

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

**Tätigkeitsbericht 2008/2009 der Bundesnetzagentur für Elektrizität,
Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

und

Stellungnahme der Bundesregierung

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Stellungnahme der Bundesregierung	8
Tätigkeitsbericht 2008/2009 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen	16
Vorwort	16
1 Lage und Entwicklung der Energiemärkte im Tätigkeitsbereich der Bundesnetzagentur	19
1.1 Allgemeine Rahmenbedingungen und Rechtsgrundlagen	19
1.1.1 Organisation der Energieregulierung im Rahmen des EnWG	19
1.1.2 Allgemeine Entwicklung der Unternehmensstrukturen	19
1.1.3 Verwaltungsverfahren und übergreifende Rechtsfragen	20
1.1.3.1 Energiewirtschaftliche Rechtsgrundlagen	20
1.1.3.2 Beteiligung an Planverfahren	20
1.1.3.3 Objektnetze	21
1.1.3.4 Räumlich differenzierte Netzentgelte	21
1.1.3.5 Organleihe	21
1.1.3.6 Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse	21
1.1.3.7 Verfahren zum Informationsfreiheitsgesetz	22

	Seite	
1.1.3.8	Gebühren und Beiträge nach dem EnWG	22
1.1.3.9	Beiträge	22
1.1.3.10	Verhältnis zum Eisenbahnrecht	22
1.1.4	Entflechtung	22
1.1.4.1	Rechtsgrundlagen	22
1.1.4.2	Rechtliche Entflechtung	23
1.1.4.3	Operationelle Entflechtung	23
1.1.4.4	Informatorische Entflechtung	24
1.1.4.5	Buchhalterische Entflechtung	24
1.1.4.6	Verfahren	24
1.1.4.7	Internationales	25
1.2	Einführung der Anreizregulierung	25
1.2.1	Vorgaben zu den Effizienzvergleichen	26
1.2.2	Vereinfachtes Verfahren	26
1.2.3	Qualität	27
1.2.4	Investitionen	27
1.3	Europäisches und Internationales/Drittes Energie- Binnenmarktpaket der EU	27
1.3.1	Mitarbeit der Bundesnetzagentur in EU-Gremien	27
1.3.1.1	Electricity Working Group (EWG)	27
1.3.1.2	Gas Working Group (GWG)	28
1.3.1.3	Financial Service Working Group (FIS)	28
1.3.2	Einbindung der Bundesnetzagentur in internationale Initiativen	29
1.3.2.1	Energiegemeinschaft in Südosteuropa	29
1.3.2.2	Energie Foren	29
1.3.2.3	G8-Gipfel	29
1.3.2.4	World Forum on Energy Regulation	30
1.3.3	Hauptmaßnahmen des Dritten Energie-Binnenmarktpakets der EU	30
1.4	Wettbewerb/Lieferantenwechsel	30
1.4.1	Elektrizität – Großhandel	30
1.4.1.1	Entwicklung der Elektrizitätspreise an der European Energy Exchange	30
1.4.1.2	Entwicklung der Handelsvolumina an der European Energy Exchange	31
1.4.1.3	Teilnehmerstruktur an der European Energy Exchange	31
1.4.2	Elektrizität – Einzelhandel	31
1.4.2.1	Entwicklung im Industrie- und Gewerbekundenbereich	31
1.4.2.2	Entwicklung im Haushaltskundenbereich	32

	Seite
1.4.3 Gas – Großhandel	32
1.4.4 Gas – Einzelhandel	34
1.5 Begleitung der Liberalisierung des Mess- und Zählwesens ...	34
2 Energieregulierung im Bereich Elektrizität	35
2.1 Netzentgelte	35
2.1.1 Allgemeine Netzentgelte	35
2.1.1.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze	35
2.1.1.2 Durchführung eines Effizienzvergleichs	36
2.1.1.2.1 Effizienzvergleich der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber	36
2.1.1.2.2 Effizienzvergleich der Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber ...	37
2.1.1.3 Festlegung Erlösobergrenzen	37
2.1.1.3.1 Erstmalige Festlegung der Erlösobergrenzen	37
2.1.1.3.2 Erweiterungsfaktor	38
2.1.1.3.3 Mehrerlösabschöpfung	39
2.1.1.3.4 Missbrauchsverfahren zu Netzentgelten	39
2.1.2 Netzentgelte gemäß § 14 Absatz 2 Satz 3 StromNEV (Pancaking)	39
2.1.3 Individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Absätze 2 und 3 StromNEV	40
2.1.4 Anreizsystem Systemdienstleistungen	40
2.1.5 Qualitätsregulierung im Bereich Elektrizität	41
2.2 Zugang zu den Verteiler- und Übertragungsnetzbetreibern Elektrizität	41
2.2.1 Netzzugang	41
2.2.1.1 Leitfaden Veröffentlichungspflichten	41
2.2.1.2 Heizstrommarkt	42
2.2.2 Netzanschluss	42
2.2.2.1 Netzanschluss von Kraftwerken und Register nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung	42
2.2.2.2 Netzanschluss von OffShore-Windanlagen	43
2.2.2.3 Smart Grids	43
2.2.2.4 Baukostenzuschüsse	44
2.2.3 Regelenergie/Systemdienstleistungen	44
2.2.3.1 Optimierte Ausregelung von Leistungsungleichgewichten – Einheitliche Regelzone	44
2.2.3.2 Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung	44
2.2.3.3 Verfahrensregulierung zu Systemdienstleistungen im Rahmen der Anreizregulierung	45

	Seite
2.2.4 Weitere Festlegungen zum Netzzugang	45
2.2.4.1 Festlegung EEG-Veredelung	45
2.2.4.2 Zwangsmaßnahmen wegen unzureichender Umsetzung des Lieferantenwechsels	45
2.2.4.3 Festlegung von Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom	46
2.2.4.4 Festlegung einer Verfahrensregulierung zum ITC-Mechanismus	46
2.2.4.5 Festlegung einer Verfahrensregulierung zum Engpassmanagement	46
2.2.5 Marktentwicklung – Nationale und grenzüberschreitende Aspekte	46
2.2.5.1 Innerdeutsches Engpassmanagement	46
2.2.5.2 Grenzüberschreitender Elektrizitätshandel/Engpass- management	47
2.2.5.2.1 Einführung impliziter Auktionen (Market Coupling)	47
2.2.5.2.2 Weiterentwicklung und Koordinierung der Kapazitäts- berechnung	47
2.2.5.2.3 Transparenz	48
2.3 Netzbetrieb und Versorgungszuverlässigkeit	48
2.3.1 Netzzustands- und Netzausbauplanungsberichte	48
2.3.2 Versorgungszuverlässigkeit	49
2.4 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	49
2.4.1 Überwachung des Wälzungsmechanismus	49
2.4.2 Novellierung des EEG – neue Aufgaben für die Bundesnetz- agentur	49
2.4.2.1 Meldung von Photovoltaikanlagen	49
2.4.2.2 EEG-Direktvermarktung	49
2.4.3 Ausgleichsmechanismusverordnung/EEG-Veredelung	50
3 Energieregulierung im Bereich Gas	50
3.1 Leitungswettbewerb	50
3.2 Netzentgelte	51
3.2.1 Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber ...	51
3.2.1.1 Entgeltgenehmigungen gemäß § 23a EnWG	51
3.2.1.2 Durchführung eines Effizienzvergleichs	52
3.2.1.2.1 Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas	52
3.2.1.2.2 Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber	52
3.2.1.2.3 Effizienzvergleich der überregionalen Gasfernleitungsnetz- betreiber	53
3.2.1.2.4 Festlegung Erlösobergrenzen	53

	Seite
3.2.2 Entgeltgenehmigung und Festlegung der Erlösobergrenzen bei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern	53
3.2.3 Mehrerlösabschöpfung	53
3.2.4 Netzübergänge gemäß § 26 Absatz 2 ARegV	54
3.2.5 Erweiterungsfaktor zur Anpassung der Erlösobergrenze	54
3.2.6 Festlegungen zu weiteren Einzelheiten der Entgeltregulierung ...	54
3.2.7 Missbrauchsverfahren zu Netzentgelten	54
3.2.8 Kostenwälzung Biogas	54
3.2.9 Qualitätsregulierung im Bereich Gas	55
3.3 Zugang zu den Verteiler- und Fernleitungsnetzen Gas	55
3.3.1 Regel- und Ausgleichsenergie	55
3.3.1.1 „GABi Gas“ (Bilanzierung)	55
3.3.1.2 Verfahrenseinleitung Hub-Vertrag	56
3.3.2 „GeLi Gas“ (Lieferantenwechsel)	56
3.3.3 Gasmarktgebiete	57
3.3.3.1 Entwicklung der Marktgebiete	57
3.3.3.2 Freiwillige Selbstverpflichtung / Lastflusszusagen	58
3.3.4 Kapazitätsmanagement	58
3.3.5 Veröffentlichungspflichten	59
3.3.5.1 Einschränkung von Veröffentlichungspflichten (3-Minus-Regel)	59
3.3.5.2 Verteilernetzbetreiber	59
3.3.6 Ausnahmegenehmigungen neue Infrastrukturen	59
3.3.7 Zugang zu Biogaseinspeisungsanlagen	60
3.3.8 Versorgungszuverlässigkeit	60
3.4 Untersuchung der Lieferunterbrechung im Januar 2009 („Gaskrise“)	61
3.4.1 Sachverhalt	61
3.4.2 Vorgehen und Ergebnisse	61
4 Weitere Tätigkeitsgebiete in den Bereichen Elektrizität und Gas	61
4.1 Festlegung zu Eigenkapitalzinssätzen für Betreiber von Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetzen	61
4.2 Investitionsbudgets	62

	Seite
4.3 Gerichtsverfahren	62
4.3.1 Entscheidungen in 2008	62
4.3.1.1 Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG	62
4.3.1.1.1 Mehrerlösabschöpfung	62
4.3.1.1.2 Restwertermittlung	63
4.3.1.1.3 Eigenkapitalquote	63
4.3.1.1.4 Kalkulatorische Gewerbesteuer	63
4.3.1.1.5 Verlustenergie	63
4.3.1.1.6 Festlegung von Datenformaten	63
4.3.1.1.7 Individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV	64
4.3.1.2 Örtliche Zuständigkeit der Gerichte	64
4.3.1.3 Festlegungen „GPKE“ und „GeLi Gas“	64
4.3.1.4 Netzanschlussverweigerung	64
4.3.1.5 Pumpstrom	64
4.3.2 Entscheidungen in 2009	64
4.3.2.1 Netzentgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG	64
4.3.2.2 Berücksichtigungsfähigkeit von Plankosten für Wartungs- und Instandhaltungsleistung im Rahmen der Entgeltgenehmigung ...	65
4.3.2.3 Kalkulatorische Abschreibungen – Monatscharfe Abschreibungen	65
4.3.2.4 Ermittlung der Tagesneuwerte des Sachanlagevermögens	65
4.3.2.5 Bestimmung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals	65
4.3.2.6 Bestimmung des Eigenkapitals in Verpachtungsfällen	65
4.3.2.7 Keine Berücksichtigung von Werbekosten für eine Energiesparaktion	66
4.3.2.8 Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens	66
4.3.2.9 Verzinsung des die zugelassene EK-Quote übersteigenden Eigenkapitals	66
4.3.2.10 Objektnetze (§ 110 EnWG)	67
4.3.2.11 Netzanschlusspflicht	67
4.3.2.12 Zwangsgeldandrohung wegen Nichtumsetzung der Vorgaben zur Festlegung der Geschäftsprozesse und Datenformate aus dem GPKE-Beschluss	67
4.3.2.13 Festlegung zu Ausgleichs- und Bilanzierungsregeln Gas (GABi Gas)	68
4.3.2.14 Festlegung „GeLi Gas“	68
4.3.3 Laufende Verfahren	69
4.3.3.1 BGH	69
4.3.3.2 OLG Düsseldorf	69
4.4 Verbraucherschutz	69
4.4.1 Überblick über die Rechtsgrundlagen	69

