetreiber Leitungskapazität ohne die Erhebung von zusätzlichen Entgelten bereitzustellen.[228]

Bei vertikal integrierten Versorgern stellt das kostenbasierte Redispatching zusätzlich ein Anreizproblem: In dem Maße, in dem der Übertragungsnetzbetreiber überteuerte Beschaffungskosten für das Redispatching in Form von Netznutzungsentgelten weitergeben kann, hat er einen Anreiz, Redispatching-Leistungen bei seinen eigenen Kraftwerkstöchtern einzukaufen. Einem in dieser Weise geleiteten Verhalten kann Regulierung nur unvollkommen entgegenwirken. Die Monopolkommission ist daher der Auffassung, dass dieser Anreiz in einem integrierten Unternehmen immer existiert, auch wenn die gesetzlichen Entflechtungsvorschriften diesen abmildern.

228 Unter der verfügbaren Leitungskapazität ist nur Kapazität zu verstehen, die nicht bereits für die Einspeisung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz belegt ist. Jedoch darf nicht mehr als die Hälfte der verfügbaren Leitungskapazität vorrangig vergeben werden, andernfalls sind die bevorzugten Netzzugangsrechte anteilig zu kürzen.

**348.** Die Bundesnetzagentur hat 2008 ein Gutachten veröffentlicht, das verschiedene Methoden zur Vermeidung und Bewirtschaftung von Engpässen untersucht und Vorschläge zur Ausgestaltung eines innerdeutschen Engpassmanagements unterbreitet.[229] Zur weiteren Ausgestaltung wurde 2008 mit einer Engpassevaluierung begonnen. Hierbei sollen der Einsatz und die Kosten des kostenbasierten Redispatching-Verfahrens beobachtet werden. Als Alternativen zu dem kostenbasierten Redispatching-Verfahren kommen bei innerdeutschen Netzengpässen insbesondere das marktbasierte Redispatching, Market Splitting und explizite Auktionen in Betracht.

**349.** Beim marktbasierten Redispatching würden die erwarteten positiven und negativen Energiemengen vergleichbar mit der Regelenergie ausgeschrieben und die Preisbildung für die Redispatching-Leistung einem marktlichen Prozess unterworfen. Der Übertragungsnetzbetreiber erteilte dann den günstigsten Anbietern den Zuschlag.[230] Im Rahmen des marktbasierten Redispatchings können die Anbieter von Redispatching-Energie dann Gewinne machen, wenn sie dem Übertragungsnetzbetreiber die ausgeschriebenen Mengen anbieten. Energieerzeuger besitzen daher Anreize, zusätzliche Erzeugungskapazitäten auf der Seite des Engpasses zu errichten, auf der vergleichsweise teure Kraftwerke im Zuge des Redispatchings hoch geregelt werden müssen. Auf diese Weise würde der Engpasssituation durch eine Veränderung der Erzeugungskapazitäten im Raum entgegengewirkt.

Zur Erhöhung der Marktliquidität ließe sich der Redispatching-Markt in den Regelenergiemarkt integrieren. Einer solchen Integration sind jedoch Grenzen dadurch gesetzt, dass Regelenergie und Energie für das Redispatching keine homogenen Güter sind. Der Abruf von Regelenergie erfolgt typischerweise kurzfristiger und erfordert daher höhere Hürden bei der Präqualifikation von Anbietern. Redispatching-Energie hingegen kann nicht gepoolt werden und muss gegebenenfalls knotengenau eingespeist werden. Außerdem bietet auch das marktbasierte Redispatching per se nur geringe Anreize zur dauerhaften Beseitigung der Engpasssituation durch einen Ausbau der Übertragungskapazitäten. Vielmehr werden durch dieses in großem Umfang Erzeugungskapazitäten zusätzlich zur Regelenergie gebunden und dem regulären Stromgroßhandel entzogen.

Weiterhin bietet das marktbasierte Redispatching ebenso wie die marktbasierte Netzregelung Anreize zu allokationsverzerrendem Verhalten, wenn auf der Erzeugerseite eine gewisse Marktmacht zu verzeichnen ist. Denn marktmächtige Energieerzeuger könnten ihre vergleichsweise günstigen Erzeugungskapazitäten für das relativ einträgliche Redispatching verwenden und sie dem Großhandelsmarkt gleichzeitig preissteigernd entziehen.

**350.** Auktionen zur innerdeutschen Engpassbewirtschaftung würden das Prinzip des über Deutschland einheitlichen Strompreises aufheben. Explizite Auktionen sind hierbei mit dem großen Nachteil verbunden, dass die fragliche Engpasskapazität in der Regel nicht vollständig ausgelastet wird. Das implizite Auktionsverfahren Market Splitting führte zunächst zu zwei durch den Engpass getrennten Marktregionen, würde jedoch für

229 Frontier Economics, CONSENTEC: Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie). Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn 2008.

230 Marktbasiertes Redispatching kommt beispielsweise in Finnland, Großbritannien und Schweden zur Anwendung, vgl. Inderst, R., Wambach, A., Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz, Zeitschrift für Energiewirtschaft 31(4), 2007, S. 333-342.

eine vollständige Auslastung der Engpasskapazität sorgen. Die unterschiedlichen Strompreise in den Marktregionen würden den Energieversorgungsunternehmen Anreize zum optimalen Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Raum liefern. Erlöse aus der impliziten Auktion lassen sich zweckgebunden zur Beseitigung der betreffenden Engpasssituation einsetzen. Insbesondere würden hierbei hohe Netzinvestitionen an denjenigen Stellen ausgeführt, an denen der Engpass am größten ist. Der Mechanismus zeichnet sich durch seine Robustheit aus, die Gefahr von Überinvestitionen ist begrenzt. Durch Market Splitting vergrößert sich allerdings auch die Gefahr einer vermachteten, konzentrierten Stromerzeugung in den einzelnen Versorgungsregionen. Zumindest vorübergehend ist daher mit einem durch das Market Splitting eingeschränkten Wettbewerb auf dem Strommarkt zu rechnen. Es besteht die Gefahr, dass die voneinander getrennten Versorgungsregionen bis zur Anpassung der Erzeugungskapazitäten zumindest auf kurze bis mittlere Frist durch marktmächtige Anbieter beherrscht werden und einem wirksamen Wettbewerb entzogen sind.

**351.** Redispatching-Verfahren erhalten kurzfristig den Wettbewerb durch die Wahrung einer einheitlichen Preiszone auf dem Großhandelsmarkt. Der Monopolkommission scheint das kostenbasierte Redispatching zur Behandlung innerdeutscher Netzengpässe dem marktbasierten Redispatching-Verfahren überlegen zu sein. Das marktbasierte Redispatching setzt zwar Anreize zu einer effizienten Standortwahl. Diese sind jedoch zum einen dadurch zu relativieren, dass die Gewinne aus dem Redispatching vermutlich im Gesamtkalkül des Kraftwerksbetreibers bei der Standortwahl nur eine untergeordnete Rolle spielen dürften, und zum anderen dadurch, dass die Gefahr strategischen Verhaltens durch das marktbasierte Redispatching auf den Regelenergiemärkten und dem Großhandelsmarkt beträchtlich sein dürfte. Auch das kostenbasierte Redispatching ist vorsichtig auszugestalten. Es besitzt die typischen Probleme einer kostenbasierten Preisregulierung. Daher sind bei seiner Gestaltung insbesondere qualitative Aspekte zu berücksichtigen und es istauf einen zielgerichteten Ausbau der Engpässe im Übertragungsnetz hinzuwirken. Außerdem muss sichergestellt sein, dass Kostenwälzungsmöglichkeiten den integrierten Übertragungsnetzbetreibern keine Möglichkeiten eröffnen, überhöhte Kosten geltend zu machen und hierdurch den Wettbewerb zu schädigen. Wenn Engpasssituationen temporärer Natur sind oder als kleinere Engpässe unregelmäßig an verschiedenen Orten auftreten, ist das kostenbasierte Redispatching dann das vorzuziehende Verfahren.

**352.** Erst bei strukturellen innerdeutschen Engpässen ist Market Splitting als Verfahren zur Engpassbehandlung vorzuziehen. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass gerade seine Eigenschaft, kurz- bis mittelfristig Engpässe zu erhalten und hierdurch den Wettbewerbsdruck auf die bereits mit Erzeugungskapazitäten auf den Teilmärkten vertretenen Erzeuger zu schwächen, gegen Market Splitting als ein generelles Verfahren zum Umgang mit Engpasssituationen im Stromsektor spricht. Market Splitting ist daher nur unter der Bedingung das gebotene Verfahren, dass strukturelle Engpässe vorliegen, die nicht länger als vorübergehend bezeichnet werden können, und dass die Zahl der getrennten Marktregionen klein bleibt. Andernfalls drohen erhebliche volkswirtschaftliche Schäden durch die Anbieterkonzentration auf den dann regional begrenzten Großhandelsmärkten. Als Indikatoren für die strukturelle Schwere einer Engpasssituation können prinzipiell ihre Häufigkeit und Dauer sowie die Kosten von Redispatching-Maßnahmen herangezogen werden.

#### *6.2.1.2 Engpassmanagement an den Grenzen zu den europäischen Nachbarländern*

**353.** Temporäre oder permanente Engpässe sind gegenwärtig an allen deutschen Landesgrenzen, mit Ausnahme von Österreich, zu beobachten.[231] An der Grenze von Deutschland nach Frankreich war in 2007 ein Rückgang der durchschnittlich verfügbaren Übertragungskapazitäten gegenüber 2006 zu verzeichnen. Bei insgesamt gleichbleibender Importkapazität ist die deutsche Erzeugungsleistung in 2007 weiter angestiegen. Hierdurch ist der Verbundgrad von 14 % in 2006 auf 13 % in 2007 zurückgegangen. Der Verbundgrad gibt das Verhältnis der Importkapazität zu der insgesamt in Deutschland installierten Kraftwerksleistung an. In der Vergangenheit wurden Engpässe an den deutschen Landesgrenzen überwiegend mit expliziten Auktionen bewirtschaftet, wobei die verfügbaren Übertragungskapazitäten in drei Zeitscheiben als Jahres-, Monats- und Tagesmengen gehandelt wurden.[232] In rechtlicher Hinsicht ist die explizite Verauktionierung von Engpasskapazitäten unbedenklich und genügt den Anforderungen der EG-Verordnung Nr. 1228/2003 und § 15 StromNZV.

**354.** Die Engpasssituation an den deutschen Grenzen der Übertragungsnetze wird sich nach Auffassung von Bundesnetzagentur und Netzbetreibern in Zukunft voraussichtlich weiter verschärfen. Die Monopolkommission teilt diese Meinung. Ausschlaggebend hierfür ist zum einen die Tatsache, dass regelmäßig politische Hinderungsgründe Leitungsbauprojekten im Wege stehen. Zum anderen hemmen Unsicherheiten aus der Androhung einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung die Anreize in den investitionsintensiven Netzausbau. Aus Kreisen der Industrie wurde gegenüber der Monopolkommission beklagt, dass ein Leitungsausbau nur möglich sei, wenn im Rahmen von langwierigen Genehmigungsverfahren die wirtschaftliche Notwendigkeit für jedes Projekt eindeutig nachgewiesen werde. Der Abschluss der Verfahren werde zusätzlich dadurch erschwert, dass ein Leitungsausbau mit Freileitungen in Deutschland in weiten Teilen der Bevölkerung auf beträchtlichen Widerstand stoße. Allerdings wurde auch behauptet, dass an der überwiegenden Anzahl der deutschen Außengrenzen der grenzüberschreitende Stromhandel aktuell nicht durch die Importfähigkeit des deutschen Netzes begrenzt werde, sondern durch die Exportfähigkeit der Nachbarnetze. Übertragungsnetzbetreiber gehen daher davon aus, dass sich die Netzengpässe an den Landesgrenzen kurz- bis mittelfristig nicht beseitigen lassen, da sich die notwendige Kapazitätserhöhung nicht auf den Ausbau der unmittelbaren Kuppelstellen beschränkt, sondern sich auch auf das davor- und das im Ausland dahinterliegende Netz erstreckt.

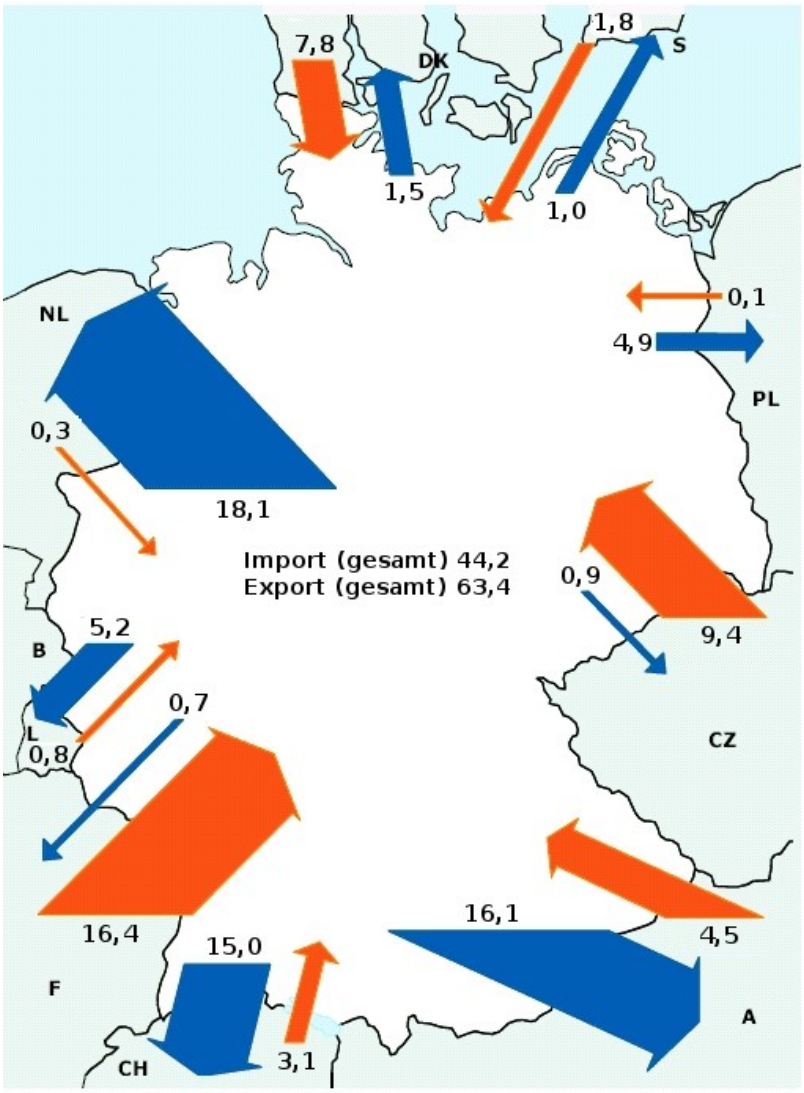
**355.** Im Jahr 2007 exportierte Deutschland Strom hauptsächlich in die Niederlande, nach Österreich und in die Schweiz. Während der (Netto-)Export in die Niederlande gegenüber 2006 zurückgegangen ist, gab es Steigerungen in Richtung der südlichen Nachbarn. Wichtigste (Netto-)Importländer waren Frankreich, Polen und die Tschechische Republik. Die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Vergabe grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten beliefen sich in 2007 auf insgesamt 396 Mio. EUR. Aus dem Export erlösten die Übertragungsnetzbetreiber hierbei insgesamt ca. 228 Mio EUR (2006: 298 Mio. EUR) und aus dem Import 168 Mio. EUR (2006: 338 Mio.

231 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 39 f.
232 Vgl. BNetzA, Bericht über die Erlöse aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement, Bonn 2007.

EUR).[233] Auf die deutschen Übertragungsnetzbetreiber allein entfielen dabei insgesamt 219 Mio. EUR gegenüber 314 Mio. EUR im Jahr 2006.

***Abbildung 6.2:***

**Physischer Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern 2007 in TWh**




Quelle: Schiffer, H.-W., Energiemarkt Deutschland, 10. Aufl., Köln 2008, S. 267

Die Einnahmen wurden bislang fast vollständig zur Senkung der Netzentgelte eingesetzt. Zum Ausbau ihrer Interkonnektorkapazitäten haben E.ON und Vattenfall angekündigt, einen Teil ihrer Einnahmen aus der Engpassbewirtschaftung in den Ausbau von Grenzkuppelstellen zu investieren.[234] Der Monopolkommission vermittelt sich jedoch weiterhin der Eindruck, dass die Engpasserlöse derzeit nur sehr zurückhaltend in

233 In diesen Zahlen ist die Importrichtung Frankreich-Deutschland nicht enthalten.
234 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 41 f.

den Abbau von grenzüberschreitenden Engpässen investiert werden. Daher sollten auf europäischer wie auf nationaler Ebene die EG-Verordnung Nr. 1228/2003 und § 15 StromNZV so angepasst werden, dass die bei der Bewirtschaftung von Engpässen an den Grenzkuppelstellen anfallenden Erlöse ausschließlich zur Beseitigung dieser Engpässe eingesetzt werden müssen. Hiervon abweichend hat die Bundesregierung in ihrer Stellungnahme zum Sondergutachten 49 der Monopolkommission nur darauf verwiesen, dass mit der nun zu beobachtenden Investition eines geringen Teils der Einnahmen aus der Bewirtschaftung der Grenzkuppelstellen in den Ausbau der Übertragungsnetze den europäischen Vorgaben zum grenzüberschreitenden Stromhandel entsprochen werde. Die Monopolkommission hält es jedoch nicht für ausreichend, nur einen geringen Teil der Einnahmen in den Ausbau der Übertragungsnetze zu investieren, wenn der Wettbewerb spürbar belebt werden soll.

**356.** Die Bundesnetzagentur stellt in ihrem Monitoringbericht Fortschritte bei der Bewältigung von Engpässen an den deutschen Landesgrenzen fest. Es existiert eine pentalaterale Absichtserklärung über die Einführung eines lastflussbasierten Market Coupling zwischen Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten Ende 2009. An den deutschen Grenzen zu Polen und der Tschechischen Republik war die Einführung eines lastflussbasierten Market Coupling ursprünglich für Anfang 2009 vorgesehen.

**357.** Auch über die derzeit noch nicht über ein Market-Coupling-Verfahren bewirtschafteten deutschen Außengrenzen sind Lieferbeziehungen für industrielle Stromkunden möglich. Diese sind jedoch gegebenenfalls mit großen Schwierigkeiten belastet. Marktteilnehmer berichteten der Monopolkommission, dass sie sich beispielsweise um Stromlieferungen aus Osteuropa bemühten, die seinerzeit um 20 % bis 40 % unter den jeweiligen EEX-Forward-Preisen angeboten wurden. Durch die Auktion an der Grenze wurden diese Preisvorteile beinahe aufgezehrt. Die verbliebenen Vorteile waren schließlich so gering, dass sie das mit den Kontrakten verbundene Lieferrisiko nicht rechtfertigten, da eine Übertragung an den Interkonnektoren außerhalb des Market Coupling nicht mit Sicherheit gewährleistet ist.

**358.** An der Grenze zu Dänemark wurde zum 28. September 2008 zunächst auf ein Open Market Coupling-Verfahren umgestellt. Es kombiniert explizite Kapazitätsauktionen mit kurzfristigen impliziten Auktionen. Bei dem Open Market Coupling im deutsch-dänischen Grenzgebiet mit der NordPool-Region verkaufen die Betreiber der Interkonnektoren zunächst Übertragungskapazität auf dem Wege einer expliziten Auktion. Die Wahrnehmung der Übertragungsrechte muss von den Marktteilnehmern day-ahead nominiert werden. Die sodann freibleibenden Kapazitäten werden der mit der Koordination der beteiligten Börsen EEX und NordPool beauftragten European Market Coupling Company (EMCC) gemeldet. Diese Kapazitäten sind es dann, die von der EMCC als Market Coupling Capacities einem impliziten Auktionsverfahren zugeführt werden. Die EMCC erhält von der EEX als beteiligter nationaler Strombörse für Deutschland und von NordPool als beteiligter Strombörse für Dänemark, Finnland, Schweden und Norwegen die anonymisierten Auftragsbücher, aus denen sie anschließend optimale Lastflüsse, sog. Market Coupling Flows, nach einem Wohlfahrtskriterium kalkuliert. Hierbei ist es das Bestreben der EMCC, die Summe der Käufer- und Verkäuferüberschüsse zu maximieren. Die EMCC nimmt dann die ausgleichenden Gebote an den beiden Börsen vor, bis beide Börsenpreise entweder gleich sind oder die

Engpasskapazität vollständig ausgelastet ist. Ist Letzteres der Fall, entsteht eine Knappheitsrente aus der Bewirtschaftung des Engpasses, die dem Eigentümer des Interkonnektors zufließt. Die Monopolkommission hält Open Market Coupling grundsätzlich für ein geeignetes Instrument, die vollständige Auslastung des Interkonnektors zu erreichen und zu einer verbesserten Allokation beizutragen. Das Verfahren bietet zudem den Vorzug, dass sich zukünftig weitere Engpässe an anderen Landesgrenzen integrieren lassen. Hierdurch würde eine tiefer gehende europäische Integration der Übertragungsnetze ermöglicht.[235]

**359.** Die Monopolkommission setzt sich dafür ein, dass internationale Engpässe durch implizite Auktionen bewirtschaftet werden. Bei der Ausgestaltung ist darauf zu achten, dass die Engpässe an verschiedenen Grenzen in untereinander kompatiblen Systemen zusammengefasst werden können, damit eine vollständige Marktintegration ohne gegenläufige Effekte erfolgt. Im Rahmen der impliziten Auktionen sollen finanzielle Übertragungsrechte versteigert werden, die den Unternehmen zur Risikoabsicherung dienen. Die Erlöse aus der Bewirtschaftung internationaler Engpässe sollen ausschließlich zur Reduktion der Engpässe verwendet werden. Aus dieser Bestimmung entwickelt sich dann ein robuster und von interessengeleiteter Einflussnahme weitgehend freier Mechanismus, der stets zu einer Engpassreduktion vornehmlich an jenen Orten führt, an denen die Knappheit der Übertragungskapazität am größten ist.

**360.** Hinsichtlich der Auswirkungen von Marktmacht haben weder implizite Auktionen noch explizite Auktionen eindeutige Vorteile. Es ist daher Auffassung der Monopolkommission, dass die Tatsache, dass sich der deutsche Strommarkt durch einen gewissen Grad der Vermachtung auszeichnet, kein Argument gegen die Einführung eines umfassenden Market Coupling an den Grenzen der deutschen Übertragungsnetze sein kann. Das vorrangige Ziel einer effizienten Produktion, das durch eine Marktintegration erreicht werden soll, ist weder durch eine explizite Auktion noch durch eine implizite Auktion von Engpasskapazitäten an den Grenzen des deutschen Übertragungsnetzes allein herbeizuführen. Gegenüber der reinen expliziten Auktion bietet das Open Market Coupling mit seiner impliziten Auktion den Vorteil, dass Engpasskapazitäten stets vollständig genutzt werden. Zwar erschwert die implizite Auktion sowohl kollusives als auch unilateral strategisches Verhalten marktbeherrschender Unternehmen über Grenzen hinweg, sie macht dies aber nicht unmöglich. Mithin kann Open Market Coupling die nationale und europäische Wettbewerbskontrolle nicht ersetzen.

**361.** Seit dem 8. Oktober 2008 ist das Open Market Coupling mit der NordPool-Region ausgesetzt. Der Monopolkommission wurden als Gründe hierfür Unterschiede in der Preisbildung auf den beteiligten Märkten genannt, die der verwendete Algorithmus nicht hinlänglich berücksichtigte. Hierdurch sei es zu verfälschten Preissignalen gekommen, die den physischen Stromfluss zeitweise in Richtung der Region mit dem niedrigeren Spotmarktpreis lenkten. Es ist das Verständnis der Monopolkommission, dass die aufgetretenen Probleme zum einen überwindbar und zum anderen technisch und nicht wirtschaftlich oder gar politisch motiviert sind.

235 Zu einer entsprechenden Einschätzung gelangt auch CONSENTEC, Towards a common co-ordinated regional congestion management method in Europe, Study commissioned by the European Commission DG Energy and Transport, 2007.

Die Schwierigkeiten verdeutlichen, dass die Integration weiterer Marktgebiete und nationaler Börsen Implementierungs- und Koordinationsaufwand verursachen wird. Der Monopolkommission scheinen daher zukünftig begleitende koordinierende Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden und der von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) geboten.[236] ACER soll die Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Engpässe harmonisieren. Hierbei ist nach Auffassung der Monopolkommission jedoch zukünftigen Kompetenzstreitigkeiten dringend vorzubeugen. Mit Blick auf die Aufgabe der Beseitigung von Netzengpässen an den Landesgrenzen der Mitgliedstaaten zur Förderung des europäischen Strombinnenmarktes wird die überwiegend beratende Funktion der Agentur für nationale Regulierungsbehörden als nicht zielführend abgelehnt. Daher sollte ACER nach Auffassung der Monopolkommission als eine von den Mitgliedstaaten und der Europäischen Kommission unabhängige Institution angelegt und mit klaren Entscheidungs-, Sanktions- und Leitlinienkompetenzen ausgestattet werden.

### 6.2.2 Gas

#### *6.2.2.1 Wettbewerbsdefizite der aktuellen Kapazitätssituation*

**362.** Der grenzüberschreitende Handel von Gas hat zwei wesentliche ökonomische Vorteile. Zum einen eine kostenminimale Exploration und Förderung und zum anderen eine Erhöhung der Wettbewerbsintensität durch die Integration von Marktgebieten. Die kostenminimale Exploration und Förderung von Gas ist eine Frage langfristiger Entscheidungen in Form von Investitionen in Pipeline-Projekte, den Bau von LNG-Terminals oder der Beteiligung an Exploration und Förderaktivitäten. Der zweite Vorteil von grenzüberschreitendem Handel ist mit einer effizienten Engpassbewirtschaftung zu realisieren. Bereits bei zwei Anbietern in zwei verschiedenen Regionen mit identischen Gasbeschaffungskosten wäre die Integration beider Regionen ökonomisch sinnvoll. Die induzierte Wettbewerbsintensivierung senkt die Preise für die Abnehmer und reduziert Wohlfahrtsverluste korrespondierend zur Nachfrageelastizität und erhöht die Konsumentenrente. Eine Beurteilung von Engpassmanagementverfahren sollte sich im Gasbereich daher von dem Ziel einer Wettbewerbsintensivierung leiten lassen und beachten, dass langfristige Bezugsportfolio-Entscheidungen nicht verzerrt werden.

**363.** Im Gassektor werden zwei Arten von Engpässen unterschieden: zum einen der vertraglich bedingte und zum anderen der physische Engpass. Der vertraglich bedingte Engpass bezeichnet eine Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach verbindlicher Kapazität die technische Kapazität übersteigt. Die verbindliche Kapazität bezeichnet dabei wiederum die Erdgasfernleitungskapazität, die von dem Fernleitungsnetzbetreiber vertraglich als nicht unterbrechbare Kapazität zugesichert wurde. Der physische Engpass hingegen bezeichnet die Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt. Die technische Kapazität wird definiert durch die verbindliche Höchstkapazität, die der

236 Die Gründung von ACER ist Bestandteil des dritten Legislativpakets der Europäischen Union zum Regulierungsrahmen für den Strom- und den Erdgassektor. Das Legislativpaket wurde am 25. Juni 2009 vom Ministerrat angenommen. Die volle Arbeitsfähigkeit der Agentur ist für Mitte des Jahres 2011 vorgesehen.

Fernleitungsnetzbetreiber den Netznutzern unter Berücksichtigung der Netzintegrität und der betrieblichen Anforderungen des Fernleitungsnetzes anbieten kann.[237] Grundsätzlich bieten sich zwei Möglichkeiten an, um mit Kapazitätsengpässen umzugehen. Zum einen können weitere Leitungskapazitäten durch einen Ausbau des Netzes geschaffen werden und zum anderen kann der Engpass mit geeigneten Verfahren bewirtschaftet werden. Bei der Frage, ob ein Engpassmanagementverfahren eingesetzt werden oder ein Ausbau der Kapazitäten erfolgen sollte, bedarf es einer sorgfältigen Prüfung. Sollte sich herausstellen, dass ein Engpass nicht struktureller Natur ist, kann er mit geeigneten Managementverfahren aufgelöst und sinnvoll bewirtschaftet werden. Ist der Engpass hingegen struktureller Natur, tritt er dauerhaft auf und lässt sich nicht durch eine Veränderung der Allokation der Kapazitäten beheben, wird ein Netzausbau angezeigt sein. Im Einzelfall wird nicht einfach festzustellen sein, wann ein Engpass strukturell bedingt ist. Diese Entscheidung sollte nach Auffassung der Monopolkommission Aufgabe der Bundesnetzagentur sein.

**364.** Im Gassektor bilden die EG-Verordnung Nr. 1775/2005[238] sowie die Gasnetzzugangsverordnung den Rechtsrahmen für den Umgang mit Engpässen. Die EG-Verordnung Nr. 1775/2005 hat zum Ziel, durch ein Engpassmanagement zur Realisierung des Erdgasbinnenmarktes beizutragen und Regeln aufzustellen, die einen Ausgleich zwischen der notwendigen Freigabe ungenutzter Kapazitäten gemäß dem Grundsatz „use it or lose it“ einerseits und dem Recht der Kapazitätsinhaber, die Kapazität im Bedarfsfall zu nutzen, andererseits schaffen. Stellt der Netzbetreiber fest, dass die nachgefragten Kapazitäten nicht mit den verfügbaren Kapazitäten übereinstimmen, kommt es zu Engpässen. Mit verschiedenen Formen des Engpassmanagements, die die EG-Verordnung Nr. 1775/2005 als Methode zur optimalen und maximalen Nutzung der technischen Kapazität und zur rechtzeitigen Feststellung künftiger Engpassstellen bezeichnet,[239] wird versucht, diesen Mängeln anzuhelfen.

**365.** Die Gasnetzzugangsverordnung sieht vor, dass die Zuteilung von Entry- und Exitkapazitäten in einem zweistufigen Prozess vorgenommen wird. Für die ersten 90 % der Kapazität gilt das Reihenfolgeverfahren, welches in § 9 GasNZV geregelt ist. Ist die Nachfrage höher als 90 %, werden die verbleibenden 10 % in einem einmal jährlich stattfindenden Versteigerungsverfahren, welches § 10 GasNZV beschreibt, vergeben. Konkret werden ab dem Zeitpunkt, zu dem in der ersten Stufe 90 % der Kapazitäten im Reihenfolgeverfahren vergeben worden sind, für 24 Stunden die Kapazitätsanfragen gesammelt. Das Verfahren ruht für einen Tag. Übersteigt die Gesamtnachfrage nach 24 Stunden die 100 % nicht, werden die letzten 10 % ebenfalls im Reihenfolgeverfahren vergeben. Übersteigt die Nachfrage allerdings die 100 %, liegt nach § 10 Abs. 1 GasNZV ein vertraglicher Engpass vor und die letzten 10 % der Kapazität werden versteigert. Diese Verauktionierung spielt aktuell keine Rolle. Im Monitoringbericht 2007 führt die Bundesnetzagentur für das Jahr 2006 eine Kapazitätsauktion auf, im Monitoringbericht 2008 wird keine genannt.[240] Die Kapazitäten sind bereits frühzeitig ausgebucht.

237 Vgl. dazu Art. 2 Abs. 1 Nr. 16, 18, 21, 23 VO 1775/2005.

238 Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, ABl. EU Nr. L 289 vom 3. November 2005, S. 1.

239 Vgl. ebenda, Art. 2 Abs. 1 Nr. 5.

240 BNetzA, Monitoringbericht 2007, S. 107.

**366.** Ein weiteres wichtiges Element zur Beseitigung von Engpässen findet sich in § 14 GasNZV. Die Regelung sieht vor, dass Kapazitätsrechte auf dem Sekundärmarkt handelbar sein müssen. Laut § 14 Abs. 1 GasNZV waren die Netzbetreiber verpflichtet, bis zum 1. August 2006 eine gemeinsame elektronische Plattform für den Handel mit Sekundärkapazitätsrechten einzurichten, die alle Angebote gleichartiger Transportkapazität und Nachfragen nach Kapazität für dieselben Netze oder Teilnetze für die Nutzer der Plattform transparent machen muss. Die Transport Capacity Exchange (trac-x) sollte der Umsetzung des § 14 GasNZV dienen.[241] Grundsätzlich begrüßt die Monopolkommission die Etablierung der Handelsplattform und hält einen solchen Sekundärhandel für einen wichtigen wettbewerbsfördernden Mechanismus. Allerdings stößt die konkrete Ausgestaltung der Handelsplattform durchaus auf Kritik.[242] Auch gibt es in Deutschland aktuell keine belastbaren Daten und Erfahren mit dem Sekundärhandel von Kapazitäten. Zu Beginn des Jahres 2009 waren rund 360 Teilnehmer an der trac-x registriert. Diese Zahl erscheint für die gehandelten Volumina sehr hoch**.** Auch die Marktteilnehmer berichten gegenüber der Monopolkommission, dass der Sekundärhandel aktuell nur einen sehr geringen Stellenwert hat und es an Liquidität fehlt. Die Marktteilnehmer nutzen die Plattform nur in sehr geringem Ausmaß. Eine quantitative Analyse der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) zeigt, dass die Erfahrungen mit Sekundärmärkten in anderen europäischen Mitgliedstaaten ähnlich ernüchternd aussehen.[243]

**367.** Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur legt dar, dass es in Deutschland in großem Umfang vertragliche Engpässe gibt. Diese Aussage wird auch durch Stellungnahmen der Marktteilnehmer gegenüber der Monopolkommission gestützt. Im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 betrug die freie Kapazität, die dem Markt im Rahmen von Reihenfolgeverfahren und Verauktionierung nach §§ 9, 10 GasNZV zur Verfügung stand, deutlich weniger als 10 %.[244] Die vorrangige Zuweisung von Kapazitäten in langfristigen Kapazitätszusagen stellt dabei den Hauptgrund für die sehr weit verbreiteten vertraglichen Engpässe dar.[245] Erstaunlich ist allerdings, dass den hohen langfristigen Buchungen niedrige physische Auslastungsquoten gegenüberstehen. Nach Auskunft der Bundesnetzagentur liegen diese deutschlandweit bei durchschnittlich 36 %.[246] Allerdings hat diese Zahl nur eine bedingte Aussagekraft. Der Wert ergibt sich aus den beiden Größen „verfügbare Kapazitäten" und „tatsächlich transportierte Gasmengen". Die Gasnachfrage schwankt, nicht zuletzt aufgrund dessen, dass ca. zwei Drittel des Gasverbrauchs auf das Winterhalbjahr entfallen, weil Gas einen hohen Anteil am Wärmemarkt hat. Daher sollte eine geringe durchschnittliche Auslastung nicht unbedingt erstaunen, weil sich Spitzenauslastungen im Winter finden und ein geringer Bedarf im Sommer.