	Seite
4.4.2 Überwachung von neuen Lieferanten, die die Haushaltskunden mit Energie versorgen	70
4.4.2.1 Anzeige nach § 5 EnWG, Lieferantenliste	70
4.4.2.2 Verfahren	70
4.4.3 Statistik des Verbraucherservice und Informationen für Verbraucher	70
4.4.4 Aspekte des Verbraucherschutzes bei der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens	72
4.4.5 Europäischer Verbraucherschutz	72
5 Organisation der Bundesnetzagentur und Zusammenarbeit mit anderen Behörden/WAR	73
5.1 Bundesnetzagentur	73
5.1.1 Aufgaben und Struktur	73
5.1.2 Personalmanagement	74
5.1.3 Haushalt	74
5.2 Andere Gremien und Behörden	75
5.2.1 Beirat	75
5.2.2 Landesregulierungsbehörden / Länderausschuss	76
5.2.3 Bundeskartellamt	76
5.3 Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR)	76
6 Allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie	76
7 Glossar	77
7.1 Elektrizität und Gas	77
7.2 Elektrizität	79
7.3 Gas	84
8 Abkürzungsverzeichnis	88
9 Zitierte Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur	93
10 Mitglieder und stellvertretende Mitglieder des Beirates bei der Bundesnetzagentur	95
11 Mitglieder des Wissenschaftlichen Arbeitskreises für Regulierungsfragen	99

Stellungnahme der Bundesregierung

Neben dem jährlichen Monitoringbericht nach § 63 Absatz 4 in Verbindung mit § 35 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der bis zum 3. August 2011 geltenden Fassung (EnWG alt) war der alle zwei Jahre zu erstellende Tätigkeitsbericht nach § 63 Absatz 3 EnWG alt der zweite Bericht der Bundesnetzagentur von herausgehobener Bedeutung. Mit der Novellierung des EnWG im Sommer 2011 ist dieser zweijährliche Tätigkeitsbericht weggefallen, stattdessen veröffentlicht die Bundesnetzagentur jährlich einen Monitoringbericht und berichtet dort auch über ihre Tätigkeit.

In dem vorliegenden zweiten Tätigkeitsbericht für die Jahre 2008 und 2009 dokumentiert die Bundesnetzagentur abermals Fortschritte bei der Entwicklung von Marktstrukturen und Rahmenbedingungen, die einen diskriminierungsfreien und wettbewerbsfördernden Zugang zu den Energieversorgungsnetzen unter Wahrung der Verbraucherinteressen gewährleisten sollen.

Schwerpunkte der Tätigkeit der Bundesnetzagentur

Die Überwachung der Einhaltung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) für einen reibungslosen und diskriminierungsfreien Netzzugang, für Verbraucherschutz und zur Entflechtung des Netzbetriebs sind zentrale Aufgaben der Bundesnetzagentur. Eine wirksame Entflechtung ist unerlässlich für eine Neutralität des Netzes. Die Erfüllung der vom EnWG begründeten Informationspflichten, insbesondere zu Preisen und Vertragsbedingungen der Energieversorgung, ist Voraussetzung dafür, dass sich Letztverbraucher aktiv auf den für den Wettbewerb geöffneten Märkten betätigen können.

Zu den Rechtsgrundlagen für die Tätigkeit der Bundesnetzagentur gehört eine Reihe von Gesetzen und Verordnungen, die in ihrer Entwicklung für die Jahre 2008 und 2009 hier aufgeführt werden sollen. An dieser – ausgewählten – Auflistung wird die intensive Tätigkeit des Gesetzgebers deutlich, die für die rechtsanwendenden Behörden und Gerichte z. T. Klärung bringt, stets aber auch eine Anpassung der jeweiligen Entscheidungspraxis erfordert.

Der Berichtszeitraum 2008 bis 2009 war geprägt von tiefgreifenden Änderungen im Energiewirtschaftsrecht:

1. Entwicklung des Energiewirtschaftsrechts in den Jahren 2008 und 2009

a) Maßgebliche Gesetzesänderungen

Das EnWG ist in den Jahren 2008 und 2009 maßgeblich geändert worden durch:

- Artikel 1 des Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vom 29. August 2008 (BGBl. I S. 1790);
- Artikel 2 des Gesetzes zur Förderung der Kraft-Wärme-Koppelung vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2101);

- Artikel 2 des Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870);

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) wurde als Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom Deutschen Bundestag am 25. Oktober 2008 beschlossen und trat am 1. Januar 2009 in Kraft (BGBl. I S. 2074).

Von besonderer Wichtigkeit ist auch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

b) Entwicklung der untergesetzlichen Vorschriften in den Jahren 2008 und 2009

Seit dem Inkrafttreten des EnWG am 13. Juli 2005 wurde der Rechtsrahmen durch ergänzende neue Rechtsverordnungen und eine punktuelle Änderung bereits geltender Rechtsverordnungen weiterentwickelt. Für den Berichtszeitraum 2008 bis 2009 sollen hier besonders genannt werden:

- Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529);
- Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung (GasNZVuaÄndV) vom 8. April 2008 (BGBl. I S. 693);
- Messzugangsverordnung in Artikel 1 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006);
- Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

2. Tätigkeitsfelder

Hervorzuheben bei den Rechtsänderungen, die in den Berichtszeitraum fielen, sind die Einführung der Anreizregulierung zum 1. Januar 2009, die Liberalisierung des Messwesens im Oktober 2008, das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus 2009 sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) aus dem gleichen Jahr; sie sind daher insbesondere Gegenstand dieser Stellungnahme. Das Messwesen war Gegenstand eines gesonderten Berichts der Bundesnetzagentur¹, der im März 2010 dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie übergeben wurde. Dem geschuldet hat der vorliegende Tätigkeitsbericht diesen Themenbereich mit „Smart Metering“ als Schlüsselthema entsprechend kurz behandelt. Einen Themenschwerpunkt bilden dagegen die wettbewerblichen Entwicklungen in den Energiemärkten, die Versorgungssicherheit und die künftigen Herausforderungen für die Netze sowie die Entwicklungen der Energiepreise.

¹ Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen, 2010.

Die Bundesnetzagentur ist in den Jahren 2008/2009 insbesondere in den folgenden Bereichen tätig geworden:

I. Allgemeine Rahmenbedingungen

- Entflechtung von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen,
- Einführung der Anreizregulierung,
- Umsetzung des 3. Energie-Binnenmarktpakets der EU,
- Wettbewerb im Groß- und Einzelhandel im Bereich Elektrizität und Gas,
- Liberalisierung des Mess- und Zählwesens,
- Intelligente Zähler und Netze.

II. Energieregulierung im Bereich Elektrizität

- Netzentgeltregulierung,
- Zugang zu den Verteiler- und Übertragungsnetzen,
- Netzbetrieb und Versorgungssicherheit,
- Erneuerbare Energien.

III. Energieregulierung im Bereich Gas

- Schaffung von Leistungswettbewerb im Ferngasbereich,
- Regulierung der Netznutzungsentgelte,
- Zugang zu den Verteiler- und Ferngasnetzen,
- Untersuchungen der Lieferunterbrechung unter besonderer Berücksichtigung der Krisensituation zwischen Russland und der Ukraine im Januar 2009,
- Versorgungssicherheit.

3. Ausgewählte Tätigkeitsschwerpunkte der Bundesnetzagentur im Einzelnen

Die Bundesnetzagentur hat in den Jahren 2008/2009 ihre nach dem EnWG zugewiesenen Aufgaben wahrgenommen. Neben eigenen Kompetenzen hat sie im Rahmen eines Verwaltungsabkommens mit den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen und Berlin Angelegenheiten der Landesregulierungsbehörden dieser Bundesländer betreut.

a) Entflechtung

Das EnWG sah in der für die Jahre 2008 und 2009 geltenden Fassung in den §§ 6 ff. die Entflechtung vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen (§ 3 Nummer 38 EnWG alt) zur Gewährleistung von Transparenz sowie diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs vor. Im Berichtszeitraum mussten die Adressaten der Normen Vorkehrungen in rechtlicher (§ 7 EnWG alt), operationeller (§ 8 EnWG alt), informatorischer (§ 9 EnWG alt) und buchhalterischer (§ 10 EnWG alt) Sicht treffen. Die Bundesnetzagentur hat die Umset-

zung dieser Vorschriften überwacht. Die Vorgaben sind nach Einschätzung der Bundesnetzagentur zum Großteil in zufriedenstellender Weise umgesetzt worden. Lediglich die Prüfung der Gleichbehandlungsberichte im Rahmen der operationellen Entflechtung gab Anlass, Maßnahmen zu Organisation und Leitung des Netzbetriebs zu veranlassen. Entsprechende Verfahren wurden durch die Bundesnetzagentur eingeleitet. Darüber hinaus ist sie in der CEER (Council of European Energy Regulators) Arbeitsgruppe URB TF (Unbundling, Reporting and Benchmarking Task Force) aktiv und hat an Leitlinien zur operationellen und informatorischen Entflechtung mitgewirkt.

Das 3. Binnenmarktpaket sieht als zentrales Element für eine Verstärkung der Marktöffnung in Europa eine Stärkung der Eigenständigkeit der Transportnetzbetreiber Strom/Gas von der Erzeuger- und Verteilersparte vor. Dieses hat neben weiteren Vorschriften in Bezug zur Zertifizierung von Transportnetzbetreibern oder Entflechtung von Speichereinrichtungen im Sommer 2011 Eingang in das EnWG gefunden. Die Bundesnetzagentur wird die Umsetzung der neu enthaltenen Vorgaben überwachen.

b) Einführung der Anreizregulierung in Deutschland

Am 6. November 2007 ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Kraft getreten. Danach werden die Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung bestimmt (§ 1 ARegV). Von den Regulierungsbehörden werden für jeden Netzbetreiber die Erlösobergrenze und damit der Gesamtbetrag für die fünfjährige Regulierungsperiode festgelegt, den der Netzbetreiber aus Netzentgelten erlösen darf. Die erste Regulierungsperiode nach der Anreizregulierung hat am 1. Januar 2009 begonnen (§ 3 ARegV). Für den Gasbereich bestimmt die Verordnung, dass die erste Regulierungsperiode nur vier Jahre dauert (§ 34 Absatz 1b Satz 1 ARegV). Die Bundesnetzagentur nimmt bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen, der Koordinierung des Verfahrens und bei der Überwachung der Vorgaben eine Schlüsselrolle ein.

Paradigmenwechsel

Die Einführung der Anreizregulierung beschreibt die Bundesnetzagentur zu Recht als Paradigmenwechsel. Bis 2009 erfolgte eine kostenbasierte Entgeltbildung, d. h. die Erlöse der Unternehmen orientierten sich an deren Kosten. Das System der Anreizregulierung baut auf die Vorgabe individueller, effizienzbasierter Erlösobergrenzen. Netzbetreiber, welche die Effizienzvorgaben übererfüllen, erwirtschaften höhere Renditen als Netzbetreiber, die die Effizienzvorgaben nicht erreichen. Darin liegt der Anreiz zur Effizienzsteigerung. In der nachfolgenden zweiten Regulierungsperiode (ab 2013) profitieren die Netzkunden grundsätzlich von der erreichten Effizienzverbesserung. Die Vorteile eines solchen Systems für Netzbetreiber und Netznutzer unterstreicht die Bundesnetzagentur in ihrem Bericht.

Die Bundesregierung wird zusammen mit der Bundesnetzagentur auch in Zukunft dafür Sorge tragen, dass trotz steigender Anforderungen an die Netze sachgerechte Anreize zur Produktivitäts- und Effizienzsteigerung des Netzbereichs einerseits und sachgerechte Anreize für Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau der Energienetze gesetzt werden, die den Anforderungen des Umbaus des Energieversorgungssystems angemessen Rechnung tragen. Der langfristige Orientierungsrahmen für die notwendigen Maßnahmen ist das Ziel der Bundesregierung, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 80 Prozent bis 2050 zu steigern und dabei die Bezahlbarkeit von Energie zu gewährleisten.

c) Europäische Zusammenarbeit

Durch das 3. Binnenmarktpaket hat die Entwicklung des europäischen Binnenmarktes an Dynamik gewonnen. Ein wichtiges Kriterium, welches zum Gelingen eines grenzüberschreitenden Energiehandels beitragen wird, ist die Zusammenarbeit der europäischen Regulierungsbehörden. Die Bundesnetzagentur ist in zahlreichen, grenzüberschreitend arbeitenden Zusammenschlüssen, Gremien und Arbeitsgruppen aktiv. Zu nennen sind dabei insbesondere die Europäische Energieagentur ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) sowie die Energieregulierungsgremien CEER (Council of European Energy Regulators) und ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas), die wiederum zahlreiche Unterarbeitsgruppen und Task Forces bilden. In dieser Funktion wirkt die Bundesnetzagentur an der Erarbeitung von Empfehlungen, Stellungnahmen, Entwicklungsplänen und Umsetzungsstrategien mit und kann die auf europäischer Ebene gewonnenen Erkenntnisse auch gewinnbringend für die deutsche Regulierungspraxis nutzen.

d) Wettbewerb/Lieferantenwechsel

Im Zentrum der Wettbewerbspolitik für die leitungsggebundene Energieversorgung steht der Verbraucher. Ihm soll Wahlfreiheit eröffnet werden. Der Kunde, der bis zur Marktöffnung 1998 in der Terminologie des Energiewirtschaftsrechts – und vielfach auch in der Wahrnehmung von Anbietern – nur ein „Abnehmer“ war, erhält die Chance zur aktiven Marktteilnahme. Voraussetzung dafür ist die Schaffung einer hinreichenden Anbietervielfalt. Die Netzregulierung soll daher auch die Voraussetzungen für den Marktzutritt neuer Anbieter schaffen. Die Bundesnetzagentur erhebt fortwährend Daten zur Entwicklung von Energiepreisen, Handelsvolumina, der Teilnehmerstruktur des Marktes sowie dem Verbraucherverhalten und wertet diese aus.

EEX

So wurde ein Bericht über die Tätigkeit der Strombörse EEX (European Energy Exchange) veröffentlicht. Dieser dokumentiert das extrem hohe Niveau der Börsenpreise und deren Schwankungen in den Jahren 2008 und 2009. Darüber hinaus war ein merklicher Anstieg des Handelsvolumens an der EEX im Bereich Strom zu verzeichnen.

Mit Stand 1. April 2009 gab es 203 zugelassene Elektrizitätshändlersteilnehmer, von denen die Energieversorgungsunternehmen die weitaus größte Händlergruppe bilden. Im Bereich Gas war das Handelsvolumen weiterhin gering (nicht einmal 5 Prozent), was die Vermutung nahe legt, dass der Großteil des Gashandels in Deutschland über bilaterale Verträge abgewickelt wird.

Elektrizitätseinzelhandel

Die Kundenstruktur im Elektrizitätseinzelhandel stellte sich im Berichtszeitraum nach den Angaben der Bundesnetzagentur wie folgt dar: Eine verhältnismäßig geringe Anzahl von Industriekunden (ca. 18 000) machen mengenmäßig ca. 50 Prozent des Elektrizitätsmarktes aus. Kleinere Industrie- und Gewerbekunden (ca. 3 Millionen) kamen auf einen Anteil von ca. 23 Prozent. Davon wurde im Berichtsjahr 2008 rund die Hälfte vom lokalen Grundversorger beliefert. Die Quote derer, die vom Grundversorger zu einem anderen Versorger gewechselt sind, war um bis zu 10 Prozent gestiegen, wobei sich die Wechselbereitschaft mit zunehmender Abnahmemenge reduzierte.

Die zahlenmäßig größte Kundenkategorie der Haushaltskunden (ca. 45 Millionen) erreichte einen mengenmäßigen Marktanteil von 27 Prozent. Die jährlichen Lieferantenwechselquoten lagen bei Haushaltskunden mit lediglich gut 5 Prozent deutlich unter denen der Industrie- und großen Gewerbekunden (dort 12,6 Prozent). Positiv bewertet die Bundesnetzagentur, dass sich bei Haushaltskunden die Elektrizitätslieferungen von anderen Lieferanten als den Grundversorgern im Berichtsjahr 2008 nahezu verdoppelt hätten. Der Wettbewerb um Haushaltskunden im Strombereich gewann letztlich weiter an Fahrt, es besteht an dieser Stelle jedoch Verbesserungspotential. So musste die Bundesnetzagentur aufgrund von Beschwerden zum Lieferantenwechsel in rund 50 Fällen gegen Netzbetreiber vorgehen. Die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden sei in 2008 gegenüber 2007 um einen Prozentpunkt von 4,34 Prozent auf 5,34 Prozent angestiegen. Gleichwohl werde immer noch ca. die Hälfte der Haushaltskunden über die Grundversorgung als teuerste und preislich am stärksten steigende Art der Elektrizitätsbelieferung beliefert und insgesamt 90 Prozent aller Haushaltskunden beziehen ihren Strom vom örtlichen Grundversorger. Nutzen Haushaltskunden ihre Wechselmöglichkeiten, zeichne sich bei der Neukundenakquisition eine klare Dominanz von einigen wenigen Unternehmen ab. So wiesen die vier größten Lieferanten in Deutschland im Berichtsjahr 2008 einen Anteil von ca. 52 Prozent an der Belieferung von Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgungsnetzegebiete auf und hätten damit in diesem Marktsegment einen vergleichbaren Marktanteil wie im gesamten Einzelhandelsbereich erreicht.

Gas-Großhandel

Die Zusammenlegung von Marktgebieten und die steigende Anzahl von Handelsteilnehmern hat eine deutliche Belebung des Großhandelsmarktes initiiert. Alle 13 netz-

gebietsaufspannenden Netzbetreiber in Deutschland bieten den Handel mit Erdgas über ihre jeweiligen virtuellen Handlungspunkte an. Die Vielzahl der Handelsplätze macht die Ermittlung eines einheitlichen Großhandelspreises nahezu unmöglich. Insgesamt wurden darüber ca. 600 Terawattstunden (TWh) Erdgas gehandelt. Dies entspricht ca. 65 Prozent des deutschen Erdgasverbrauchs.

Gas-Einzelhandel

Im Gasbereich nutzten im Berichtszeitraum nur wenige Haushaltskunden ihre Wechselmöglichkeiten. Mit einer durchschnittlichen fallbezogenen Wechselquote von 2,85 Prozent war jedoch auch in 2008 hier eine Verbesserung gegenüber 2007 (1,01 Prozent) zu verzeichnen. Die Bundesnetzagentur betont zu Recht, dass Lieferantenwechsel direkt den Wettbewerb beleben und somit unmittelbar Auswirkungen auf die Preisgestaltung und die Verfügbarkeit alternativer Angebote haben. Den Verbrauchern bieten sich daher bei einer aktiveren Nutzung der Wechselmöglichkeiten sicher noch erhebliche Einsparpotentiale in ihrer Energieversorgung.

Ausblick

Der rechtliche Rahmen ermöglicht ein aktives Marktverhalten der Verbraucher, das in den Jahren 2008 und 2009 jedoch nur unzureichend genutzt wurde. Dazu trugen zahlreiche praktische Schwierigkeiten (u. a. lange Bearbeitungsfristen) ebenso bei wie zum Teil undurchsichtige Angebote der Versorger. Die zum Jahresende 2010 von Lieferanten von Elektrizität einzuführenden variablen Tarife im Sinne von § 40 Absatz 3 EnWG alt werden für ein weitaus breiteres Angebot sorgen, insbesondere, wenn im Jahre 2012 der Spielraum für ein breites Tarifangebot über Änderungen am Ordnungsrahmen weiter vergrößert werden soll. Hieraus ergeben sich gute Aussichten für mehr Wettbewerb und auch Chancen, Lastverschiebungs- und Energieeinsparpotentiale in Haushalten zu heben. Mit der Umsetzung des 3. Binnenmarktpakets sind zudem Regelungen in das Energiewirtschaftsrecht aufgenommen worden, die dem Haushaltskunden den Lieferantenwechsel erleichtern. So ist ein Lieferantenwechsel künftig innerhalb von drei Wochen durchzuführen. Ferner sind Regelungen für verbesserte Verbraucherinformationen vorgesehen und eine Verbraucherschlichtungsstelle, die heute (Stand: März 2012) bereits ihre Arbeit aufgenommen hat und bei Beschwerden hilft. Dies alles nutzt dem Wettbewerb und nutzt dem Haushaltskunden.

Der Rechtsrahmen und die Arbeit der Bundesnetzagentur haben eine gute Grundlage für den Lieferantenwechsel geschaffen. Wechsel-Appelle aus Politik und Verbraucherverbänden können ergänzend dazu beitragen, die Verbraucher zu einem Lieferantenwechsel zu motivieren und die Marktmacht einzelner Energieversorger zu begrenzen.

Verringerung von Markteintrittshürden im Gasbereich

Im Gasbereich lag der weitere Schwerpunkt der regulatorischen Tätigkeit in der Reduzierung von Markteintritts-

hürden durch die Vereinheitlichung der Geschäftsprozesse zwischen den Marktteilnehmern entsprechend der von der Bundesnetzagentur erfolgten Festlegung „GeLi Gas“, die Vereinfachung des Gashandels und der Belieferung von Letztverbrauchern durch neue Bilanzierungsregeln („GABi Gas“) sowie die weitere Zusammenlegung von Gasmarktgebieten. Die zum 1. Oktober 2009 erfolgte Reduzierung von vormals zehn auf sechs Gasmarktgebiete war ein wichtiger Schritt für mehr Wettbewerb und Kosteneffizienz.

Die Bundesregierung teilt das Ziel, einen funktionierenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt zu schaffen. Dazu ist es erforderlich, dass insbesondere neue Anbieter erleichterten Zugang zu benötigten Transportkapazitäten erhalten, denn ohne Kapazität kann keine Kundenbelieferung im Gasnetz erfolgen. Die Bundesregierung hat daher, auch vor dem Hintergrund der bereits durchgeführten Maßnahmen der Bundesnetzagentur, die Gasnetzzugangsverordnung neu gefasst, die am 9. September 2010 in Kraft getreten ist. Anforderungen, wie sie sich aus dem europäischen Rechtsrahmen ergeben, wurden berücksichtigt. Das Bemühen der Bundesnetzagentur in den entsprechenden Regulierungsgremien (z. B. Arbeitsgruppen der Gruppe der europäischen Energieregulierungsbehörden), eine möglichst hohe Übereinstimmung zwischen beiden Rechtskreisen zu erreichen, wird von der Bundesregierung unterstützt.