241 Zu dem Zusammenschlussverfahren und der Würdigung des Beschlusses des Bundeskartellamtes vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 601 f.

242 Vgl. Growitsch, C., Rammerstorfer, M., a.a.O., S. 28.

243 „(...) that the current secondary markets are not performing as was hoped for by national regulators." ERGEG, Secondary Markets: The Way to Deal with Contractual Congestion on Interconnection Points? A Study for the North West Region of the Regional Gas Initiative, Februar 2007, S. 21.

244 Die noch durchgehend freien Einspeisekapazitäten lagen im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 bei 8 % und die durchgehend buchbaren Ausspeisekapazitäten bei 6 %. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 138.

245 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 140.

246 Vgl. ebenda, S. 143.

Aussagekräftiger ist, dass die Bundesnetzagentur ermittelt hat, dass der Anteil der Kapazitäten, die überhaupt einmal im Jahr zu 100 % ausgelastet sind, bei der überwiegenden Zahl der Netzkoppelpunkte bei über 80 % lag.[247]

**368.** Aus Mangel an festen Kapazitäten werden von Transportkunden zunehmend unterbrechbare Kapazitäten gebucht. Nicht nominierte Kapazitäten können nach § 13 GasNZV als unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden. Bei den unterbrechbaren Kapazitäten hat der Netzbetreiber das Recht, den Gasfluss des Kunden bei Bedarf, d.h. wenn andernfalls die Verträge über feste Transportrechte nicht erfüllt werden können, zu unterbrechen.[248] Damit stellen die unterbrechbaren Kapazitäten zwar ein minderwertigeres Produkt als die fest buchbaren Kapazitäten dar, sind dafür allerdings auch niedriger im Preis. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur gaben 84 % der Großhändler und Lieferanten an, diese Einspeisekapazitäten aus Mangel an fester Kapazität zu buchen. Bei der Ausspeisekapazität waren es sogar 88 %, die aus diesem Grund auf unterbrechbarer Basis buchten. Die Zahl der tatsächlichen Unterbrechungen ist gering und kann als weiteres Indiz dafür gewertet werden, dass die vorhandenen Kapazitäten nicht voll ausgenutzt werden. Lediglich zwei Fernleitungsnetzbetreiber mussten im Jahr 2007 Kapazitäten unterbrechen.[249] Die Bundesnetzagentur hält fest, dass rückblickend für das Jahr 2007 die unterbrechbaren Kapazitäten annähernd so verlässlich waren wie feste Kapazitäten. Allerdings vermutet sie auch, dass es bei zunehmendem Handel und einer möglichen Verschiebung der Handelsströme in Zukunft häufiger zu Unterbrechungen kommen könnte und damit auch die Unsicherheit bei der Buchung unterbrechbarer Kapazitäten ansteigt. Daraus resultiert wiederum auch eine wachsende Bedeutung der Speicher für den deutschen Markt, die dazu dienen können, kurzfristige Schwankungen auszugleichen.[250]

**369.** Die Europäische Kommission konstatiert zahlreiche Engpässe an den internationalen Grenzkuppelstellen. Für ein Land wie Deutschland, welches das Gas in überwiegendem Maße importiert und als Transitland genutzt wird, trifft dies besonders zu.[251] Die Bundesnetzagentur weist einen hohen Teil der Kapazitäten an den internationalen Grenzkuppelstellen als durch langfristige Verträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr ausgebucht aus. Insbesondere die Einspeiseleistungen aus Norwegen (99 %) sowie Tschechien und Polen (94 %) sind langfristig ausgebucht. Diese Interkonnektoren vereinen knapp 60 % der deutschen Importkapazitäten auf sich und es zeigt sich, dass maximal 6 % frei verfügbar sind. Nach Einschätzung der Monopolkommission ist diese Situation bedenklich. Allerdings sollte in die Betrachtung auch einfließen, dass die Interkonnektoren zu den Niederlanden, über die immerhin rund 31 % der deutschen Importe gehen, lediglich zu 83 % langfristig ausgebucht sind. Bei den Ausspeiseleistungen in Richtung Westen stellt sich das skizzierte Bild ebenfalls sehr deutlich dar (Luxemburg/Frankreich/Schweiz mit 99 %, Niederlande 99 %, Belgien 95 %).[252]

247 Vgl. ebenda, S. 144.
248 Vgl. Art. 2 Abs. 1 Nr. 13 VO 1775/2005.
249 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 20.
250 Vgl. zur Problematik der Speicher Kapitel 8.
251 Deutschland deckt lediglich 15 % seines Bedarfs an Erdgas aus inländischer Produktion. Die Summe der technisch maximalen Einspeisekapazitäten ist daher wesentlich höher als die entsprechende Summe der Ausspeisekapazitäten an den entsprechenden Landesgrenzen. Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 139.
252 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 139.

*Tabelle 6.1:*

**Einspeisekapazität und deren Auslastung an internationalen Grenzkuppelstellen**

| | Anteil an der Summe der maximalen technischen Einspeisekapazität nach Deutschland in Prozent | Auslastungsgrad bei Volllast der maximalen technischen Einspeisekapazität in Prozent |
|---|---|---|
| **Norwegen** | 20,97 | 72,6 |
| **Niederlande** | 30,81 | 55,7 |
| **Belgien** | 4 | 9,5 |
| **Luxemburg**[1] | Einspeisekapazität = 0 | |
| **Frankreich** | | |
| **Schweiz** | | |
| **Österreich** | 4,92 | 36,9 |
| **Tschechien** | 38,21 | 71,2 |
| **Polen** | | 84,2 |
| **Dänemark** | 1,08 | 94,0 |

[1] Zur Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen wurden die Länder Luxemburg, Frankreich und Schweiz sowie Tschechien und Polen in einer Gruppe zusammengefasst.

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 139 und 143 sowie Berechnungen der Monopolkommission

**370.** Die tatsächliche Nutzung der Grenzkuppelstellen scheint deutlich höher zu sein als die an den innerdeutschen Netzkoppelpunkten. Die Bundesnetzagentur weist einen Wert von durchschnittlich 65 % an den internationalen Engpässen aus, wohingegen der innerdeutsche Wert bei 36 % lag.[253] Dennoch fällt auf, dass auch an den internationalen Grenzen insbesondere an den Übergängen mit besonders hohem Anteil langfristig gebuchter Kapazitäten signifikante Volumina nicht genutzt werden. Wie die Tabelle 6.1 zu den Einspeisekapazitäten zeigt, war bei Norwegen sowie Tschechien und Polen rund ein Viertel der Kapazitäten nicht bis zum Maximum ausgelastet. Bei den Niederlanden als einem der wichtigsten Bezugsländer blieben sogar knapp 45 % ungenutzt.

**371.** Auch die Ausspeisekapazität weist einen überraschend niedrigen Auslastungsgrad auf. Auffällig ist zum Beispiel, dass der Interkonnektor zwischen Deutschland und den Niederlanden einen Auslastungsgrad von deutlich unter 30 % aufweist. Dies bedeutet allerdings, dass dem Handel am niederländischen Handelspunkt TTF, der als einer der wenigen liquiden Handelsplätze in Europa gilt, theoretisch nichts entgegensteht. Umso wichtiger erscheint der Monopolkommission die Etablierung eines geeigneten Engpassmanagementsystems, damit die offensichtlich ausreichend vorhandenen Kapazitäten auch effizient genutzt werden.

253 Vgl. ebenda, S. 20.

*Tabelle 6.2:*

**Ausspeisekapazität und deren Auslastung an internationalen Grenzkuppelstellen**

| | Anteil an der Summe der maximalen technischen Ausspeisekapazität aus Deutschland in Prozent | Auslastungsgrad bei Volllast der maximalen technischen Ausspeisekapazität in Prozent |
|---|---|---|
| **Norwegen** | Ausspeisekapazität = 0 | |
| **Niederlande** | 17,94 | 28,3 |
| **Belgien** | 17,95 | 25,1 |
| **Luxemburg**[1] | 40,26 | 76,5 |
| **Frankreich** | | 95,3 |
| **Schweiz** | | 98,6 |
| **Österreich** | 5,83 | 57,3 |
| **Tschechien** | 18,02 | 45,8 |
| **Polen** | | 42,8 |
| **Dänemark** | Ausspeisekapazität = 0 | |

[1] Zur Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen wurden die Länder Luxemburg, Frankreich und Schweiz sowie Tschechien und Polen in einer Gruppe zusammengefasst.

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 139 und 143 sowie Berechnungen der Monopolkommission

**372.** Weitere Indizien für Engpässe in erheblichem Umfang lassen sich der Datenbank der Bundesnetzagentur zur Dokumentation von Netzzugangsverweigerungen gemäß § 20 Abs. 2 EnWG entnehmen.[254] Es zeigt sich, dass die Ferngasgesellschaften den Zugang zumeist deshalb ablehnen, weil keine freien Kapazitäten buchbar sind. Im Jahr 2007 kam es insgesamt zu 173 Ablehnungen. Dies stellt im Vergleich zum Jahr 2006 einen Rückgang um 357 dar. Bei einer Interpretation sollte allerdings beachtet werden, dass zahlreiche Interessenten erst gar keine Anfrage stellen, da sie aufgrund der obligatorischen Veröffentlichungen der Netzbetreiber bereits darüber informiert sind, dass keine buchbaren Kapazitäten mehr vorliegen. Von daher ist davon auszugehen, dass die tatsächliche Kapazitätsnachfrage sogar erheblich höher ist, als in der Datenbank aufgeführt.[255]

**373.** Die aktuelle Situation ist in der Summe aus Sicht der Monopolkommission unbefriedigend. Für neue Anbieter stellt die fehlende Möglichkeit, feste Transportkapazitäten zu buchen, eine erhebliche strukturelle Markteintrittsbarriere dar. Die Ausweichlösung, unterbrechbare Kapazitäten zu nominieren, stellt einen deutlichen Wettbewerbsnachteil gegenüber den etablierten Unternehmen mit langfristigen Kapazitätsbuchungen dar und ist mit einer zunehmenden Unsicherheit verbunden. Sekundärmärkte haben in der gegenwärtigen Konstellation ebenfalls keine Möglichkeit, ihre Wirkung zu entfalten. Aktuell erwartet die Monopolkommission nicht, dass sich dort kurzfristig ein nennenswertes Angebot entwickeln wird. Entweder wird die Kapazität von den Eigentümern selbst benötigt oder – sollte die These eines strategischen Verhaltens zutref-

254 Vgl. dazu http://www.bundesnetzagentur.de (Sachgebiete „Elektrizität/Gas“, „Anzeigen/Mitteilungen“, „Mitteilung Verweigerung Gasnetzzugang gem. § 20 Abs. 2 EnWG“).

255 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 139 f.

fen – bewusst nicht angeboten werden. Diese Befürchtungen werden vollumfänglich von den neuen Wettbewerbern auf dem Gasmarkt gegenüber der Monopolkommission bestätigt.

**374.** Langfristige Kapazitätsbuchungen werden in vielen Fällen mit einer Risikoreduktion begründet. Zum einen werden damit langfristige Versorgungsverträge gespiegelt, die Transportkunden etwa bei der Belieferung von Stadtwerken eingehen. Zum anderen erfordert der Ausbau von Kapazitäten aus Sicht des Fernleitungsnetzbetreibers und seiner Kapitalgeber eine sichere und langfristige Auslastung. Damit erfüllen langfristige Kapazitätsbuchungen eine wichtige ökonomische Funktion sowohl für die Anbieter als auch die Nachfrager von Kapazitäten. Würden keine langfristigen Kapazitätsbuchungen zugelassen, bestünde für den Anbieter auf der einen Seite das Risiko einer mangelnden Auslastung, auch wenn sein Preis in Höhe des regulierten Netzentgeltes unberührt bliebe. Die Monopolkommission schätzt dieses Risiko allerdings als gering ein, weil von den Marktteilnehmern nahezu einhellig bestätigt wird, dass eine Überschussnachfrage nach Kapazitäten besteht. Auf der anderen Seite müssten Nachfrager, die langfristige Lieferverpflichtungen zum Beispiel gegenüber Stadtwerken haben, in jedem Fall Kapazitäten erwerben. Dies könnte zum einen sehr teuer werden und die Nachfrager gegebenenfalls einem strategischen Verhalten anderer Marktteilnehmer aussetzen. Das Bundeskartellamt hat mit seinen Verfahren gegen die Praxis langfristiger Gaslieferverträge die hohe Bedeutung von langfristigen innerdeutschen Lieferverträgen gemindert und die Laufzeit langfristiger Lieferverträge ist deutlich zurückgegangen.[256] Vor diesem Hintergrund sieht die Monopolkommission keine zwingende Notwendigkeit mehr, langfristige Kapazitätszusagen zur Stützung langfristiger Lieferverträge zuzulassen.

**375.** Ein besonderes Gewicht kommt dem Abschluss von langfristigen Gaslieferverträgen an den nationalen Grenzen zu. Obligatorisch werden beim Import von Gas langfristige Lieferverträge mit Vertragspartnern, die zu einem hohen Anteil außerhalb der Europäischen Union sitzen,[257] geschlossen. Ihnen kommt damit ein viel höheres Gewicht zu als den langfristigen Lieferverträgen innerhalb Deutschlands. Darüber hinaus entziehen sie sich sowohl dem Einflussbereich der deutschen als auch der europäischen Wettbewerbs- und Regulierungspolitik. Eine erzwungene Kürzung von Laufzeiten der Kapazitätszusagen, etwa im Rahmen von Capacity-Release-Zusagen, wie sie die Monopolkommission für die innerdeutsche Engpassbeseitigung vorgeschlagen hat, erscheint hier nicht angezeigt. Auch die Europäische Kommission hat sich im Dritten Richtlinienpaket sehr zurückhaltend zum Thema Engpassmanagement im Gas an den nationalen Grenzen geäußert.[258]

**376.** Trotz der Regelungen in § 13 GasNZV sieht die Monopolkommission deutliche Anreize für eine Hortung der Kapazitäten, die nach dem Grandfathering vergeben werden. Darüber hinaus erkennt sie für den als Kontrollinstitution eingesetzten Netzbetreiber keine Motivation, dagegen vorzugehen, wie es § 13 Abs. 2 GasNZV vorsieht, weil

256 Vgl. dazu Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 490 ff. sowie dies., Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 555 ff.

257 Wie Abschnitt 3.2.2 zeigt, wird lediglich 37 % des deutschen Bedarfs aus inländischen Quellen oder aus Ländern, die der Europäischen Union angehören, gedeckt.

258 Vgl. EU-Kommission, Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, KOM(2007) 532 endg. vom 19. September 2007, S. 26.

er aufgrund des Use-it-or-lose-it-Prinzips in jedem Fall sein Geld bekommen wird.[259] Sollten Netzbetreiber und Netznutzer gar verflochten sein, besteht sogar explizit ein Anreiz, die Hortung nicht zu unterbinden und die ungenutzten Kapazitäten nicht zu entziehen. Dem Netzbetreiber wird sogar ein weiter Ermessensspielraum gegeben, da er die Kapazitäten dann nicht zu entziehen braucht, wenn der Transportkunde gemäß § 13 Abs. 2 Satz 4 GasNZV „schlüssig darlegt, dass er die Kapazitäten [...] weiterhin benötigt". Nach Ansicht der Monopolkommission sollen die Kontrolle und Durchsetzung der Freigabe ungenutzter Kapazitäten der Bundesnetzagentur übertragen werden.

**377.** Die Monopolkommission hält es auch für unverzichtbar, ein wirksames Engpassmanagement auf dem deutschen Gasmarkt zu etablieren. Sie beurteilt den Umfang der Engpässe sowohl innerdeutsch als auch grenzüberschreitend als zu hoch und sieht negative Auswirkungen auf den Wettbewerb. Nur wenn die Kapazitätssituation verbessert wird, kann sich die wettbewerbliche Lage verbessern. Die zu entwickelnden Maßnahmen müssen mit der jeweiligen Engpasssituation korrespondieren. Dazu wird im Folgenden die innerdeutsche Situation getrennt von der grenzüberschreitenden betrachtet. Elektrizitäts- und Gaswirtschaft weisen grundsätzlich sehr viele Ähnlichkeiten auf.[260] Daher ist das zur Verfügung stehende Instrumentarium zur Engpassbewirtschaftung dem der Stromwirtschaft sehr ähnlich. Die Gaswirtschaft hat allerdings ein von dem der Stromwirtschaft divergierendes Marktumfeld, aus dem sich die Unterschiede hinsichtlich wirtschaftspolitischer Handlungsempfehlungen ergeben. Es besteht eine starke Importabhängigkeit, die dazu führt, dass es keine Merit Order wie bei der Stromerzeugung gibt. Damit spielt die Sicherstellung einer kurzfristigen, kostengünstigen Produktion, die im Elektrizitätssektor von hoher Bedeutung ist, hier nur eine untergeordnete Rolle.

#### *6.2.2.2 Engpassmanagement in Deutschland*

**378.** Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt stellt im Gassektor die Kapazitätssituation im Inland im Vergleich zu derjenigen im grenzüberschreitenden Handel das signifikante Wettbewerbshemmnis dar. Die Implementierung eines Engpassmanagements scheitert an der Verfügbarkeit freier Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten. Mit dem Ziel, ein diskriminierungsfreies Kapazitätsmanagement auch im Gassektor zu realisieren, empfiehlt die Monopolkommission, an den Entry- und Exit-Punkten explizite Auktionen durchzuführen, bei denen eine signifikante Kapazitätsmenge versteigert wird. Ein Anteil von etwa 25 % scheint der Monopolkommission zunächst angemessen. Die Gaskapazitäten sollten mit lang- bis mittelfristigem Horizont, d.h. Jahres-, Monats- und Wochenkapazitäten, verauktioniert werden.

**379.** Allerdings stellt sich das Problem, überhaupt Kapazitäten, die versteigert werden können, in den Markt zu bekommen. Die Monopolkommission sieht hier die Notwendigkeit, ein „Transmission Capacity Release"-Programm aufzulegen, welches aus lang-

259 Das Use-it-or-lose-it-Prinzip sieht vor, dass Kapazitäten, die nicht nominiert werden, trotzdem bezahlt werden und Dritten als unterbrechbare Kapazität angeboten werden müssen. Die Regelung intendiert weiterhin, der missbräuchlichen und vertraglichen Kapazitätshortung entgegenzuwirken. Der Netzbetreiber ist dazu angehalten, einem Transportkunden die gebuchten Kapazitäten, die er nicht oder nur in einem geringen Umfang in Anspruch nimmt, zu entziehen.

260 Zu diesen Ähnlichkeiten zählen neben der Homogenität der Produkte (im Gasbereich jedoch zu unterscheiden zwischen den Produktqualitäten H-Gas und L-Gas) und der Leitungsgebundenheit der Handel auf standardisierten Großhandelsmärkten sowie die Möglichkeit des Saldierens gegenläufiger Transaktionen.

fristigen Kapazitätszusagen bedient wird. Die bisherigen Inhaber langfristiger Rechte werden demnach dazu angehalten, anteilig Kapazitäten abzugeben oder in kurzfristige Kapazitäten umzuwandeln. Ein solches Programm bedeutet einen Nachteil für den bisherigen Rechteinhaber. Aus wettbewerblichen Gründen scheint dieser Nachteil aus Sicht der Monopolkommission allerdings vertretbar. Ein solches Vorgehen könnte sich am Vorgehen des Bundeskartellamtes bei der Auflösung der langfristigen Gasliefervertäge orientieren. Das Amt hatte hier aus wettbewerbsfördernden Gründen die Ferngasunternehmen dazu verpflichtet, ihre bestehenden Verträge mit den Weiterverteilern kartellrechtskonform zu gestalten, was in vielen Fällen zum Neuabschluss von Verträgen führte. Der Markt wurde von den alten Verträgen durch die Kombination von langfristiger Lieferbindung und hoher Vertriebsbedarfsdeckung abgeschottet und es bestand kaum eine Möglichkeit für neue Wettbewerber, in den Markt einzutreten. Beim Neuabschluss konnten die Unternehmen langfristige Verträge nur noch bei einer deutlichen Reduktion der Menge abschließen. So gilt, dass eine vertragliche Bedarfsdeckung von über 50 bis 80 % höchstens mit einer Laufzeit von vier Jahren abgedeckt werden darf. Für einen Bedarf über 80 % gilt eine Maximallaufzeit von zwei Jahren.[261] Im vorliegenden Fall wäre eine Änderung des Rechtsrahmens erforderlich. Das „Ampelverfahren", wie es § 10 Abs. 2 GasNZV vorsieht, wäre obsolet.

**380.** Die Monopolkommission wies bereits darauf hin, dass die Gasnetzbetreiber zwar dazu verpflichtet sind, eine dauerhafte Netzsicherheit zu gewährleisten. Allerdings umfasst diese Pflicht in erster Linie die Beseitigung von Schwachstellen in bestehenden Netzen. Eine generelle Netzausbauverpflichtung sieht das Energiewirtschaftsgesetz nicht vor. In § 6 Abs. 4 berechtigt die Gasnetzzugangsverordnung den Netzbetreiber sogar, bei dauerhaften physischen Engpässen das Netz in verschiedene Teilnetze zu untergliedern. Die Einnahmen, die aus den expliziten Auktionen resultieren, sollten daher nach Auffassung der Monopolkommission mit einer Zweckbindung verbunden und zur Engpassbeseitigung verwendet werden. Diese Maßnahme lenkt die Mittel in die richtige Richtung. Sollte der Netzbetreiber den Ausbau an der entsprechenden Stelle für nicht sinnvoll erachten, könnte die konkrete Ausgestaltung des Systems einen allgemeinen Fonds zum Netzausbau umfassen, in den die Einnahmen aus der Versteigerung von Kapazitäten einfließen. Diese Entscheidungen sollten nach Meinung der Monopolkommission letztlich von der Bundesnetzagentur getroffen werden. Dazu wäre ebenfalls einer Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen angezeigt. Insbesondere bedarf es einer Streichung der Wahlmöglichkeit der Erlösverwendung, wie sie § 10 Abs. 6 GasNZV aktuell vorsieht. Allerdings bleibt abzuwarten, in welchem Umfang tatsächlich ein Bedarf nach umfassenden Netzausbauten im Gassektor besteht. Auch wenn gegenwärtig eine hohe Zahl von Engpässen im deutschen Gasnetz konstatiert werden kann, vermutet die Monopolkommission, dass – sollten Kapazitäten in spürbarer Menge verauktioniert werden – keine relevante Überschussnachfrage mehr vorhanden sein wird und dementsprechend auch nur geringe Einnahmen entstehen werden. Der Bedarf zum Netzausbau wird sich folglich als gering darstellen. Die Installation des Auktionsmechanismus ist daher von besonders hoher Bedeutung zur Lenkung der Mittel. Die Monopolkommission empfiehlt eine Überprüfung der Funktionsfähigkeit des Systems nach einem Jahr.

261 Vgl. dazu BKartA, Beschluss vom 13. Januar 2006, B8-113/03, WuW/E DE-V 1147 „E.ON/Ruhrgas" sowie Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 490 ff. und dies., Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 555 ff.

**381.** Bei expliziten Auktionen mit physischen Übertragungsrechten entsteht zusätzlich die Gefahr der Hortung von Kapazitäten und damit wiederum das Problem der dadurch bedingten physischen Unterauslastung, die bei impliziten Auktionen nicht gegeben ist. Von daher sieht die Monopolkommission eine weitere wichtige Möglichkeit, Wettbewerbsdefizite abzubauen, darin, die Bundesnetzagentur mit der Kontrolle über Kapazitätshortung und dem Entzug gehorteter Kapazitäten zu beauftragen. Diese Aufgabe beim Fernleitungsnetzbetreiber zu belassen, scheint aufgrund möglicher Interessenkollisionen nicht angebracht. Die Monopolkommission empfiehlt eine dahingehende Änderung von § 13 GasNZV.

#### *6.2.2.3 Engpassmanagement an den Grenzen zu den europäischen Nachbarländern*

**382.** Auch im Bereich der grenzüberschreitenden Engpässe sieht die Monopolkommission die Notwendigkeit, ein Engpassmanagement zu implementieren, welches auf der Basis von expliziten Auktionen Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen vergibt. Hier erachtet sie eine Vergabe signifikanter Mengen auf Jahres-, Monats- und Wochenebene ebenfalls für sinnvoll. Die Analyse der Bedeutung langfristiger Gaslieferverträge an den internationeln Grenzkuppelstellen hat allerdings gezeigt, dass die Implementierung eines „Transmission Capacity Release"-Programms nicht angezeigt ist, um Kapazitäten für den Markt freizubekommen. Darüber hinaus zeigen die Daten der Kapazitätsflüsse, dass bereits aktuell nicht alle Mengen in langfristigen Buchungen gebunden sind.[262] Auch spricht der im Vergleich zur innerdeutschen Situation in der Regel höhere tatsächliche Auslastungsgrad für ein etwas gemäßigtes Vorgehen**.** Bereits heute verfügen alternative Anbieter über die Kapazitäten der Interkonnektoren, wie die Tabelle 6.3, die einen Überblick der Import- und Exportkapazitäten darstellt, zeigt.

**383.** Die vollständige Zweckbindung der Auktionserlöse wäre nach Auffassung der Monopolkommission auch hier das Mittel der Wahl, das Investitionen in neue Infrastruktur richtig priorisiert. Darüber hinaus ist diese Regelung vergleichsweise einfach zu handhaben. Ein Wahlrecht zur Erlösverwendung wird von der Monopolkommission abgelehnt. Es ist zu vermuten, dass die zu erzielenden Erlöse langfristig gering sein werden. Die Gefahr von Überkapazitäten sieht die Monopolkommission daher nicht zwangsläufig bzw. wertet sie als weit weniger schwerwiegend als Unterkapazitäten. Aus Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit ist die Zweckbindung ebenfalls weitaus effektiver als das Wahlrecht. Zur Umsetzung einer vollständigen Zweckbindung wird eine Rechtsänderung notwendig sein. Ferner stellt sich die Frage nach der verfassungsrechtlichen Durchsetzbarkeit. Die Monopolkommission gibt darüber hinaus zu bedenken, dass eine internationale Koordination dieser Maßnahme unbedingt erforderlich ist. Diesbezügliche Anstrengungen könnten zum Beispiel von der ERGEG angestoßen werden.

**384.** Analog zur innerdeutschen Maßnahme würde die Implementierung der expliziten Auktion für das grenzüberschreitende Engpassmanagement eine Änderung des in § 10 GasNZV verankerten „Ampelverfahrens" erforderlich machen. Eine Missbrauchsaufsicht zur Sanktionierung von Kapazitätshortungen ist aus Sicht der Monopolkommission unverzichtbar. § 13 GasNZV bietet auch für die internationalen Engpässe keine befriedigende Lösung. Wie bei den nationalen Engpässen sollte die Aufsichtsfunktion von der Bundesnetzagentur übernommen und die Gasnetzzugangsverordnung entsprechend abgeändert werden.

262 So sind z.B. 27 % der Kapazität aus Belgien und 24 % der Kapazität aus Österreich nicht in langfristigen Verträgen (von mehr als einem Jahr Dauer) gebunden.

*Tabelle 6.3:*

**Import- und Exportkapazitäten an den deutschen Grenzübergangspunkten (Stand: April 2009)**

| Interkonnektor | Richtung | Exportunternehmen | Importunternehmen | Max. techn. Kap. in Mio. Nm3/h |
|---|---|---|---|---|
| Hora Svaté Kateriny/Olbernhau | D → CZ | Wingas Transport | RWE Transgas Net | n.a. |
| | CZ → D | RWE Transgas Net | Wingas Transport | 1,38 |
| Hora Svaté Kateriny/Deutsch Neudorf | CZ → D | RWE Transgas Net | Ontras | 1,53 |
| | D → CZ | Ontras | RWE Transgas Net | 1,76 |
| Waidhaus | CZ → D | RWE Transgas Net | E.ON Gastransport | n.a. |
| Waidhaus | D → CZ | E.ON Gastransport | RWE Transgas Net | n.a. |
| | | GDF Deutschland Transport | | |
| Oberkappel | A → D | OMV Gas | E.ON Gastransport | 0,94 |
| | | | GDF Deutschland Transport | |
| | D → A | E.ON Gastransport | OMV Gas | 0,36 |
| | | GDF Deutschland Transport | | |
| Burghausen/Überackern | A → D | OMV Gas | Wingas Transport | 0,42 |
| | | | Bayerngas | |
| Kiefersfelden | D → A | Bayerngas | Omv Gas | 0,1 |
| | D → CH | E.ON Gastransport | ENI Gas & Power CH | 2,43 |
| | | ENI | Swissgas | |
| Medelsheim/Obergailbach | D → F | E.ON Gastransport | GRTgaz | 1,6 |
| | | GDF Deutschland Transport | | |
| Remich | D → L | E.ON Gastransport | SOTEG | 0,12 |
| Zevenaar | NL → D | Gastransportservices | E.ON Gastransport | 1,3 |
| Bochholtz | NL → D | Gastransportservices | ENI | 1.5 |
| | | | E.ON Gastransport | |
| Winterswijk | NL → D | Gastransportservices | E.ON Gastransport | 2 |
| Bunde – Oude Statenhijl (H) | NL → D | Gastransportservices | E.ON Gastransport | 0,73 |
| | | | Wingas Transport | 0,21 |
| | | | Gasunie Deutschland | 1,1 |
| | | | EWE | 0,6 |
| | D → NL | E.ON Gastransport | Gastransportservices | 1,67 |
| | | Wingas Transport | | 1,2 |
| | | Gasunie Deutschland | | 0,1 |
| Vlieghuis | NL → D | Gastransportservices | RWE Transportnetz Gas | n.a. |
| Emden (NPT, EPT 1) | N → D | Gassco | E.ON Gastransport | 3,3 |
| | | | Gasunie Deutschland/ RWE Transportnetz Gas | |
| Domum/NETRA | N → D | Gassco | E.ON Gastransport | 1,71 |
| Ellund | DK → D | Energienet.dk | E.ON Gastransport | 0,34 |
| | | | Gasunie Deutschland | |
| | | | DONG Energy Pipelines | |
| Mallnow | PL → D | EuRoPol GAZ | Wingas Transport | 3 |
| Lasow | D → PL | Ontras | Gaz System | 0,13 |
| Eynatten/Lichtenbusch/Raeren | D → B | E.ON Gastransport | Fluxys | 0,83 |
| | | RWE Transportnetz Gas | | |
| | | ENI | | |
| | | Wingas Transport | | 1,25 |
| | B → D | Fluxys | E.ON Gastransport | 0,64 |
| | | | RWE Transportnetz Gas | |
| | | | ENI | |
| | | | Wingas Transport | 0,51 |

Quelle: Gas Transmission Europe, http://www.gie.eu.com/maps_data/capacity.htmlc

## *6.3 Zwischenfazit*

**385.** Aus wettbewerbspolitischer Perspektive ist die unbedingte Vermeidung von Engpässen eine wesentliche Voraussetzung für die fortwährende wettbewerbliche Disziplinierung der bislang marktmächtigen Erzeuger von Strom und der marktmächtigen Anbieter von Gas. Andernfalls kann auf dem Strommarkt durch die hohen, insbesondere politischen Markteintrittsbarrieren eine wettbewerbliche Disziplinierung nicht gewährleistet werden. Auf dem Gasmarkt ist es durch die Abhängigkeit von ausländischen Gasvorkommen und die hierdurch stets gegebene Notwendigkeit einer Durchleitung zum Verbraucher unmöglich, gegebene Engpässe durch zusätzliche Angebote innerhalb eines Marktgebietes wettbewerblich auszugleichen.

**386.** Die Wohlfahrt ließe sich durch die Auflösung des Engpasses und die hierdurch möglichen Arbitragegeschäfte sukzessive steigern, bis schließlich ein einheitliches Preisniveau in benachbarten Regionen existiert. Trotz der Steigerung der Gesamtwohlfahrt durch Auflösung von Engpässen gibt es gleichwohl individuelle Gewinner und Verlierer. Ihre unterschiedlichen Interessen können dazu beitragen, dass die Beseitigung einer Engpasssituation erhebliche politische Widerstände überwinden muss. Hierbei ist aber zu beachten, dass die Angebotsstrukturen im Stromsektor stark vermachtet und die Preise daher tendenziell überhöht sind. Die Marktöffnung durch Beseitigung der Engpässe an den nationalen Außengrenzen entfaltet eine disziplinierende Wirkung auf die Stromerzeuger und trägt daher zu einer Reduktion der mit der Vermachtung verbundenen Wohlfahrtskosten bei. Die Strategie der Kapazitätszurückhaltung wird nämlich um so weniger profitabel, je mehr andere (potenzielle) Konkurrenten zurückgehaltene Kapazitäten ausgleichen können. Zudem kann bei einem Abbau der Engpässe auch der Markteintritt auf dem Erzeugermarkt durch Kraftwerksbau im Ausland erfolgen, sodass die beschriebenen institutionellen Markteintrittsbarrieren in Deutschland weniger Gewicht haben und weniger marktverschließende Wirkungen entfalten. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass die möglichen Verluste einzelner Interessengruppen aus der Marktöffnung auf dem deutschen Strommarkt bereits kurzfristig von den Wohlfahrtsverbesserungen aus der Belebung des Wettbewerbs aufgewogen würden.

**387.** Für das Management von Netzengpässen schreibt die Europäische Union marktorientierte Verfahren vor. Um einen effizienten grenzüberschreitenden Handel zu erleichtern, muss die Kapazitätsvergabe im Stromsektor durch explizite (Kapazitäts-)Auktionen oder durch implizite (Kapazitäts- und Energie-)Auktionen erfolgen. In der Praxis ist bei einer expliziten Auktion die optimale Allokation erschwert, weil die Käufer von Übertragungsrechten zum Erwerbszeitpunkt noch keine perfekte Voraussicht im Hinblick auf ihre späteren Lieferbeziehungen besitzen. Die Trennung von Energie- und Kapazitätsmärkten kann daher dazu führen, dass nicht die gesamte Engpasskapazität ausgenutzt wird. Bei einer impliziten Auktion erhält ein für beide Marktregionen einheitliches Handelsbüro alle Übertragungsrechte und koordiniert die Preisbildung auf beiden über den Engpass miteinander verknüpften Marktregionen. Es ermittelt dann für beide Marktregionen den jeweils markträumenden Preis unter der Nebenbedingung, dass die beschränkte Interkonnektorkapazität vollständig ausgelastet wird. In Abhängigkeit von der verbleibenden Preisdifferenz zwischen den Marktgebieten sowie der Kapazität des Engpasses realisiert das Handelsbüro dann einen Arbitragegewinn. Das einheitliche Handelsbüro kann zusätzlich finanzielle Übertragungsrechte im Volumen der physi-

schen Übertragungskapazität schaffen, die den Marktteilnehmern im engpassüberschreitenden Energiehandel als ein Instrument zur Risikoabsicherung dienen können. Die Monopolkommission plädiert für eine diskriminierungsfreie, marktliche Vergabe finanzieller Übertragungsrechte.

**388.** Implizite Auktionen besitzen den unbedingten Vorzug gegenüber expliziten Auktionen, dass sich Marktmacht allein auf die finanziellen Übertragungsrechte erstrecken kann, während die Ausnutzung der physischen Übertragungskapazitäten von dieser nicht beeinträchtigt werden kann. Marktmächtige Energieerzeuger haben außerdem Anreize zu strategischem, wettbewerbsbehinderndem Verhalten. Damit Marktmacht bei Transaktionen über Netzengpässe keine unmittelbaren Auswirkungen zeigt, sind von der Energieerzeugung unabhängige Handelsbüros zu fordern, deren Arbeit einer wettbewerblichen Aufsicht zu unterwerfen ist. Die Monopolkommission ist daher der Auffassung, dass die Einnahmen aus der Engpassbewirtschaftung vollständig zur Verringerung des jeweiligen Engpasses einzusetzen sind. Der Erlös aus der Engpassbewirtschaftung entspricht im Ideal der Knappheitsrente. Er fällt umso geringer aus, je geringer der Engpass wird. Die implizite Auktion ist dann ein vergleichsweise robuster und von interessengeleiteter Einflussnahme weitgehend freier Mechanismus zur Beseitigung von Engpässen.

**389.** Innerhalb des deutschen Stromübertragungsnetzes existieren (noch) keine permanenten Engpässe. Durch die Förderung der Windenergie sind diese jedoch zu erwarten, wenn nicht rechtzeitig geeignete Netzausbaumaßnahmen ergriffen werden. Bei temporären innerdeutschen Engpässen wenden die Übertragungsnetzbetreiber das kostenbasierte Redispatching an. Beim kostenbasierten Redispatching wird systematisch ignoriert, dass von dem einheitlichen Strompreis ein verfälschtes Preissignal ausgeht. Langfristig können die verzerrten Preissignale für den Erhalt einer ineffizienten Erzeugerstruktur im Raum und das Festhalten an mittlerweile überholten Standortentscheidungen sorgen. Der größte Nachteil des kostenbasierten Redispatching ist, dass dem Übertragungsnetzbetreiber stets die Kosten des Engpassausgleichs erstattet werden, dieser daher keine dem Verfahren inhärenten Anreize besitzt, die Engpasssituation zu vermeiden. Als Alternativen zu dem kostenbasierten Redispatching-Verfahren kommen bei innerdeutschen Netzengpässen das marktbasierte Redispatching, Market Splitting und explizite Auktionen in Betracht. Auktionen würden das Prinzip des über Deutschland einheitlichen Strompreises aufheben. Redispatching-Verfahren erhalten kurzfristig den Wettbewerb durch die Wahrung einer einheitlichen Preiszone auf dem Großhandelsmarkt. Der Monopolkommission scheint das kostenbasierte Redispatching zur Behandlung innerdeutscher Netzengpässe dem marktbasierten Redispatching-Verfahren überlegen zu sein.

**390.** Erst bei strukturellen innerdeutschen Engpässen ist Market Splitting als Verfahren zur Engpassbehandlung vorzuziehen. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass gerade die Eigenschaft, kurz- bis mittelfristig Engpässe zu erhalten und hierdurch den Wettbewerbsdruck auf die bereits mit Erzeugungskapazitäten auf den Teilmärkten vertretenen Erzeuger zu schwächen, gegen Market Splitting als ein generelles Verfahren zum Umgang mit Engpasssituationen im Stromsektor spricht. Market Splitting ist daher nur unter der Bedingung das gebotene Verfahren, dass strukturelle Engpässe vorliegen, die nicht länger als vorübergehend bezeichnet werden können, und dass die Zahl der getrennten Marktregionen klein bleibt.

**391.** An allen deutschen Landesgrenzen, mit Ausnahme von Österreich, sind gegenwärtig temporäre oder permanente Netzengpässe zu beobachten. In der Vergangenheit wurden diese überwiegend mit expliziten Auktionen bewirtschaftet. Die Engpasssituation an den deutschen Grenzen der Übertragungsnetze wird sich nach Auffassung der Monopolkommission in Zukunft weiter verschärfen. Ausschlaggebend hierfür ist zum einen die Tatsache, dass regelmäßig politische Hinderungsgründe Leitungsbauprojekten im Wege stehen. Zum anderen hemmen Unsicherheiten aus der Androhung einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung die Anreize in den Netzausbau. Der Monopolkommission vermittelt sich der Eindruck, dass die Übertragungsnetzbetreiber Engpasserlöse nur sehr zurückhaltend in den Abbau von grenzüberschreitenden Engpässen investieren. Daher sollten auf europäischer wie auf nationaler Ebene die EG-Verordnung Nr. 1228/2003 und § 15 StromNZV so angepasst werden, dass die bei der Bewirtschaftung von Engpässen an den Grenzkuppelstellen anfallenden Erlöse ausschließlich zur Beseitigung dieser Engpässe eingesetzt werden müssen.

**392.** Die Monopolkommission setzt sich dafür ein, dass internationale Engpässe im Stromnetz durch implizite Auktionen bewirtschaftet werden. Bei der Ausgestaltung ist darauf zu achten, dass die Engpässe an verschiedenen Grenzen in untereinander kompatiblen Systemen zusammengefasst werden können, damit eine vollständige Marktintegration ohne gegenläufige Effekte erfolgt. Die Schwierigkeiten bei der Einführung des Open Market Coupling an der Grenze zu Dänemark verdeutlichen, dass die Integration weiterer Marktgebiete und nationaler Börsen einen erheblichen Implementierungs- und Koordinationsaufwand verursachen wird. Der Monopolkommission scheinen daher zukünftig begleitende koordinierende Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden und der von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) geboten. ACER soll die Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Engpässe harmonisieren. Hierbei ist nach Auffassung der Monopolkommission zukünftigen Kompetenzstreitigkeiten dringend vorzubeugen, indem ACER als eine unabhängige Institution angelegt und mit klaren Entscheidungs-, Sanktions- und Leitlinienkompetenzen ausgestattet wird.

**393.** Im Gassektor können zwei Arten von Engpässen unterschieden werden: zum einen der vertraglich bedingte und zum anderen der physische Engpass. Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur legt dar, dass es in Deutschland zwischen den Marktgebieten in großem Umfang vertragliche Engpässe gibt. Die vorrangige Zuweisung von Kapazitäten in langfristigen Kapazitätszusagen stellt dabei den Hauptgrund dar. Den hohen langfristigen Buchungen stehen allerdings niedrige physische Auslastungsquoten gegenüber. Aus Mangel an festen Kapazitäten müssen von Transportkunden zunehmend unterbrechbare Kapazitäten gebucht werden. Auch an den internationalen Grenzkuppelstellen sind zahlreiche Engpässe zu verzeichnen. Die aktuelle Situation ist in der Summe aus Sicht der Monopolkommission unbefriedigend. Für neue Anbieter bedeutet die fehlende Möglichkeit, feste Transportkapazitäten zu buchen, eine erhebliche strukturelle Markteintrittsbarriere. Die Ausweichlösung, unterbrechbare Kapazitäten zu nominieren, stellt einen deutlichen Wettbewerbsnachteil gegenüber den etablierten Unternehmen mit langfristigen Kapazitätsbuchungen dar und ist mit einer zunehmenden Unsicherheit verbunden. Sekundärmärkte haben in der gegenwärtigen Konstellation ebenfalls keine Möglichkeit, ihre Wirkung zu entfalten.

**394.** Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt ist im Gassektor die Kapazitätssituation im Inland das signifikante Wettbewerbshemmnis. Die Implementierung eines Engpassmanagements scheitert an der Verfügbarkeit freier Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten. Mit dem Ziel, ein diskriminierungsfreies Kapazitätsmanagement auch im Gassektor zu realisieren, empfiehlt die Monopolkommission, an den Entry- und Exit-Punkten explizite Auktionen durchzuführen. Implizite Auktionen würden einen liquiden Großhandelsmarkt voraussetzen. Dieser ist im Gassektor nicht vorhanden, daher muss auf explizite Auktionen zurückgegriffen werden. Die Gaskapazitäten sollten mit lang- bis mittelfristigem Horizont, d.h. Jahres-, Monats- und Wochenkapazitäten, verauktioniert werden. Um freie Kapazitäten in den Markt zu bekommen, sieht die Monopolkommission die Notwendigkeit, ein „Transmission Capacity Release"-Programm aufzulegen, welches aus langfristigen Kapazitätszusagen bedient wird. Die bisherigen Inhaber langfristiger Rechte werden dazu angehalten, anteilig Kapazitäten abzugeben oder in kurzfristige Kapazitäten umzuwandeln. Die Einnahmen, die aus den expliziten Auktionen resultieren, sollten nach Auffassung der Monopolkommission zur Engpassbeseitigung verwendet werden. Auch wenn gegenwärtig eine hohe Zahl von vertraglichen Engpässen im deutschen Gasnetz konstatiert werden kann, vermutet die Monopolkommission, dass – sollten physische Kapazitäten in spürbarer Menge verauktioniert werden – keine relevante Überschussnachfrage mehr vorhanden sein wird und dementsprechend auch nur geringe Einnahmen entstehen werden. Der Bedarf zum Netzausbau wird sich folglich als gering darstellen. Letztlich sollte die Entscheidung zum Netzausbau aber von der Bundesnetzagentur getroffen werden. Bei expliziten Auktionen mit physischen Übertragungsrechten entsteht zusätzlich die Gefahr der Hortung von Kapazitäten, welche bei impliziten Auktionen nicht gegeben ist. Die Gasnetzzugangsverordnung ist in einer Weise abzuändern, dass die Bundesnetzagentur mit der Kontrolle über Kapazitätshortung und dem Entzug gehorteter Kapazitäten zu beauftragen ist.

**395.** Im Rahmen des grenzüberschreitenden Handels empfiehlt die Monopolkommission, ein Engpassmanagement zu implementieren, welches auf der Basis von expliziten Auktionen Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen vergibt. Auch hier ist die Vergabe signifikanter Mengen auf Jahres-, Monats- und Wochenebene sinnvoll. Die vollständige Zweckbindung der Auktionserlöse ist wiederum das Mittel der Wahl, das Investitionen in neue Infrastruktur richtig priorisiert. Ein Wahlrecht zur Erlösverwendung wird von der Monopolkommission abgelehnt. Aus Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit ist die Zweckbindung ebenfalls weitaus effektiver als das Wahlrecht. Zur Umsetzung einer vollständigen Zweckbindung wird eine Rechtsänderung erforderlich sein. Ferner stellt sich die Frage nach der verfassungsrechtlichen Durchsetzbarkeit. Die Monopolkommission gibt darüber hinaus zu bedenken, dass eine internationale Koordination dieser Maßnahme notwendig ist. Diesbezügliche Anstrengungen könnten zum Beispiel von der ACER angestoßen werden. Die Implementierung der expliziten Auktion auch für das grenzüberschreitende Engpassmanagement würden eine Änderung der Gasnetzzugangverordnung erforderlich machen. Analog zu den nationalen Engpässen ist eine Missbrauchsaufsicht zur Sanktionierung von Kapazitätshortungen unverzichtbar. Die Aufsichtsfunktion sollte von der Bundesnetzagentur übernommen werden und die Gasnetzzugangsverordnung entsprechend abgeändert werden.

# 7. Regel- und Ausgleichsenergie

## *7.1 Elektrizität*

**396.** Regelenergie wird in Stromnetzen benötigt, um die temporären Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung auszugleichen. Als solche zählt Regelenergie zu den Ausgleichsleistungen gemäß § 3 Nr. 1 EnWG.[263] Ein Ausgleich gewisser Ungleichgewichte ist im Netzbetrieb immer erforderlich, weil selbst bei einem gewissenhaften Kraftwerksmanagement Verbrauch und Erzeugung nicht dauerhaft deckungsgleich sind. Prognosefehler können hierbei vielerlei Ursachen haben. Beispielsweise können störungsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke, ein unerwarteter zusätzlicher Energiebedarf bei Großverbrauchern, plötzliche Wetterumschwünge oder Ausfälle von Teilen des Netzes jeweils den Einsatz von Regelenergie mehr oder minder kurzfristig erforderlich machen. In der Regel werden die hierdurch verursachten Ungleichgewichte durch den Einsatz von Ausgleichsenergie egalisiert, die die Bilanzkreisverantwortlichen bei ihrem Übertragungsnetzbetreiber beziehen. Als Regelenergie wird dann erst der Ausgleichsenergiesaldo über alle Bilanzkreise einer Regelzone bezeichnet.[264] Ein gegenüber der Prognose unerwarteter zusätzlicher Netto-Energiebedarf wird daher durch den Einsatz positiver Regelenergie abgedeckt; kommt es hingegen zu einem unerwarteten Netto-Energieüberschuss durch unerwartet hohe Nachfrageeinbrüche oder unerwartet hohe Einspeisungen von Energieerzeugern, wird der Einsatz negativer Regelenergie erforderlich. Insbesondere die witterungsabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien nach dem EEG kann hier zu unvorhergesehenen Lastüberhängen führen.[265]

**397.** Regelenergie wird in Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve unterschieden. Primärregelleistung muss im nachgefragten Umfang vollständig innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt werden. Sekundärregelleistung ist innerhalb von fünf Minuten abzurufen. Kraftwerke, die an der Primär- und Sekundärregelung teilnehmen,

263 Neben der Regelenergie halten die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin Blindleistung und insbesondere Verlustenergie vor. Die Bereitstellung von Verlustenergie führte im Jahr 2007 zu saldierten Kosten von ca. 431 Mio. EUR (2006: ca. 401 Mio. EUR); vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 48. Die Bundesnetzagentur hat im Oktober 2008 eine Festlegung zur Beschaffung von Verlustenergie erlassen. Diese gibt Übertragungsnetzbetreibern und Betreibern von Verteilnetzen mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden vor, die Verlustenergie in Form einer Langfrist- und Kurzfristkomponente über eine Ausschreibung zu beschaffen. Eine Eigenbeschaffung an einem börslich organisierten Handelsplatz ist anstelle der Ausschreibung zulässig.

264 Grundsätzlich lassen sich die Ausgleichsenergiebedarfe für zwei voneinander unabhängige, gleichzeitige, unvorhergesehene Ereignisse ohne Ausgleichszahlung saldieren, wenn der Erzeuger der Ausgleichsenergie jeweils derselbe ist. Beispielsweise mag die unvorhergesehen geringere Stromnachfrage aufgrund einer günstigen Witterungsentwicklung dann mit einem unerwarteten störungsbedingten Ausfall eines Wärmekraftwerks zusammenfallen. Möglichkeiten zur Saldierung positiver und negativer Ausgleichsenergiebedarfe nehmen mit der Größe der Regelzone zu, denn die Wahrscheinlichkeit, mit der zwei sich gegenseitig ganz oder teilweise kompensierende Prognosefehler auftreten, wächst mit der Zahl der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher. Entsprechend wird der nach der Saldierung verbleibende erwartete Bedarf für Regelenergie dann ceteris paribus mit wachsender Regelzonengröße kleiner.

265 Die Einspeisung erneuerbarer Energie nach dem EEG erhöht zunächst und in erster Linie den Bedarf an Ausgleichsenergie auf der Ebene der Bilanzkreise. Erst wenn die hierbei auftretenden Prognosefehler nach Saldierung für die gesamte Regelzone weiterbestehen, müssen diese durch Regelleistung ausgeglichen werden. Da die Ausgleichsleistung jedoch auch aus Anlagen bereitgestellt wird, die Regelleistung erbringen, entsteht eine Konkurrenzsituation, die bei gesteigerter Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zusätzlich noch zu steigenden Kosten für Regelleistung beitragen kann.

müssen ihre Regelleistung dann bis maximal 15 Minuten nach Beginn des Regelvorgangs halten können. Anschließend werden sie von der Minutenreserve abgelöst, die innerhalb von 15 Minuten vollständig abrufbar sein muss. Die Anforderung von Minutenreserveleistung erfolgt zur fahrplantechnischen Abwicklung mit einer Vorlaufzeit von mindestens 7,5 Minuten zum Beginn der nächsten Viertelstunde.

### 7.1.1 Beschaffung von Regelenergie

**398.** Die Beschaffung von Regelenergie wird durch die Übertragungsnetzbetreiber über ein marktliches Verfahren organisiert. § 22 Abs. 2 EnWG verpflichtet sie dazu, Regelenergie in einem diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren auszuschreiben und hierzu eine gemeinsame Internetplattform[266] zu betreiben. Gemäß § 6 Abs. 1 StromNZV sind die Übertragungsnetzbetreiber zudem verpflichtet, die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung zu beschaffen. Sie können jedoch gemäß § 6 Abs. 2 StromNZV einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer eigenen Regelzone ausschreiben, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist. Derzeit findet diese Ausnahme in der Regelzone von Vattenfall ET Anwendung. Bis zum 31. Januar 2009 war es Vattenfall ET gestattet, regelzoneninterne Angebote bis zu einer Höhe von 520 MW negativer Sekundärregelleistung gegenüber regelzonenexternen Angeboten auch bei einem höheren als dem günstigsten Leistungspreis vorzuziehen. Das Übertragungsnetz der Vattenfall ET ist durch einen hohen Anteil Windenergieeinspeisung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz bei gleichzeitig niedrigem regelzoneninternen Energieverbrauch gekennzeichnet. Dies führt insbesondere in Starkwindphasen dazu, dass die Interkonnektoren zu den umliegenden Regelzonen bereits stark belastet werden. Die genehmigte Ausnahme dient daher dem Zweck, eine Verschärfung der innerdeutschen Engpasssituation an den Grenzen des Übertragungsnetzes der Vattenfall ET mit einem verstärkten regelzoneninternen Regelenergieaufkommen zu vermeiden.

**399.** Da die Bereitstellung der unterschiedlichen Regelleistungsarten an technische Voraussetzungen in der Erzeugung geknüpft ist, ist nicht jeder Kraftwerkstyp gleichermaßen geeignet, jede Regelleistungsart anzubieten. Potenzielle Anbieter für die verschiedenen Arten von Regelleistung müssen sich daher zur Teilnahme an den Ausschreibungen von Regelenergie einem Präqualifikationsverfahren unterziehen, in dem sie den Nachweis erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Präqualifikationsanforderungen für die Erbringung einer oder mehrerer Arten von Regelleistung erfüllen. Die Anforderungen sind in dem von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern herausgegebenen TransmissionCode 2007 enthalten. Neben technischer Kompetenz müssen hierfür die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des potenziellen Anbieters nachgewiesen werden. Der Kreis der Anbieter von Regelenergie ist hierbei keineswegs auf die direkten Erzeuger von Strom beschränkt. Auch Stromgroßhändler und Stromgroßkunden sind beispielsweise durch Lastabwurf in der Lage, sich auf dem Regelenergiemarkt zu beteiligen. Zudem ist das Pooling der Erzeugungsleistung kleinerer Anbieter für ein Angebot auf den Regelenergiemärkten möglich und gemäß § 6 Abs. 4 Satz 4 StromNZV auch zulässig. Die Präqualifikation erfolgt bei den

266 www.regelleistung.net.

Übertragungsnetzbetreibern, an deren Regelzone die jeweilige technische Einheit angeschlossen ist. Nach dem Abschluss der Präqualifikationen für die unterschiedlichen Regelenergiearten müssen die Anbieter von Regelenergie jeweils einen Rahmenvertrag mit jedem Übertragungsnetzbetreiber schließen, in dessen Regelzone sie Regelenergie vermarkten wollen. Die Rahmenverträge berechtigen dann zur Teilnahme auf den Regelenergiemärkten.

**400.** In Deutschland werden im Mittel insgesamt ca. 7.000 MW positiver Regelleistung und ca. 5.000 MW negativer Regelleistung permanent vorgehalten.[267] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber dimensionieren die Sekundärregel- und Minutenreserveleistung für ihre Regelzonen nach einem mathematischen Verfahren derart, dass ein bestimmtes Restrisiko für einen nicht ausgleichbaren Leistungsüberschuss bzw. ein Leistungsdefizit nicht überschritten wird. Dieses wissenschaftliche Verfahren wurde in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen entwickelt (sog. Graf-Haubrich-Verfahren), um auf der Basis wahrscheinlichkeitstheoretischer Berechnungen den erforderlichen Umfang an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung zu bestimmen.

**401.** Alle drei Regelenergiemärkte zusammen genommen kamen im Jahr 2007 auf ein saldiertes Marktvolumen von ca. 778 Mio. EUR (2006: 742 Mio. EUR).[268] Durchschnittlich 17 % der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber begründen sich in Regelenergiekosten. Innerhalb der drei Regelleistungsarten hatte die Primärregelleistung mit ca. 86 Mio. EUR (2006: 82 Mio. EUR) wie bereits in den Vorjahren den geringsten Anteil. Hingegen belief sich das saldierte Volumen des Sekundärregelenergiemarktes im Jahr 2007 auf ca. 376 Mio. EUR (2006: 388 Mio. EUR) und übertraf mithin noch das Volumen des Minutenreservemarktes, das im Jahr 2007 ca. 316 Mio. EUR (2006: 271 Mio. EUR) verzeichnete. Der durchschnittliche Bedarf an positiver Sekundärregelleistung beträgt in den vier Regelzonen ca. 345 MW (2006: 466 MW; 2005: 302 MW) und an negativer Sekundärregelleistung ca. 540 MW (2006: 413 MW; 2005: 493 MW).

Die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve und damit auch die eingesetzte Minutenreserveleistung hat in 2007 erstmalig seit 2004 wieder zugenommen. Insbesondere hat sich die Einsatzhäufigkeit der negativen Minutenreserve auf 3.257 Abrufe nahezu verdoppelt, während die positive Minutenreserve in 2007 nur noch 1.631 Abrufe gegenüber 2.210 Abrufen in 2006 verzeichnete. Auch bei der Sekundärregelung ist eine Verschiebung von einem positiven zu einem negativen Regelreserveeinsatz zu beobachten. Betrug der mengenmäßige Einsatz negativer Sekundärregelleistung im Jahr 2006 noch 47 % der positiven Sekundärregelung, ist sein Anteil im Jahr 2007 auf 61 % gestiegen.

Erste Daten für das Jahr 2008 deuten darauf hin, dass das vorgehaltene Volumen an Minutenreserveleistung gegenüber 2007 weitgehend unverändert geblieben ist. Bemerkenswert sei nach Angaben der Bundesnetzagentur allerdings, dass die Kosten sowohl bei der positiven als auch bei der negativen Minutenreserve um ca. 35 bis 40 % gesunken sind. Das Hinzutreten neuer Marktteilnehmer seit 2007 könne daher vermuten lassen, dass sich die Marktanteile nun gleichmäßiger über die Anbieter verteilt haben.

267 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 48.

268 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 48. Die saldierten Kosten für Hilfsdienste beliefen sich im Jahr 2007 auf insgesamt ca. 1,304 Mrd. EUR. Den größten Kostenblock nach der Bereitstellung von Regelenergie bildet die Beschaffung von Verlustenergie durch die Verteilnetzbetreiber mit ca. 431 Mio. EUR (2006: 401 Mio. EUR).

**402.** Die Bundesnetzagentur hat nach § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV Festlegungen zum Verfahren für die Ausschreibung von Regelenergie getroffen. Diese betreffen insbesondere Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträume und Ausschreibungszeitscheiben sowie die zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs. 2 StromNZV.[269] Die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung ist von den Übertragungsnetzbetreibern monatsweise für den Folgemonat auszuschreiben. Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für Primärregelenergie beträgt 5 MW und für Sekundärregelenergie 10 MW. Die Ausschreibung der Sekundärregelenergie erfolgt für Leistungsvorhaltung und Leistungserbringung in zwei Zeitscheiben (Peak und Off-Peak). Für die Primärregelleistung sind keine Zeitscheiben vorgesehen. Die Festlegungen haben das Ziel, wirksamen und nachhaltigen Wettbewerb zu etablieren. Kürzere Ausschreibungszeiträume und geringere Mindestangebotsgrößen sollen hierbei insbesondere neuen Anbietern und den Betreibern kleinerer Anlagen den Marktzugang erleichtern. Hingegen würden insbesondere längere Ausschreibungszeiträume den Marktzugang für diese erschweren. Denn ein Anbieter muss sich jeweils über die Dauer des gesamten Zeitraums verpflichten, Primär- oder Sekundärregelleistung bereitzuhalten und zu erbringen. Er muss sich hierbei darauf einrichten, dass seine Erzeugungsanlagen oder ein Teil davon ungeplant ausfallen können und dass die Anlagen auch regelmäßig gewartet werden müssen. Bei längeren Ausschreibungszeiträumen wäre daher zu erwarten, dass den mit einem Angebot einhergehenden Verpflichtungen nur noch die Betreiber einer Reihe von Kraftwerken oder von Kraftwerksparks nachkommen können, die den vorübergehenden Ausfall der einen Erzeugungseinheit durch den Einsatz einer alternativen Erzeugungseinheit kompensieren können. Auch die Ausschreibung der Sekundärregelenergie in mehreren Zeitscheiben kann zu einer höheren Liquidität des Regelenergiemarktes beitragen, wenn hierdurch kleine Anbieter in Zeiten niedriger Last zusätzlich in den Markt treten können. Allerdings können beim Wechsel zu der jeweils nächsten Zeitscheibe Schwankungen in der Erbringung von Regelenergie auftreten, sodass mit der Zahl der Zeitscheiben auch die Wahrscheinlichkeit eines ineffizienten Regelsystems zunimmt. Für die Sekundärregelenergie hat die Bundesnetzagentur daher entgegen den Forderungen einiger Marktteilnehmer nur zwei Zeitscheiben vorgesehen.

**403.** Bei der Sekundärregelung und der Minutenreserve setzt sich der Bereitstellungspreis aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis zusammen. Der Leistungspreis bezieht sich auf die reine Vorhalteleistung. Er ist zu entrichten, wenn ein Kraftwerk den Zuschlag zur Erbringung von Regelenergie erhalten hat, unabhängig davon, ob die vorgehaltene Leistung auch tatsächlich abgerufen wurde. Der Leistungspreis wird als Kostenbestandteil bei den Netzentgelten angerechnet (§ 8 Abs. 1 StromNZV). Der Arbeitspreis ist nur dann zu bezahlen, wenn die Leistung auch tatsächlich erbracht wurde. Sollte ein Arbeitspreis anfallen, verrechnet der Übertragungsnetzbetreiber diesen anteilig mit den Bilanzkreisverantwortlichen (§ 8 Abs. 2 StromNZV). § 7 Satz 1 StromNZV verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, die verschiedenen Regelenergiearten entsprechend den Ausschreibungsergebnissen beginnend mit dem jeweils günstigsten Angebot einzusetzen.[270] Der Leistungspreis bildet das Kriterium, ob einem bestimmten Anbieter der Zuschlag zur Erbringung von Regelenergie erteilt wird. Bei einem tatsächli-

269 Die Festlegung zur Ausschreibung der Minutenreserve wurde von der Bundesnetzagentur am 29. August 2006 getroffen, BK6-06-012. Die Festlegungen zur Primärregelung, BK6-06-065, und zur Sekundärregelung, BK6-06-066, datieren auf den 31. August 2007.

270 Abweichungen hiervon sind im Falle einer begründeten Netzeinschränkung möglich.

chen Regelleistungsbedarf erfolgt der Abruf von Regelenergie dann auf der Basis des Arbeitspreises.[271] Für die Primärregelung fällt lediglich ein einheitlicher Preis an, der Vorhaltung und Abruf gleichermaßen umfasst. Er wird vollumfänglich auf die Netzentgelte umgelegt (§ 8 Abs. 1 StromNZV).

**404.** Der Zuschlag wird bei Primär- wie Sekundärregelenergie nach dem Leistungspreis erteilt. Bei der Primärregelenergie entscheidet bei Gleichheit des Preises der Zeitpunkt des Angebotseingangs über die Vergabe. Die Sekundärregelung ist die technisch aufwendigste Regelenergieart und durch die gegenwärtige Regelzonenstruktur in vier Teilmärkte zersplittert. Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Aufteilung der erfolgreichen Angebote die Möglichkeit, zunächst regelzoneninterne Angebote vorzuziehen. Alle übrigen Angebote werden unter Berücksichtigung einer möglichst gleichmäßigen Kostenbelastung der Regelzonen aufgeteilt. Erforderliche Sekundärregelleistung wird dann von den erfolgreichen Anbietern grundsätzlich in der Reihenfolge der Arbeitspreise abgerufen, d.h. die Kapazität des Kraftwerks mit dem niedrigsten Arbeitspreis wird als erste abgerufen. Aus technischen Gründen und Praktikabilitätsgründen kann von dieser Regel unter Wahrung der Diskriminierungsfreiheit abgewichen werden.

**405.** Trotz der vielfältigen Bemühungen der Bundesnetzagentur, wettbewerbliche Märkte für Primär- und Sekundärregelenergie zu errichten, standen bis Ende des Jahres 2008 den vier Übertragungsnetzbetreibern auf beiden Regelenergiemärkten lediglich bundesweit insgesamt fünf Anbieter gegenüber. Erst im Januar 2009 konnte im Bereich der Primärregelung der Markteintritt eines weiteren Anbieters verzeichnet werden, sodass hier nun insgesamt sechs Anbieter aktiv sind. Der Primärregelenergiemarkt und der Sekundärregelenergiemarkt sind daher weiterhin durch die Strukturen eines bilateralen Oligopols gekennzeichnet. Bezogen auf die einzelnen Regelzonen, in denen nur weniger als fünf Anbieter dem Netzbetreiber als Nachfrager von Regelenergie gegenüberstehen, lassen sich die Märkte für Primär- und Sekundärregelenergie bei nicht bundesweit erfolgenden Ausschreibungen als beschränkte Monopsone bezeichnen.

Die geringe Teilnehmerzahl auf den Märkten begründet sich in den geforderten technischen Voraussetzungen für eine Präqualifikation. Die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber an eine verlässliche und stabile Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelenergie erfordern hohe Investitionen der Netzbetreiber und Erzeuger in eine entsprechende Regeltechnik und in Kraftwerksanlagen. Derzeit liegt der Bundesnetzagentur die Beschwerde eines Anbieters von Regelenergie über unangemessene Präqualifikationsanforderungen vor.

**406.** Die Minutenreserve wird täglich für den folgenden Tag in sechs Zeitscheiben ausgeschrieben. Mit Veröffentlichung der Ausschreibung benennen die Übertragungsnetzbetreiber den Gesamtbedarf sowie den für die vier deutschen Regelzonen aus technischen Gründen gemäß § 6 Abs. 2 StromNZV jeweils notwendigen Kernanteil. Dieser darf maximal 50 % des Bedarfs an Sekundärregelleistung und Minutenreserve betragen, wobei zwei Drittel des Bedarfs innerhalb der Regelzone zu erbringen sind. Die Ausschreibung findet vor Beginn des Haupthandels der EEX-Stundenkontrakte statt. Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung der Minutenreserve sind 15 MW. Der Zuschlag wird auf der Basis des Leistungspreises erteilt, d.h. die Anbieter, die den erforderlichen Bedarf an Regelenergie zum geringsten Leistungspreis bereitstellen, erhalten den Zuschlag. Der Abruf der Minutenreserve erfolgt auf der Basis des Ar-

271 Vgl. BNetzA, Beschluss vom 29. August 2006, BK6-06-012, S. 2.

beitspreises. Auf dem Minutenreservemarkt sind derzeit insgesamt rund 25 präqualifizierte Anbieter aus dem industriellen und dem kommunalen Bereich tätig, von denen sich etwa 20 regelmäßig an den Minutenreserve-Ausschreibungen beteiligen. Folglich ist die Anbieterzahl auf dem Minutenreservemarkt im Vergleich zu den anderen beiden Regelenergiemärkten hoch. Im Vergleich zu der Zahl inländischer Händler an der deutschen Strombörse EEX jedoch – im Jahr 2008 nach Angaben der EEX immerhin 83 –, ist die Zahl vergleichsweise klein. Zudem lässt sie noch keine Rückschlüsse über die Marktanteile der Anbieter auf dem Minutenreservemarkt und die hiermit verbundene Marktmacht Einzelner zu.

**407.** Die Bundesnetzagentur hat die Übertragungsnetzbetreiber angewiesen, zum 1. Januar 2009 negative Arbeitspreise bei der Regelenergie zuzulassen. Bei negativen Arbeitspreisen dreht sich die Zahlungsrichtung um, sodass beispielsweise für die Inanspruchnahme negativer Regelenergie nicht mehr wie bisher der Anbieter den Übertragungsnetzbetreiber vergütet, sondern umgekehrt der Übertragungsnetzbetreiber den Anbieter für die Aufnahme überschüssigen Stroms entgelten muss. Mithin kann im Falle einer überspeisten Regelzone der Regelenergiepreis auch negativ werden. Dies ist notwendig, um den bisherigen Anreizen für Bilanzkreisverantwortliche entgegenzuwirken bei negativen Preisen an der EEX Energie zu beziehen, um Erlöse zu generieren und bewusst den eigenen Bilanzkreis zu überspeisen. Durch die negativen Arbeitspreise bei der Regelenergie kann der Bilanzkreisverantwortliche nicht länger auf eine gesicherte Vergütung für seine überspeisten Mengen vertrauen und muss gegebenenfalls für seine Überspeisung bezahlen. Die Bundesnetzagentur erwartet hiervon eine disziplinierende Wirkung auf die Bilanzkreisverantwortlichen und einen zusätzlichen Anreiz zur ausgeglichenen Bewirtschaftung der Bilanzkreise.