Hohe Leistungsfähigkeit der deutschen Gasversorgung

Die Bundesnetzagentur sieht wie die Bundesregierung, dass sich die Leistungsfähigkeit der deutschen Gasversorgung in der Krisensituation zwischen Russland und der Ukraine zu Beginn des Jahres 2009 bewährt hat. Trotz der dadurch verursachten Lieferunterbrechungen wurde die Gasversorgung in Deutschland aufrechterhalten. Nicht unerwähnt bleiben soll, dass auch von den deutschen Gashändlern ein nicht unerheblicher Beitrag zur Versorgung von anderen europäischen Ländern, die ebenfalls von den Lieferunterbrechungen betroffen waren, erbracht wurden.

e) Energiepreise und Netzregulierung

Ein günstiges Energiepreisniveau ist nicht allein durch die Netzregulierung zu erreichen. Netzentgelte sind nur einer von mehreren Kostenblöcken, die sich auf die Preise der Energielieferanten auswirken. Die Preise für Strom und Gas sind 2008 vor allem wegen steigender Beschaffungskosten gestiegen und waren 2009 aus dem gleichen Grund wieder rückläufig. Bei Industriekunden sorgen weit reichende Entlastungen von Stromsteuern und bei der EEG-Umlage sowie bei den Netzentgelten dafür, dass im Wesentlichen nur die Kosten der Erzeugung und des Vertriebs zu tragen sind. Bei Haushaltskunden teilte sich die Stromrechnung im 1. Halbjahr 2010 dagegen wie folgt auf: rd. 35 Prozent Erzeugung und Vertrieb, rd. 24 Prozent Netzentgelte und rd. 41 Prozent staatlich veranlasste Preisbestandteile. Ein hohes Preisniveau ist allerdings nicht allein durch staatlich veranlasste Preisbe-

standteile und Entwicklungen bei den Primärenergiekosten und den Netzentgelten begründbar, sondern auch ein Hinweis darauf, dass der Wettbewerb insbesondere in den Bereichen Erzeugung und Großhandel noch intensiviert werden muss.

So kann die Bundesnetzagentur in ihrem Bericht für die Jahre 2008 und 2009 für den Bereich der Industrie- und großen Gewerbekunden, also bei knapp zwei Drittel des deutschen Elektrizitätsmarktes, einen bundesweiten Markt ausmachen, muss jedoch zugleich feststellen, dass dieser Markt von wenigen großen Unternehmen dominiert wird.

Der Elektrizitätspreisanstieg zwischen 2006 und 2009 fiel mit rund 7 bzw. 9 Prozent nach Einschätzung der Bundesnetzagentur bei Industrie- bzw. Gewerbekunden gering aus. Ein Vergleich des Preisstandes zum 1. April 2009 mit dem Vorjahreswert (1. April 2008) zeige für Industriekunden einen um 5 Prozent gesunkenen Gesamtpreis, während für Gewerbekunden Preissteigerungen um 7 Prozent zu verzeichnen seien.

Ganz anders bei Haushaltskunden: Hier ist der Preisanstieg nach Angaben der Bundesnetzagentur in den Jahren 2006 bis 2009 mit 23 Prozent sehr viel deutlicher als bei Industrie- und Gewerbekunden ausgefallen. Grund sei oftmals die regionale Dominanzstellung des Grundversorgers und der damit verbundene geringe Wettbewerbsdruck. Immer noch zahlten Haushaltskunden für eine Elektrizitätsbelieferung durch den Grundversorger deutlich höhere Preise als bei einem anderen Lieferanten, der außerhalb des jeweiligen Grundversorgungsnetzgebietes ansässig sei, berichtet die Bundesnetzagentur. Der Haushaltskundenmarkt stelle somit keinen bundesweiten, sondern einen stark regional geprägten Wettbewerbsmarkt dar.

Nach wie vor problematisch schätzt die Bundesnetzagentur die Ermittlung eines Großhandelspreises für Gas in Deutschland ein. Die Vielzahl der Handelsplätze und die mangelnde Transparenz in der Preisbildung auf der Mehrzahl dieser Handelsplätze machten eine Abschätzung des Großhandelspreises weitgehend unmöglich. Ein für die Entwicklung der Gaspreise wichtiger Indikator sei der durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) monatlich ermittelte Grenzübergangspreis². Habe dieser im Jahr 2008 bei 2,68 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) (+ von 34,2 Prozent ggü. 2007) gelegen, entwickelten sich in 2009 die Grenzübergangspreise bis Juli rückläufig auf 2,37 ct/kWh (– von 11,7 Prozent ggü. 2008).

Im Bereich der Einzelhandelspreise Gas kann die Bundesnetzagentur weiterhin eine Tendenz zu steigenden Preisen feststellen. In der Kategorie Haushaltskunden in der Grundversorgung sei der durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreis von 6,90 ct/kWh (Preisstand

1. April 2008) auf 7,11 ct/kWh (Preisstand 1. April 2009) gestiegen. Dabei machten die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb den größten Anteil am Gesamtpreis aus (53,24 Prozent). Der Anteil der Netzentgelte inklusive Entgelte für Abrechnung betrug 18,81 Prozent, die mengengewichteten Netzentgelte in dieser Kundenkategorie seien von 1,26 ct/kWh (Preisstand 1. April 2008) auf 1,41 ct/kWh (Preisstand 1. April 2009) gestiegen.

f) Messwesen

Ein Bereich, der rechtlich neu gestaltet wurde, ist das Zähl- und Messwesen. Eine neue Verordnung (Messzugangsverordnung) und Änderungen des EnWG (§ 21b EnWG alt) im Jahre 2008 belegen dies.

Smart Metering

Smart-Metering (sog. Intelligentes Messen) ist eine moderne Form der Messung des Verbrauchs von Energie (bei Strom auch der Einspeisung). Im Gegensatz zur althergebrachten Messung mit elektro-mechanischen Stromzählern (sog. Ferraris-Zähler) besitzt der Smart Meter ein elektronisches Zählwerk. Zum intelligenten Zähler wird er über die Fähigkeit zur bidirektionalen Kommunikation: Er kann Verbrauchs- und andere Werte (Strom, Frequenz, Spannung etc.) fernübertragen (via GSM, DSL etc), ist aber auch „ansprechbar“, Funktionen wie Laststeuerung, variable Tarifierung, Softwareupdate etc. sind hier möglich. Ebenfalls denkbar ist die Steuerung von Haushaltsgeräten, Klimaanlage, Haussicherungssystemen etc. („Home Automation“). Smart Meter dieser Ausbaustufe sind zumeist noch im Pilot-, also Entwicklungseinsatz. Im Zusammenhang mit einer modernen Form der Verbrauchsveranschaulichung (Inhomedisplay oder persönliches Verbrauchsportal im Internet) kann Smart Metering zu energiebewusstem Verhalten (Einsparung und/oder Verlagerung) bewegen. Hierauf liegt der Fokus der EU-Kommission, die das Thema stark im 3. Binnenmarktpaket verankerte (80 Prozent-Rollout bzw. Festlegung einer zehnjährigen Rollout-Strategie nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse zum 3. September 2012). Smart Metering kann aber auch zu einem stark erhöhten Aufkommen von personenbezogenen Daten und deren Verarbeitung führen. Rückschlüsse auf die Anzahl der Personen in einem Haushalt und ein bestimmtes Verbrauchsverhalten sind bei unzureichenden Vorkehrungen möglich. Dies hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie dazu bewogen, Ende des Jahres 2010 das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik mit der Entwicklung eines sogenannten Schutzprofils für Smart Meter zu beauftragen. In das Projekt eingebunden sind der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit, die Bundesnetzagentur und die Physikalisch-Technische-Bundesanstalt.

Bericht der Bundesnetzagentur

Der bisherigen Strategie folgend, Chancen und Risiken des Einsatzes von Smart Metern genauer zu ermitteln, bevor breite Maßnahmen getroffen werden, beauftragte das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im

² Hierbei handele es sich um einen statistischen Durchschnittspreis, der aus den vom BAFA erfassten Importen von Gashandelsgesellschaften zur Versorgung des deutschen Gasmarktes gebildet werde.

Jahre 2008 die Bundesnetzagentur, für Anfang 2010 einen Bericht zu allen relevanten technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Aspekten eines flächendeckenden Einsatzes fernauslesbarer Zähler zu erstellen. Der Bericht „Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen“ wurde Ende März 2010 veröffentlicht.

Die Bundesnetzagentur machte in o. g. Bestandsaufnahme eine bisher fehlende wettbewerbliche Dynamik aus. Gründe waren fehlende Informationen auf Verbraucherseite über vorhandene Alternativen verbunden mit Bedenken hinsichtlich des Datenschutzes und hohen Kosten der neuen Zähler. Hinzu kämen das fehlende Angebot an variablen Tarifen, eine zögerliche Haltung der Marktakteure, die fehlende Standardisierung sowie rechtliche Hemmnisse und hohe Einstiegsinvestitionen (Hardware, Software, Backoffice). Ausgemacht werden konnten auch Unsicherheiten auf Netzbetreiberseite hinsichtlich einer Kostenanerkennung, die fehlende Produktvielfalt sowie mangelnde praktische Erfahrungen mit Smart Metern und Unsicherheiten hinsichtlich des Kosten-Nutzen-Verhältnisses.

Ausgehend von dieser Analyse empfahl die Bundesnetzagentur in o. g. Bericht unter anderem ein Absehen von einer vorzeitigen Festlegung auf einen flächendeckenden Rollout. Stattdessen wird die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse empfohlen, wie sie im 3. Binnenmarktpaket angelegt ist. Ebenfalls empfohlen werden die Schaffung von Anreizen, damit Unternehmen von sich aus Rollout-Strategien entwickeln, sowie die Weiterentwicklung des marktgetriebenen Ansatzes über die Vorgabe erweiterter Rahmenbedingungen, wie z. B.: Einbau eines modular erweiterbaren Basiszählers (Trennung von Zähl- und Kommunikationsmodul) über die bisherigen Fälle hinaus auch im Falle des sog. Turnuswechsels (Ablauf Eichgültigkeit) oder anderer technisch bedingter Wechsel. Einbaukosten im regulierten Bereich würden nach Darlegung der Bundesnetzagentur in ihrem Bericht in die Netzentgelte eingehen. Schließlich sollten Rechtsänderungen den Weg freimachen für zeit- und lastvariable Tarife, sektorspezifisch den Datenschutz präzisieren und Mindestanforderungen für erweiterbare Basiszähler und ein ausgebautes modernes Messsystem fixieren.

Vor dem Hintergrund der Analysen im Bericht der Bundesnetzagentur hat die Bundesregierung im Energiekonzept das Handlungsfeld Smart Metering als wichtiges Handlungsfeld im Themenfeld intelligente Netze weiter umrissen und grundlegende rechtliche Rahmenbedingungen für ein sicheres Smart Metering als Basis für intelligente Netze im Rahmen der EnWG-Novelle im Sommer 2011 geschaffen. Dazu gehören die rechtlichen Grundlagen zur Einführung von intelligenten Zählern sowie für die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln. Unter Berücksichtigung der Verbraucherinteressen, des Datenschutzes und der Datensicherheit sowie der wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen werden in untergesetzlichen Vorschriften (Rechtsverordnungen, Schutzprofilen und Technischen

Richtlinien) weitere Anforderungen für den schrittweisen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler konkretisiert.

g) Netzausbau und Versorgungssicherheit

Zum wichtigen Punkt Versorgungssicherheit kann die Bundesnetzagentur auch in diesem Bericht die führende Rolle Deutschlands im Elektrizitätsbereich feststellen. Im Berichtsjahr 2008 lag die Unterbrechung der Stromversorgung durchschnittlich bei 16,89 Minuten. Dieser Wert stellt im Vergleich zu den Vorjahren eine deutliche Verbesserung dar. Ziel ist es, in den nächsten Jahren weitere Beiträge zur Reduzierung der Versorgungsunterbrechungen zu leisten.

Die Regulierungsbehörde betont gleichzeitig die besonderen Herausforderungen, vor denen die Elektrizitätsnetze in Deutschland stehen und zu deren Bewältigung entsprechende Investitionen in die deutschen Elektrizitätsnetze zu tätigen sein werden. Die Gründe werden gesehen in der Bildung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes mit entsprechend wachsendem Handelsvolumen über die Ländergrenzen hinweg, der Zunahme von lastferner Erzeugung und des Transport großer Leistungen über weite Strecken und der Integration fluktuierender Erzeugungsquellen in die Übertragungs- und Verteilernetze. So gingen im Elektrizitätsbereich immer mehr dezentrale Erzeuger ans Netz. Hierdurch ändere sich der Lastfluss, der nun nicht mehr nur von den Hoch- zu den Niederspannungsnetzen, sondern auch umgekehrt erfolge. Weiterhin stellten steigende Handelsvolumina und die schwankende Nachfrage immer komplexere Anforderungen an die Elektrizitätsnetze. Im Berichtszeitraum und darüber hinaus hat die Bundesregierung deshalb wichtige Schritte für den Ausbau und die Effizienzsteigerung des Leitungsnetzes eingeleitet:

EnLAG und weitere gesetzliche Maßnahmen

Im Berichtszeitraum 2008 bis 2009 war zunächst die Schaffung des Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) von Bedeutung. Das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) schafft eine verfahrensmäßige Beschleunigung für 24 vordringliche Leitungsbauvorhaben durch:

- gesetzliche Festlegung der energierechtlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs für diese Leitungsbauvorhaben,
- beschleunigtes Planfeststellungsverfahren,
- Verkürzung des Rechtswegs auf eine Instanz bei Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts,
- Ermöglichung des teilweisen Einsatzes von Erdkabeln auf Höchstspannungsebene auf vier Pilotstrecken,

Darüber hinaus ist seit Sommer 2011 im EnWG für Leitungen zur Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens vorgesehen.

Die Bundesnetzagentur begrüßt in ihrem Tätigkeitsbericht das am 26. August 2009 in Kraft getretene EnLAG. Da in Deutschland bei der Umsetzung von Infrastrukturvorhaben im Energiebereich unterschiedliche Interessen in Einklang gebracht werden müssten, hebt die Bundesnetzagentur in ihrem Bericht allerdings auch die zentrale Bedeutung eines konsistenten und zügigen Planungsrechts hervor. Eine Herausforderung liege nach wie vor darin, so der Tätigkeitsbericht 2008 bis 2009, dass es für die Entwicklung von Übertragungsnetzen keine übergeordnete Planung, wie z. B. in der Verkehrswegeplanung, gebe. Das EnLAG in seiner jetzigen Form stellt eine derartige übergeordnete Planung nicht dar, sondern soll vornehmlich punktuell über den Bedarfsplan den Ausbau konkreter Trassen beschleunigen. Ob eine Beschleunigungswirkung eintritt, wird die Bundesregierung in einem zum 1. Dezember 2012 vorzulegenden Bericht untersuchen.

Für die dringend notwendige Beschleunigung des Netzausbaus hat die Bundesregierung bereits in dem im September 2010 vom Kabinett beschlossenen Energiekonzept ein Maßnahmenbündel vorgeschlagen, das seine Umsetzung in den Beschlüssen des Deutschen Bundestages zum Energiewirtschaftsgesetz und zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz im Sommer 2011 fand. Um Verständnis und Akzeptanz für den Leitungsausbau zu stärken, setzte die Bundesregierung in der Folge eine Informationsoffensive „Netze für eine umweltschonende Energieversorgung“ auf. Für den zügigen und bedarfsgerechten Netzausbau der Übertragungsnetzbetreiber wird zukünftig ein zwischen allen Netzbetreibern abgestimmter Netzentwicklungsplan sorgen, der von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich vorzulegen, öffentlich zu konsultieren und von der Bundesnetzagentur zu bestätigen ist. Auf der Grundlage dieses zehnjährigen Netzentwicklungsplans, der auch Stellung nimmt zum Einsatz moderner Übertragungstechniken, wird die Bundesnetzagentur mindestens alle drei Jahre der Bundesregierung einen Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorlegen, der eines Beschlusses des Deutschen Bundestages bedarf. Der Bundesbedarfsplan enthält die wichtigsten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen und stellt für diese die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf fest. Der Bundesbedarfsplan bildet die Grundlage für eine darauf folgende Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur. Darin werden die notwendigen Trassenkorridore ausgewiesen und für den Bau von Höchstspannungsleitungen reserviert. Zur Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens ist unter bestimmten Voraussetzungen die Durchführung eines bundesweit einheitlichen Planfeststellungsverfahrens für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Netzausbauprojekte vorgesehen.

Die Länder und die anderen Beteiligten werden in einem gesetzlich geregelten und transparenten Verfahren frühzeitig beteiligt. Darüber hinaus sollen die Planungs- und Genehmigungsverfahren im Leitungsausbau weiter beschleunigt werden. Dies umfasst insbesondere die Erarbeitung von Verwaltungsvorschriften nach § 117b EnWG

über die Durchführung des Planfeststellungsverfahrens im Energieleitungsbau. Damit soll eine konsistente Genehmigungspraxis der Länder gesichert sowie die Transparenz des Planungs- und Genehmigungsverfahrens erhöht werden.

h) Ausgleichsmechanismusverordnung

Das zum 1. Januar 2009 novellierte EEG hat die der Bundesnetzagentur zugewiesenen Aufgaben erweitert. Darüber hinaus ist die Bundesnetzagentur im Rahmen der AusglMechV damit beauftragt worden, eine Durchführungsverordnung zu erlassen. Ziel dieser Verordnung ist es, den EEG-Strom finanziell und energiewirtschaftlich effizienter und in einem transparenteren Verfahren an die Letztverbraucher zu leiten und in der Folge die Netzentgelte zu senken. Dies wird zu einer kostengünstigeren und für die Elektrizitätslieferanten risikoärmeren Abwicklung der EEG-Wälzung führen. Die 2010 in Kraft getretene Ausgleichsmechanismusverordnung sieht Regelungen für eine transparente Bestimmung der EEG-Umlage und die sachgerechte Zuordnung der EEG-bedingten Kosten vor und hat sich im Grundsatz als erfolgreiches und zukunftsträchtiges Modell erwiesen, auch weil sie Vorkehrungen dafür getroffen hat, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Vermarktung der EEG-Strommengen effizient durchführen.

Eine besondere Rolle spielen negative Börsenpreise: An der EEX treten negative Börsenpreise auf, welche mittel- bis langfristig Signalwirkungen vor allem auf Investitionen in flexible Kraftwerke, Stromspeicher und steuerbare Verbraucher haben werden. Negative Preise entstehen durch ein kurzfristiges Überangebot an Strom, induziert durch kurzfristig nicht genau vorhersehbare EEG-Einspeisung und fehlender Flexibilität des Grundlastkraftwerksparks in lastschwachen Zeiten.

Die Bundesnetzagentur hat in der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung eine befristete Ausnahmeregelung für das Auftreten von extremen negativen Preispitzen geschaffen, um ungerechtfertigt hohe Kosten im System nicht auftreten zu lassen. Diese Kosten basieren vor allem auf dem Anpassungsprozess der Marktteilnehmer an den vollständigen Handel des größtenteils volatilen EEG-Stroms an der EEX. Die gewünschten kurz- und langfristigen Verhaltensänderungen sollten dazu führen, dass die negativen Preise sowohl in ihrer extremen Ausprägung als auch in ihrer Häufigkeit seltener auftreten. Das bisher befristete System hat sich in seiner ersten Bewährung 2010 bewährt und soll verlängert werden. Mit einer zukünftig möglichen Regelung zur Direktvermarktung des EEG-Stroms könnten auch diese Einspeisungen zukünftig mit den realen Marktpreisen gekoppelt werden. Hierdurch entstünde der Anreiz für die Betreiber, sich an den tatsächlich gehandelten Strompreisen zu orientieren. Die Bundesregierung hat diesen Vorschlag aufgegriffen. Zum 1. Januar 2012 wurde die Marktprämie im EEG eingeführt. Durch dieses neue Instrument werden Anreize gesetzt, damit die Einspeisungen zukünftig stärker mit den realen Marktpreisen gekoppelt werden

i) Offshore

Zu einem hohen Anteil an der Stromerzeugung aus den Erneuerbaren sollen Offshore-Windkraftanlagen beitragen. Die erfolgreiche Inbetriebnahme des Parks „Alpha Ventus“ und die große Zahl der geplanten Vorhaben wie auch die Auftragslage bei den beteiligten Unternehmen zeigen, dass Deutschland eine Vorreiterrolle einnehmen kann und wird. Zur Realisierung eines Gesamtvorgangs mit einer Vielzahl von Beteiligten, der schließlich dazu führt, dass ein Offshore-Windpark ans Netz gehen kann, konnte die Bundesnetzagentur erheblich mit einem Positionspapier beitragen, das die unterschiedlichen Bauzeiten von Offshore-Projekten und Anbindungsleitungen sachgerecht koordiniert und die notwendigen Voraussetzungen für eine zügige, effiziente und diskriminierungsfreie Realisierung der Netzanbindungen für Offshore-Windparks formuliert. Um den Erfordernissen der Offshore-Entwicklung gerecht zu werden, hat die Bundes-

netzagentur mittlerweile dieses Positionspapier überarbeitet und führt gegenwärtig (Stand: März 2012) ein Festlegungsverfahren durch, um das Positionspapier in eine rechtlich verbindlichere Form zu überführen. Für einen zügigen und effizienten Ausbau ist seit der EnWG-Novelle aus Sommer 2011 die Clusteranbindung als Regelfall für die Netzanbindung der Offshore-Windparks vorgesehen.

Offshore wird in zunehmendem Maße ein länderübergreifendes Thema und kann entscheidend zur umweltverträglichen Energieversorgung in Europa beitragen. Die Bundesregierung verfolgt deshalb gemeinsam mit Nordseeanrainern im Rahmen der North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI) die Idee eines Offshore-Netzes in der Nordsee. Angestrebt wird eine stärker koordinierte Weiterentwicklung der Strominfrastruktur durch Schaffung geeigneter politischer, technischer und rechtlicher Rahmenbedingungen.

Tätigkeitsbericht 2008/2009 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Vorwort

Alle zwei Jahre legt die Bundesnetzagentur nach dem Energiewirtschaftsgesetz einen Bericht über ihre Tätigkeit sowie über die Lage und Entwicklung auf dem Gebiet der Elektrizitäts- und Gasnetzwirtschaft vor. Der vorliegende zweite Tätigkeitsbericht dokumentiert die Fortschritte bei der Entwicklung von Marktstrukturen und Rahmenbedingungen, die einen diskriminierungsfreien und wettbewerbsfördernden Zugang zu den Energieversorgungsnetzen unter Wahrung der Verbraucherinteressen gewährleisten.