### 7.1.2 Kritische Würdigung

**408.** Die Monopolkommission hat bereits in ihrem Sondergutachten 49 bemängelt, dass die Ausgestaltung der Regelenergiebeschaffung nicht hinlänglich berücksichtigt, dass auf den Regelenergiemärkten die Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager zumeist eigenen Konzernschwestern als Anbieter von Regelenergie gegenüberstehen.[272] In der Anreizregulierung gelten für die Netzbetreiber Erlösobergrenzen, die diese auch bei kurzfristig strompreisabhängig steigenden Regelenergiekosten nicht überschreiten dürfen.[273] Die Leistungspreise für das Vorhalten von Regelenergie, die in die Netzentgelte

272 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., insbesondere Tz. 339-343.

273 Auf Antrag des Netzbetreibers kann gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV allenfalls jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres eine Anpassung der Erlösobergrenzen erfolgen, wenn aufgrund eines unvorhergesehenen Ereignisses durch die Beibehaltung der Erlösobergrenze eine unzumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. Ein Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze kann einmal jährlich zum 30. Juni des Kalenderjahres gestellt werden. Die Anpassung erfolgt zum 1. Januar des folgenden Kalenderjahres (vgl. § 4 Abs. 4 Satz 2 ARegV). Die Bundesnetzagentur hat jedoch bei der Festlegung von Erlösobergrenzen für das Jahr 2009 für Verteilnetzbetreiber keine Kostensteigerungen für die Beschaffung von Verlustenergie berücksichtigt. Die angeführten Kostensteigerungen seien aufgrund der typischerweise frühzeitigen Beschaffung von Verlustenergie keinesfalls unvorhersehbar, noch seien sie unzumutbar und entsprächen daher nicht den Kriterien eines Härtefalls. Eine Anerkennung der Härtefallanträge der Übertragungsnetzbetreiber werde für das Jahr 2009 wegen der im Vergleich zum Jahr 2008 auf den Energiemärkten gesunkenen Preise ausgeschlossen. Daher sei keine generelle Härtefallsituation festzustellen. Stattdessen wurde eine individuelle Prüfung im Rahmen der Festlegungsverfahren zur Erlösobergrenze vorgenommen. Hierbei hätten die anerkennungsfähigen Kosten für Systemdienstleistungen maßgeblich zu den Netzkostensteigerungen der Übertragungsnetzbetreiber zwischen 7 und 30 % beigetragen.

der Übertragungsnetzbetreiber eingehen, und die Arbeitspreise, die für die Einspeisung von Regelenergie anfallen und die die Übertragungsnetzbetreiber auf die Bilanzkreisverantwortlichen wälzen können, können daher zunächst kurzfristig wirksam werden, solange hiervon Erlösobergrenzen nicht berührt werden.

Nun gibt es bei der gegebenen, im Bereich der Primär- und Sekundärregelung hochgradig vermachteten Anbieterstruktur und in Anbetracht des bemerkenswerten Umstands, dass auf diesen Märkten eine weitreichende Identität von Regelenergienachfragern und Regelenergieanbietern über die jeweiligen Konzernverbünde vorherrscht, Anreize für die Verbundunternehmen, das Preisniveau auf den Regelenergiemärkten über die jeweiligen Grenzkosten von Vorhaltung und Erzeugung zu übersteigern. In diesem Zusammenhang hält die Monopolkommission auch die bestehenden Entflechtungsvorschriften nicht für das geeignete Instrumentarium, diese bedenklichen wirtschaftlichen Anreize zufriedenstellend auszuräumen.

Zwar erscheint es durch die Anreizregulierung für ein Verbundunternehmen auf den ersten Blick vorteilhaft, Regelenergie zu günstigen Preisen zu erwerben, da die Gewinne der Netzbetreiber grundsätzlich in dem Maße steigen, wie es ihnen gelingt, die den Erlösobergrenzen bei der Festlegung durch die Bundesnetzagentur zugrunde gelegten Kosten zu unterschreiten. Auf den zweiten Blick allerdings stellen die Regelenergiekosten für die Verbundunternehmen bei der vorherrschenden Marktstruktur lediglich einen durchlaufenden Posten dar. In dem Maße, in dem die Netzbetreiber nun Einbußen durch hohe Regelenergiekosten in Kauf nehmen müssen, steigen die Gewinne der Anbieter von Regelenergie im eigenen Konzern. Kurzfristig könnten die Verbundunternehmen sogar auf eine Einhaltung der Erlösobergrenzen verzichten wollen, wenn es ihnen hierdurch langfristig gelingt, die Bundesnetzagentur von einem nachhaltig gestiegenen Preisniveau auf den Regelenergiemärkten zu überzeugen. Hierbei kann es der Bundesnetzagentur gegenwärtig nur in wenigen offensichtlichen Fällen gelingen festzustellen, in welchem Maße Steigerungen der Regelenergiepreise auf reale Kostensteigerungen oder aber auf eine strategische Beeinflussung des Marktgeschehens zurückzuführen sind. Denn hierzu müsste wegen der technischen Austauschbarkeit von Erzeugungsanlagen neben den Regelenergiemärkten auch der gesamte – ebenfalls vermachtete – Großhandelsmarkt mit in die Betrachtung einbezogen werden.

Vor diesem Hintergrund liegt es für die Monopolkommission auf der Hand, dass sich auf dem Regelenergiemarkt Preise einstellen können, die deutlich über dem Wettbewerbspreisniveau liegen. Bei zukünftigen Festlegungen der Erlösobergrenzen für die Verbundunternehmen wäre daher mit einer Steigerung der regelenergiebezogenen Netzkosten zu rechnen, denen strategische Erwägungen zugrunde liegen. Diese strategisch überhöhten Kosten für Regelenergie haben letztendlich die Endverbraucher zu tragen. Zusätzlich besteht die große Gefahr, dass unabhängige Kraftwerksbetreiber und Händler ohne eigene Kraftwerke diskriminiert werden, da für sie die in den Netzentgelten überwälzten Regelenergiekosten echte Kosten darstellen, während sie für die Handelstöchter der vertikal integrierten Verbundunternehmen primär den Charakter interner Verrechnungspreise besitzen.

**409.** Die Bundesregierung hat in ihrer Stellungnahme zum Sondergutachten 49 der Monopolkommission angemerkt, dass die Bundesnetzagentur gemäß § 29 EnWG Festlegungen getroffen hat, um die Transparenz und Effizienz bei der Beschaffung von Regelenergie durch Ausschreibungen zu erhöhen. Gegenwärtig prüfe die Bundesnetzagen-

tur, inwiefern durch die Schaffung einer einzigen bundesweiten Regelzone Bedarf und Kosten für Regelenergie sinken können. In jedem Fall werde die Zusammenlegung der Regelzonen Synergien heben und das derzeitige sog. Gegeneinanderregeln der vier Regelzonenbetreiber sowie die damit verbundenen Mehrkosten beenden. Da die Kosten für die Regelenergie Teil der Netzentgelte sind, könne dies zu einer Begrenzung oder Senkung der Netzkosten beitragen.

**410.** Die bisherigen Festlegungen der Bundesnetzagentur sind gelungene Initiativen zur Etablierung eines funktionsfähigen Wettbewerbs um die Bereitstellung von Regelenergie. Eine abschließende Beurteilung wird allerdings erst mit der Zeit möglich sein, da bislang bei potenziellen Marktteilnehmern erst noch die Voraussetzungen zur Teilnahme an Regelenergiemärkten geschaffen werden müssen. Die Monopolkommission tritt dafür ein, die technischen und regulativen Rahmenbedingungen des Regelenergiemarktes insbesondere im Hinblick auf ein stärker wettbewerblich ausgerichtetes Angebot kontinuierlich zu überprüfen. Sie begrüßt das von der Bundesnetzagentur eingeleitete Feststellungsverfahren zum Einsatz von Regelenergie. Neben dem Gesichtspunkt der Vermeidung einer Ressourcenverschwendung durch das Gegeneinanderregeln benachbarter Regelzonen sollten allerdings auch die Marktzugangsbedingungen im Interesse einer effizienten Leistungserstellung einer erneuten Überprüfung unterzogen werden. Insbesondere erscheinen hier Reduktionen der technischen Präqualifikationsanforderungen, eine weitere Verkürzung der Angebotszeiträume sowie Möglichkeiten zum regelzonenübergreifenden Pooling von Sekundärregelenergie möglich. Diese würden dann insbesondere den kleineren unabhängigen Regelenergielieferanten und Nichtenergieversorgungsunternehmen eine Teilnahme an Regelenergie-Ausschreibungen erleichtern.

**411.** Sollte es auch längerfristig nicht gelingen, bei der Primärregelung und der Sekundärregelung die gebotene spürbare Belebung der Wettbewerbsintensität zu erwirken, ist nach Auffassung der Monopolkommission die Herauslösung der Primär- und der Sekundärregelung aus der marktlichen Vergabe und die Rückkehr zu einer Ex-ante-Preisregulierung in Betracht zu ziehen. Diese könnte dann eine missbräuchliche Preissetzung eindämmen helfen. Hierbei gilt es allerdings zu bedenken, dass die Vermachtung der Marktstruktur auch bei einer Ex-ante-Regulierung einen gewissen Einfluss behält. Denn spürbare Senkungen der Preise unter das von den Verbundunternehmen in der Ex-ante-Regulierung geforderte Niveau ließen sich durch die Bundesnetzagentur nur unter der Voraussetzung durchsetzen, dass gleichzeitig eine explizite Verpflichtung zur Lieferung von Regelenergie ausgesprochen werden kann. Andernfalls besteht die Gefahr, dass bei von den Anbietern zu gering empfundenen Preisen keine Angebote mehr abgegeben würden. Daher wäre zu prüfen, in welchem Umfang die Netzbetreiber zur Wahrung der Systemstabilität zu einem Angebot verpflichtet werden müssten.

**412.** Derzeit kommt die Sekundärregelung wesentlich häufiger zum Einsatz als die Minutenreserve. Der Minutenreservemarkt organisiert sich deutlich wettbewerblicher als die Märkte für Primär- und Sekundärregelleistung und könnte daher kostengünstigere Regelenergie bereitstellen. Der Grund für den derzeit häufigeren Abruf von Sekundärregelung liegt zu einem Teil im Abrufverfahren. Während die Sekundärregelung automatisiert abgerufen wird, erfolgt der Abruf der Minutenreserve per Telefon. Diese händische Aktivierung lässt eine hohe Anzahl von Abrufen von Minutenreserveleistung in kürzester Zeit nicht zu. Zudem muss ein Netzbetreiber zum Abruf von Minutenreserve bis spätestens 7,5 Minuten vor der nächsten Viertelstunde die Netzsituation der kom-

menden Viertelstunde im Voraus beurteilen. Wahrscheinliche Prognosefehler hätten dann zur Folge, dass gegebenenfalls mit zusätzlicher Sekundärregelenergie entgegengeregelt werden müsste.

Nach Auffassung der Monopolkommission ist unbedingt auf eine Verschiebung des Gewichtes innerhalb des Regelenergiesegments von der Sekundärregelung hin zur kostengünstigeren Minutenreserve zu drängen. Hierzu ist die Einführung einer automatisierten Abrufpraxis auch bei der Minutenreserve zu fordern. Bei Ereignissen, die einen längerfristigen Regelenergieeinsatz erfordern, ließe sich dann ein vorgezogener Ersatz von Sekundärregelarbeit durch Minutenreservearbeit realisieren. Dies würde zugleich Missbrauchsmöglichkeiten reduzieren und den Anreizen der Übertragungsnetzbetreiber bei den vorherrschenden Marktstrukturen entgegenwirken, die weniger wettbewerbliche Sekundärregelung anstelle der wettbewerblicheren Minutenreserve einzusetzen.

**413.** Der Abruf der Minutenreserve erfolgt – wegen der gemäß § 6 Abs. 2 StromNZV mit technischen Ursachen zu begründenden Beschaffung eines Kernanteils von Reserveleistung aus der jeweils eigenen Regelzone – nicht anhand der regelzonenübergreifenden Merit Order. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn der Vorschrift Genüge getan wird, dass unter den verbliebenen regelzoneninternen Anbietern bei der Beschaffung keine Diskriminierung auftreten soll. Ein gemeinsamer Markt für die gesamte Minutenreserve würde neben einer Effizienzverbesserung auch dazu beitragen können, dass sich die Liquidität dieses Reservemarktes im Interesse eines zuverlässig wettbewerblichen Marktergebnisses weiter erhöht. Aus ökonomischer Sicht wäre daher der Schritt zu begrüßen, die gesamte Minutenreserve gemeinsam auszuschreiben, wenn dies auch aus technischer Sicht vertretbar ist. Hierzu liegen der Monopolkommission gegensätzliche Einschätzungen von Marktteilnehmern vor. Insbesondere ist zu klären, wie die Rahmenbedingungen anzupassen sind, damit die Versorgungssicherheit in der jeweiligen Regelzone auch bei einem Inselbetrieb infolge einer Störung gewährleistet werden kann.

**414.** Die Bundesnetzagentur bereitet gegenwärtig eine Festlegung zur EEG-Veredelung vor.[274] Der Begriff EEG-Veredelung bezeichnet die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, die fluktuierenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien in eine Profillieferung umzuwandeln. Eine Zielsetzung der Festlegung wird es sein, die EEG-Veredelung im Rahmen eines transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Verfahren durchzuführen. Der Vorschlag der Bundesnetzagentur sieht hierfür vor, die Beschaffung der für die EEG-Veredelung notwendigen Ausgleichsenergiemengen zunächst im Rahmen eines täglichen Ausgleichs über den Markt für Stundenkontrakte am EEX-Spotmarkt zu organisieren. Wenn die untertägigen Prognosen anschließend von den vortägig beschafften Mengen abweichen, wird ein Ausgleich im untertägigen Handel notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass durch die Einspeisung erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergie, ein untertägiger Ausgleichsenergiebedarf von bis zu 2.100 MW an zusätzlicher Erzeugung und 3.700 MW an Erzeugungsreduktion besteht. Die Monopolkommission befürchtet in Anbetracht dieser Energiemengen Rückwirkungen auf die Regelenergiemärkte, falls der für die EEG-Veredelung vorgesehene untertägige Handel der EEX nicht über eine hinlängliche Liquidität verfügt. Die benötigten Energiemengen müssten dann als Regelarbeit aus dem Be-

274 Vgl. BNetzA, Eckpunkte zur Ausgestaltung der Öffnung des Marktsegments EEG-Veredelung. Vorschlag der Bundesnetzagentur, Stand: 24. September 2008.

reich der Regelenergie genommen werden. Mithin könnte die für die EEG-Veredelung zu treffende Festlegung zur Folge haben, dass sich die Liquidität der Regelenergiemärkte, insbesondere im Bereich der Minutenreserve, durch die erhöhte Regelenergienachfrage einschränkt.

**415.** Die Zusammenführung der bislang vier deutschen Regelzonen zu einer einzigen gemeinsamen Regelzone wird derzeit als ein Mittel zur Verbesserung der Regelungseffizienz diskutiert. Ein besonderes Augenmerk liegt hierbei auf der Vermeidung des Gegeneinanderregelns in den vier Regelzonen des deutschen Übertragungsnetzes. Als Gegeneinanderregeln wird der gleichzeitige, entgegen gerichtete Einsatz von Regelenergie in benachbarten Regelzonen bezeichnet. Dieser ist unvermeidlich, solange Regelzonen als miteinander verbundene Einheiten nebeneinander unabhängig ausgeregelt werden.

**416.** Gegeneinanderregeln betrifft vornehmlich die für die Ausregelung der einzelnen Regelzonen hauptsächlich eingesetzte Sekundärregelung. Bei der Primärregelung kann es aufgrund der reinen Frequenzabhängigkeit prinzipiell zu keinem Gegeneinanderregeln kommen, da die Primärregelung im gesamten europäischen UCTE-Netzverbund stets gleichgerichtet wirkt. Die Minutenreserve wird manuell abgerufen und kommt nur selten zum Einsatz, sodass hierbei ein Gegeneinanderregeln beispielsweise bereits über einen optimierten regelzonenübergreifenden Minutenreserveabruf vermieden werden kann. Auch bei der Sekundärregelung dürfte ein Gegeneinanderregeln entsprechend den UCTE-Vorgaben und dem an diese angelehnten TransmissionCode 2007 der Netzbetreiber nicht auftreten, da der Einsatz von Sekundärregelleistung unter Berücksichtigung der mit den anderen Regelzonen vereinbarten Fahrpläne zu erfolgen hat.[275] Daher sind die Leitstellen der Übertragungsnetzbetreiber bei ihren Lastflussberechnungen angehalten, die Fahrpläne benachbarter Regelzonen und den Saldo der geplanten Stromflüsse über die Regelzonengrenzen hinweg zu berücksichtigen sowie sich gegenseitig über außergewöhnliche Ereignisse zu informieren, die einen Ausgleichs- und Regelenergieeinsatz nach sich ziehen.

**417.** Die Monopolkommission kann jedoch nicht ausschließen, dass Gegeneinanderregeln auch als Teil bewusster Strategie bei einem einzelnen oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern auftritt. Aus ökonomischer Sicht bestehen bei der vorherrschenden Struktur der Regelenergiemärkte bei den Verbundunternehmen Anreize für den jeweils unilateralen Verstoß der Übertragungsnetzbetreiber gegen den eigenen TransmissionCode. Zum einen können sie die Regelenergiekosten als Netz- und Ausgleichsenergiekosten vollständig wälzen. Der Einsatz von Regelenergie erfolgt daher aus Sicht des Betreibers des jeweiligen Übertragungsnetzes kostenlos. Zum anderen wird Gegeneinanderregeln für den Übertragungsnetzbetreiber profitabel, wenn bei der Einspeisung positiver Regelarbeit ein mit ihm verbundenes Konzernkraftwerk berücksichtigt wird. Hierzu bedarf es nicht einmal der expliziten Koordination der Betreiber benachbarter Regelzonen, da derzeit noch keine dauerhaften innerdeutschen Engpässe den Transport über die Regelzonengrenzen behindern und es daher zu einer automatischen Reaktionsverbundenheit beim Regelenergieeinsatz in benachbarten Übertragungsnetzen kommt. Die Monopolkommission geht zudem davon aus, dass die Einhaltung des TransmissionCodes in diesem Punkt von der Bundesnetzagentur nicht in der gebotenen Regelmäßigkeit und ansonsten exemplarisch überwacht werden kann.

275 Vgl. BDEW, TransmissionCode 2007, S. 40.

Die Vereinigung der vier Regelzonen zu einer einzigen bundesweiten Regelzone würde nun bei einem unabhängigen Netzbetreiber dazu führen, dass die ökonomischen Anreize zum übermäßigen Einsatz von Regelenergie entzogen würden. Eine Möglichkeit zur Vermeidung des Gegeneinanderregelns bei der Sekundärregelung, die derzeit von der Bundesnetzagentur erwogen wird, liegt daher in der Einrichtung einer überlagerten zentralen Regelinstanz.

**418.** Die Wirtschaftlichkeit des Regelenergieeinsatzes ist davon abhängig, wie gut die regelzonenübergreifende und an einem effizienten Einsatz orientierte Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern gelingt. Bislang bilden die Netze der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Teilen Dänemarks, Luxemburgs und Österreichs zusammen den deutschen Regelblock. Der Leistungs-Frequenz-Regler für alle Regelzonen des deutschen Regelblocks befindet sich in der Systemführung von RWE Transportnetz Strom in Brauweiler. Innerhalb des deutschen Regelblocks regelt jedoch jeder Übertragungsnetzbetreiber jeweils für seine Regelzone den Import und den Export mit den Nachbarnetzen. E.ON, Vattenfall und EnBW haben im Oktober 2008 angekündigt, ihre Netze ab dem 21. Dezember 2008 dadurch verbessert miteinander abzustimmen, dass sie die Rechner der Netzfirmen in Echtzeit verknüpfen. Hierdurch sollen 95 % des Gegeneinanderregelns vermieden werden. An dieser verbesserten Koordination beteiligt sich RWE bislang nicht. Stattdessen favorisiert RWE ein Modell, das die Gesamtführung über die deutschen Übertragungsnetze seiner Leitstelle in Brauweiler überträgt.[276]

**419.** Das Unternehmen LichtBlick und der Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE) haben im April 2008 bei der Bundesnetzagentur ein Missbrauchsverfahren gegen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW beantragt. Dem Antrag liegt ein von der LBD-Beratungsgesellschaft gefertigtes Gutachten zugrunde.[277] Die Gutachter stellen für das Jahr 2006 fest, dass in 74,8 % aller Viertelstunden zeitgleich in den Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber Ausgleichsenergie mit unterschiedlichen Vorzeichen auftrat. Im Jahr 2007 war dies für 74,1 % der Stunden der Fall. Das Einsparpotenzial einer Saldierung wird daraufhin für 2006 auf 1.162 GWh und für 2007 auf 1.186 GWh beziffert. Mithin entspräche das Einsparpotenzial durch die Zusammenlegung der vier deutschen Regelzonen zu einer einzigen gemeinsamen Regelzone im Jahr 2006 rund 314 Mio. EUR und im Jahr 2007 rund 341 Mio. EUR. Die Bundesnetzagentur hat am 15. Juli 2008 ein Festlegungsverfahren zum Einsatz von Regelenergie nach §§ 29 EnWG, 27 Abs. 1 Nr. 3 StromNZV eröffnet.[278] Im Rahmen dieses Verfahrens wird nun untersucht, welche Vor- und Nachteile eine zentrale Ausregelung gegenüber einer optimierten Ausregelung auf der Basis der gegenwärtigen Regelzonenstruktur hat. Hierzu wurde Mitte Januar 2009 ein Gutachten an den Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der TU Dortmund und an das Beratungsunternehmen E-Bridge vergeben. Es wird auch die technischen Voraussetzungen einer zentralen Ausregelung der deutschen Übertragungsnetze prüfen. Beispielsweise müssten die Anbieter von Sekundärregelung eine datentechnische Verknüpfung mit dem zentralen Leistungs-Frequenz-Regler einrichten. Hiermit sind möglicherweise nicht unerhebliche Kosten und ein nicht unerheblicher technischer Aufwand verbunden. Weiterhin müsste die Wechselwirkung der Re-

276 Vgl. Aus drei mach eins, Süddeutsche Zeitung vom 28. Oktober 2008.

277 LBD-Beratungsgesellschaft mbH, Untersuchung des Einsparpotenzials bei der regelzonenübergreifenden Saldierung, 8. April 2008.

278 BNetzA, BK6-08-111.

gelenergie mit anderen Systemdienstleistungen analysiert und gegebenenfalls an die zentrale Ausregelung angepasst werden.

**420.** Die Monopolkommission unterstützt das Vorhaben der Bundesnetzagentur nachdrücklich und ist der Auffassung, dass eine Zusammenführung der bislang vier Regelzonen unter einem Dach ernsthaft zu erwägen ist. In den Anhörungen der Monopolkommission von Übertragungsnetzbetreibern, Energieversorgungsunternehmen und Verbänden konnten keine überzeugenden technischen Argumente, etwa unter dem Gesichtspunkt des Erhaltes von Systemsicherheit, vorgebracht werden, die zwingend für eine Bewahrung der bisherigen Struktur sprechen. Vielmehr sind die Regelzonen historisch gewachsen und orientieren sich an der Eigentümerschaft der unterliegenden Netzinfrastruktur. Von den Teilnehmern der Anhörungen wurden allgemein die Einsparpotenziale durch eine Zusammenlegung der Regelzonen gewürdigt. Die Monopolkommission betont hierbei, dass die Frage der Zusammenführung der vier Regelzonen weitgehend unabhängig von der Frage des Eigentums am Netz ist.[279] Vielmehr geht es um eine geeignete Zuweisung der Regelungskontrolle für einen effizienten, regelzonenübergreifenden Einsatz von Regelenergie.

**421.** Auch wenn auf den Regelenergiemärkten heute die für die Stromerzeugung allgemein gegebenen Markteintrittshindernisse und darüber hinaus noch besondere Markteintrittshindernisse durch die spezifische technische Regulierung vorliegen, vertritt die Monopolkommission die grundsätzliche Auffassung, dass sich die Erzeugung und Bereitstellung von Regelleistung und Regelarbeit wettbewerblich organisieren ließe. Hingegen ist die Regeltätigkeit zum eigentlich regulierungsbedürftigen Netzbereich zu zählen. Um in dieser Situation den effizienten Einsatz von Regelenergie unabhängig von sich etwaig überschneidenden Eigentümerinteressen vertikal integrierter Verbundunternehmen dauerhaft gewährleisten zu können, ist eine einheitliche unabhängige Regelinstanz einzurichten. Zum Ausschluss von Quersubventionierungs- und Diskriminierungspotenzialen auf den Regelenergiemärkten sollte daher nach Überzeugung der Monopolkommission die Regelungskontrolle nicht bei einem Unternehmen liegen, das zugleich als Erzeuger auf den Regelenergiemärkten auftritt.

## *7.2 Gas*

**422.** Regelenergie wird zur Sicherstellung des ausreichenden Gasflusses und der Systemstabilität innerhalb eines Marktgebietes benötigt. Ein Bedarf an Regelenergie kann zum Beispiel aus Über- oder Unterspeisungen von Bilanzkreisen infolge von Abweichungen zwischen der Summe der Nominierungen und dem gemessenen Gasfluss, der endlichen Transportgeschwindigkeit sowie aus den Differenzen zwischen der Einspeisung auf der Grundlage von Tagesbändern und der tatsächlichen Entnahme entstehen. Die marktorientierte Beschaffung von Regelenergie gilt im Gassektor als unterentwickelt. Die Forderung nach einem wettbewerbsorientierten Regelenergiemarkt ergibt sich, wie bereits in Abschnitt 5.2.3 dargestellt, aus dem Gasnetzzugangsregime und den

279 Zur zukünftigen eigentumsrechtlichen Ordnung der deutschen Übertragungsnetze werden drei Vorschläge diskutiert: (I) Die Europäische Kommission favorisiert die vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung der Stromerzeugung vom Netzbetrieb. (II) Alternativ kommt ein unabhängiger Systembetreiber als eine Lösung mit geringerer Eingriffstiefe in Betracht. (III) Schließlich haben Deutschland und Frankreich einen Dritten Weg (Deutsche Netz AG) angeregt, der weiterhin die vertikale Integration von Erzeugung und Netz erlaubt, jedoch einen geringeren Einfluss der Konzernmutter auf ihre Netztochter als bisher üblich gestattet.

Bilanzierungsregeln in Deutschland. Das am 1. Oktober 2008 in Kraft getretene neue Regel- und Ausgleichsenergiesystem enthält neben den Regelungen zur Bilanzierung auch Regelungen zur Beschaffung von Regelenergie.

**423.** Regelenergie ist diejenige Energie, die der Netzbetreiber benötigt, um sein System im Gleichgewicht zu halten. Dazu zählen auch die Gasmengen, die zur Steigerung des Angebots von frei zuzuordnenden Kapazitäten eingesetzt werden. Im Unterschied zur Regelenergie, die die Netztechnik betrifft, bezeichnet Ausgleichsenergie die Differenzen zwischen der Einspeisung und der Ausspeisung einzelner Transportkunden. Die Monopolkommission bedauert, dass Daten zum Umfang des Regelenergievolumens in Deutschland in keinem belastbaren Maße vorliegen. Darin zeigt sich auch, dass die Etablierung eines funktionsfähigen Marktes wenig fortgeschritten ist. Die Monopolkommission schlägt vor, dass eine Bündelung der Daten durch die Bundesnetzagentur im Rahmen ihres Monitoring erfolgt. Sollte dies rechtlich nicht umsetzbar sein, weil der Markt für Regelenergie unter die Ex-post-Missbrauchsaufsicht fällt, plädiert die Monopolkommission dafür, dass die Bundesnetzagentur im Bereich der Regelenergie auch im Gassektor eine Festlegungskompetenz erhält.[280] Eine solche wäre durch den Gesetzgeber zu erteilen. In der Ausstattung der Bundesnetzagentur mit einer Festlegungskompetenz sieht die Monopolkommission die Ultima Ratio. Bereits von der Möglichkeit zur Anordnung vermögen disziplinierende Wirkungen auf die Marktteilnehmer auszugehen.

### 7.2.1 Beschaffung von Regelenergie

**424.** In § 22 Abs. 1 EnWG verweist der Gesetzgeber auf die Verwendung transparenter, nicht diskriminierender und marktorientierter Verfahren zur Beschaffung von Regelenergie. Für den Gassektor fehlt es jedoch im Weiteren an einer konkreten Ausgestaltung der Beschaffungsverfahren. Vorschläge der Bundesnetzagentur zur Ausgestaltung finden sich in der Anlage 2 zur Festlegung vom 28. Mai 2008. Die Bundesnetzagentur verfügt zwar über eine Festlegungskompetenz zur Bilanzierung, aber nicht zur Regelenergie. Sie hat in diesem Bereich eine Empfehlungskompetenz, die sie aus der Missbrauchaufsicht ableitet, die für diesen Bereich im Gassektor greift. Sie verfolgt damit das Ziel, den Regelenergiebedarf durch bestimmte Anreize zur Optimiernung des Gesamtsystems und durch einen maximalen Netzpuffereinsatz zu minimieren sowie eine marktorientierte Beschaffung von Regelenergie zu etablieren. Das Modell zur Beschaffung von Regelenergie wurde von den Gasnetzbetreibern in der Neufassung der Kooperationsvereinbarung (KoV III) konkretisiert.[281]

**425.** Die Beschaffung von Regelenergie erfolgt demzufolge nach einem dreistufigen Modell und obliegt dem Bilanzkreisnetzbetreiber.[282] Zunächst ist die Fähigkeit der Netze, Lastschwankungen durch vorübergehende Druckerhöhungen und Druckminderun-

280 Aktuell verfügt die Bundesnetzagentur lediglich über eine begrenzte Regelungskompetenz, was bedeutet, dass sie nicht die Befugnis hat, sämtliche Punkte verbindlich festzulegen und zu standardisieren. Die Bundesnetzagentur vermag damit nicht, die Vorgaben zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelenergie ex ante anzuordnen. Vgl. dazu BNetzA, Beschluss vom 28. Mai 2008, BK7-08-002, Anhang 2, S. 1.

281 Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Änderungsfassung vom 29. Juli 2008, § 16 bis 18.

282 Auch in Marktgebieten, die von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannt werden, ist die Aufgabe, Regelenergie zu beschaffen und einzusetzen, zu zentralisieren. Sie kann einem der beteiligten Netzbetreiber, einer gemeinsamen Gesellschaft oder einem unabhängigen Dritten übertragen werden.

gen abzufangen, d.h. den Netzpuffer aktiv oder passiv einzusetzen, ein zentrales Element. Die Bedeutung ergibt sich aus der Festlegung, nach der für den Großteil der Strukturierungen innerhalb des Tages der Netzbetreiber verantwortlich ist. Netzbetreiber sind dazu angehalten, zunächst die Fähigkeiten des Netzes auszuschöpfen, bevor sie externe Regelenergie einkaufen. Die sog. interne Regelenergie wird aus dem Netzpuffer der Fernleitungs-, Regional- und Verteilernetze sowie eventuell weiteren dem Netz zugehörigen Speichern (Röhrenspeicher), jedoch nicht aus externen Speichern, für welche eine Vergütung an Dritte erforderlich wäre, gewonnen. Dies bedeutet, dass im Netz vorhandene untertägige Strukturierungsleistungen dem Bilanzkreisnetzbetreiber für die Ausregelung und Steuerung des Netzes zur Verfügung zu stellen sind.

**426.** Der Netzpuffer hat einen hohen Stellenwert, wie aus den Schätzungen der Bundesnetzagentur abgeleitet werden kann. Demzufolge hätte die Spitzenlast eines exemplarischen Tages im November 2007 für zweieinhalb Stunden allein aus dem Netzpuffer erbracht werden können. Weitere eineinhalb Stunden hätten aus netzzugehörigen Speichern erbracht werden können. Die Bundesnetzagentur identifiziert darüber hinaus relativ einfach zu realisierende Steigerungen des Netzpuffervolumens, die dazu führen würden, dass allein aus dem Netzpuffer ohne Einbeziehung der netzzugehörigen Speicher eine ganze Tagesbelieferung sichergestellt werden könnte.[283] Auch wenn es sich hier nur um grobe Schätzungen handelt, lässt sich doch festhalten, dass der Netzpuffer eine große Bedeutung hat. Lastschwankungen, die sich aus ungeplanten Differenzen der Transportkunden ergeben, dürften zu einem großen Teil aus dem Netzpuffer ausgeglichen werden können und eine Beschaffung von externer Regelenergie dürfte damit nicht notwendig sein.

**427.** Es erfolgt keine direkte Vergütung der internen Regelenergie. Allerdings wird der Netzpuffer in der Anreizregulierung berücksichtigt. Diese Berücksichtigung erfolgt jedoch unzureichend im Rahmen des Effizienzvergleichs über den Parameter Leitungsdurchmesser. Die mangelnde Attraktivität der Entlohnung des Netzpuffers setzt Anreize, diesen abzubauen, was wiederum zu Fehlallokationen führen würde, weil die langfristigen Betriebs- und Kapitalkosten des Netzpuffers unter den Kosten externer Regelenergie liegen. Die Monopolkommission vertritt die Auffassung, dass dringend eine Verbesserung der aktuellen Situation angezeigt ist. Diese Meinung wird von den Marktteilnehmern bestätigt und ist auch der Bundesnetzagentur bekannt. Die Monopolkommission appelliert daher an die Bundesnetzagentur, zeitnah eine angemessene Lösung für die Berücksichtigung des Netzpuffers in der Anreizregulierung zu finden.