Das Jahr 2008 hat für die Energiewirtschaft tiefgreifende Änderungen gebracht, deren Umsetzung weit in das Jahr 2009 hineinreichte und auch darüber hinaus die Regulierungsbehörden beschäftigen wird. So wurde die Einführung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur vorbereitet und ihre Umsetzung seit dem 1. Januar 2009 begleitet. Hierzu waren erstmalig die unternehmensindividuellen Effizienzwerte zu ermitteln und für jeden Netzbetreiber die Erlösbergrenzen – auf Basis der in 2008 durchgeführten zweiten Netzentgeltgenehmigungsrunde – zu bestimmen. Dabei hat die Bundesnetzagentur sachgerechte Anreize zur Produktivitäts- und Effizienzsteigerung des Netzbereichs, der ein natürliches Monopol darstellt, gesetzt und zugleich Sorge dafür getragen, dass Investitionen in den Erhalt und Ausbau der Energienetze attraktiv bleiben. Damit ist gewährleistet, dass den Netzbetreibern die für den Erhalt und die weitere Verbesserung der Versorgungssicherheit notwendigen Mittel in adäquatem Maße zur Verfügung stehen.

Im Bereich Elektrizität war weiterhin die Regulierung der von den Übertragungsnetzbetreibern zu erbringenden Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Netzsicherheit und Systemstabilität von herausragender Bedeutung. Da Kosten für Systemdienstleistungen, wie beispielsweise der Regelenergie, bis zu 50 Prozent der gesamten Kosten der Übertragungsebene ausmachen können und dabei nicht unerheblichen Schwankungen unterliegen, kommt hier der Hebung von Kostensenkungspotentialen großes Gewicht zu. Daher hat die Bundesnetzagentur Untersuchungen zu den Möglichkeiten einer einheitlichen Ausregelung der vier deutschen Regelzonen und insbesondere das Vermeiden des Gegeneinander-Regelns eingeleitet. Zudem wurde die Handhabung der Kosten für die Systemdienstleistungen auf ein neues Fundament gestellt. Diese Kosten können stark schwanken und den Übertragungsnetzbetreibern bei einer verzögerten Erstattung unnötige Zusatzkosten verursachen. Die Bundesnetzagentur hat hierzu ein Anreizsystem festgelegt. Dies bietet den Übertragungsnetzbetreibern Planungssicherheit, eine angemessene Kostenerstattung sowie Anreize zu effizientem Verhalten.

Daneben hat das zum 1. Januar 2009 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die der Bundesnetzagentur zugewiesenen Aufgaben erweitert. Darüber hinaus ist die Bundesnetzagentur im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) damit beauftragt worden, eine Durchführungsverordnung zu erlassen. Ziel der AusglMechV ist es, den EEG-Strom finanziell und energiewirtschaftlich effizienter und in einem transparenteren Verfahren an die Letztverbraucher zu leiten. Dies wird zu einer kostengünstigeren und für die Elektrizitätslieferanten risikoärmeren Abwicklung der EEG-Wälzung führen. Die derzeit von der Bundesnetzagentur entwickelte Durchführungsverordnung sieht Regelungen für eine transparente Bestimmung der EEG-Umlage und die sachgerechte Zuordnung der EEG-bedingten Kosten vor. Zudem werden Vorkehrungen dafür getroffen, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Vermarktung der EEG-Strommengen effizient durchführen.

Im Gasbereich lag der Schwerpunkt der regulatorischen Tätigkeit in der weiteren Reduzierung von Markteintrittshürden durch die Vereinheitlichung der Geschäftsprozesse zwischen den Marktteilnehmern entsprechend der von der Bundesnetzagentur erfolgten Festlegung „GeLi Gas“, die Vereinfachung des Gashandels und der Belieferung von Letztverbrauchern durch neue Bilanzierungsregeln („GABi Gas“) sowie die weitere Zusammenlegung von Gasmarktgebieten. So ist zum 1. Oktober 2009 eine Reduzierung von vormals zehn auf sechs Gasmarktgebiete erfolgt.

Ferner hat die Bundesnetzagentur in einem Beschlussverfahren festgestellt, dass bei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern kein Leitungswettbewerb besteht, so dass diese Unternehmen ebenfalls der Netzentgeltgenehmigung unterliegen. Daher waren ihre Netzentgelte von der Bundesnetzagentur zu prüfen und zu genehmigen. Auf der Grundlage dieser Entgeltgenehmigungen wird die Anreizregulierung, die ab 1. Januar 2010 auch für diese Netzbetreiber gilt, durchgeführt.

Alle marktgebietsaufspannenden Gasnetzbetreiber in Deutschland bieten den Handel mit Erdgas über ihre jeweiligen virtuellen Handelspunkte an. Der positive Trend beim Gashandel, der mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/08 seinen Anfang nahm, hat sich fortgesetzt. Es steht zu erwarten, dass die erneute Reduzierung der Gasmarktgebiete zum 1. Oktober 2009 sowie die Einführung neuer Börsenprodukte, die auch kurzfristige Gashandelsgeschäfte umfassen, zur Steigerung der Gashandelsliquidität und Intensivierung der Aktivitäten seitens der Marktteilnehmer führen werden.

Der Elektrizitätsbereich ist derzeit zwar immer noch „Europameister“ in Sachen Versorgungssicherheit, allerdings stehen die Elektrizitätsnetze in Deutschland vor besonderen Herausforderungen, zu deren Bewältigung entsprechende Investitionen in die deutschen Elektrizitätsnetze zu tätigen sein werden. Dies resultiert insbesondere aus – der Bildung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes mit entsprechend wachsendem Handelsvolumen über die Ländergrenzen hinweg,

- der Zunahme von lastferner Erzeugung und des Transport großer Leistungen über weite Strecken und
- der Integration fluktuierender Erzeugungsquellen mit großen Leistungen (Windenergie Onshore/Offshore) in die Übertragungsnetze.

So gehen im Elektrizitätsbereich immer mehr dezentrale Erzeuger (Windkraftanlagen, Blockheizkraftwerke etc.) ans Netz. Hierdurch ändert sich der Lastfluss, der nun nicht mehr nur von den Hoch- zu den Niederspannungsnetzen geht, sondern auch umgekehrt erfolgen kann. Weiterhin stellen steigende Handelsvolumina und die schwankende Nachfrage immer komplexere Anforderungen an die Elektrizitätsnetze. Um diesen geänderten Bedingungen gerecht zu werden und Stabilität und Versorgungssicherheit im Energiemarkt weiter gewährleisten zu können, müssen die Netze mit Steuerintelligenz (Informations- und Kommunikationstechnologien) ausgestattet werden. Die Bundesnetzagentur unterstützt den Umbau der herkömmlichen Netze zu solchen leistungsfähigen Netzen, den sog. „Smart Grids“, im Rahmen ihrer Kompetenzen. So lässt der unter dem Regime der Anreizregulierung ausgestaltete finanzielle Handlungsrahmen den Unternehmen ausreichend Raum für Investitionen in diesem Bereich.

Zur Förderung der rechtzeitigen Anbindung von Offshore-Windkraft-Projekten in der Nordsee an die Transportnetze hat die Bundesnetzagentur im Übrigen ein Positionspapier erstellt, das die unterschiedlichen Bauzeiten von Offshore-Projekten und Anbindungsleitungen sachgerecht koordiniert und die notwendigen Voraussetzungen für eine zügige, effiziente und diskriminierungsfreie Realisierung der Offshore-Windparks formuliert.

Bei den Gasnetzen stellt sich neben einem Investitionsbedarf die Optimierung des Kapazitätsmanagements als eine drängendere Regulierungsaufgabe dar. Die langfristig nahezu vollständig ausgebuchten Kapazitäten der Gasnetze stehen gegenwärtig im Missverhältnis zu der tatsächlichen, zum Teil deutlich niedrigeren Auslastung der Leitungen. Durch geeignete Verfahren sollen Netznutzer nun einen besseren Zugang zu den ungenutzten Kapazitäten bekommen. Dies versetzt die Gaslieferanten in die Lage, Gastransporte verlässlicher zu planen und durchzuführen, und fördert somit wirkungsvoll den Wettbewerb.

Die Bundesnetzagentur engagiert sich daher national als auch international für die Schaffung eines Kapazitätsbewirtschaftungssystems, das die Nutzbarkeit der bestehenden Infrastruktur verbessert, den Zugang zu festen Kapazitäten erleichtert und kurzfristige Gashandelsgeschäfte ermöglicht.

Die Leistungsfähigkeit der deutschen Gasversorgung hat sich aber in der Krisensituation zwischen Russland und der Ukraine zu Beginn des Jahres 2009 bewährt. Trotz der dadurch verursachten Lieferunterbrechungen wurde die Gasversorgung in Deutschland aufrecht erhalten. Darüber hinaus wurde von den deutschen Gashändlern ein nicht unerheblicher Beitrag zur Versorgung von anderen europäischen Ländern erbracht, die ebenfalls von den Lieferunterbrechungen betroffen waren.

Ferner begleitet die Bundesnetzagentur aktiv die Liberalisierung des Mess- und Zählwesens. Im Fokus steht dabei die Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Messwesen sowohl für Elektrizität und Gas, um den diskriminierungsfreien Zugang von Wettbewerbern zum Messstellenbetrieb sowie zur Messung zu gewährleisten, beispielsweise durch die Festlegung von Vorgaben für eine standardisierte und rechtssichere Erhebung und Übermittlung der Messwerte zwischen den Marktbeteiligten. Dies ist Voraussetzung dafür, dass sich der Wettbewerb im Bereich der Messung des Energieverbrauchs entwickeln kann und sich dem Verbraucher durch mehr Transparenz und größere Anbieterauswahl weitere Möglichkeiten zur Kostensenkung und Reduzierung seines Energieverbrauchs erschließen. In ihrem „Bericht zum Stand des Wettbewerbs und zu notwendigen Weiterentwicklungen im Bereich des Zähl- und Messwesens und bei variablen Tarifen“ stellt die Bundesnetzagentur Wege und Perspektiven für eine klare und innovative Ausrichtung dieses Themas im Interesse einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung für den Verbraucher dar.

Die strukturellen Veränderungen auf den Energiemärkten und insbesondere der vereinfachte Anbieterwechsel wirken sich auf die Letztverbraucher, auch auf die Haushaltskunden, merklich aus, wie das diesjährig durchgeführte Monitoring für das Berichtsjahr 2008 aufzeigt. Die Anzahl derjenigen Elektrizitätskunden, die von ihren Wechselmöglichkeiten Gebrauch gemacht haben, ist gegenüber 2007 von 1,47 auf 2,25 Millionen angestiegen. Bei den Haushaltskunden ist im Jahr 2008 die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote gegenüber dem Vorjahr um einen Prozentpunkt auf 5,34 Prozent angestiegen. Im Gasbereich nutzen zwar vergleichsweise weniger Haushaltskunden ihre neuen Wechselmöglichkeiten, mit einer durchschnittlichen mengenbezogenen Wechselquote von 4,35 Prozent war jedoch auch in 2008 hier eine Verbesserung gegenüber 2007 zu verzeichnen. Lieferantenwechsel beleben direkt den Wettbewerb, und haben somit unmittelbar Auswirkungen auf die Preisgestaltung und die Verfügbarkeit alternativer Angebote. Den Verbrauchern bieten sich daher bei einer aktiveren Nutzung der Wechselmöglichkeiten noch erhebliche Einsparpotentiale in ihrer Energieversorgung.

Die Bundesnetzagentur wird in ihrer Rolle als nationaler Regulierer, aber auch als Mitglied des künftigen europäischen Regulierungsgremiums ACER aktiv an der Umsetzung des im Jahr 2009 erlassenen Dritten Energie-Binnenmarktpakets mitwirken.

Zentrale Leitidee ihres Handelns bleibt dabei die Schaffung von Wettbewerb sowie die Erhaltung und Verbesserung der Versorgungssicherheit im Sinne des Verbrauchers.

Matthias Kurth
Präsident der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

1 Lage und Entwicklung der Energiemärkte im Tätigkeitsbereich der Bundesnetzagentur

1.1 Allgemeine Rahmenbedingungen und Rechtsgrundlagen

1.1.1 Organisation der Energieregulierung im Rahmen des EnWG

Das Energiewirtschaftsgesetz¹ (EnWG) weist die in ihm niedergelegten Aufgaben zur Regulierung des Netzbetriebs auf den Elektrizitäts- und Gasmärkten den Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu. Auf Seiten des Bundes wird die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur), auf Seiten der Länder die jeweilige Landesregulierungsbehörde tätig.

Die den Ländern als eigene Angelegenheit i. S. d. Artikel 83 des Grundgesetzes (GG) zugewiesenen Aufgaben sind in § 54 Absatz 2 EnWG aufgeführt. Die danach für die Verteilernetze vorgesehene Landeszuständigkeit setzt voraus, dass das betroffene Netz nicht über das Gebiet eines Landes hinausreicht und dass weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar daran angeschlossen sind. Ist dies gegeben, so fallen in das Tätigkeitsfeld der Länder u. a. die Entgeltregulierung, die besondere Missbrauchsaufsicht einschließlich der Vorteilsabschöpfung, die Überwachung der Entflechtung integrierter Energieversorger sowie die Überwachung der Vorschriften zum Netzanschluss und zur Systemverantwortung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen.

Neben ihrer Eigenschaft als allgemeine Vollzugsbehörde nach dem EnWG (s. § 54 Absatz 3 EnWG) ist die Bundesnetzagentur für die Regulierung der Übertragungs- und Fernleitungsnetze sowie der Verteilernetze, die nicht von § 54 Absatz 2 EnWG erfasst werden, zuständig. Des Weiteren übt die Bundesnetzagentur solche Kompetenzen aus, deren bundeseinheitliche Wahrnehmung zur Gewährleistung einer effizienten Marktaufsicht von besonderer Bedeutung ist. Hierzu zählen das Monitoring zur Herstellung von Markttransparenz, die Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission und den Regulierungsbehörden anderer EU-Mitgliedstaaten sowie die Unterrichtung der Öffentlichkeit über den Stand der Liberalisierung auf den Energiemärkten. Im Rahmen der zum 1. Januar 2009 eingeführten Anreizregulierung führt die Bundesnetzagentur u. a. die nach den Maßgaben der Anreizregulierungsverordnung erforderlichen Effizienzvergleiche und Genehmigungen der Investitionsbudgets durch.

Gemäß § 56 EnWG wurden der Bundesnetzagentur ferner die Aufgaben nach der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel sowie nach der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen übertragen. Weiterhin ist zum 1. Januar 2009 das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft getreten. Für die Bundesnetzagentur führt dies auch in diesem Bereich zu einem Aufgabenzuwachs neben der bereits bestehenden Überwachungstätigkeit.

Aufgrund § 5 Absatz 1 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen wurde bei der Bundesnetzagentur ein Beirat gebildet. Der Beirat besteht aus 16 Mitgliedern des Deutschen Bundestages und 16 Vertretern oder Vertreterinnen des Bundesrates; die Vertreter oder Vertreterinnen des Bundesrates müssen Mitglieder einer Landesregierung sein oder diese politisch vertreten. Die Mitglieder des Beirates und die stellvertretenden Mitglieder werden jeweils auf Vorschlag des Deutschen Bundestages und des Bundesrates von der Bundesregierung berufen. Gemäß § 60 EnWG berät der Beirat die Bundesnetzagentur bei der Erstellung der Berichte nach § 63 Absatz 3 bis 5 EnWG.

Weiterhin nimmt der nach § 8 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen eingerichtete Länderausschuss die in § 60a EnWG vorgesehene Abstimmungsaufgabe zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden mit dem Ziel wahr, den bundeseinheitlichen Vollzug sicherzustellen.

1.1.2 **Allgemeine Entwicklung der Unternehmensstrukturen**

Die Struktur, in der die Energieversorgungsnetze in Deutschland betrieben werden, befindet sich im Umbruch. Gründe hierfür sind vielschichtig. Wesentliche Treiber sind Effizienzgesichtspunkte, Entflechtungsanforderungen und offenbar eine Neubewertung der Daseinsvorsorgeaufgabe der Verteilernetze durch die kommunalen Gebietskörperschaften.

Mit den Übertragungsnetzen der E.ON AG (E.ON) und der Vattenfall Europe AG (Vattenfall) sollen derzeit zwei der vier Übertragungsnetzbetreiber Elektrizität (ÜNB) und mit dem Fernleitungsnetz der RWE AG (RWE) ein Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB) entflochten werden, d. h. diese Netzbetreiber sollen von den integrierten Energieversorgungsunternehmen (EVU) verkauft werden. E.ON und RWE handeln auf Basis einer Verpflichtungszusage gegenüber der Europäischen Wettbewerbsbehörde. Angestoßen durch diese Entwicklungen, zusätzliche Effizienzpotentiale sowie das Bestreben, einen einheitlichen deutschen Auftritt zu fördern, werden seit

¹ In Umsetzung der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, der Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und der 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.

2008 verstärkte Kooperationsformen der deutschen Netzbetreiber diskutiert, deren stärkste Ausprägung die Gründung einer „Deutschen Netz AG“ bzw. einer „Netzgesellschaft in Deutschland“ wäre. Aus energiewirtschaftlicher Sicht würde die gemeinsame Regelung des deutschen Netzes von der Bundesnetzagentur ausdrücklich begrüßt.

Es ist zu beobachten, dass der Kostendruck auf die Netzbetreiber Kooperationen fördert. Allerdings wirken sich derzeit strukturelle Mechanismen der Entgeltbildung für echte Netzbetreiberkooperationen, gerade für kleinere Unternehmen mit unter 100 000 – unmittelbar oder mittelbar – angeschlossenen Kunden, auch hemmend auf solche Kooperationsbestrebungen aus.

Gleichzeitig entdecken kommunale Gebietskörperschaften die Aufgabe der Energieversorgung wieder als eine selbst wahrzunehmende Aufgabe und gründen daher neue Versorger. Dies geschieht zu einem Zeitpunkt, in dem bundesweit zahlreiche Konzessionsverträge auslaufen. Es bestätigt sich, dass trotz Regulierung das Geschäftsmodell „Stadtwerk mit Netz“ immer noch attraktiv ist. Es ist aus Sicht der Bundesnetzagentur bei diesen neuen Strukturen aber darauf zu achten, dass die gesetzlichen Entflechtungsvorschriften auch seitens der sog. kleinen EVU eingehalten werden und dass keine ineffizienten Netzstrukturen entstehen. Die bisherigen Effizienzvergleiche im Rahmen der Anreizregulierung zeigen bislang, dass Effizienz und Größe in keinem zwingenden Zusammenhang stehen.

1.1.3 **Verwaltungsverfahren und übergreifende Rechtsfragen**

1.1.3.1 **Energiewirtschaftliche Rechtsgrundlagen**

Zu den Rechtsgrundlagen für die Tätigkeit der Bundesnetzagentur gehört eine Reihe von Gesetzen und Verordnungen, die in ihrer Entwicklung seit 2005 hier aufgeführt werden sollen. Aus dieser – ausgewählten – Auflistung wird die intensive Tätigkeit des Gesetzgebers deutlich, die für die rechtsanwendenden Behörden und Gerichte z. T. Klärung bringt, stets aber auch eine Anpassung der jeweiligen Entscheidungspraxis erfordert:

- EnWG vom 7. Juli 2005 (zuletzt geändert am 21. August 2009)
- Netzzugangsverordnung Gas und Strom (GasNZV und StromNZV) vom 25. Juli 2005
- Netzentgeltverordnung Gas und Strom (GasNEV und StromNEV) vom 25. Juli 2005
- Niederspannungsverordnung (NAV) und Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) vom 1. November 2006
- Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanSchleuG) vom 9. Dezember 2006 (mit zahlreichen Änderungen des EnWG in seinem Artikel 7)
- Grundversorgungsverordnung Gas und Strom (GasGVV und StromGVV) vom 26. Oktober 2006

- Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vom 26. Juni 2007
- Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom 29. Oktober 2007
- Gesetz zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels (PreisMissBrBekENuLMG) vom 18. Dezember 2007 (mit Änderungen des EnWG in seinem Artikel 2)
- Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung (GasNZVuaÄndV) vom 8. April 2008
- Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb (WettbMesswSGG) vom 29. August 2008 (zur diesbezüglichen Änderung des EnWG)
- Messzugangsverordnung (MessZV) vom 17. Oktober 2008
- (novelliertes) Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 25. Oktober 2008 (zuletzt geändert am 29. Juli 2009)
- Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKFördG) vom 25. Oktober 2008 (mit Änderungen des EnWG in seinem Artikel 2)
- Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vom 21. August 2009
- Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (EGEnLAG) vom 21. August 2009 (mit Änderungen des EnWG in seinem Artikel 2 sowie der ARegVO in seinem Artikel 4).

Mit dem Inkrafttreten des Dritten Energie-Binnenmarktpakets der EU vom 13. Juli 2009² ist klar, dass sich das EnWG und die nachgelagerten Verordnungen auch weiterhin verändern werden.

1.1.3.2 **Beteiligung an Planverfahren**

Die Planung großer Infrastrukturvorhaben bewegt sich immer im Zieldreieck von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Dies gilt besonders für den Bau neuer Elektrizitätsübertragungsnetze, die durch die Integration der Erneuerbaren Energien sowie wachsende Elektrizitätstransite vor besonderen Herausforderungen stehen. Diese würden voraussichtlich noch größer, falls es im Rahmen des geplanten integrierten Energiekonzepts zur

Neben dem energierechtlichen Rahmen bedarf es für die erfolgreiche Umsetzung solcher Infrastrukturmaßnahmen flankierender Maßnahmen außerhalb des Energierechtes. Die Bundesnetzagentur wird aufgrund ihrer Rolle für die Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz der

² Die Veröffentlichung ist am 14. August 2009 im Amtsblatt der EU erfolgt.

Transportnetze zunehmend als Träger öffentlicher Belange auch für die Planverfahren wahrgenommen und förmlich beteiligt. So wird im Rahmen der Anreizregulierung bei der Bewilligung von Investitionsbudgets für die Anpassung der Energienetze an neue Herausforderungen der energiewirtschaftliche Bedarf von Leitungsvorhaben durch die Bundesnetzagentur festgestellt. Um alle an den Planungs- und Ausbauprozessen Beteiligten zusammenzuführen, hat die Bundesnetzagentur im Juni 2009 – in Zusammenarbeit mit dem Energieforschungszentrum Niedersachsen (EFZN) – eine interdisziplinäre Konferenz „Aktuelle Fragen des Planungsrechts – Ausbau der deutschen Übertragungsnetze“, veranstaltet. Teilnehmer waren Experten des Energieleitungsplanungsrechts aus Unternehmen, Umweltverbänden, Wissenschaft und Behörden.

Von zentraler Bedeutung ist aber ein konsistentes und zügiges Planungsrecht. Die Bundesnetzagentur hat national und im europäischen Rahmen immer wieder auf diesen Sachverhalt hingewiesen. Die Bundesnetzagentur begrüßt daher das am 26. August 2009 in Kraft getretene Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Sie bedauert allerdings, dass die EU-Kommission im Grünbuch KOM(2008) 782 endgültig vom 13. November 2008 zu den sog. TEN-E-Leitlinien vorgeschlagen hat, durch eine Harmonisierung der in den einzelnen Mitgliedstaaten geltenden Genehmigungsverfahren insbesondere die Genehmigung von strategischen, grenzüberschreitenden Projekten zu erleichtern, jedoch wenig unternommen hat, um dies politisch durchzusetzen.