**428.** Ist die interne Regelenergie ausgeschöpft, sind die Netzbetreiber zunächst dazu angehalten, interne Regelenergie zwischen benachbarten Netzgebieten auszutauschen. Externe Regelenergie wird erst dann eingesetzt, wenn die Möglichkeiten des lokalen und netzübergreifenden Einsatzes von Regelenergie ausgeschöpft sind. Sie wird von Transportkunden und Speicherbetreibern bereitgestellt und stellt die kostenintensivste Form der Regelenergiebeschaffung dar. Denn erst hier fallen Kosten für die Vergütung gegenüber den Anbietern externer Regelenergie an, die den Bilanzkreisen angerechnet werden müssen. Die beiden vorhergehenden Schritte sind als kostenneutral anzusehen. Externe Regelenergie umfasst neben Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung auch die Beschaffung von Gas zum Ausgleich von Fehlmengen bzw. die Veräußerung

283 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 152.

von Gas zum Ausgleich von Überschussmengen. Als Anbieter externer Regelenergie kommen Transportkunden in Betracht, die dem Bilanzkreisnetzbetreiber Flexibilität oder Gasmengen bereitstellen oder von ihm abnehmen können (flexible Ein- und Ausspeisungen, Speichernutzer, Speicherbetreiber, abschaltbare Kunden). Die Bereitstellung oder Abnahme von externer Regelenergie ist für den jeweiligen Transportkunden nicht bilanzrelevant.

**429.** Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung dienen der Bereitstellung von kurzfristiger Flexibilität. Der Bilanzkreisnetzbetreiber sichert sich damit das Recht, Gasmengen des Transportkunden entgegenzunehmen bzw. ihm zu übergeben. Er verpflichtet den Transportkunden, die gleichen Mengen zu einem anderen Zeitpunkt an ihn zurückzuliefern bzw. von ihm zurückzunehmen. Es handelt sich damit um die vorübergehende Überlassung von Gasmengen, um zeitweise Lastspitzen auszugleichen. Der Bedarf an untertägigen Strukturierungsdienstleistungen wird von den Bilanzkreisnetzbetreibern ausgeschrieben. Die Ausschreibung kann für einen oder mehrere Tage (bis zu einem Gaswirtschaftjahr) im Voraus erfolgen. Die Bieter haben für jede Stunde des Gastages, auf den sich die Ausschreibung bezieht, einen Arbeitspreis für die Bereitstellung von Gas an den Netzbetreiber (positive Mengen, „Bereitstellungspreis“) und einen Arbeitspreis für die Übernahme von Gas durch die Transportkunden (negative Mengen, „Rücknahmepreis“) anzugeben, wobei Entgelte nur im Falle des Abrufs der Dienstleistung durch den Netzbetreiber anfallen. Ausschreibungen, die zusätzlich einen Leistungspreis für die Vorhaltung der untertägigen Strukturierung beinhalten, sollen nur dann erfolgen, wenn keine ausreichenden Angebote vorliegen. Dies ist gegenüber der Bundesnetzagentur anzuzeigen und zu begründen. Der Abruf erfolgt nach einem angemessenen Merit-Order-System. Bei diesem wird auf der Basis des jeweils angebotenen Preises zunächst eine Einsatzreihenfolge festgelegt. Der tatsächliche Abruf beginnt mit dem preisgünstigsten Angebot.

**430.** Die dauerhafte Beschaffung oder Veräußerung von Gasmengen führt der Bilanzkreisnetzbetreiber auf dem Gasgroßhandelsmarkt im eigenen oder einem anderen Marktgebiet durch. Dabei sind im Regelfall Tagesbänder zu kontrahieren. Sowohl der Spotmarkt an der EEX als auch der außerbörsliche Handel kommen dafür in Frage. Sofern die Liquidität im Marktgebiet nicht ausreicht und eine Beschaffung auf dem Gashandelsmarkt auch nicht zuverlässig durchführbar ist, wird ein Market-Maker-Modell angewendet. Der sog. Market Maker ist ein Makler, der verbindliche Angebots- und Nachfragepreise stellt. In diesem Fall kann ein Leistungspreis für die Vorhaltung angesetzt werden. Für den Arbeitspreis kann ein Referenzpreis aus einem liquiden Markt genutzt werden. Der Market-Maker-Vertrag ist öffentlich auszuschreiben und soll für höchstens ein Gaswirtschaftsjahr gelten.

**431.** Die Bundesnetzagentur sieht vor, dass die Bilanzkreisnetzbetreiber für das Marktgebiet aussagekräftige Informationen über den Einsatz der internen Regelenergie und der externen Regelenergie veröffentlichen. Die Angaben sollen getrennt nach externen Flexibilitäten und externen Gasmengen ausgewiesen werden. Es ist zudem anzugeben, welcher Anteil der externen Regelenergie aufgrund lokaler oder räumlich begrenzter Ungleichgewichte eingesetzt wurde. Die Informationen sollen am Folgetag des Einsatzes der Regelenergie veröffentlicht werden und mindestens für die zurückliegenden zwölf Monate zugänglich gemacht werden.

**432.** Auf den Internetseiten der Netzbetreiber sind die Daten grundsätzlich ausgewiesen, werden allerdings unterschiedlich aufbereitet. Einzelne Gasnetzbetreiber dokumentieren ihre Ausschreibungen zur Regelenergie sehr ausführlich.[284] Eine Betrachtung der Ausschreibungsmodalitäten zur externen Regelenergie zeigt, dass sich die einzelnen Marktgebiete deutlich in Bezug auf Leistungsinhalt, Befristung und Bepreisung von Regelenergieprodukten voneinander unterscheiden. Es lässt sich ablesen, dass Regelenergie nicht primär aus externer Beschaffung in genutzt wird. Die externe Regelenergie wird in den verschiedenen Marktgebieten unterschiedlich in Anspruch genommen. So werden beispielsweise im Marktgebiet von Gasunie Deutschland regelmäßig externe Regelenergieprodukte abgerufen, wohingegen NetConnect Germany wiederholt über mehrere Tage hinweg keine externen Regelenergieprodukte beansprucht.

### 7.2.2 Kritische Würdigung

**433.** Die Festlegung der Bundesnetzagentur hat für die Ausgestaltung des Regelenergiemarktes einen wichtigen Impuls gegeben. Die Regelungen zur Ausschreibung von externer Regelenergie sowie die Informationspflichten werden von der Monopolkommission begrüßt. Sie spricht sich für eine weitere Stärkung des Regelenergiemarktes im Gassektor aus und hält die Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs, der effizient organisiert ist und zu Kosteneinsparungen führt, für ein Kernelement des wettbewerblichen Gasmarktes.

**434.** Auch wenn einige wichtige Schritte hin zu einem wettbewerblichen Gasmarkt gemacht worden sind, sieht die Monopolkommission aber dennoch ein weiteres Optimierungspotenzial. Die Vielzahl der Marktgebiete in Deutschland, eines der Hauptwettbewerbshindernisse, führt dazu, dass ein marktgebietsfremder Anbieter von Regelenergie nur dann an einem Ausschreibungswettbewerb teilnehmen kann, wenn er auch über ausreichende Transportkapazitäten verfügt.[285] Damit wird der Wettbewerb von vornherein eingeschränkt und es ist in einem hohen Maße davon auszugehen, dass der Regelenergiebedarf von einem lokalen Anbieter gegebenenfalls zu einem Preis bedient wird, der über dem liegt, welcher sich eingestellt hätte, wenn keine Engpässe vorgelegen hätten. Die Preisunterschiede für Regelenergie in den verschiedenen Marktgebieten sind ein klares Indiz für diese Vermutung. Darüber hinaus tragen Unterschiede hinsichtlich Ausschreibungsbedingungen, Produkten, Preisen und Prozessen in den unterschiedlichen Marktgebieten zu einer Fragmentierung des möglichen Marktes bei. Nach Ansicht der Monopolkommission ist daher neben der Verminderung der Zahl der Marktgebiete auch eine Standardisierung der Produkte anzustreben. Als mittelfristiges Ziel muss der Handel von Regelenergie über eine Plattform erfolgen. Die Monopolkommission hat dazu bereits in Abschnitt 4.3.3 den Vorschlag gemacht, die Regelenergie verpflichtend über die Börse zu handeln, um die dort dringend benötigte Liquidität zu erlangen.

**435.** Ein weiterer Kritikpunkt ist die fehlende Transparenz hinsichtlich der Verfahren zur Bestimmung des Regelenergiebedarfs. Die fehlende Transparenz kann dazu führen, dass der Bedarf an Regelenergie falsch angesetzt wird und zum Beispiel Kosten für eine Vorhaltung von Regelenergie entstehen, die über dem notwendigen Maße liegen. Es

284 Vgl. z.B. Gasunie Deutschland unter http://www.gasunie.de/regelenergie/index.cfm?language=de sowie NetConnect Germany unter http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SIDBB927F7D-0B96A461/ncg/ hs.xsl/1007.htm.

285 Dazu auch die Ausführungen zum Engpassmanagement im Gassektor in Abschnitt 6.2.2.2.

wäre wünschenswert, wenn diesbezüglich Klarheit bestehen würde und eine Veröffentlichung der Annahmen und Verfahren zur Bestimmung des Regelenergiebedarfs verpflichtend wäre und deren Einhaltung bzw. deren Eignung zur Bestimmung von der Bundesnetzagentur überprüft würde. Transparenz wäre auch hinsichtlich des Volumens der Netzpuffer angezeigt. Aktuell ist nicht ersichtlich, ob die Quellen interner Regelenergie erschöpfend genutzt werden. Für Deutschland wird, wie bereits angesprochen, von sehr großen Netzpufferreserven ausgegangen. Um die Verfügbarkeit von Regelenergie bewerten zu können, empfiehlt die Monopolkommission daher die Ermittlung des Netzpuffervolumens seitens der Bundesnetzagentur. Nur dann kann sichergestellt werden, dass die Ressourcen optimal genutzt werden.

## *7.3 Zwischenfazit*

**436.** Regelenergie wird in Stromnetzen benötigt, um temporäre Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung auszugleichen. Systematisch wird sie nach Verfügbarkeiten in Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve unterschieden. Die Beschaffung von Regelenergie wird von den Übertragungsnetzbetreibern über ein marktliches Verfahren organisiert. § 22 Abs. 2 EnWG verpflichtet sie, Regelenergie in einem diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren auszuschreiben und hierzu eine gemeinsame Internetplattform zu betreiben. Die Zahl der Anbieter auf den Regelenergiemärkten ist begrenzt. Primärregelenergie- und Sekundärregelenergiemarkt sind weiterhin durch die Strukturen eines bilateralen Oligopols gekennzeichnet. Bezogen auf die einzelnen Regelzonen lassen sich die Märkte für Primär- und Sekundärregelenergie als beschränkte Monopsone bezeichnen. Der Minutenreservemarkt kommt einer wettbewerblichen Marktstruktur näher als die übrigen beiden Regelenergiemärkte. Die geringe Teilnehmerzahl auf den Märkten begründet sich in den technischen Voraussetzungen für eine Präqualifikation. Die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Bereitstellung speziell von Primär- und Sekundärregelenergie erfordern hohe Investitionen der Netzbetreiber und Erzeuger in eine entsprechende Regeltechnik und in Kraftwerksanlagen.

**437.** Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass die Ausgestaltung der Regelenergiebeschaffung nicht hinlänglich berücksichtigt, dass auf den Regelenergiemärkten die Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager zumeist eigenen Konzernschwestern als Anbieter von Regelenergie gegenüberstehen. Hierdurch sind im Bereich der Primär- und Sekundärregelung Anreize für die Verbundunternehmen gegeben, das Preisniveau über die jeweiligen Grenzkosten von Vorhaltung und Erzeugung zu übersteigern. Die Regelenergiekosten stellen für die Verbundunternehmen bei der vorherrschenden Marktstruktur überwiegend einen durchlaufenden Posten dar. Auch die Anreizregulierung kann diese Mechanismen nicht wirksam eindämmen.

**438.** Die Monopolkommission tritt dafür ein, die technischen und regulativen Rahmenbedingungen des Regelenergiemarktes insbesondere im Hinblick auf ein stärker wettbewerblich ausgerichtetes Angebot kontinuierlich zu überprüfen. Sie begrüßt das von der Bundesnetzagentur eingeleitete Feststellungsverfahren zum Einsatz von Regelenergie. Neben dem Gesichtspunkt der Vermeidung einer Ressourcenverschwendung durch das Gegeneinanderregeln benachbarter Regelzonen sollten allerdings auch die Marktzugangsbedingungen im Interesse einer effizienten Leistungserstellung einer erneuten Überprüfung unterzogen werden. Insbesondere erscheinen hier Reduktionen der techni-

schen Präqualifikationsanforderungen, eine weitere Verkürzung der Angebotszeiträume sowie Möglichkeiten zum regelzonenübergreifenden Pooling von Sekundärregelenergie möglich. Sollte es auch längerfristig nicht gelingen, bei der Primärregelung und der Sekundärregelung die gebotene spürbare Belebung des Wettbewerbs zu erwirken, ist nach Auffassung der Monopolkommission die Herauslösung der Primär- und der Sekundärregelung aus der marktlichen Vergabe und die Rückkehr zu einer Ex-ante-Preisregulierung in Betracht zu ziehen.

**439.** Derzeit kommt die Sekundärregelung wesentlich häufiger zum Einsatz als die Minutenreserve. Nach Auffassung der Monopolkommission ist unbedingt auf eine Verschiebung des Gewichtes innerhalb des Regelenergiesegments von der Sekundärregelung hin zur wettbewerblicheren und kostengünstigeren Minutenreserve zu drängen. Hierzu ist die Einführung einer automatisierten Abrufpraxis auch bei der Minutenreserve zu fordern.

**440.** Die Monopolkommission schließt nicht aus, dass Gegeneinanderregeln in den vier Regelzonen des deutschen Übertragungsnetzes auch als Teil bewusster Strategie bei einem einzelnen oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern auftritt. Eine Zusammenfassung der vier Regelzonen zu einer bundesweiten Regelzone würde bei einem unabhängigen Netzbetreiber dazu führen, dass die ökonomischen Anreize zum übermäßigen Einsatz von Regelenergie reduziert würden. Eine Möglichkeit zur Vermeidung des Gegeneinanderregelns, die derzeit von der Bundesnetzagentur geprüft wird, liegt in der Einrichtung einer zentralen Regelinstanz. Die Monopolkommission unterstützt das Vorhaben der Bundesnetzagentur nachdrücklich und ist der Auffassung, dass eine Zusammenführung der bislang vier Regelzonen unter einem Dach ernsthaft zu erwägen ist. Um den effizienten Einsatz von Regelenergie unabhängig von sich gegebenenfalls überschneidenden Eigentümerinteressen vertikal integrierter Verbundunternehmen dauerhaft gewährleisten zu können, ist auf die Unabhängigkeit der zentralen Regelinstanz zu drängen. Zum Ausschluss von Quersubventionierungs- und Diskriminierungspotenzialen auf den Regelenergiemärkten sollte daher die Regelungskontrolle nicht bei einem Unternehmen liegen, das zugleich als Erzeuger auf den Regelenergiemärkten auftritt.

**441.** Im Gassektor wird Regelenergie zur Sicherstellung des ausreichenden Gasflusses und der Systemstabilität innerhalb eines Marktgebietes benötigt. Die marktorientierte Beschaffung von Regelenergie im Gassektor ist unterentwickelt. Am 1. Oktober 2008 trat ein neues Regel- und Ausgleichsenergiesystem in Kraft, welches neben den Regelungen zur Bilanzierung auch Regelungen zur Beschaffung von Regelenergie enthält. Die Monopolkommission bedauert, dass Daten zum Umfang des Regelenergievolumens in Deutschland in keinem belastbaren Maße vorliegen und schlägt daher vor, dass eine Bündelung der Daten durch die Bundesnetzagentur im Rahmen ihres Monitoring erfolgt. Sollte dies rechtlich nicht umsetzbar sein, plädiert die Monopolkommission dafür, dass die Bundesnetzagentur im Bereich der Regelenergie eine Festlegungskompetenz erhält, die durch den Gesetzgeber zu erteilen wäre.

**442.** Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen von GABi Gas allgemeine Vorschläge zur Ausgestaltung der Beschaffungsverfahren für Regelenergie gemacht, welche im Rahmen der Neufassung der Kooperationsvereinbarung (KoV III) von den Gasnetzbetreibern konkretisiert wurden. Die Beschaffung von Regelenergie erfolgt nach einem mehrstufigen Modell. Zunächst wird die sog. interne Regelenergie, die aus dem Netzpuffer

und weiteren dem Netz zugehörigen Speichern gewonnen wird, verwendet. Lastschwankungen, die sich aus ungeplanten Differenzen der Transportkunden ergeben, dürften zu einem großen Teil aus dem Netzpuffer ausgeglichen werden können. Der Netzpuffer wird in der Anreizregulierung unzureichend im Rahmen des Effizienzvergleichs über den Parameter Leitungsdurchmesser berücksichtigt. Dies setzt Anreize, den Netzpuffer abzubauen, was wiederum zu Fehlallokationen führen würde, weil die langfristigen Betriebs- und Kapitalkosten des Netzpuffers unter den Kosten externer Regelenergie liegen.

**443.** Die Monopolkommission fordert die Bundesnetzagentur auf, zeitnah eine angemessene Lösung für die Berücksichtigung des Netzpuffers zu finden. Externe Regelenergie soll erst dann eingesetzt werden, wenn die Möglichkeiten des lokalen und netzübergreifenden Einsatzes von Regelenergie ausgeschöpft sind. Sie wird von Transportkunden und Speicherbetreibern bereitgestellt und stellt die kostenintensivste Form der Regelenergiebeschaffung dar.

**444.** Die Festlegung der Bundesnetzagentur hat für die Ausgestaltung des Regelenergiemarktes einen wichtigen Impuls gegeben. Die Monopolkommission spricht sich für eine Stärkung des Regelenergiemarktes im Gassektor aus und hält die Gewährleistung eines effizienten Netzbetriebs für ein Kernelement des wettbewerblichen Gasmarktes. Die Monopolkommission sieht weiteres Optimierungspotenzial. Nach ihrer Ansicht ist neben der Verminderung der Zahl der Marktgebiete auch eine Standardisierung der Produkte anzustreben. Als mittelfristiges Ziel muss der Handel von Regelenergie über eine Plattform erfolgen. Hier stellt die Monopolkommission den Vorschlag zur Diskussion, die Regelenergie ausschließlich an der Börse zu handeln, um deren Liquidität zu erhöhen. Ein weiterer Kritikpunkt ist die fehlende Transparenz hinsichtlich der Verfahren zur Bestimmung des Regelenergiebedarfs. Transparenz wäre auch hinsichtlich des Volumens der Netzpuffer angezeigt. Die Monopolkommission empfiehlt die Ermittlung des Netzpuffervolumens seitens der Bundesnetzagentur, um eine optimale Ressourcenallokation sicherzustellen.

# 8. Erdgasspeicher als wachsender Wettbewerbsfaktor

## *8.1 Wettbewerb auf dem deutschen Erdgasspeichermarkt*

**445.** Die Speicherung von Erdgas gewinnt zunehmend an Bedeutung. Wie bereits dargelegt, gehört Deutschland zu den Erdgasimportländern. Der Bezug ist mit saisonalen und kurzfristigen preislichen Schwankungen verbunden. Darüber hinaus wird die Versorgungssicherheit durch eine starke Abhängigkeit von der jeweiligen politischen Situation im Exportland und in den Transitländern determiniert. Die Hauptfunktion der Erdgasspeicher liegt im tages- und jahreszeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Des Weiteren kommt Speichern eine wichtige Aufgabe bei der Strukturierung von Lastprofilen zu.[286] Tendenziell werden Einspeisungen in den Sommer- und Ausspeisungen überwiegend in den Wintermonaten vorgenommen.

**446.** Bei den hier thematisierten Speichern handelt es sich um Untertagespeicher, von denen zwei Typen existieren: Es gibt Poren- und Kavernenspeicher. Porenspeicher eignen sich besonders zur Abdeckung der saisonalen Grundlast, weil sie durch die natürlichen Fließwege im Porenraum der Speichergesteine in der Regel weniger spontan abgerufen werden können als Kavernenspeicher. Diese sind in ihrer Nutzung sehr flexibel und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Das Gesamtvolumen eines Speichers setzt sich zusammen aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Volumen, wohingegen als Kissengas die verbleibende Restgasmenge bezeichnet wird, die den Mindestdruck aufrechterhält. Die aktuellen Daten der Erdgasspeicher in Deutschland zeigt die nachstehende Tabelle.

***Tabelle 8.1:***

**Erdgasspeicher in Deutschland (Stand: 31. Dezember 2008)**

| | Einheit | Porenspeicher | Kavernenspeicher | Summe |
|---|---|---|---|---|
| **Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“** | Mrd. m³ ($V_n$) | 12,5 | 7,8 | 20,3 |
| **Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“ (I)** | | 13,6 | 9 | 22,6 |
| **Plateau-Entnahmerate** | Mio. m³ ($V_n$/d) | 192,1 | 296,5 | 488,6 |
| **Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases[1]** | Tage | 65 | 26 | 42 |
| **Anzahl Speicher „in Betrieb“** | | 23 | 24 | 47 |
| **Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“ (II)** | Mrd. m³ ($V_n$) | 0,05 | 7,4 | 7,5 |
| **Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“** | | 1 | 18 | 19 |
| **Summe Arbeitsgas (I+II)** | Mrd. m³ ($V_n$) | 13,7 | 16,4 | 30,1 |

[1] Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“ (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate).

Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2008, Hannover 2009, S. 47.

286 Vgl. dazu auch Abschnitt 5.2.3.

**447.** Der deutsche Speichermarkt zählt mit einem Anteil von über 28 % an den gesamten Speicherkapazitäten aller EU-Mitgliedstaaten aufgrund seiner Vielzahl an (dezentralen) Speicheranlagen und des hohen Arbeitsgasvolumens zu den größten in Europa. So befinden sich über ein Drittel aller europäischen Speicher in Deutschland. Die Tabelle 8.1 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Daten für die deutsche Erdgasspeicherung. Mit Stand vom 31. Dezember 2008 existierten 47 Erdgasspeicher, davon 23 Porenspeicher und 24 Kavernenspeicher. Das technisch maximal nutzbare und installierte Arbeitsgasvolumen liegt bei 20,3 Mrd. m³ (Vn) und hat sich damit gegenüber dem Vorjahr, als es bei 19,9 Mrd. Mrd. m³ (Vn) lag, erhöht. Die Daten der Porenspeicher sind stabil geblieben, wohingegen das Volumen der Kavernenspeicher um etwa 4 % gestiegen ist. Zurückzuführen ist dies auf Erweiterungen bestehender Speicher, die Inbetriebnahme weiterer Kavernen sowie neue Speicherprojekte. Einen erheblichen Zuwachs von 3,6 auf 7,4 Mrd. m³ (Vn) Arbeitsgas erfuhren die Kavernenspeicher, die in Bau oder in Planung sind. Werden alle Vorhaben auch tatsächlich realisiert, wird zukünftig ein Speichervolumen von rund 30 Mrd. m³ (Vn) zur Verfügung stehen. Die Tabelle 8.1 gibt dazu im Detail Auskunft. Aus dem Arbeitsgasvolumen und der Plateau-Entnahmerate lässt sich eine theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases in Höhe von 42 Tagen errechnen. Dieser Wert gibt an, in welcher Zeit sich das maximal in den Speichern eingelagerte Gas technisch ausspeichern lässt. Schätzungen gehen dahin, dass das allein in den Speichern befindliche Gas ausreicht, um Deutschland knapp drei Monate ohne merkliche Einschränkungen zu versorgen.[287]

**448.** Die nachstehende Tabelle 8.2 gibt einen Überblick über die geplanten Speicherprojekte in Deutschland. Es werden die Unternehmen, die das Projekt durchführen, der Ort sowie die Art der Speicheranlage und die geplante Speichermenge aufgeführt. Ende 2008 waren 19 zusätzliche Speicher in Deutschland geplant. 18 davon sind Kavernenspeicher, deren Arbeitsgasvolumen bei 7.411 Mio. m³ ($V_n$) liegt. Die Realisierung aller Projekte bedeutet eine Erhöhung der Speicherkapazitäten bezogen auf das Arbeitsgasvolumen um etwa 40 %.

**449.** Prinzipiell scheinen der Monopolkommission die physikalischen Voraussetzungen in Deutschland für die Etablierung eines Speicherwettbewerbs gegeben. Allerdings besteht eine gewisse, am Volumen gemessene angebots- und nachfrageorientierte Konzentration im deutschen Speichermarkt, deren Ausmaß im Folgenden zu beurteilen ist. Nachfolgend werden in Tabelle 8.3 die Anteile im deutschen Speichermarkt, der ein Gesamtvolumen von 20.272 Mio. m³ ($V_n$) Arbeitsgas umfasst, dargestellt. Die Berechnungen beziehen sich auf das gesamte Bundesgebiet und unterscheiden nicht zwischen den Marktgebieten. Dies stellt eine Vereinfachung der tatsächlichen Verhältnisse dar, ist aber aufgrund der leicht rückläufigen Tendenz der Marktgebiete nach Ansicht der Monopolkommission durchaus zu rechtfertigen. Als Referenz dient das Arbeitsgasvolumen. Sind mehrere Betreiber an einem Speicher beteiligt, wird die Kapazität zu gleichen Teilen aufgeteilt, weil hinsichtlich der genauen Beteiligungsverhältnisse bzw. der vertraglichen Vereinbarungen seitens der Monopolkommission keine Informationen bekannt sind.[288]

287 Vgl. Stronzik, M., Rammerstorfer, M., Neumann, A., Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 305, Bad Honnef 2008, S. 7.

288 Auch wurden die Unternehmensgruppen unter ihrem Konzernnamen zusammengefasst. So wird hier nur E.ON ausgewiesen und nicht zwischen E.ON Hanse, E.ON Thüringen, E.ON Gas Storage etc. differenziert. Vgl. zu diesem methodischen Vorgehen auch Stronzik, M., Rammerstorfer, M., Neumann, A., a.a.O., S. 11.

*Tabelle 8.2:*

**Geplante Speicher in Deutschland (Stand: 31. Dezember 2008)**

| Nr. | Ort | Gesellschaft | Anzahl Einzel-speicher | Gesamtvo-lumen Mio. m³ ($V_n$) | Arbeitsgas nach Endausbau Mio. m³ ($V_n$) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Porenspeicher*** | | | | | |
| **1** | Wolfersberg | RWE Dea AG | | | 45 |
| ***Kavernenspeicher*** | | | | | |
| **2** | Bernburg | Verbundnetz Gas AG | 3 | 183 | 139 |
| **3** | Empelde | GHG-Gasspeicher Hanno-ver GmbH | 1 | 125 | 100 |
| **4** | Epe-Eneco | Eneco Store GmbH | 2 | 175 | 125 |
| **5** | Epe-Trianel | Trianel Gasspeichergesell-schaft Epe mbH & Co. KG | 1 | 153 | 109 |
| **6** | Epe-Essent | Essent Energie Gasspeicher GmbH | 4 | 220 | 172 |
| **7** | Epe-Gelsenwas-ser | Gelsenwasser AG | 4 | 250 | 180 |
| **8** | Etzel | IVG Caverns GmbH | 30 | 3.400 | 2.500 |
| **9** | Etzel | IVG Caverns GmbH | 10 | 1.100 | 750 |
| **10** | Jemgum | WINGAS GmbH & Co. KG | 18 | 1.620 | 1.200 |
| **11** | Jemgum | EWE AG | 5 | 650 | 433 |
| **12** | Kiel-Rönne | Stadtwerke Kiel AG | 2 | 234 | 140 |
| **13** | Kraak | E.ON Hanse AG | 1 | 110 | 90 |
| **14** | Nüttermoor | EWE AG | 3 | 321 | 214 |
| **15** | Peckensen | Storengy Deutschland GmbH | 9 | 1.050 | 600 |
| **16** | Reckrod-Wölf | Wintershall Holding AG | 2 | 150 | 120 |
| **17** | Rüdersdorf | EWE AG | 1 | 94 | 79 |
| **18** | Staßfurt | Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE | 4 | 380 | 290 |
| **19** | Xanten | RWE, Thyssengas GmbH | 5 | 150 | 125 |
| **Summe** | | | **105** | **10.365** | **7.411** |

Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2008, Hannover 2009, S. 57 f.

**450.** Die Marktanteile werden hier zum einen für die heute bestehenden Untertagespeicher (Anteil aktuell) und zum anderen für die zukünftig zu erwartende Situation, wenn sämtliche angekündigten Speichervorhaben realisiert worden sind (Anteil zukünftig), dargestellt. Die geplanten Änderungen verändern die Verhältnisse nur geringfügig. Es fällt jedoch auf, dass ein neuer Marktteilnehmer vertreten sein wird, der sämtlichen etablierten Unternehmen einige Prozentpunkte abnimmt. Die WINGAS betreibt aktuell nur einen Speicher in Deutschland, der aber aufgrund seiner Größe dazu führt, dass sie den derzeit größten Anteil mit rund 21 % hat. Daran wird sich auch zukünftig nicht viel

ändern, da sie in gleichem Ausmaß weiter expandieren wird wie E.ON, die Nummer zwei im deutschen Erdgasspeichermarkt. Der Markt insgesamt kann als moderat konzentriert eingestuft werden.[289] Die CR1 liegt sowohl jetzt als auch zukünftig deutlich unter der Schwelle von 33 %, die das Kartellrecht als kritisch ansieht. Demgegenüber weisen die CR3 und CR5 mit heute 55,14 % und 78,38 % eine deutliche Überschreitung der kritischen Schwellenwerte von 50 bzw. 66 % auf. Diese Situation wird sich allerdings zukünftig durch die geplanten Speicherprojekte etwas relativieren. Die CR3 wird den kritischen Wert um 2,3 % unterschreiten und die CR5 wird mit knapp 4 % darüberliegen.

***Tabelle 8.3:***

**Anteile im deutschen Speichermarkt (Stand: 31. Dezember 2008)**

| Unternehmen | Anteil aktuell (Arbeitsgasvolumen) in Prozent | Anteil zukünftig (Arbeitgasvolumen) in Prozent |
|---|---|---|
| **WINGAS** | 20,72 | 18,39 |
| **E.ON** | 19,01 | 16,68 |
| **RWE** | 11,53 | 9,75 |
| **Exxon Mobil** | 15,41 | 12,63 |
| **VNG** | 11,71 | 8,37 |
| **EWE** | 7,14 | 7,24 |
| **GDF** | 1,6 | 1,08 |
| **IVG Caverns** | 2,53 | 12,54 |
| **Sonstige** | 10,35 | 13,32 |

Quelle: Eigene Berechnungen auf der Basis von: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2008, Hannover 2009, S. 57 f.

**451.** Diese Entwicklungen sind aus Sicht der Monopolkommission zu begrüßen. Die Monopolkommission sieht jedoch zwei grundlegende Probleme auf dem Speichermarkt in Deutschland. Zum einen stellt sich die Frage, ob die Konzentration tatsächlich nicht doch sehr viel höher ist, weil es keinen einheitlichen deutschen Erdgasspeichermarkt gibt, und zum zweiten bestehen Anzeichen dafür, dass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten das Angebot bei Weitem übersteigt. Der erstgenannte Punkt steht im Gleichklang mit der in Abschnitt 5.2.2 thematisierten Problematik einer Zersplitterung des deutschen Erdgasmarktes in eine Vielzahl von Marktgebieten. Auch wenn die Zahl der Marktgebiete rückläufig sein mag, bestehen doch erhebliche Schwierigkeiten beim marktgebietsüberschreitenden Transport und der Allokation von Transportkapazitäten. Die geografische Verteilung der Speicheranlagen in Deutschland ist nicht über die Marktgebiete gleich verteilt. Die Porenspeicher finden sich über das Bundesgebiet ver-

289 Zu diesen Ergebnis kam das WIK auch schon für das Jahr 2007. Allerdings haben sich doch einige Änderungen ergeben. Vgl. dazu Stronzik, M., Rammerstorfer, M., Neumann, A., a.a.O., S. 11.

teilt, sie kommen sowohl in Nord- als auch in Ost- und Süddeutschland vor. Die Kavernenspeicher hingegen sind auf Norddeutschland konzentriert, weil sie nur dort vorkommen können, wo freie Salzstöcke vorhanden sind, die zu Erdgasspeichern umfunktioniert werden.

**452.** Das zweite von der Monopolkommission angesprochene Problem ist ein strukturelles. In erster Linie sind die Unternehmen als Erdgasspeicherbetreiber tätig, die Zugang zur Importebene besitzen, auf der langfristige Gaslieferverträge mit ausländischen Lieferanten vorherrschen. Dies hat zur Folge, dass die Kapazitäten inländischer Speicheranlagen mit einem langen Vorlauf ausgebucht sind. Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur weist eine Quote von maximal 1,3 % freiem Arbeitsgasvolumen zur kurzfristigen Buchung aus. Die mittelfristige Quote liegt bei maximal 3,1 %, wie auch die Tabelle 8.3 zeigt.[290]

**453.** Im Kalenderjahr 2007 haben laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 116 Unternehmen in Deutschland Speicherkapazitäten genutzt. Dies entspricht im Vergleich zum Vorjahr einer Steigerung von etwa 17 %. Genutzt wurden die Speicherkapazitäten zum überwiegenden Teil von Großhändlern und Lieferanten, die darüber saisonale oder auch tägliche Schwankungen ausgleichen. Die Wahlmöglichkeit der Speichernutzer ist aufgrund wirtschaftlicher und technischer Gründe stark eingeschränkt, so zum Beispiel bei der Wahl zwischen dem Standort und der Art des Speichers. Wechselvorgänge finden demnach nur selten statt. Vor dem Hintergrund eines möglichen Diskriminierungspotenzials durch die Speicherbetreiber zeigt das Monitoring der Bundesnetzagentur, dass 24 % der 45 Speicherbetreiber in insgesamt 58 Fällen den Drittzugang verweigert haben.[291] Dies deutet darauf hin, dass dass nur wenige Unternehmen auch tatsächlich im erwünschten Umfang Zugang zu Speicherkapazitäten haben. Es kann unter den gegebenen Rahmenbedingungen jedoch nicht zweifelsfrei festgestellt werden, ob der Nachfrageüberschuss mit strategischem Verhalten einhergeht.

***Tabelle 8.4:***

**Frei buchbare Speichervolumina in Prozent vom Arbeitsgasvolumen**
**(Stand: 31. Dezember 2007)**

| Stichtag | 1. Oktober 2008 | 1. April 2009 | 1. Oktober 2009 | 1. April 2010 | 1. April 1013 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Frei buchbares Arbeitsgasvolumen (in Prozent vom erfassten zugangsfähigen Gesamtvolumen)** | 1,3 | 1,3 | 2,4 | 2,6 | 3,1 |

Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 170.

**454.** Aus Sicht der Monopolkommission stellt sich die Transparenz auf dem Speichermarkt noch als entwicklungsbedürftig dar. Die Speicherbetreiber kommen zwar grundsätzlich ihren durch das Energiewirtschaftgsgesetz vorgegebenen Veröffentlichungspflichten nach und halten sich an die rechtlich nicht verbindlichen Maßgaben der

290 Vgl. BNetzA, Monitoringbericht 2008, S. 171.
291 Vgl. ebenda, S. 171 f.

Guidelines of Good Practice for Storage System Operators (GGPSSO)[292]; dennoch lassen sich keine Aussagen zur tatsächlichen Kapazitätssituation der Speicher treffen. Dem Transportkunden fehlt so die Möglichkeit, die Routen des Gases, welches er transportieren und speichern möchte, effizient zu planen. Diese Informationen wären allerdings zwingend notwendig, um eine fundierte Aussage zur Funktionsfähigkeit des aktuellen Speicherzugangsregimes machen zu können. Die Monopolkommission fordert daher eine dahingehende Ausweitung der Veröffentlichungspflichten, dass die Speicherbetreiber, ähnlich den Kapazitätsanzeigen an den Netzkoppel- und Grenzkuppelstellen, die Füllstände ihrer Speicher ausweisen.

**455.** Die Vorteilhaftigkeit eines Sekundärhandels wurde bereits im Rahmen der Ausführungen zum Sekundärhandel mit Kapazitäten angesprochen.[293] Gleiches gilt auch für den Sekundärhandel mit Speicherkapazitäten, der auf der Plattform store-x verortet wurde. Aktuell können auf dieser Plattform Kapazitätsrechte von 14 Speicherbetreibern gehandelt werden. Registriert sind rund 600 Benutzer. Auch wenn die Zahl der Geschäfte, die über diese Plattform getätigt wird, steigend ist, ist noch kein Handel in einem befriedigenden Umfang zu erkennen. Dazu bedürfte es erst eines freien Potenzials von Speicherkapazitäten. Dies ist allerdings nach momentanem Stand nicht zu erkennen.

## *8.2 Zugang zu Erdgasspeichern*

**456.** In der Europäischen Union sind zwei Speicherzugangsregime im Einsatz. Den Mitgliedstaaten steht es frei, welches Regime sie wählen. Deutschland hat sich für den verhandelten Speicherzugang auf vertraglicher Basis gemäß § 26 EnWG entschieden. Im Gegensatz zum Netzzugang wird der Speicherzugang damit nicht reguliert. Die Bundesnetzagentur hat im Speicherbereich in erster Linie die Vorgaben zur informationellen und buchhalterischen Entflechtung der Speicheranlagen (§§ 9 und 10 EnWG),[294] die Vorgaben des § 28 EnWG sowie die Tätigkeiten der Speicherbetreiber im Rahmen einer Ex-post-Missbrauchsaufsicht nach §§ 30 und 31 EnWG zu überwachen. Nach § 28 Abs. 1 EnWG haben die Betreiber von Speicheranlagen anderen Unternehmen den Speicherzugang zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen auf Vertragsbasis zu gewähren. Davon ausgenommen sind diejenigen Kapazitäten, die zur Gewinnungstätigkeit eingesetzt werden. Auf europäischer Ebene gibt es darüber hinaus die Mindeststandards der GGPSSO, die unter anderem Regelungen zum Speicherzugang, zum Engpassmanagement und zur Veröffentlichung von Informationen enthalten.

**457.** Die Monopolkommission bezweifelt, dass allein der Bau neuer Speicheranlagen und der Ausbau bestehender Kapazitäten das Problem auf dem Speichermarkt zu lösen vermögen, und misst daher einem marktorientierten Kapazitätsmanagement eine hohe Bedeutung bei. Die aktuelle Regelung des „first come, first served“ erscheint ihr unbefriedigend und wenig wettbewerbsorientiert. Die Monopolkommission regt daher an, die Auktionierung von Kapazitäten in Betracht zu ziehen und diese mit dem Use-it-or-lose-it-Prinzip zu kombinieren. Auf diese Weise würden freie Kapazitäten entstehen,

292 Vgl. ERGEG, Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO) vom 23. März 2005.
293 Vgl. Abschnitt 4.3.3.
294 Vgl. § 6 Abs. 1 Satz 3 EnWG.

die die Weiterentwicklung des Sekundärhandels forcieren könnten. Darüber hinaus könnte so auch der strategischen Hortung von Speicherkapazitäten, für die es aktuell zwar Anzeichen gibt, deren Nachweis jedoch schwierig ist, entgegengewirkt werden.

**458.** Die Monopolkommission sah eine Regulierung des Speicherzugangs bis dato kritisch[295] und spricht sich hier erneut dagegen aus. Mögliche Investitionsanreize und Bestrebungen zum Aufbau eines neuen Geschäftsmodells können durch eine Regulierung der Geschäftsbedingungen nachhaltig vermindert werden. Auch zeigen die aktuellen Entwicklungen zum Speicherbau, dass offensichtlich Investitionsanreize gegeben sind. Zwar besteht nach wie vor ein Diskriminierungspotenzial, doch wird dieses bei einer konsequenten Umsetzung des von der Monopolkommission propagierten umfassenden Ansatzes an Bedeutung verlieren. Neben einer günstigen Versorgungsstruktur des jeweiligen Marktgebietes im Sinne des handelbaren Volumens und der Zahl erreichbarer Ein- und Ausspeisepunkte, der verfügbaren Leitungs- und Speicherkapazitäten und von Gasmengen an Hubs, Importpunkten und LNG-Anlandestellen sowie einer konsequenten Anwendung der in den §§ 6 bis 10 EnWG enthaltenen Entflechtungsvorschriften auf Speicheranlagen ist ein marktorientiertes Engpassmanagement eine wichtige Voraussetzung für die Etablierung eines diskriminierungsfreien, effizienten und transparenten Handels von Gasspeichermengen.

**459.** Darüber hinaus finden sich auch im Dritten Richtlinienpaket der Europäischen Kommission Aussagen zum Erdgasspeichermarkt. Es ist vorgesehen, die GGPSSO rechtlich verbindlich zu machen. Damit werden Regelungen getroffen werden müssen, wie der Zugang von Dritten zu den Erdgasspeichern zu gestalten ist, wie die Kapazität zugewiesen wird und wie mit Engpässen umzugehen ist.

## *8.3 Zwischenfazit*

**460.** Der deutsche Erdgasspeichermarkt hat aufgrund seiner Größe und seiner geografischen Lage einen hohen Stellenwert in der Europäischen Union. In Deutschland ist eine Vielzahl von Investitionen in neue Speicherkapazitäten geplant. Die Realisierung aller Projekte bedeutet eine Erhöhung der Speicherkapazitäten um etwa 40 %.

**461.** Die Monopolkommission sieht alle Voraussetzungen für die Etablierung eines Speicherwettbewerbs in Deutschland als gegeben an. Ausgehend von einer Aufstellung der aktuellen und geplanten Speicherkapazitäten konstatiert sie eine gewisse angebots- und nachfrageorientierte Konzentration, die sie weiter untersucht. Die geplanten Projekte verändern die Verhältnisse nur geringfügig. Die Untersuchungen der Monopolkommission gelangen zu dem Ergebnis, dass der Markt insgesamt als moderat konzentriert eingestuft werden kann.

**462.** Die Monopolkommission identifiziert zwei grundlegende Probleme auf dem Speichermarkt in Deutschland. Zum einen stellt sie die Frage, ob die Konzentration bei einer Abgrenzung nach Marktgebieten nicht sehr viel höher wäre, und zum zweiten sieht sie Anzeichen dafür, dass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten das Angebot bei weitem übersteigt. Ein zweites Problem ist struktureller Natur. Es sind Unternehmen als Erdgasspeicherbetreiber tätig, die aufgrund der Langfristigkeit von Lieferverträgen mit ausländischen Lieferanten auch Speicherkapazitäten langfristig buchen wollen. Ob da-

295 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 507.

bei auch strategisches Verhalten eine Rolle spielt, kann unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht zweifelsfrei festgestellt werden.

**463.** Aus Sicht der Monopolkommission ist die Transparenz auf dem Speichermarkt entwicklungsbedürftig. Die Speicherbetreiber kommen zwar grundsätzlich ihren durch das Energiewirtschaftsgesetz vorgegebenen Veröffentlichungspflichten nach und halten sich an die Maßgaben der Guidelines of Good Practice for Storage System Operators, dennoch lassen sich keine Aussagen zur tatsächlichen Kapazitätssituation der Speicher treffen. Die Monopolkommission fordert daher eine Ausweitung der Veröffentlichungspflichten für Speicherfüllstände.

**464.** Deutschland hat sich für den verhandelten – und damit nicht regulierten – Speicherzugang auf vertraglicher Basis entschieden. Die Monopolkommission begrüßt dies und spricht sich ebenfalls gegen die Regulierung des Speicherzugangs aus. Sie sieht allerdings in der Etablierung eines marktorientierten Kapazitätsmanagement eine wichtige Säule für die Weiterentwicklung eines wettbewerblichen Marktes. Sie regt daher die Auktionierung von Kapazitäten an, die nach ihrer Auffassung mit dem Use-it-or-lose-it-Prinzip kombiniert werden sollten.

# 9. Fusionskontrolle, Kooperationen und Missbrauchsaufsicht

**465.** Die Transportnetze für Strom und Gas bilden ein natürliches Monopol. Sie unterliegen in Deutschland der sektorspezifischen Regulierung. Für alle nachhaltig wettbewerbsorientierten Märkte hingegen ist die allgemeine Wettbewerbsaufsicht zuständig. An die Stelle einer Regulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz tritt das Gesetz gegen Wettbewerbsbecschränkungen und statt der Regulierungsbehörden sind die Wettbewerbsbehörden für eine Aufsicht zuständig. Würde sich die Monopolkommission in ihren Analysen auf reine Regulierungsthemen wie Netzzugangsmodalitäten und Netzentgelte beschränken, würden wesentliche Bereiche der Energiemärkte nicht erfasst.

**466.** Die allgemeine Wettbewerbsaufsicht unterscheidet zwischen der Fusionskontrolle und der Missbrauchsaufsicht. Im Gegensatz zur Fusionskontrolle stellt die Missbrauchsaufsicht ein rechtliches Instrumentarium für die Ex-post-Verhaltenskontrolle von Unternehmen dar, die bereits über eine marktbeherrschende bzw. marktmächtige Stellung verfügen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass marktmächtige Unternehmen nicht ausreichend durch den Wettbewerb kontrolliert werden. Auf einen Missbrauch muss das Bundeskartellamt aufmerksam werden oder darauf hingewiesen werden, um ihn ex post zu unterbinden. Im Fusionskontrollverfahren unterliegen die Unternehmen, soweit sie bestimmte Kriterien erfüllen, einer Ex-ante-Meldepflicht.

## *9.1 Fusionskontrolle und Kooperationen*

**467.** Die Monopolkommission hat in der Vergangenheit Kritik an der Praxis des Bundeskartellamtes geäußert, Minderheitserwerbe von marktbeherrschenden Vorlieferanten an Weiterverteilerkunden freizugeben, soweit es sich um einen Zusammenschluss handelt, der nach Auffassung des Amtes geringe Absatzmengen vereinigt.[296] Die Monopolkommission hat die Auffassung vertreten, dass eine Vielzahl von Zusammenschlüssen, die unterhalb dieser sog. Spürbarkeitsgrenze oder auch virtuellen Bagatellschwelle liegen, denselben Effekt haben kann wie eine Fusion, die über der Grenze liegt. Das Bundeskartellamt hat dies aufgegriffen und im Folgenden eine wirtschaftliche Gesamtbetrachtung statt einer Mengenbetrachtung in Einzelfällen vorgenommen.[297]

**468.** Das Bundeskartellamt verfolgt seither eine strikte Untersagungspolitik bei Beteiligungen von marktbeherrschenden Vorlieferanten an Weiterverteilerkunden.[298] Dieses Vorgehen hat dazu geführt, dass die Zahl vertikaler Zusammenschlüsse rückläufig ist. Gleichwohl ist ein Trend festzustellen, dass zunehmend Kooperationen und Zusammenschlüsse von Stadtwerken ohne Beteiligung der großen Verbundunternehmen erfolgen. Insbesondere Einkaufs- und Vertriebskooperationen sind in diesem Zusammenhang vermehrt auszumachen.

296 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, a.a.O., Tz. 527.

297 Der erste Fall, in dem das Bundeskartellamt eine solche Fusion unter der vorherigen Spürbarkeitsgrenze untersagte, war der Zusammenschlussfall HarzEnergie/Stadtwerke Seesen, B8-124/06. Dieses Zusammenschlussvorhaben wurde, nachdem das Bundeskartellamt seine Bedenken geäußert hatte, von den Parteien aufgegeben.

298 Vgl. die Fälle RWE/Saar Ferngas: BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62-06, WuW/E DE-V 1357, RWE/Krefeld Neuss: BKartA, Beschluss vom 23. Oktober 2007, B8-93-07 sowie E.ON Avacon/Salzgitter, BKartA, Beschluss vom 19. Dezember 2007, B8-123/07.

**469.** Nach einer Studie des Instituts für Genossenschaftswesen der Universität Münster sind drei Viertel aller erfassten kommunalen Energieversorgungsunternehmen in mindestens eine Kooperation involviert.[299] Immerhin 40 % der Unternehmen sind mindestens zwei Kooperationen eingegangenen. Dabei wird ein signifikanter Zusammenhang zwischen der Größe des kommunalen Energieversorgungsunternehmens und der Wahrscheinlichkeit zu kooperieren festgestellt. Darüber hinaus wurde der Zusammenhang abgeleitet, dass kommunale Energieversorgungsunternehmen, die sowohl im Strom- als auch im Gasmarkt vertreten sind, häufiger kooperieren als Unternehmen, die lediglich über eine der beiden Sparten verfügen. Auch wurde herausgestellt, dass reine Gasversorger die wenigsten Kooperationen eingehen. Die dominierenden Felder der Kooperation sind die Bereiche Energiebeschaffung und Handel (ca. 50,5 % der erfassten kommunalen Energieversorger kooperieren in diesem Bereich) sowie Marketing und Vertrieb (43,9 %). 77 % der Kooperationen sind als Joint Venture angelegt, d.h. in der Regel (soweit es sich um ein Equity Joint Venture handelt) wurde ein Gemeinschaftsunternehmen errichtet. Dies gilt allerdings mehr für den Strom- als für den Gasbereich.[300]

**470.** Die Monopolkommission begrüßt diese Entwicklung, möchte aber zwischen Einkaufs- und Vertriebskooperationen unterscheiden. Während sie Einkaufskooperationen als weitestgehend unkritisch einstuft, können von Vertriebskooperationen wettbewerblich bedenkliche Wirkungen ausgehen. Durch die Einkaufskooperationen und damit die Bündelung von Nachfrage wird es der sog. „zweiten Reihe“ von Gasversorgern möglich, Einkaufskonditionen zu erzielen, die ansonsten lediglich den großen Verbundunternehmen gewährt werden. Auf der anderen Seite ändert aber die Einkaufskooperation nichts an der Stellung auf dem Absatzmarkt, auf dem die meisten Stadtwerke als Grundversorger ohnehin über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Die verbesserten Einkaufskonditionen führen dazu, dass der Wettbewerb auf der nachgelagerten Stufe, der Endkundenstufe, verbessert werden kann, da gegenüber den großen Energieversorgungsunternehmen ein gewisser Wettbewerbsdruck aufgebaut werden kann. Diese wettbewerblich unbedenkliche Einstufung gilt nicht für die Vertriebskooperationen; es bedarf einer Differenzierung des Aktionsradius. Soweit sich kleine lokale Anbieter zusammenschließen, um in den bundesweiten Wettbewerb einzutreten, ist dies grundsätzlich zu begrüßen. Sie vermögen hier den Wettbewerb zu beleben und werden in der Regel nur geringe Marktanteile erlangen können. Auf ihren angestammten Märkten verfügen diese Anbieter jedoch über eine marktbeherrschende Stellung. Die Kooperation von zum Beispiel benachbarten Stadtwerken kann damit auch der Absicherung dieser Stellung dienen, was eine erhebliche negative Wettbewerbswirkung darstellen würde.

**471.** Weiterhin ist das Bundeskartellamt zunehmend dazu übergegangen, in wettbewerblich problematischen Fällen Freigaben mittels Zusagenentscheidung zu erteilen. Im Rahmen dieser Zusagenentscheidungen verlangt das Bundeskartellamt eine deutliche Überkompensation der Verschlechterungswirkungen des Zusammenschlusses. Basierend auf der Abwägungsklausel, die sich in § 36 Abs. 1 GWB findet, kann es einen Zusammenschluss erlauben, wenn auf einem der untersuchten Märkte zwar eine marktbeherrschende Position entsteht oder verstärkt wird, auf einem anderen Markt aber Verbesserungen der Wettbewerbsbedingungen eintreten und diese die Nachteile der Markt-

299 Vgl. Sander, C., Kooperationen kommunaler Energieversorger , IfG-Arbeitspapier Nr. 78, Münster 2009, S. 12.

300 Vgl. Sander, C., a.a.O., S. 25,36.

beherrschung überwiegen. Die Verbesserungen müssen, damit sie Berücksichtigung finden, auf die Marktstruktur abzielen.[301]

### 9.1.1 Elektrizität

**472.** Die im Untersuchungszeitraum vom Bundeskartellamt geprüften und mit Zusagenentscheidungen abgeschlossenen Fusionskontrollfälle wurden von der Monopolkommission bereits im Rahmen ihres Siebzehnten Hauptgutachtens eingehend gewürdigt.[302] Die Entscheidung RWE/Stadtwerke Krefeld-Neuss war hierbei schwerpunktmäßig im Strombereich angesiedelt, die übrigen Fälle betrafen überwiegend den Gasbereich.[303] Im Strombereich hat das Bundeskartellamt die Vorhaben der RWE Rhein-Ruhr AG, sich erstmalig mit knapp unter 25 % an der in Gründung befindlichen Stadtwerke Krefeld Neuss AG & Co. KG zu beteiligen sowie die Beteiligung an den Stadtwerken Velbert von 20 auf 40 % zu erhöhen, unter der Nebenbestimmung freigegeben, dass die RWE Rhein-Ruhr AG ihre Beteiligung an der Wuppertaler Stadtwerke AG in Höhe von knapp 19 % veräußert. Hierbei machte es von der Abwägungsklausel gemäß § 36 Abs. 1 Halbs. 2 GWB Gebrauch. Danach müssen durch den Zusammenschluss insgesamt marktstrukturell bedingte Verbesserungen des Wettbewerbs auf einem oder mehreren Märkten eintreten, die die wettbewerblichen Nachteile aus dem Zusammenschlussvorhaben überwiegen.

**473.** Die Monopolkommission sieht in der Abwägungsklausel ein grundsätzlich sinnvolles Instrument zur Beurteilung von Zusammenschlüssen, da hierdurch sämtliche für die Gesamtwürdigung eines Zusammenschlusses erforderlichen Wettbewerbsbedingungen in die Beurteilung einbezogen werden. Von ihr profitieren die Transparenz und Nachvollziehbarkeit fusionskontrollrechtlicher Entscheidungen. Gleichzeitig wird dem Bundeskartellamt durch die Abwägungsklausel kein unangemessen weiter Beurteilungsspielraum zugestanden, da sie eine Beschränkung auf marktstrukturelle und damit wettbewerbliche Aspekte vorsieht.[304]

**474.** In der Entscheidung RWE/Stadtwerke Krefeld Neuss hat das Bundeskartellamt in sachlicher Hinsicht als relevanten Markt den Strommarkt, auf dem die Stadtwerke Krefeld Neuss und Velbert Strom nachfragen, abgegrenzt. Dieser ist der Markt für den erstmaligen Absatz von Strom. Weiterhin wirkt sich der Zusammenschluss auf die Märkte aus, auf denen die Stadtwerke Strom liefern. Die Märkte für Standardlastprofilkunden sind lokal abzugrenzen. Hier verfügen die Stadtwerke als Grundversorger über eine marktbeherrschende Stellung in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet. Die übrigen Märkte für leistungsgemessene Kunden hingegen sind bundesweit abzugrenzende Märkte.

301 Die im Untersuchungszeitraum vom Bundeskartellamt geprüften Fälle, die mit Zusagenentscheidungen beendet worden sind, wurden von der Monopolkommission bereits gewürdigt. Nicht freigegeben wurde BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06 WuW/E-V 1357 „RWE/SaarFerngas“, freigegeben wurden BKartA, Beschluss vom 23. Oktober 2007, B8-93/07 „RWE/Krefeld/Neuss“ sowie BKartA, Beschluss vom 19. Dezember 2007, B8-123/07 „E.ON Avacon/Salzgitter“. Vgl. dazu Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 600 ff.

302 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 600 ff.

303 BKartA, Beschluss vom 23. Oktober 2007, B8-93/07 „RWE/Stadtwerke Krefeld Neuss“. Im Gasbereich wurde unter Auflagen freigegeben: BKartA, Beschluss vom 19. Dezember 2007, B8-123/07, E.ON Avacon/Salzgitter“, nicht freigegeben hingegen wurde: BKartA, Beschluss vom 12. März 2007, B8-62/06 WuW/E-V 1357, „RWE/SaarFerngas“.

304 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, a.a.O., Tz. 737.

**475.** Da im vorliegenden Fall RWE als gemeinsam mit E.ON kollektiv marktbeherrschendes Unternehmen durch seine Beteiligung an den Stadtwerken den eigenen Stromabsatz absichert und gleichzeitig die marktbeherrschende Stellung der Stadtwerke verstärkt wird, ließen sich nach Auffassung des Bundeskartellamtes die Voraussetzungen der Abwägungsklausel nur durch die von RWE zugesagte Veräußerung seiner Anteile an den Wuppertaler Stadtwerken erfüllen. Hierbei handelte es sich um den vollständigen Rückzug von RWE Rhein-Ruhr als Gesellschafter der Wuppertaler Stadtwerke.

### 9.1.2 Gas

**476.** Im Gassektor sind einige Fusionskontrollentscheidungen ergangen, deren Würdigung der Monopolkommission wichtig erscheint. Sie zeigen in besonderem Maße die aktuelle wettbewerbliche Lage und verdeutlichen, dass ein sorgfältiges, vorausschauendes und konsequentes Handeln von Seiten des Bundeskartellamtes unbedingt angezeigt ist, um die wettbewerbliche Entwicklung des Gasmarktes weiter voranzutreiben und unumkehrbare Fehlentwicklungen zu verhindern.

**477.** Den in den letzten Jahren wichtigsten Fall, das Zusammenschlussverfahren RWE/SaarFerngas, thematisierte die Monopolkommission bereits.[305] Das Bundeskartellamt hatte seinerzeit das Vorhaben der RWE, Anteile in Höhe von 76,88 % an der SaarFerngas zu erwerben, untersagt, weil es die von RWE angebotenen Zusagen für nicht ausreichend ansah, um die identifizierten wettbewerblichen Bedenken auszuräumen. Im Nachgang zu diesem Verfahren wurden die Anteile vom Luxemburger Stahlkonzern Arcelor-Mittal erworben.[306] Diese Anteile fließen nun in ein grenzüberschreitendes Neugründungsvorhaben ein, welches im November 2008 unter dem Namen Soteg S.A. (neue Soteg) beim Bundeskartellamt angemeldet wurde. Die (neue) Soteg soll Aktivitäten der Unternehmen (alte) Soteg (luxemburgische Ferngasgesellschaft), Cegedel (luxemburgischer Stromversorger) und SaarFerngas zusammenfassen.[307] Das Bundeskartellamt gab dieses Vorhaben mit Beschluss vom 12. Dezember 2008 frei, weil es keine Hinweise auf die Entstehung oder Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung auf den deutschen Strom- und Gasmärkten sah.

**478.** Die Monopolkommission sieht diesen Zusammenschluss ebenso wie das Bundeskartellamt als unkritisch an und stimmt der Entscheidung zu. Hier sind sogar wettbewerbsbelebende Wirkungen festzustellen. Während zwischen den Netzen der Soteg und der SaarFerngas aktuell noch keine direkten grenzüberschreitenden Verbindungen vorhanden sind, ist für die Zukunft mit einem Ausbau der Grenzübergangskapazitäten zwischen Deutschland und Luxemburg zu rechnen.

**479.** Unter aufschiebender Bedingung wurde die Aufstockung der SaarFerngas-Anteile an der Energie Südwest AG Landau auf 51 % der Anteile freigegeben. Bevor der Zusammenschluss vollzogen werden kann, muss die Energie Südwest ihre gesamte Gassparte mit Ausnahme des Netzbetriebs ausgliedern und mindestens 90 % der Anteile an dem ausgegliederten Unternehmen an einen von der SaarFerngas unabhängigen Dritten

305 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 131, 444.
306 Vgl. zur Freigabe in der ersten Phase EU-Kommission, Entscheidung vom 22. Oktober 2007, COMP/M.4890.
307 Vgl. BKartA, Beschluss vom 12. Dezember 2008, B8-95/08.

verkaufen. Andernfalls wäre die marktbeherrschende Stellung der SaarFerngas im Sinne einer Absicherung der Vorlieferantenposition verstärkt worden.[308]

**480.** Das am 8. September 2008 angemeldete Vorhaben der EnBW, im Rahmen einer strategischen Partnerschaft einen Anteil von 26 % an der EWE zu erwerben, wurde vom Bundeskartellamt mit Schreiben vom 11. Dezember 2008 zunächst abgemahnt.[309] Das Bundeskartellamt kam zu dem vorläufigen Schluss, dass der Zusammenschluss auf den Gasmärkten in den neuen Bundesländern zur Verstärkung marktbeherrschender Stellungen von Beteiligungsunternehmen der EnBW und von EWE führen würde. Darüber hinaus sei zu erwarten, dass potenzieller Wettbewerb vermindert würde. Im Strombereich sah das Amt bis dato keine Indizien zur Entstehung oder Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung. Am 6. Juli 2009 hat das Bundeskartellamt das Vorhaben schließlich unter der Auflage freigegeben, dass sich EWE und EnBW von einer ihrer wettbewerblich problematischen Unternehmensbeteiligungen trennen.

**481.** EWE ist als regionales Energieversorgungsunternehmen insbesondere in der Strom-, Gas- und Wasserversorgung in der Region Ems/Weser/Elbe tätig. In den Regionen Ostbrandenburg und Rügen ist EWE als reiner Gasversorger tätig. EWE hält einen Anteil von 47,9 % am in den neuen Bundesländern flächendeckenden Gasversorger VNG, dessen Hauptaktivitäten der Import, Handel, Transport und die Speicherung von Erdgas sowie die damit verbundenen Dienstleistungen sind. EWE gilt als eines der stärksten regionalen Versorgungsunternehmen in Deutschland. EnBW ist die Konzernmuttergesellschaft einer Reihe von Unternehmen, die in den Geschäftsfeldern Strom, Gas sowie Energie- und Umweltdienstleistungen tätig sind. Eigentümer von EnBW sind die Electricité de France und der Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke.[310] Das Geschäftsfeld Gas macht bei EnBW aktuell einen Anteil am Gesamtumsatz von 16,9 % aus, wohingegen 78,4 % der Erlöse im Bereich Strom erzielt werden. Das Unternehmen ist aktiv auf der Ferngasstufe, der Speicherung und dem Handel sowie auf der Verteilstufe mit dem Transport und dem Vertrieb von Erdgas. EnBW hält 50 % an der Gasversorgung Süddeutschland GmbH (GVS), deren andere 50 % die ENI hält. GVS ist Eigentümerin eines umfangreichen Gastransportverbundsystems in Baden-Württemberg, welches im Marktgebiet GVS/ENI liegt.[311] GVS beliefert insbesondere Stadtwerke und Großkunden mit Erdgas. Außerhalb von Baden-Württemberg hat EnBW zwei größere strategische Beteiligungen: zum einen eine 54,95 %-Beteiligung an den Stadtwerken Düsseldorf und zum anderen über ihr Beteiligungsunternehmen GESO eine 50,11 %-Beteiligung an der ENSO Energie Sachsen Ost AG sowie eine 35 %- Beteiligung an der DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH.

**482.** Das Bundeskartellamt sieht insbesondere im Marktgebiet ONTRAS-VNG wettbewerbliche Wirkungen. Der Zusammenschluss betrifft dort die abzugrenzenden Märkte für die erstmalige Belieferung von Weiterverteilern sowie die nach dem Netzgebiet der ENSO und der Stadtwerke mit EnBW-Beteiligung abzugrenzenden regionalen bzw. lokalen Märkte für die Belieferung von Weiterverteilern sowie Endkunden. Auswirkungen ergeben sich auch für das Versorgungsgebiet der GVS, die allerdings nicht zu einer Verstärkung der marktbeherrschenden Stellung der GVS für die Belieferung von Wei-

308 Vgl. BKartA, Beschluss vom 5. März 2009, B8-163/08.
309 Vgl. BKartA, Schreiben vom 11. Dezember 2008, B8-96/08.
310 Die beiden Gesellschafter halten jeweils 45,01 % der Anteile an EnBW.
311 Vgl. dazu auch Abschnitt 5.2.2.

terverteilern führt. Nach vorläufiger Einschätzung der Wettbewerbsbehörde würde der Zusammenschluss insbesondere in den Gremien der ENSO und der DREWAG zu einem veränderten wettbewerblichen Verhalten führen. Im Gegensatz zur aktuellen Situation wäre zu erwarten, dass bei der Gasbeschaffung auf die Interessen der VNG Rücksicht genommen würde. Dadurch würde der Absatz der VNG als marktbeherrschendes Ferngasunternehmen abgesichert. Das Bundeskartellamt geht weiter davon aus, dass die marktbeherrschenden Stellungen der Unternehmen ENSO und DREWAG auf den Märkten zur Belieferung von Weiterverteilern und Endkunden deshalb verstärkt werden, weil der von der VNG ausgehende potenzielle Wettbewerb geschwächt wird.

**483.** Als Reaktion auf die Abmahnung hatten sich EWE und EnBW gegenüber dem Bundeskartellamt verpflichtet, entweder das EWE-Beteiligungsunternehmen VNG oder alternativ das EnBW-Beteiligungsunternehmen GESO an Dritte zu veräußern. Das Bundeskartellamt bewertet die beiden Veräußerungsalternativen als geeignet, um die durch den geplanten Zusammenschluss eintretenden Wettbewerbsverschlechterungen zu beseitigen. Beide Veräußerungen beseitigen jeweils für sich genommen auf Seiten der VNG die durch den geplanten Zusammenschluss andernfalls eintretende Absatzsicherung. Darüber hinaus wird auf Seiten der EnBW-Beteiligungsunternehmen die durch den geplanten Zusammenschluss sonst eintretende Sicherung der marktbeherrschenden Stellung durch Wegfall potenziellen Wettbewerbs von Seiten der VNG beseitigt. Die damit ansonsten einhergehende Verstärkung der marktbeherrschenden Stellung der VNG findet nicht statt, sodass eine Marktstrukturverschlechterung nicht zu erwarten ist.[312]

**484.** Die Monopolkommission hegt erhebliche wettbewerbliche Bedenken gegenüber der geplanten Partnerschaft. Große Vorbehalte hat sie hinsichtlich der Stellung von EWE im Wettbewerb, der fortschreitenden Konsolidierung im Gassektor und der Gefahr, ursprünglich getroffene Entscheidungen zu unterlaufen. Der Einstieg von EnBW wäre seit der Fusion von E.ON und Ruhrgas im Jahr 2003 die größte Transaktion im deutschen Energiesektor. Die Monopolkommission sieht die Notwendigkeit, den hier vorliegenden Fall vor dem Hintergrund dieses von ihr nicht befürworteten Zusammenschlusses, der erst durch eine Ministererlaubnis möglich wurde, zu bewerten.

**485.** Die Monopolkommission hat bereits mehrfach darauf hingewiesen, dass sie mit der Ministererlaubnis im Fall E.ON/Ruhrgas marktstrukturelle Fehlentwicklungen verbindet.[313] Umso bedeutender erscheint ihr daher, auf die Zusammenhänge zwischen den beiden Fällen hinzuweisen. Die Verfügung des Bundeswirtschaftsministers[314] enthielt Auflagen, die von den Zusammenschlussparteien vor dem Vollzug zu erfüllen waren. Dazu zählte unter anderem die Veräußerung von Anteilen an der EWE und an der VNG. E.ON musste sich von einer 27,4 %-Beteiligung an der EWE trennen. Diese Auflage sah die Monopolkommission nicht als geeignet an, die durch die Fusion entstehenden Wettbewerbsbeschränkungen zu mindern.[315] Die Anteile wurden von den beiden Hauptaktionären der EWE, der Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding GmbH

312 Vgl. BKartA, Beschluss vom 6. Juli 2009, B8-96/08.

313 Vgl. z.B. Monopolkommission, Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 18; dies., Wettbewerbspolitik im Schatten „Nationaler Champions“, Hauptgutachten 2002/2003, Baden-Baden 2005, Tz., 1139 ff.; dies., Sondergutachten 34, a.a.O., Tz. 101 ff.; dies., Sondergutachten 35, a.a.O.

314 BMWi, Verfügung vom 5. Juli 2002, I B 1 – 22 08 40/129, WuW/E DE-V 573 „E,ON/Ruhrgas“.

315 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 35, a.a.O., Tz. 49.

und der Weser-Ems Energiebeteiligungen GmbH übernommen. Darüber hinaus verlangten die mit der Erlaubnis verbundenen Auflagen, dass die Ruhrgas-Anteile an der VNG an ostdeutsche Stadtwerke und einen strategischen Investor verkauft werden, der in der Lage ist, die „VNG als einen aktiven Wettbewerber auf der Ferngasstufe zu erhalten und zu fördern". Die EWE stellte den strategischen Erwerber dar. Die Ministererlaubnis beabsichtigte mit der Veräußerung von 10 % der Anteile an ostdeutsche Kommunen den „Fortbestand der VNG als unabhängiges Unternehmen" zu sichern. Auch die E.ON-Anteile an der VNG wurden veräußert. Die Ministererlaubnis intendierte, die VNG als Wettbewerber zu E.ON/Ruhrgas zu etablieren. Auch die Monopolkommission verband mit dieser Auflage gewisse wettbewerbliche Wirkungen und sah Möglichkeiten für einen zumindest potenziellen Wettbewerb.[316]

**486.** Die Monopolkommission stellt nun die Frage, ob die Veräußerung der EWE-Anteile an die EnBW in problematischer Weise dazu führen könnte, dass die ursprünglich für den Gasmarkt getroffenen Entscheidungen unterlaufen werden. Der Umfang der Anteile, die zur Disposition stehen, spricht dafür. Wenn durch die Beteiligung an der EWE der potenzielle Wettbewerb, der von der VNG ausgeht, geschwächt wird, läuft dies konträr zu den ursprünglichen Absichten.

**487.** Weiterer Teil des Zusammenschlusskomplexes ist die Absicht von EnBW, die Anteile von EWE an der VNG in Höhe von 47,9 % unmittelbar zu erwerben. Über dieses Vorhaben hat das Bundeskartellamt bis zum 15. September 2009 zu entscheiden. Es ist unter den getroffenen Zusagen des oben diskutierten Falles nur unter der Voraussetzung zulässig, dass EnBW seine Beteiligung an der GESO veräußert. Unabhängig davon, dass der jüngst ergangene Beschluss außerdem die Veräußerung an einen unabhängigen Dritten vorsieht, sieht die Monopolkommission das Vorhaben als wettbewerblich kritisch an. Die VNG ist hinter E.ON Ruhrgas und WINGAS der drittgrößte deutsche Gasimporteur und die EnBW zählt zu den vier großen deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Durch den Zukauf würde sie ihr aktuell vergleichsweise schwaches Gasgeschäft deutlich ausbauen und damit ihre Stellung im Vergleich zu den drei anderen großen Verbundunternehmen erheblich stärken. Die angekündigte Übernahme würde die wettbewerbliche Situation auf den ostdeutschen Märkten, die bereits jetzt erhebliche Bedenken auslöst, weiter verschlechtern. Beteiligt sich die EnBW lediglich an der EWE, erhält sie nur einen indirekten Einfluss auf die VNG. Erwirbt sie allerdings Anteile von 47,9 % an der VNG, ist sie zwar noch nicht in der Lage, die VNG zu kontrollieren, stellt allerdings den größten Anteilseigner dar.[317] Die Monopolkommission geht auf der Grundlage ihres aktuellen Kenntnisstandes auch davon aus, dass zwischen der VNG und der EnBW nach Abwicklung der Transaktion ein Konsortialvertrag geschlossen wird, der der EnBW die direkte Kontrolle ermöglicht. Dies war im Verhältnis der VNG zur EWE ursprünglich ebenfalls vorgesehen, wurde allerdings aufgrund von persönlichen Zerwürfnissen zwischen den Führungsebenen aufgehoben.

**488.** Eine weitere große Fusion fand im Fernwärmesektor statt. RWE erwarb die Fernwärmeaktivitäten der Exxon Mobil.[318] Das Bundeskartellamt sah diesen Zusammenschluss als unkritisch an und erkannte keine Anzeichen für die Entstehung oder

316 Vgl. ebenda, Tz. 43.

317 So wird die VNG im Geschäftsbericht der EWE nicht als verbundenes oder im Sinne des § 17 Abs. 1 AktG beherrschtes, sondern als assoziiertes Unternehmen aufgeführt

318 Vgl. dazu BKartA, Beschluss vom 8. Mai 2009, B8-24/09.

Verstärkung von marktbeherrschenden Stellungen. Betroffen sind neben den Märkten für die Versorgung von Endkunden und Weiterverteilern mit Fernwärme auch der Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Großkunden mit Erdgas sowie der Markt für den Erstabsatz mit Strom. Das Bundeskartellamt hat in diesem Fall erstmalig Grundsätze zur Marktabgrenzung im Fernwärmesektor aufgestellt und Aussagen zu der Frage getroffen, ob Gaslieferungen an Kraftwerke und Industriekunden zu einem sachlich relevanten Markt zusammenzufassen sind. Beide sind dem Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Großkunden zuzurechnen.

## *9.2 Missbrauchsaufsicht*

### 9.2.1 Strukturelle Verpflichtungszusagen als Instrument in der Missbrauchsaufsicht

**489.** Im Bereich der Missbrauchsaufsicht werden zunehmend die Verfahren der Europäischen Kommission für den in seiner Integration fortschreitenden europäischen Strommarkt relevant. Gegenwärtig ist es wohl das Bestreben der Europäischen Kommission, ihr Ziel einer eigentumsrechtlichen Entflechtung in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, das sie aufgrund des Widerstandes der Mitgliedstaaten nicht auf dem Wege der Gesetzgebung umsetzen kann, mithilfe ihrer weitreichenden Befugnisse im Wettbewerbsrecht durchzusetzen.

**490.** Die Europäische Kommission führt bereits seit dem Jahr 2006 eine Reihe von Verfahren gegen europäische Elektrizitäts- und Gasversorgungsunternehmen wegen des Verdachts von Verstößen gegen die Art. 81 und 82 EGV. Bei diesen Verfahren kann die Europäische Kommission durch eine Entscheidung gemäß Art. 9 VO 1/2003[319] die ihr durch die betroffenen Unternehmen freiwillig angebotene strukturelle Veräußerungszusage als marktstrukturelle Abhilfemaßnahme für verbindlich erklären und hiernach das Verfahren einstellen. Dies ist ihr unter der Voraussetzung möglich, dass die angebotenen Verpflichtungszusagen geeignet sind, die in der vorläufigen Beurteilung aufgezeigten Wettbewerbsbedenken auszuräumen, sodass für ein weiteres Tätigwerden der Europäischen Kommission kein Anlass mehr besteht. Eine Entscheidung in der Sache ist hiermit allerdings nicht ergangen. Kommt ein Unternehmen seinen Zusagen in der Folge nicht nach, kann die Europäische Kommission eine Geldbuße von bis zu 10 % des im vorausgegangen Geschäftsjahr erzielten Gesamtumsatzes verhängen (Art. 23 Abs. 2 VO 1/2003).[320]

**491.** Im Gasbereich hatte die Europäische Kommission gegen RWE wegen der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung nach Art. 82 EGV ermittelt. Sie hatte Bedenken, dass RWE eine beherrschende Stellung im Bereich des RWE-Gasfernleitungsnetzes dazu missbraucht haben könnte, Wettbewerbern den Zugang zum eigenen Netz zu versperren. Außerdem könnte RWE gezielt überhöhte Durchleitungs-

319 Verordnung (EG) Nr. 1/2003 des Rates vom 16. Dezember 2002 zur Durchführung der in den Artikeln 81 und 82 des Vertrages niedergelegten Wettbewerbsregeln, ABl. EG Nr. L 1 vom 4. Januar 2003, S. 1.

320 Der Verfahrensablauf ist im Wesentlichen dergestalt: Nach der Eröffnung eines Verfahrens wegen des Verdachts von Verstößen gegen Art. 81 oder 82 EGV gelangt die Europäische Kommission zu einer vorläufigen Beurteilung. Diese teilt sie den betroffenen Unternehmen mit, die, wenn Wettbewerbsbedenken vorliegen, die grundsätzliche Möglichkeit haben, freiwillige strukturelle Verpflichtungszusagen abzugeben, um die Bedenken der Europäischen Kommission auszuräumen.

entgelte festgelegt haben, um die Margen von Wettbewerbern zu drücken. Hierdurch würde selbst ein ebenso effizienter Wettbewerber wie RWE daran gehindert, auf den nachgelagerten Gasliefermärkten wirksamen Wettbewerb auszuüben („Preis-Kosten-Schere"). Wettbewerbern und potenziellen Wettbewerbern wird es hierdurch erschwert, auf dem Markt zu verbleiben oder in den Markt einzutreten.

Um die Bedenken der Europäischen Kommission auszuräumen, bot RWE an, sein gesamtes westdeutsches Gasfernleitungsnetz einschließlich der dazugehörigen Vermögenswerte und Dienstleistungen zu veräußern. Hierbei darf das Netz nur an Käufer veräußert werden, die prima facie keinen Anlass zu wettbewerbsrechtlichen Bedenken geben. RWE wird den Verkauf unter Aufsicht eines Treuhänders abwickeln. Alle Käufer müssen von der Europäischen Kommission genehmigt werden.

Am 18. März 2009 hat die Europäische Kommission eine Entscheidung auf der Grundlage von Art. 9 VO. 1/2003 erlassen, mit der die angebotenen Verpflichtungszusagen verbindlich werden. Ihre Untersuchungen gegen RWE hat die Europäische Kommission eingestellt.

**492.** Im Strombereich hatte die Europäische Kommission gegen E.ON in zwei Verfahren wegen des Verdachts der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung nach Art. 82 EG ermittelt.[321] Das Verfahren im Großhandelsmarkt für Strom betraf den Verdacht, dass E.ON Kraftwerkskapazitäten bewusst zurückgehalten hat, um die unelastische Nachfrage zu zwingen, teurere Kraftwerkskapazitäten in Anspruch zu nehmen und damit den Strompreis zum Schaden der Verbraucher in die Höhe zu treiben.[322] Außerdem hatte die Europäische Kommission Bedenken, dass E.ON Dritte von Investitionen in eigene Stromerzeugungskapazitäten abhalten würde. Das zweite Verfahren betraf den Markt für Sekundärregelenergie. Die Europäische Kommission äußerte den Verdacht, dass E.ON als Betreiber eines Elektrizitätsübertragungsnetzes mit einer marktbeherrschenden Stellung auf diesem Teilmarkt Regelenergieleistung bevorzugt von der konzerneigenen Stromerzeugungstochter beschaffte, obwohl diese höhere Preise als andere Anbieter berechnete und die zusätzlichen Kosten auf die Netznutzer und damit auf die Verbraucher abwälzte.[323] Außerdem habe E.ON möglicherweise andere Stromerzeuger daran gehindert, im E.ON-Übertragungsnetzgebiet Regelenergie anzubieten.

**493.** Am 7. Mai 2008 leitete die Europäische Kommission die Verfahren ein und legte E.ON seine wettbewerblichen Bedenken in einer vorläufigen Beurteilung gemäß Art. 9 Abs. 1 VO 1/2003 vor. E.ON teilte der Europäischen Kommission am 27. Mai 2008 mit, dass sie der vorläufigen Beurteilung nicht zustimmen könne, und unterbreitete der Europäischen Kommission – aufgrund der Befürchtung einer drohenden Bußgeldfestsetzung von bis zu 10 % des weltweiten Konzernumsatzes – ein Verpflichtungsangebot. Dieses Verpflichtungsangebot wurde überarbeitet, nachdem E.ON am 24. Juli 2008 und am 9. September 2008 durch die Europäische Kommission von den Stellungnahmen Dritter zu dem Verpflichtungsangebot in Kenntnis gesetzt worden war. Hierbei hat

321 Vgl. Koppenfels, U., Bericht aus Brüssel: Beilegung von Wettbewerbsverfahren der Kommission im Wege von strukturellen Zusagen im deutschen Strom- und Gasmarkt, Netzwirtschaften und Recht 6(1), 2009; S. 60 f.; EU-Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008, COMP/39.388 und COMP/39.389 – Deutscher Stromgroßhandel und Regelenergiemarkt, WuW/E EU-V 1380.

322 COMP/39.388.

323 COMP/39.389.

E.ON zum einen Veränderungen bei den zur Veräußerung angebotenen Laufwasserkraftwerken vorgenommen, weil sich bei den ursprünglich vorgeschlagenen Anlagen der Vollzug der Veräußerung durch Dritte erschweren könne. Zudem wurde die Verpflichtung zur eigentumsrechtlichen Entflechtung von zukünftigen Käufern des Elektrizitätstransportnetzes präzisiert. Nach Anhörung des Beratenden Ausschusses für Kartell- und Monopolfragen wurden die Verpflichtungszusagen am 26. November 2008 durch die Europäische Kommission für verbindlich erklärt und die zugrunde liegenden Verfahren eingestellt.

**494.** Die von E.ON unterbreiteten Verpflichtungszusagen beziehen sich zum einen auf die Veräußerung von insgesamt ca. 5.000 MW Erzeugungskapazität an unabhängige und nicht mit E.ON verbundene Unternehmen. Hiervon entfallen insgesamt 331,8 MW auf Laufwasserkraftwerke, 1.500 MW auf Kernkraftwerke, 604,5 MW auf Braunkohlekraftwerke, 1.744,6 MW auf Steinkohlekraftwerke, 491 MW auf Gaskraftwerke sowie 347 MW auf Pumpspeicherkraftwerke. Die von E.ON insgesamt zur Veräußerung angebotene Erzeugungskapazität entspricht etwa einem Fünftel seiner Gesamtkapazität zur Stromerzeugung in Deutschland. Ferner veräußert E.ON Teile seiner Übertragungsnetzsparte. Hierbei handelt es sich um sein Elektrizitätshöchstspannungsnetz (380/220 kV), den Systembetrieb in der E.ON-Regelzone und damit zusammenhängende Aktivitäten. E.ON hat sich verpflichtet, alle Vermögenswerte an einen Käufer zu veräußern, der nicht in der Stromerzeugung oder Verteilung tätig ist. E.ON darf innerhalb von zehn Jahren weder die veräußerte Erzeugungskapazität noch das Netz zurückerwerben.

***Kritische Würdigung***

**495.** Die Monopolkommission stimmt zwar mit der Europäischen Kommission in der Auffassung überein, dass sich die großen Wettbewerbsdefizite auf den Märkten für leitungsgebundene Energien primär durch den Einsatz strukturpolitischer Instrumente beheben lassen, gleichzeitig sieht sie aber auch das Instrument der Verpflichtungszusage äußerst kritisch. Grundsätzlich kann die horizontale Entflechtung durch Veräußerung von Kraftwerkskapazitäten den Wettbewerb auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Elektrizität beleben. Auch kann die vertikale Konzernentflechtung von Erzeugung und Transport positive Auswirkungen auf den Netzausbau an den Grenzkuppelstellen haben.[324] Jedoch wurde in den vorliegenden Fällen das politische Ziel einer adäquaten Gestaltung der Marktstruktur in sachwidriger Weise mit Missbrauchsverfahren gegen marktbeherrschende Verbundunternehmen verknüpft. Die Vorgehensweise der Europäischen Kommission trifft daher auf die größten Bedenken der Monopolkommission.

**496.** Die Monopolkommission erkennt einen systematischen Unterschied zwischen den Verpflichtungszusagen gegenüber Kartellbehörden in Missbrauchsverfahren und in Fusionskontrollverfahren. Der Unterschied erwächst aus der Tatsache, dass Missbrauchsverfahren als Ex-post-Kontrollen initiativ durch die zuständige Aufsichtsbehörde geführt werden, während Fusionskontrollverfahren in der Regel zu einer Ex-ante-Kontrolle nach Anmeldung durch die beteiligten Unternehmen führen. Die Monopolkommission sieht vor diesem Hintergrund in der Institution der freiwilligen Verpflichtungszusage in Missbrauchsverfahren gerade für vergleichsweise politisch orientierte Aufsichtsbehörden wie die Europäische Kommission bedenkliche Möglichkeiten gegeben, eigene

324 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz.. 45-56.

politische Ziele durchzusetzen, die jenseits des begründeten Interesses an einer nachhaltigen Abstellung wettbewerbswidriger Verhaltensweisen liegen.

**497.** Diese Möglichkeiten wurden im Missbrauchsverfahren gegen E.ON besonders deutlich. Es stellt sich die Frage, ob die Zusagenentscheidung im Ergebnis geeignet, erforderlich und verhältnismäßig ist.

Im Hinblick auf die Veräußerung der Erzeugungskapazitäten hat die Analyse der Preisbildungsmechanismen im Strommarkt ergeben, dass stets nur ein einziges Kraftwerk, nämlich das Grenzkraftwerk, den Strompreis setzt. Marktmächtige Erzeuger haben ein besonders großes Einflusspotenzial in Zeiten unelastischer Nachfrage, typischerweise also in Spitzenlastzeiten, in denen teurere Erzeugungsanlagen die preisbildenden Grenzkraftwerke in der Merit Order bilden. Zwar ist es richtig, dass die Veräußerung von Grundlastkraftwerken die zusätzlichen Gewinnmöglichkeiten der marktmächtigen Erzeuger durch eine überhöhte Preissetzung einschränkt und daher möglicherweise die Intensität der Anreize zur Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung reduziert. Der Monopolkommission erscheinen dennoch die sehr umfänglichen Verpflichtungszusagen zur Veräußerung von Erzeugungskapazitäten im Bereich der Grundlast – also bei Laufwasserkraftwerken, Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerken – als nur wenig zielführend. Ein marktmächtiger Erzeuger kann theoretisch auch durch Zurückhaltung dieser Kapazitäten den Strompreis positiv beeinflussen, er würde dies jedoch zur Maximierung seiner Überschüsse nicht tun, wenn er gleichzeitig noch teurere Kraftwerkskapazitäten am Netz hält. Gegenüber den großen Kapazitäten, die E.ON im Bereich der Grundlast veräußert, fallen die zu veräußernden Kapazitäten im Bereich der für die missbräuchliche Preisbildung entscheidenden Mittel- und Spitzenlastkraftwerke gering aus. Der Monopolkommission wäre daher im Hinblick auf die zukünftige Vermeidung missbräuchlichen Verhaltens beispielsweise eine Verpflichtungszusage dergestalt überzeugender erschienen, dass E.ON seine sämtlichen Spitzenlastkraftwerke veräußert.

Auch die Veräußerung des E.ON-Höchstspannungsnetzes kann als Abhilfemaßnahme nicht überzeugen. Zwar wird hierdurch zutreffend verhindert, dass der E.ON-Netzbetreiber bei der E.ON-Erzeugungstochter Regelenergie zu überhöhten Konditionen einkauft. Kritisch bleibt im Strommarkt jedoch, dass auch bei einer vertikalen Entflechtung von Erzeugung und Transport das eigentliche Problem der hohen Anbieterkonzentration in der Erzeugung nicht ausgeräumt wird. Durch die vertikale Entflechtung wird entsprechend unmittelbar missbräuchliches Verhalten durch Verbundunternehmen unterbunden, die maßgeblichen marktstrukturellen Gründe auf dem Erzeugermarkt für überhöhte Strompreise können jedoch nicht beseitigt werden. Zielführender wäre ein Verkauf der Regelenergiekraftwerke an unterschiedliche Eigentümer gewesen.

**498.** Aus Sicht der Monopolkommission sind positive Auswirkungen durch die angebotenen Veräußerungen keinesfalls garantiert und von einer Reihe von Faktoren abhängig, deren Prüfung im vorliegenden Fall noch dazu nicht vollkommen überzeugt. Zum einen ist nicht gesichert, dass die vorläufige Beurteilung der Europäischen Kommission für den Zeitpunkt ihrer Veröffentlichung und den Zeitpunkt der Entscheidung überhaupt eine adäquate Tatsachenbeschreibung liefert. Nach Auffassung der Monopolkommission stellen die Untersuchungen der Europäischen Kommission und die hieraus abgeleiteten Implikationen noch keine in wettbewerbspolitischer Hinsicht hinreichend begründete Basis dar, um einen derart harten strukturpolitischen Eingriff zu rechtfertigen. Das

Datenmaterial, das die Europäische Kommission bei ihren Untersuchungen zum deutschen Energiemarkt verwendet hat und auf das sich die vorläufige Beurteilung, also die essenziellen Wettbewerbsbedenken stützen, bezieht sich zum überwiegenden Teil auf Zeiträume vor Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes von 2005. Damals waren noch nicht die EnWG-Entflechtungsvorschriften in Kraft, die Bundesnetzagentur war noch nicht als Regulierungsbehörde im Energiebereich etabliert und es fand auch noch keine Ex-ante Regulierung der Netzentgelte statt. Hierdurch lässt sich keine seriöse Aussage über die Wirkung des heutigen Regulierungsmodells durch die Europäische Kommission ableiten.

Die Monopolkommission ist daher nicht von der Geeignetheit und Erforderlichkeit der durch E.ON eingegangenen Verpflichtungszusagen überzeugt. Zum einen bleiben auch nach der Ablösung des Elektrizitätstransportnetzes und eines Fünftels der Erzeugungskapazitäten wesentliche marktstrukturelle Defizite auf dem Strommarkt erhalten, die ein gegenüber Wettbewerbspreisen für Verbraucher überhöhtes Preisniveau erwarten lassen. Zum anderen ist die Erwägung zulässig, ob nicht der Abschluss des Missbrauchsverfahrens durch Verhängung einer Geldbuße gegen E.ON und eine anschließend restriktivere Aufsicht und Regulierung über die deutschen Märkte für Elektrizität das mildere Mittel zur Erreichung desselben Ziels gewesen wäre.

**499.** Weiterhin wird in der Literatur die Diskussion geführt, inwiefern Zusagenentscheidungen der Europäischen Kommission dem Prinzip der Verhältnismäßigkeit entsprechen.[325] Die Europäische Kommission vertritt hierzu die Auffassung, dass die Verhältnismäßigkeit einer Verpflichtungszusage gegeben ist, wenn das Verpflichtungsangebot freiwillig unterbreitet wurde und außerdem dazu ausreicht, die in der vorläufigen Beurteilung geäußerten Bedenken auszuräumen.[326] Nach Auffassung der Monopolkommission sind nun aber sowohl an der ökonomischen und rechtlichen Fundierung der in der vorläufigen Beurteilung geäußerten Bedenken als auch an der unbedingten Freiwilligkeit von Verpflichtungszusagen in Missbrauchsverfahren Zweifel angebracht.

Auch wenn die Verpflichtungszusagen durch die Unternehmen abgegeben werden, sind sie nach Auffassung der Monopolkommission in der Gesamtschau der politischen Prozesse doch die Ergebnisse eines impliziten Handels zwischen der Europäischen Kommission und den Akteuren auf Märkten. Nach der Vorlage einer vorläufigen Beurteilung können die Androhung eines Bußgeldes in Höhe von maximal 10 % des weltweiten Unternehmensumsatzes in Verbindung mit hohen Verfahrenskosten und den möglicherweise für die Unternehmen entstehenden hohen Kosten aus der ungünstigen Öffentlichkeitswirkung eines anhängigen Verbotsverfahrens genügen, damit ein Unternehmen mit seinem Verpflichtungsangebot den zuvor durch die Kommission im politischen Meinungsbildungsprozess geäußerten Vorstellungen entgegenkommt. Hierbei muss nicht in erster Linie entscheidend sein, ob die Vorwürfe der Europäischen Kommission der Sache nach gerechtfertigt sind. Vielmehr spielt auch der öffentliche Meinungsbildungsprozess in das Verfahren hinein. Besonders bedenklich erscheint der Monopolkommission die Tatsache, dass die Notwendigkeit zur ökonomischen und rechtlichen Fundierung der vorläufigen Beurteilung in dem Maße abzunehmen scheint, wie das be-

325 Vgl. Klees, A., Das Instrument der Zusagenentscheidung der Kommission und der Fall „E.ON“ – Ein (weiterer) Sündenfall, Wirtschaft und Wettbewerb 59, 2009, S. 374-382.

326 Vgl. EU-Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008, COMP/39.388 und COMP/39.389 – Deutscher Stromgroßhandels- und Regelenergiemarkt, WuW/E EU-V 1380.

troffene Unternehmen wirtschaftliche Einbußen durch den möglicherweise negativen Einfluss auf die Meinung von Verbrauchern aufgrund eines durch die Europäische Kommission fortgeführten Verfahrens fürchten muss.

Aus ökonomischer Sicht würde daher nur unter Auslassung sämtlicher Transaktions- und Verhandlungskosten das Maß an freiwilligen Verpflichtungszusagen durch die erwartete Strafe eines vollendeten Verbotsverfahrens, die in jedem Fall dem Verhältnismäßigkeitsprinzip entsprechen muss, nach oben begrenzt. Ein betroffenes Unternehmen würde niemals freiwillig eine Zusage zur Abwendung einer Verbotsentscheidung unterbreiten, die zu höheren Kosten führte als die drohenden Kosten eines abgeschlossenen Verbotsverfahrens zuzüglich der mit seiner Entscheidung verbundenen Strafe. Aus den hohen erwarteten Verfahrenskosten jedoch, seiner langen Dauer und dem möglicherweise drohenden großen Imageverlust bei dem durch die Entscheidung betroffenen Unternehmen ergeben sich Möglichkeiten zur politischen Einflussnahme für die Europäische Kommission und mit diesen rechtliche Bedenken im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit der Zusagenentscheidung.

Die Monopolkommission ist der Meinung, dass nur die Strafe im eigentlichen Verbotsverfahren, die in einer Beziehung zu dem zu ahndenden Missbrauch steht, ohne weiteres verhältnismäßig ist. Zwar können aus ökonomischer Sicht durch die Abkürzung des Verfahrens über eine Zusagenentscheidung auch hohe volkswirtschaftliche Kosten vermieden werden, die durchaus höhere freiwillige Zusagen im Verbotsverfahren gesamtwirtschaftlich rechtfertigen würden. In rechtlicher Hinsicht allerdings wäre hierbei zu bedenken, dass der Europäischen Kommission dann Mittel an die Hand gegeben sind, durch eine Streckung der Verfahrensdauer und eine Erschwernis der Verhandlungen das mögliche Maß der Zusagen im eigenen Sinne positiv zu beeinflussen.

Die Europäische Kommission tritt in Verfahren nach Art. 81 und 82 EGV sozusagen zugleich als Klägerin und als Richterin auf. Durch ihre darüber hinaus bestehende gesetzliche Initiativfunktion verfügt sie in gewisser Weise über eine „Doppelmacht“ im Wettbewerbsrecht[327] und kann ihre Ziele, die im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses aufgrund des Widerstands der Mitgliedstaaten nicht zu realisieren waren, als ausführendes Organ dann leichter durchsetzen, wenn ihr das Wettbewerbsrecht sehr weitreichende Befugnisse und Sanktionsmöglichkeiten einräumt. Mit der Beilegung der Verfahren durch eine Entscheidung der Europäischen Kommission wird zudem explizit nicht festgestellt, ob eine Zuwiderhandlung gegen Art. 81 und 82 EGV jemals vorgelegen hat oder noch andauert.[328]

**500.** Schwer wiegt außerdem, dass Zusagenentscheidungen als systematisches Mittel zur Beilegung von Missbrauchsverfahren nach Art. 81 und 82 EGV die kontinuierlich begleitende gerichtliche Kontrolle der EU-Rechtsprechung unterminieren. Lediglich Mitgliedstaaten und unmittelbar betroffene Dritte haben noch ein gewisses geringfügiges Interesse, gegen eine einmal getroffene Zusagenentscheidung gerichtlich vorzugehen. Das betroffene Unternehmen selbst wird auf diesen Schritt verzichten, da der Zusage sein eigenes Angebot zugrunde liegt. Würde es anders verfahren, so könnte es sich gegenüber der Europäischen Kommission für zukünftige Fälle unglaubwürdig machen.

327 Vgl. Ehricke, U., Die Doppelmacht der Kommission in Wettbewerbssachen – ein Plädoyer für die Etablierung einer eigenständigen und unabhängigen EG-Wettbewerbsbehörde, Wirtschaft und Wettbewerb 58, 2008, S. 411.

328 Vgl. Koppenfels, U., a.a.O., S. 60 f.

Mithin entziehen sich durch Zusagenentscheidungen die Vorgehensweise der Europäischen Kommission und die Ergebnisse der vorläufigen Beurteilung regelmäßig einer gerichtlichen Überprüfung. Durch die mit systematischen Zusagenentscheidungen verbundene mangelhafte gerichtliche Kontrolle könnte daher nach Auffassung der Monopolkommission auf lange Sicht die für ein stabiles Marktgefüge unerlässliche Rechtssicherheit gefährdet sein.

### 9.2.2 Langfristige Gaslieferverträge

**501.** Am 11. Februar 2009 hat der Bundesgerichtshof die Rechtsbeschwerde der E.ON Ruhrgas AG gegen das Verbot von langfristigen Gaslieferverträgen zurückgewiesen. Im Januar 2006 hatte das Bundeskartellamt E.ON Ruhrgas unter anderem untersagt, langfristige Gaslieferverträge mit Stadtwerken abzuschließen, welche eine Laufzeit haben, die vier Jahre überschreitet. Damit wurde die Verfügung des Bundeskartellamtes, die bereits durch das Oberlandesgericht Düsseldorf bestätigt wurde, bestandskräftig. Die Monopolkommission sprach sich bereits in ihren vorhergehenden Sonder- und Hauptgutachten gegen die Praxis langfristiger Gaslieferverträge mit Quasi-Gesamtbedarfsdeckung aus, weil diese aus ihrer Sicht ein erhebliches Wettbewerbshindernis auf dem Gasmarkt darstellen und den Zutritt neuer Wettbewerber unterbinden. Die Monopolkommission sah in der Untersagung dieser langfristigen Gaslieferverträge ein geeignetes Instrument zur Wettbewerbsförderung, da von ihnen neben der positiven Wirkung, mehr potenzielle Vertragspartner einzubinden, nach wie vor eine marktverschließende Wirkung ausgeht.[329] Sie begrüßt daher die Entscheidung des Bundesgerichtshofs.

**502.** Die Untersagung des Bundeskartellamtes ist zunächst bis zum 30. September 2010 befristet und die Monopolkommission riet bis dato zu einer sorgfältigen Prüfung, ob der Abschluss langfristiger Lieferverträge vor dem Hintergrund der dann gültigen Marktsituation noch als wettbewerbswidrig einzustufen sei. Zum aktuellen Zeitpunkt hegt die Monopolkommission Zweifel daran, dass die Wettbewerbsentwicklung in den nächsten rund eineinhalb Jahren soweit fortgeschritten sein wird, dass auf die Untersagung langfristiger Gaslieferverträge verzichtet werden kann. Sie regt daher an, dass das Bundeskartellamt bei seiner laufenden Sektoruntersuchung, bei der es die Betreiber von Ferngasnetzen im Fokus hat,[330] diesem Punkt ein besonderes Augenmerk zukommen lässt und die wettbewerbliche Stellung der Ferngasunternehmen gegenüber den Weiterverteilern sowie den Zutritt neuer Wettbewerber und die Existenz potenziellen Wettbewerbs eingehend untersucht sowie eine Verlängerung der Untersagung des Abschlusses langfristiger Lieferverträge für weitere zwei Jahre in Betracht zieht.

### 9.2.3 Preismissbrauchsverfahren

**503.** Im Berichtszeitraum des vorliegenden Sondergutachtens hat das Bundeskartellamt im Strombereich keine Verfahren wegen des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung gegen Energieversorgungsunternehmen eingeleitet.

---

329 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2004/2005, a.a.O., Tz. 413 ff.; dies., Sondergutachten 49, a.a.O., Tz. 555; dies., Hauptgutachten 2006/2007, a.a.O., Tz. 490 ff.

330 Das deutsche Kartellrecht sieht Sektoruntersuchungen seit dem Jahr 2005 vor. Diese können die Grundlage für spätere Verfahren sein, werden allerdings zunächst vom Bundeskartellamt unabhängig von einem konkreten Fall vorgenommen, um einen intensiven Markteinblick zu erlangen.

**504.** Im März 2008 hat das Bundeskartellamt Missbrauchsverfahren gegen 35 Gasversorger, die zusammen bundesweit rund 3,5 Mio. Haushalte beliefern, wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Gaspreise für Haushalts- und Gewerbekunden eingeleitet. Die Verfahren betrafen die Preisgestaltung in den Jahren 2007 und 2008 und wurden überwiegend im November 2008 abgeschlossen. Das Bundeskartellamt differenziert hinsichtlich der Rechtsgrundlage zwischen dem neuen § 29 GWB für das Jahr 2008 und dem § 19 Abs. 1 in Verbindung mit Abs. 4 Nr. 2 GWB für das Jahr 2007.[331]

**505.** Das Bundeskartellamt stellte für das Jahr 2007 einen Erlösvergleich an, bei dem die Erlöse der Gasversorger, die im Segment der Standardlastprofilkunden erzielt worden waren, im Rahmen eines Benchmarking verglichen wurden. Der Erlösvergleich wurde als mengengewichtete Zeitraumbetrachtung durchgeführt, d.h. jede abgesetzte Einheit Gas geht zu dem dafür erzielten Preis mit der Menge gewichet in die Gesamtbetrachtung ein. Im Gegensatz dazu hatte das Amt für das Jahr 2008 einen Vergleich der Tarife vorgenommen, weil ein Erlösvergleich nicht möglich gewesen sei, da die entsprechenden Daten erst im Frühjahr 2009 festgestanden hätten. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der mit § 29 GWB bestehenden Beweislastumkehr ist dieses Vorgehen nachvollziehbar, wenn auch aus Sicht der Monopolkommission eher pragmatischen Gründen geschuldet. Der Erlösvergleich wäre dem Tarifverglich in jedem Fall vorzuziehen gewesen. Das Bundeskartellamt stützte den Tarifvergleich auf eine repräsentative Auswahl von fünf Muster-Verbrauchsfällen, die hinsichtlich der KW-Leistung und der Abnahmemenge in kWh/a variieren. Das Amt nahm eine Zeitraumbetrachtung für 2008 vor und ließ dabei die einzelnen Monate, deren Verbrauchswerte anhand von Gradtagszahlen gewichtet worden sind, in den Vergleich einfließen.[332]

**506.** Die Erlöse bzw. Tarife wurden um die Umsatzsteuer bereinigt und sowohl die Konzessionsabgaben als auch die von der Bundesnetzagentur genehmigten Netzentgelte abgezogen. Der Abzug der Netzentgelte dient der Schaffung einer Vergleichbarkeit unter Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede zwischen den betroffenen Unternehmen und den Vergleichsunternehmen. Darüber hinaus sind die Netzentgelte bereits von der Bundesnetzagentur geprüft und bedürfen keiner weiteren Prüfung seitens des Bundeskartellamtes. Als Vergleichsunternehmen fungierten die Stadtwerke Jena-Plößneck, die Stadtwerke Stade sowie die EWE.

**507.** Auf den Abstand zwischen den Vergleichsunternehmen und den betroffenen Unternehmen gewährte das Bundeskartellamt einen Erheblichkeitszuschlag. Das Amt orientierte den Erheblichkeitszuschlag an der Höhe der Wechselquote, weil diese nach seiner Auffassung das Ausmaß des Wettbewerbs berücksichtigt. Dort, wo sich der Wettbewerb bereits etwas mehr entfaltet hat und die Wechselquote höher ist, erhöht sich der Erheblichkeitszuschlag und führt dazu, dass in diesen Gebieten die Preismissbrauchsaufsicht zurückgenommen werden kann. So beabsichtigte das Bundeskartellamt,

331 § 29 GWB trat Ende 2007 in Kraft und ist bis zum 31. Dezember 2012 befristet. Originär ist das Bundeskartellamt nur für rund 5 % der deutschen Gasversorgungsunternehmen zuständig, die rund 15 % der Gaskunden bedienen. Die restlichen 85 % fallen in den Zuständigkeitsbereich der Landeskartellbehörden. Von den 35 Gasversorgungsunternehmen fielen 20 Unternehmen in die Zuständigkeit des Amtes, die übrigen wurden von den zuständigen Landesregulierungsbehörden übernommen. Damit waren rund 35 % der deutschen Gaskleinkunden und 25 % der abgesetzten Gasmenge in Deutschland Gegenstand der Verfahren.

332 Diese Gewichtung soll den witterungsbedingten Unterschieden der monatlichen Abnahmeschwankungen Rechnung tragen.

dem der Preismissbrauchsaufsicht immanenten Zielkonflikt – der Durchsetzung von Preismaßnahmen auf der einen Seite und der daraus resultierenden Herabsetzung der Anreize zum Markteintritt potenzieller Wettbewerber auf der anderen Seite – entgegenzutreten.

**508.** Bei der sachlichen Rechtfertigung, in deren Rahmen die Unternehmen Gelegenheit haben, ihr Verhalten zu begründen, hat das Bundeskartellamt als wichtigsten Punkt den Einwand berücksichtigt, dass die im Rahmen der Preismissbrauchsaufsicht identifizierte Preis- bzw. Erlösobergrenze nicht unter den Kosten eines Unternehmens liegen darf.[333] Das Bundeskartellamt zog daraus den Schluss, dass die durchschnittlichen Gasbezugskosten sowie ein Aufschlag von 0,2 ct/kWh als Vertriebspauschale als Kostenunterdeckungsgrenze für den Vergleich anzusetzen seien.

**509.** Sämtliche Verfahren wurden mit Zusagenlösungen beendet. Die Zusagen enthielten in erster Linie die Verschiebung von oder den Verzicht auf Preiserhöhungen, die auf Bezugskostensteigerungen basierten, sowie Bonuszahlungen und Preisnachlässe auf verbrauchte kWh und die Überarbeitung der Preisgestaltung. Das Bundeskartellamt gibt an, dass sich das Volumen aller Zusagen auf ca. 130 Mio. EUR beläuft und sich zu ca. 45 % aus Gutschriften und zu ca. 55 % aus Preismaßnahmen zusammensetzt. Darüber hinaus haben die Gasversorger in einem Umfang von ca. 110 Mio. EUR[334] auf die Weitergabe gestiegener Gasbezugskosten verzichtet. Dieser Verzicht erfolgte bereits vor Abschluss der Verfahren und lässt sich sowohl durch das vom Bundeskartellamt eingeleitete Verfahren als auch durch eine Steigerung des öffentlichen Drucks erklären. In allen Verfahren erhielt das Bundeskartellamt die Zusage, dass die erfolgten Senkungen für den Verbraucher nicht im Rahmen von späteren Preismaßnahmen im Jahr 2009 wieder kompensiert werden. Der Umfang der Zusagen entspricht laut Auskunft des Bundeskartellamtes dem erwarteten Volumen der andernfalls ergangenen Verfügungen. Zugeständnisse seien nicht beim Volumen, sondern nur hinsichtlich der Modalität der Rückerstattung gemacht worden. Das Amt geht davon aus, dass, sollten die Zusagen erfüllt werden, für das Jahr 2009 von weiteren Verfahrenseinleitungen abgesehen werden könnte.

**510.** Die Monopolkommission teilt die Meinung des Bundeskartellamtes, dass sich der Wettbewerb auf dem Gasmarkt noch nicht in dem gewünschten Umfang entfaltet hat. Allerdings sieht sie, wie bereits in ihrem Sondergutachten zur Novellierung des GWB geschehen, in der Anwendung von § 29 GWB kein geeignetes Instrument zur Verfolgung des Ziels eines Wettbewerbs im Gasmarkt.[335] Sie sieht es als kritisch an, dass § 29 GWB nicht an den eigentlichen Ursachen eines fehlenden Wettbewerbs im Energiesektor ansetzt, sondern lediglich auf seine Symptome reagiert.

**511.** Gleichwohl hat der Gesetzgeber dem Bundeskartellamt die Aufgabe übertragen, dieses Instrument anzuwenden. Diesem Geheiß ist das Amt zeitnah und im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses nachgekommen. Die Monopolkommission sieht in der

333 Diese Erkenntnis entstammt einem Urteil des Bundesgerichtshofs zur Flugpreisgestaltung. Dort wurde entschieden, dass ein marktbeherrschendes Unternehmen nicht dazu gezwungen werden kann, seine Leistungen zu nicht kostendeckenden Preisen anzubieten. Vgl. BGH, Urteil vom 22. Juli 1999, WuW/E DE-R 375, 377 „Flugpreisspaltung".

334 Die angegebenen Beträge sind Netto-Beträge. Für den Endkunden wären zusätzlich noch Steuern und Abgaben hinzugekommen.

335 Vgl. dazu und zum Folgenden Monopolkommission, Sondergutachten 47, a.a.O., 2007.

großen Aufmerksamkeit, die die Verfahren in Deutschland auf sich gezogen haben, den Grund für die umfangreichen Zusagenangebote der betroffenen Unternehmen. Den Unternehmen scheint sehr daran gelegen gewesen zu sein, sich möglichst schnell der Aufmerksamkeit des Bundeskartellamtes und der Öffentlichkeit zu entziehen und die Verfahren zeitnah zu beenden. Auch wenn die Monopolkommission grundsätzlich der Anwendungspraxis des § 29 GWB durch das Bundeskartellamt nicht widersprechen möchte, so sieht sie doch einige Misslichkeiten.

**512.** Markteintrittbarrieren entstanden dadurch, dass das Bundeskartellamt gleichzeitig Verfahren gegen 35 Gasversorger einleitete. Dadurch erhöhte sich die durch § 29 Satz 1 Nr. 1 GWB induzierte Gefahr eines Parallelverhaltens und damit einer Preisgleichschaltung. Der Markteintritt wird für neue Anbieter weniger attraktiv und die Anreize für neue Investitionen werden ausgeschaltet. Gerade die signifikanten Preisunterschiede sind es, die Endverbraucher zu einem Anbieterwechsel motivieren. Ein neuer Anbieter muss daher etablierte Anbieter unterbieten, um hinreichend Kunden akquirieren zu können. Nach Auffassung der Monopolkommission wäre es von daher sehr viel sinnvoller gewesen, die Wechselbereitschaft der Endkunden zu fördern und den dadurch entstehenden Preisdruck wirken zu lassen. Auch wird sich nur schwerlich eine Vielfalt von Angeboten entwickeln, weil das Unterscheidungsmerkmal Preis in den Regionen, in denen ein Verfahren gelaufen ist oder noch zu laufen droht, seine Wirkungen nicht entfalten kann.

**513.** Problematisch erscheint auch die Orientierung an den durchschnittlichen Gasbezugskosten. Dies bedeutet zunächst, dass alle Unternehmen, deren Kosten über den durchschnittlichen Gasbezugskosten liegen, nun nicht mehr kostendeckend arbeiten können. Soweit die Unternehmen nicht über eigene Gaserzeugungskapazitäten verfügen, sind die Bezugskosten Ausdruck der spezifischen Situation zum Beschaffungszeitpunkt. Wird nun ein durchschnittlicher Wert für alle Unternehmen zugrunde gelegt, werden zwangsläufig einige Unternehmen über diesem Wert liegen. Eine hohe Unsicherheit auf Seiten der Unternehmen ist damit verbunden, dass dieser Wert erst im Laufe der Verfahren festgelegt worden ist und damit eine Ex-ante-Beurteilung der Unternehmen über ihre eigene Situation fast unmöglich ist.

**514.** Die Orientierung des Erheblichkeitszuschlags an der Wechselquote sieht die Monopolkommission als geeignetes Wettbewerbsindiz an. Dennoch wird sie nicht ganz den tatsächlichen wettbewerblichen Wirkungen gerecht, weil von ihr nicht berücksichtigt wird, wenn der regionale Gasversorger auf eine zunehmende Verschärfung des Wettbewerbs und drohende Abwanderungen seiner Kunden mit einer Anpassung der Tarife reagiert. Die Kunden, die konzernintern wechseln, werden von der vom Bundeskartellamt herangezogenen Wechselquote nicht erfasst. Da diese Wechsel andernfalls – vielleicht nicht in allen Fällen, so aber doch in einer Vielzahl der Fälle – zu einer höheren Anbieterwechselquote geführt hätten, sollten sie nach Auffassung der Monopolkommission auch in die Betrachtungen des Bundeskartellamtes einfließen.

**515.** Die Zusagen der betroffenen Unternehmen, die insbesondere aus Rückerstattungen, Bonuszahlungen und dem Verzicht auf Preiserhöhungen bestehen, entfalten erhebliche Marktverschlusseffekte, weil sie wie ein „Quasi-Kundenbindungsprogramm“ wirken. Für den Endkunden besteht kein Anreiz mehr, den Anbieter zu wechseln; der Wechsel würde sogar sanktioniert. Gegenüber der Monopolkommission wurde vor al-

lem von Seiten der neuen Anbieter im Markt geäußert, dass insbesondere in den regionalen Märkten die Position der Wettbewerber sehr stark gefährdet ist und bereits vermehrt in Betracht gezogen worden ist, sich aus der Fläche zurückzuziehen. Nach Auffassung der Monopolkommission ist diese Problematik dem § 29 GWB immanent und kann auch nicht, wie vom Bundeskartellamt beabsichtigt, im Rahmen der Berücksichtigung des Erheblichkeitszuschlags ausgeglichen werden.

**516.** Die finanzielle Kompensation der Endkunden mag eine gute Außenwirkung haben, nutzt dem Wettbewerb allerdings wenig. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Monopolkommission das Vorgehen des Bundeskartellamtes im Falle der GASAG, in der die Zusagenentscheidung neben einer Gaspreissenkung auch eine strukturelle Zusage enthielt. Die GASAG sagte zugunsten der neuen Wettbewerber zu, eine Gasnetzkarte von Berlin zu veröffentlichen, die anonymisierte Angaben, differenziert nach Straßen und Postleitzahlen, zu Gasnetzanschlüssen enthält. Eine solche Gasnetzkarte stellt eine erhebliche Erleichterung für den Markteintritt neuer Wettbewerber dar und wird von der Monopolkommission als wettbewerbsfördernd eingestuft. Die Monopolkommission hält das Bundeskartellamt daher dazu an, in eventuellen zukünftigen Fällen Einigungen auf der Basis von strukturellen Maßnahmen zu erzielen.

**517.** Die Monopolkommission sieht mit Bedauern, dass von den Verfahren falsche Signalwirkungen an die Endkundenebene gesendet werden. Es entsteht der Eindruck, dass das Bundeskartellamt die disziplinierende Wirkung eines Anbieterwechsels durch die Regulierung der Preise übernimmt und der Kunde „sicher“ sein kann, einen marktgerechten Preis zu zahlen. Das Bundeskartellamt stellt damit den kurzfristigen Konsumentenschutz vor den Schutz des Wettbewerbs. Es wird abzuwarten sein, ob die Verfahren sich negativ auf die zunehmende Wechselbereitschaft der Gaskunden auswirken werden.

**518.** Abschließend möchte die Monopolkommission ihrem Bedauern darüber Ausdruck verleihen, dass in keinem der Verfahren ein Bescheid ergangen ist und somit auch keine Beschwerde beim Oberlandesgericht eingelegt werden konnte, um die Gerichtsfestigkeit der Entscheidung des Bundeskartellamtes zu überprüfen.

**519.** Auch bei der Belieferung von Industriekunden mit Gas hat das Bundeskartellamt eine Abmahnung ausgesprochen. In diesem Verfahren kam es zu keiner förmlichen Einigung, da sich die betroffenen Unternehmen auf eine Vergleichsvereinbarung geeinigt hatten. Die RWE Westfalen-Weser-Ems AG stand in dem Verdacht, gegenüber einem Industriekunden missbräuchlich überhöhte Preise verlangt zu haben. Das Amt mahnte das Unternehmen aufgrund des Verdachts einer missbräuchlichen Ausnutzung seiner marktbeherrschenden Stellung nach § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB ab. Unter Anwendung des räumlichen Vergleichsmarktkonzepts stellte das Amt fest, dass das von dem betroffenen Gaslieferanten geforderte Entgelt von dem Entgelt abweicht, das sich bei wirksamem Wettbewerb mit einer hohen Wahrscheinlichkeit ergeben hätte. Der Vergleich mit einem Unternehmen auf einem vergleichbaren Markt, auf dem selbst nicht unbedingt von Wettbewerb auszugehen ist, zeigte, dass der Gaslieferant aufgrund seiner marktbeherrschenden Stellung einen um mindestens 25 % höheren Gesamterlös als das Vergleichsunternehmen erzielt hatte und einen um mindestens 20 % höheren Arbeitspreis als das Vergleichsunternehmen durchsetzen konnte.

**520.** Aus den Ende 2008 abgeschlossenen Preismissbrauchsverfahren resultierte ein weiteres Verfahren. Das Bundeskartellamt sieht in der unterschiedlichen Handhabung der Erhebung von Konzessionsabgaben bei Grundversorgern und Drittlieferanten Anhaltspunkte für einen Behinderungsmissbrauch nach § 19 Abs. 4 Nr. 1 GWB. Das Amt leitete Verfahren gegen Netzbetreiber ein, die überwiegend in kommunaler Hand sind und gleichzeitig eine maßgebliche Beteiligung am Grundversorgungsunternehmen haben.

**521.** Die Konzessionsabgabenverordnung und der jeweilige Konzessionsvertrag zwischen dem Netzbetreiber und der Kommune stellen die Rechtsgrundlage für die Konzessionsabgaben dar. Gemäß § 1 Abs. 2 der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) sind Konzessionsabgaben „Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen." Konzessionsabgaben werden von den Netzbetreibern an die Gemeinden für das Versorgungsrecht und für die Erlaubnis der Infrastrukturnutzung entrichtet. Die Aussagen zur Höhe der Abgaben sind nach Auffassung des Bundeskartellamtes widersprüchlich: So gilt für Sondervertragskunden, zu denen das Bundeskartellamt alle Kunden zählt, die nicht in die Grund- oder Ersatzversorgung gemäß § 36 EnWG fallen, eine Konzessionsabgabe in Höhe von 0,03 Cent/kWh. Ungeachtet dessen ist auch eine individuelle Gestaltung der Abgabenhöhe in § 2 Abs. 6 KAV vorgesehen, die es ermöglicht, auch von Drittlieferanten diejenige Konzessionsabgabe zu nehmen, die dem Grundversorger abverlangt wird. Schließt das kommunale Unternehmen nun im betreffenden Gebiet ausschließlich Grundversorgungsverträge ab bzw. tut es dies bis zu einer mit der Kommune vereinbarten Mengengrenze, kann es die höhere Konzessionsabgabe, die nach Ermittlungen des Bundeskartellamtes bei 0,22 bis 0,40 cent/kWh liegt, verlangen und diese dann auch dem Drittlieferanten in Rechnung stellen. Den Behinderungsmissbrauch sieht das Bundeskartellamt darin, dass vom Grundversorgungsunternehmen bis zur definierten Mengengrenze ausschließlich Grundversorgungsverträge angeboten werden, die dem Netzbetreiber – und damit letztlich der Kommune – zu hohen Konzessionseinnahmen verhelfen. Für den Drittlieferanten entstehen damit höhere Kosten, die Margen und die Attraktivität des Markteintritts verringern sich. Bedingt durch die eigentumsrechtliche Verflechtung von Kommune und Grundversorgungsunternehmen spielt für dieses die Höhe der Konzessionsabgabe keine Rolle, da davon ausgegangen werden kann, dass sowohl die Konzessionsabgabe als auch die realisierte Marge an die Kommune fließen. Das Bundeskartellamt sieht darin eine verdeckte Gewinnausschüttung an die Kommune und eine Wettbewerbsbehinderung für Drittlieferanten.

**522.** Die Monopolkommission erkennt hier ebenso wie das Bundeskartellamt eine missliche Situation, die eine erhebliche Markteintrittsbarriere für neue Wettbewerber darstellt. Ursprüngliches Ziel der Regelung war, die kommunalen Unternehmen gegenüber den Drittlieferanten wettbewerblich nicht schlechter zu stellen, indem diesen deutlich niedrigere Konzessionsabgaben als dem kommunalen Anbieter abverlangt werden.[336] Aus Sicht der Monopolkommission besteht der systemimmanente Anreiz, sehr hohe Konzessionsabgaben zu verlangen und so die Margen der Drittlieferanten deutlich herabzusetzen. Dies stellt aus wettbewerblicher Perspektive ein erhebliches Wettbewerbshindernis dar. Für den Grundversorger ist diese Praxis nicht hinderlich, weil er sowohl

336 Vgl. Bundesregierung, Erste Verordnung zur Änderung der Konzessionsabgabenverordnung, BR-Drs. 358/99 vom 9. Juni 1999, S. 4.

Konzessionsabgaben als auch erwirtschaftete Gewinne an die Kommune abführt. Da das Ziel des Verordnungsgebers, eine wettbewerbsneutrale Ausgestaltung der Regelungen zu den Konzessionsabgaben zu finden, nach Auffassung der Monopolkommission verfehlt wurde, plädiert sie für eine rechtliche Klarstellung durch den Verordnungsgeber und damit auch eine Entscheidung darüber, wie hoch das Aufkommen der Konzessionsabgaben sein wird.

## *9.3 Zwischenfazit*

**523.** In der Fusionskontrolle verfolgt das Bundeskartellamt seit einiger Zeit eine sehr restriktive Untersagungspolitik bei Beteiligungen von marktbeherrschenden Vorlieferanten an Weiterverteilerkunden. Dieses Vorgehen entspricht dem Hinweis der Monopolkommission, dass eine Vielzahl von Zusammenschlüssen, die unterhalb einer Spürbarkeitsgrenze oder auch virtuellen Bagatellschwelle liegen, denselben Effekt haben können wie eine Fusion, die über der Grenze liegt. Das Bundeskartellamt hat dies aufgegriffen und im Folgenden eine wirtschaftliche Gesamtbetrachtung statt einer Mengenbetrachtung in Einzelfällen vorgenommen. Die Zahl vertikaler Zusammenschlüsse ist seither rückläufig, obwohl der Trend festzustellen ist, dass verstärkt Kooperationen und Zusammenschlüsse von Stadtwerken ohne Beteiligung der großen Verbundunternehmen erfolgen. Insbesondere Einkaufs- und Vertriebskooperationen sind in diesem Zusammenhang vermehrt auszumachen. Insbesondere Vertriebskooperationen sieht die Monopolkommission als sehr kritisch an, da diese kartellierend wirken können. Weiterhin ist das Bundeskartellamt zunehmend dazu übergegangen, in wettbewerblich problematischen Fällen Freigaben mittels Zusagenentscheidung zu erteilen.

**524.** Das angemeldete Vorhaben von EnBW, im Rahmen einer strategischen Partnerschaft einen Anteil von 26 % an der EWE zu erwerben, wurde vom Bundeskartellamt zunächst abgemahnt. Das Bundeskartellamt kam zu dem vorläufigen Schluss, dass der Zusammenschluss auf den Gasmärkten in den neuen Bundesländern zur Verstärkung marktbeherrschender Stellungen von Beteiligungsunternehmen der EnBW und von EWE führen würde. Darüber hinaus sei zu erwarten, dass potenzieller Wettbewerb vermindert würde. Am 6. Juli 2009 gab das Bundeskartellamt den Erwerb von 26 % der EWE-Anteile schließlich unter der Auflage frei, dass sich EWE und EnBW alternativ von einer ihrer jeweils wettbewerblich problematischen Unternehmensbeteiligungen an Gasversorgern trennen. Auch die Monopolkommission hegt erhebliche wettbewerbliche Bedenken gegenüber der geplanten Partnerschaft. Große Vorbehalte hat die Monopolkommission hinsichtlich der Stellung von EWE im Wettbewerb, der fortschreitenden Konsolidierung im Gassektor und der Gefahr, ursprünglich getroffene Entscheidungen zu unterlaufen. Der Monopolkommission erscheint bedeutend, auf die Zusammenhänge zwischen dem aktuellen Fall und dem Ministererlaubnisfall E.ON/Ruhrgas hinzuweisen.

**525.** Im Bereich der Missbrauchsaufsicht werden zunehmend die Verfahren der Europäischen Kommission für den in seiner Integration fortschreitenden europäischen Strommarkt relevant. Gegenwärtig ist es wohl das Bestreben der Europäischen Kommission, ihr Ziel einer eigentumsrechtlichen Entflechtung in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, das sie aufgrund des Widerstandes der Mitgliedstaaten nicht auf dem Wege der Gesetzgebung umsetzen kann, mithilfe ihrer weitreichenden Befugnisse im Wettbewerbsrecht durchzusetzen. Die Europäische Kommission kann die ihr durch die

betroffenen Unternehmen angebotenen strukturellen Veräußerungszusagen als marktstrukturelle Abhilfemaßnahmen für verbindlich erklären und hiernach ein Verfahren einstellen.

**526.** Im Gasbereich hatte die Europäische Kommission gegen RWE wegen der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung nach Art. 82 EGV ermittelt. Um die Bedenken der Europäischen Kommission auszuräumen, hat RWE angeboten, sein gesamtes westdeutsches Gasfernleitungsnetz einschließlich der dazugehörigen Vermögenswerte und Dienstleistungen zu veräußern. Die Europäische Kommission hat eine Entscheidung erlassen, mit der die angebotenen Verpflichtungszusagen verbindlich werden. Ihre Untersuchungen gegen RWE hat die Europäische Kommission eingestellt. Im Strombereich hatte die Europäische Kommission gegen E.ON in zwei Verfahren wegen des Verdachts der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung nach Art. 82 EGV ermittelt. Die Verfahren wurden eingestellt, nachdem E.ON sich verpflichtete, insgesamt ca. 5.000 MW Erzeugungskapazität an unabhängige Unternehmen zu veräußern. Ferner veräußert E.ON Teile seiner Übertragungsnetzsparte. Die Monopolkommission hat im E.ON-Fall begründete Zweifel an der Geeignetheit, Erforderlichkeit und der Verhältnismäßigkeit der Zusagenentscheidung der Europäischen Kommission.

**527.** Die Monopolkommission stimmt zwar mit der Europäischen Kommission in der Auffassung überein, dass sich die großen Wettbewerbsdefizite auf den Märkten für leitungsgebundene Energien primär durch den Einsatz strukturpolitischer Instrumente beheben lassen, gleichzeitig sieht sie aber den Einsatz des Instruments der Verpflichtungszusage äußerst kritisch. In den vorliegenden Fällen wurde das politische Ziel einer adäquaten Gestaltung der Marktstruktur in sachwidriger Weise mit Missbrauchsverfahren gegen marktbeherrschende Verbundunternehmen verknüpft. Die Vorgehensweise der Europäischen Kommission trifft daher auf die größten Bedenken der Monopolkommission. Sie sieht in der Institution der freiwilligen Verpflichtungszusage in Missbrauchsverfahren gerade für vergleichsweise politisch orientierte Aufsichtsbehörden wie die Europäische Kommission bedenkliche Möglichkeiten gegeben, eigene politische Ziele durchzusetzen, die jenseits des begründeten Interesses an einer nachhaltigen Abstellung wettbewerbswidriger Verhaltensweisen liegen. Durch Zusagenentscheidungen entziehen sich zudem die Vorgehensweise der Europäischen Kommission und die Ergebnisse der vorläufigen Beurteilung einer gerichtlichen Überprüfung. Durch diese mit systematisch herbeigeführten Zusagenentscheidungen verbundene mangelhafte gerichtliche Kontrolle könnte daher nach Auffassung der Monopolkommission auf lange Sicht die für ein stabiles Marktgefüge unerlässliche Rechtssicherheit gefährdet sein.

**528.** Die Untersagung des Bundeskartellamtes zu den langfristigen Gaslieferverträgen ist bis zum 30. September 2010 befristet. Zum aktuellen Zeitpunkt hegt die Monopolkommission Zweifel daran, dass die Wettbewerbsentwicklung in den nächsten rund eineinhalb Jahren soweit fortgeschritten sein wird, dass auf die Untersagung verzichtet werden kann. Sie regt daher an, dass das Bundeskartellamt bei seiner laufenden Sektoruntersuchung diesem Punkt ein besonderes Augenmerk zukommen lässt und eine Verlängerung der Untersagung des Abschlusses für weitere zwei Jahre in Betracht zieht.

**529.** Das Bundeskartellamt hat Missbrauchsverfahren insbesondere auf der Grundlage des neuen § 29 GWB gegen Gasversorger wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Gaspreise für Haushalts- und Gewerbekunden geführt. Sämtliche Verfahren wur-

den mit Zusagenlösungen beendet. Die Zusagen enthielten in erster Linie die Verschiebung von oder den Verzicht auf Preiserhöhungen, die auf Bezugskostensteigerungen basierten, sowie Bonuszahlungen und Preisnachlässe auf verbrauchte kWh und die Überarbeitung der Preisgestaltung. Die Monopolkommission sieht in der Anwendung von § 29 GWB kein geeignetes Instrument zur Verwirklichung eines wettbewerblichen Gasmarktes. Kritikwürdig ist, dass § 29 GWB nicht an den eigentlichen Ursachen eines fehlenden Wettbewerbs im Energiesektor ansetzt. Die Monopolkommission geht davon aus, dass die große Aufmerksamkeit, die die Verfahren in Deutschland auf sich gezogen haben, der Grund für die umfangreichen Zusagenangebote der betroffenen Unternehmen ist.

**530.** Dadurch, dass das Bundeskartellamt gleichzeitig Verfahren gegen 35 Gasversorger eingeleitet hat, sind erhebliche Markteintrittsbarrieren entstanden. Gleichzeitig hat sich die durch § 29 Abs. 1 Nr. 1 GWB induzierte Gefahr eines Parallelverhaltens erhöht und damit einer Preisgleichschaltung gegenüber Endverbrauchern. Nach Auffassung der Monopolkommission wäre es sehr viel sinnvoller gewesen, die Wechselbereitschaft der Endkunden zu fördern und den dadurch entstehenden Preisdruck wirken zu lassen. Darüber hinaus entfalten die Zusagen der betroffenen Unternehmen, die insbesondere aus Rückerstattungen, Bonuszahlungen und dem Verzicht auf Preiserhöhungen bestehen, erhebliche Marktverschlusseffekte, weil sie wie ein „Quasi-Kundenbindungsprogramm“ wirken. Letztlich mag die finanzielle Kompensation der Endkunden zwar eine gute Außenwirkung haben, dem Wettbewerb nutzt sie allerdings wenig. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Monopolkommission, dass das Bundeskartellamt auch strukturelle Zusagen angenommen hat. Sie plädiert dafür, in eventuellen zukünftigen Fällen Einigungen auf der Basis von strukturellen Maßnahmen zu erzielen. Mit großem Bedauern stellt die Kommission fest, dass von den Verfahren falsche Signalwirkungen an die Endkundenebene gesendet werden. Es entsteht der Eindruck, dass das Bundeskartellamt die disziplinierende Wirkung eines Anbieterwechsels durch die Regulierung der Preise übernimmt.

**531.** Die Monopolkommission sieht wie das Bundeskartellamt in der unterschiedlichen Handhabung der Erhebung von Konzessionsabgaben bei Grundversorgern und Drittlieferanten Anhaltspunkte für einen Behinderungsmissbrauch. Konzessionsabgaben können eine erhebliche Markteintrittsbarriere für neue Wettbewerber darstellen. Da das Ziel des Verordnungsgebers, eine wettbewerbsneutrale Ausgestaltung der Regelungen zu den Konzessionsabgaben zu finden, nach Auffassung der Monopolkommission verfehlt wurde, empfiehlt sie eine rechtliche Klarstellung.

## 10. Handlungsempfehlungen der Monopolkommission

**532.** Die Monopolkommission sieht im Elektrizitätsmarkt insbesondere auf der Erzeugungsebene signifikante Wettbewerbsprobleme, welche durch eine hohe Marktkonzentration in Kombination mit signifikanten institutionellen und strukturellen Markteintrittsbarrieren hervorgerufen werden. Die Hauptwettbewerbshindernisse im Gasmarkt resultieren zum einen aus den fehlenden Zugriffsmöglichkeiten auf die Produktionsstufe und zum anderen aus der hohen Konzentration des Gasangebots auf wenige Unternehmen. Die Monopolkommission trägt den zahlreichen daraus resultierenden energiewirtschaftlichen Problemen und ihren Interdependenzen mit einem umfassenden Konzept Rechnung und gibt folgende Handlungsempfehlungen zu den Themenkomplexen:

*Umsetzung politischer Ziele*

Verlässlichkeit und Stabilität in der Energiepolitik ist zu gewährleisten durch

- die Umsetzung legitimer politischer Ziele anhand konsistenter ökonomischer Kriterien,
- die Verwendung technologieneutraler, marktlicher Verfahren statt selektiver Förderung,
- den Abbau vermeidbarer administrativer Markteintrittsbarrieren für die Stromerzeugung.

*Wettbewerbsaufsicht*

Die Wettbewerbsaufsicht ist zu verbessern durch

- die Präzisierung der Marktabgrenzung und Wettbewerbsbeurteilung auf den Energiemärkten über quantitative Verfahren,
- die Verlängerung der Untersagung des Abschlusses von langfristigen Gaslieferverträgen um weitere zwei Jahre,
- die restriktive und äußerst vorsichtige Anwendung ordnungspolitisch fragwürdiger Zusagenentscheidungen und des § 29 GWB.

*Großhandel*

Die Funktionsfähigkeit der Großhandelsmärkte ist sicherzustellen durch

- die Einführung eines systematischen Market Monitoring zur Aufdeckung wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens im Strom- und Gasmarkt,
- die Etablierung einer liquiden Gasbörse durch Integration von Sekundärhandel und Ausgleichsenergiemarkt in den Börsenhandel,
- die vollständige Markttransparenz gegenüber einer unabhängigen Marktüberwachungsstelle; zum Schutz des Wettbewerbs nur eingeschränkte Markttransparenz gegenüber Marktteilnehmern.

*Regulierung der Netze*

Die Regulierung der Energieübertragungsnetze ist zu verbessern durch

- die Schaffung einer Netzanschlussverordnung für die Anbindung von Elektrizitätserzeugungsanlagen an das Gasnetz,
- die restriktive Auslegung und Überwachung der Entflechtungsvorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes,

- die Etablierung von einheitlichen Märkten für H- bzw. L-Gas durch eine beschleunigte Zusammenlegung von Marktgebieten,
- die konsequente Einführung einer Qualitätsregulierung mit belastbaren Qualitätsstandards in der Anreizregulierung für die Strom- und Gasnetze,
- die Durchsetzung der Use-it-or-lose-it-Klausel bei Gasleitungen durch die Bundesnetzagentur anstatt durch die Netzbetreiber selbst.

*Engpassmanagement*

Zur Stärkung des Wettbewerbs sollte ein Engpassmanagement als Elemente berücksichtigen

- die Verwendung der vollständigen Erlöse aus der Engpassbewirtschaftung zur Beseitigung physischer Netzengpässe (Zweckbindung),
- die Behandlung temporärer nationaler Netzengpässe im Stromnetz mit kostenbasiertem Redispatching und struktureller nationaler Netzengpässe durch Market Splitting,
- die Implementierung impliziter Auktionsverfahren mit finanziellen Übertragungsrechten zur Bewirtschaftung internationaler Netzengpässe im Stromnetz,
- die Durchführung expliziter Kapazitätsauktionen an den Entry- und Exit-Punkten der Gasnetze zwischen den Marktgebieten in Deutschland,
- die Umsetzung eines Capacity-Release-Programms,
- die Durchführung expliziter Auktionen an den internationalen Grenzkuppelstellen im Gasnetz.

*Regelenergie*

Die wettbewerbliche Bereitstellung der Regelenergie soll gefördert werden durch

- die Überprüfung der Präqualifikationsanforderungen für Stromkraftwerke im Hinblick auf Wettbewerbskonformität,
- die Einführung einer automatisierten Abrufpraxis zur Stärkung der wettbewerblichen Minutenreserve im Strombereich,
- die Zusammenführung der Regelzonen im Stromnetz unter einer unabhängigen zentralen Regelinstanz,
- die Zuweisung von Festlegungskompetenzen für die Bundesnetzagentur im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie im Gassektor,
- die verstärkte Kontrolle der Nutzung externer gegenüber interner Regelenergie durch die Bundesnetzagentur,
- die Einrichtung einer zentralen Handelsplattform für Gasregelenergie.

*Erdgasspeichermarkt*

Ein wettbewerblicher Erdgasspeichermarkt ist zu fördern durch

- Maßnahmen zur Erhöhung der Transparenz,
- die Verauktionierung von Nutzungsrechten mit Use-it-or-lose-it-Bestimmungen.

Bonn, im Juli 2009

Justus Haucap

Peter-Michael Preusker Christiane zu Salm Angelika Westerwelle Daniel Zimmer