In Deutschland müssen bei der Umsetzung von Infrastrukturvorhaben im Energiebereich unterschiedliche Interessen in Einklang gebracht werden. Eine Herausforderung liegt nach wie vor darin, dass es für die Entwicklung von Übertragungsnetzen keine übergeordnete Planung, wie z. B. in der Verkehrswegeplanung, gibt. Das EnLAG stellt keine solche übergeordnete Planung dar, sondern soll vornehmlich punktuell über den Bedarfsplan den Ausbau konkreter Trassen beschleunigen. Ob eine Beschleunigungswirkung eintritt, bleibt abzuwarten. Zum 1. Dezember 2012 ist dazu ein Bericht der Bundesregierung vorgesehen.

1.1.3.3 Objektnetze

Mit Urteil vom 22. Mai 2008 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) auf Grund eines Vorabentscheidungsersuchens des Oberlandesgerichts (OLG) Dresden festgestellt, dass die Regelung des § 110 Absatz 1 Nummer 1 EnWG (sog. Betriebsnetze) mit dem Recht auf freien Netzzugang nach Artikel 20 Absatz 1 EG-Richtlinie 2003/54/EG unvereinbar ist. Als Folge der Entscheidung ist es den deutschen Regulierungsbehörden nicht mehr möglich, darauf gestützte Feststellungsanträge zu bescheiden. Auch für die anderen Fallgruppen des § 110 EnWG (insgesamt als Objektnetze bezeichnet) hat die Entscheidung praktisch zu einem Ruhen der Verfahren geführt. Im Jahr 2009 wurde die Thematik dann in die Richtlinien des Dritten Energie-Binnenmarktpakets aufgenommen. Die entsprechende Regelung muss allerdings

noch durch den deutschen Gesetzgeber ausgestaltet und umgesetzt werden.

1.1.3.4 Räumlich differenzierte Netzentgelte

Im Rahmen der Einführung der Anreizregulierung und angesichts zahlreicher Vergabeverfahren für Wegerechtskonzessionen nach § 46 EnWG in den kommenden Jahren haben die Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder Ende 2008 gemeinsame Positionen betreffend die Frage räumlicher Preisdifferenzierungen zum Schutze strukturschwächerer Gebiete erarbeitet. Danach wird eine einheitliche Erlösobergrenze je Netzbetreiber und je Kalenderjahr einer Regulierungsperiode für die Gesamtheit der von ihm betriebenen Netzbereiche der gleichen Kategorie festgelegt. Der Netzbetreiber muss seine (einheitliche) Erlösobergrenze ohne räumliche Preisdifferenzierungen in Netzentgelte umsetzen. Die Umsetzungspflicht gem. § 17 Absatz 1 ARegV wird so ausgelegt, dass räumlich differenzierte Netzentgelte außerhalb gesetzlich ausdrücklich vorgesehener Fallgestaltungen generell unzulässig sind. Darüber hinaus soll die Praxis beibehalten werden, wonach in begründeten Ausnahmefällen für eine angemessene Übergangszeit räumliche Preisdifferenzierungen faktisch geduldet werden (z. B. um die Entstehung von Netzbetreiberkooperationen zu ermöglichen oder historisch bestehende Preisdifferenzierungen abzubauen).

1.1.3.5 Organleihe

Aufgrund von Verwaltungsabkommen des Bundes mit den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen und Berlin nimmt die Bundesnetzagentur neben den eigenen Aufgaben auch Aufgaben der Landesregulierungsbehörde dieser Bundesländer wahr. Die Zahl der von der Bundesnetzagentur regulierten Unternehmen ist dadurch von 101 auf 256 (z. B. bei der Entgeltgenehmigung Elektrizität) und von 60 auf 220 (z. B. bei der Entgeltgenehmigung Gas) gestiegen. Neben den aus § 54 Absatz 2 EnWG folgenden Aufgaben der Landesregulierungsbehörde führt die Bundesnetzagentur auch die Gebührenverfahren (s. u. 1.3.8.) und die Beschwerdeverfahren für diese Bundesländer durch. Hierbei ist die Entscheidung des BGH vom 29. April 2008 (Az. KVR 30/07) zu erwähnen, dass der Gerichtsstand für Rechtsmittel gegen Entscheidungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen der Organleihe trifft, in die Zuständigkeit des OLG des jeweils betroffenen Bundeslandes fällt. Damit ist eine Bündelung aller Beschwerdeverfahren beim OLG Düsseldorf nicht möglich.

1.1.3.6 Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

Sowohl bei der Vorlage von Unterlagen in Verwaltungsverfahren als auch im Zusammenhang mit den Berichtspflichten der Unternehmen nach dem EnWG wird die Bundesnetzagentur mit zum Teil umfangreichen Schwärzungen zum Schutz von „Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen“ konfrontiert. Die Behörde ist dabei an Gesetz und geltende Rechtsprechung gebunden, wonach auch im

Monopolbereich Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu schützen sind. Insoweit befürwortet die Bundesnetzagentur größtmögliche Transparenz als Voraussetzung eines funktionierenden Wettbewerbs. Entsprechende Regelungen zur Einsichtnahme in Behördenverfahren, die die volle Akteneinsicht gewähren, wie sie z. B. die Monopolkommission in ihren Sondergutachten wiederholt für sich gefordert hat, erscheinen daher erforderlich.

1.1.3.7 Verfahren zum Informationsfreiheitsgesetz

Seit Inkrafttreten des Informationsfreiheitsgesetzes (IFG) im Jahr 2006 sind im Bereich der Energieregulierung zahlreiche Anträge auf Zugang zu Informationen der Behörde gestellt worden. Soweit es nach Maßgabe des Gesetzes möglich war, sind die angeforderten Informationen schnell und auf dem vom Antragsteller gewünschten Weg zur Verfügung gestellt worden. Im Bereich des IFG sind aber – zum Teil umfangreiche – Anträge gestellt worden, die den Zugang zu Daten zum Inhalt hatten, bei denen es sich möglicherweise um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse handelt. Die in diesem Rahmen erforderliche Beteiligung der betroffenen Unternehmen und die bestehenden Unsicherheiten bei der Beurteilung der „geschwärzten“ Daten führen dazu, dass die Anträge nur mit beträchtlichem Verwaltungsaufwand abgewickelt werden können.

1.1.3.8 Gebühren und Beiträge nach dem EnWG

Durch die Novellierung des EnWG wurden neue Zuständigkeiten für die Bundesnetzagentur begründet. Die gebührenpflichtigen Amtshandlungen der Bundesnetzagentur sind Sachentscheidungen ihrer Beschlusskammern, die in Form eines Beschlusses ergehen. Zu den in § 91 EnWG i. V. m. der Verordnung über die Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur nach dem Energiewirtschaftsgesetz (Energiewirtschaftskostenverordnung – EnWGKostV) aufgeführten Leistungen wird ein Gebührenbescheid nach § 91 EnWG erlassen. Nach Etablierung einer Beschlusspraxis, insbesondere zu den Entgeltgenehmigungsverfahren nach § 23a EnWG, hat die Bundesnetzagentur mit der Gebührenfestsetzung für ihre Amtshandlungen begonnen.

1.1.3.9 Beiträge

Eine Beitragsverordnung gemäß § 92 Absatz 3 EnWG ist bislang nicht in Kraft getreten.

1.1.3.10 Verhältnis zum Eisenbahnrecht

Im Bereich Bahnstrom (Elektrizität, die für den Antrieb elektrischer Eisenbahnen verwendet wird) sind zwei Gesetze einschlägig, nämlich das EnWG und das Allgemeine Eisenbahngesetz (AEG). Über die Abgrenzung der Anwendungsbereiche dieser Gesetze besteht zwischen der Deutsche Bahn AG und der Bundesnetzagentur Uneinigkeit. Unabhängig davon unterfallen im Bereich der Bahnenergie – wie im gesamten Energiemarkt – ausschließlich die Kosten für die Nutzung der Energieleitungen der Entgeltregulierung. Da die Deutsche Bahn AG

(DB AG) ihrer Verpflichtung gemäß EnWG zur Stellung eines Genehmigungsantrags für ihre Netznutzungsentgelte nicht nachgekommen ist, hat die Bundesnetzagentur die DB AG im Dezember 2008 zur Vorlage eines entsprechenden Entgeltantrages verpflichtet. Gegen diese Entscheidung hat die DB AG Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt. Das Verfahren ist noch anhängig. Eine Klarstellung im AEG durch den Gesetzgeber wäre wünschenswert, da sich insoweit Grundsatzstreitigkeiten abzeichnen. Der Bahnstrompreis als solcher unterliegt nicht den Regelungen des EnWG.

1.1.4 Entflechtung

1.1.4.1 Rechtsgrundlagen

Grundlage der Entflechtungsbestimmungen nach §§ 6 ff. EnWG sind die beiden EG-Richtlinien zur Liberalisierung des Elektrizitäts- bzw. Gasbinnenmarktes, insbesondere Artikel 10, 15 und 19 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. März 2003 und Artikel 9, 13 und 17 der Richtlinie 2003/55 vom 26. Juni 2003. Als Voraussetzung für einen voll funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt wird dort die Sicherstellung eines nichtdiskriminierenden und transparenten Netzzugangs zu angemessenen Preisen genannt. Um dies zu erreichen, wurde in den Richtlinien die Unabhängigkeit des Übertragungs- und Verteilernetzbetreibers (ÜNB und VNB) von den Erzeugungs- bzw. Liefertätigkeiten des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens festgeschrieben. Die genannten Rechtsgrundlagen sind mit dem Dritten Energie-Binnenmarktpaket vom 13. Juli 2009 (veröffentlicht am 14. August 2009) durch die Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG ersetzt worden. Die neuen Vorschriften sehen Verschärfungen des Entflechtungsrahmens vor. Die Richtlinien müssen bis zum 3. März 2011 in nationales Recht umgesetzt werden.

Ziel der Entflechtungsbestimmungen ist gemäß § 6 Absatz 1 EnWG die Gewährleistung von Transparenz sowie die Unabhängigkeit des Netzbetreibers als Voraussetzung der diskriminierungsfreien Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs. Dies soll durch die in den §§ 7 bis 10 EnWG enthaltenen Maßnahmen der

- rechtlichen (§ 7 EnWG)
- operationellen (§ 8 EnWG)
- informatorischen (§ 9 EnWG) und
- buchhalterischen (§ 10 EnWG)

Entflechtung erreicht werden. Denn dem Netzbetreiber ist grundsätzlich die Möglichkeit gegeben, den eigenen Geschäftsbereichen Erzeugung und Vertrieb im vertikal integrierten Unternehmen Vorteile zu verschaffen. Dies kann beispielsweise durch diskriminierende Netzzugangsbedingungen, aber auch durch überhöhte Netzentgelte zur verdeckten Subventionierung der eigenen Geschäftsbereiche geschehen.

Den Entflechtungsbestimmungen der §§ 6 bis 10 EnWG kommt daher bei der Sicherstellung eines funktionsfähigen

gen, diskriminierungsfreien Wettbewerbs auf den Energiemärkten eine besondere Bedeutung zu.

1.1.4.2 Rechtliche Entflechtung

Im Rahmen der rechtlichen Entflechtung haben vertikal integrierte EVU sicherzustellen, dass Netzbetreiber, die mit ihnen i. S. v. § 3 Nummer 38 EnWG verbunden sind, hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind. Für VNB, an deren Netz mehr als 100 000 Kunden angeschlossen sind, galt die gesetzliche Übergangsfrist zur Umsetzung der rechtlichen Entflechtung bis zum 1. Juli 2007. Bis zu diesem Termin waren die rechtliche und die organisatorische Entflechtung vollständig umzusetzen. Erkennbare Defizite bei der Umsetzung der rechtlichen und organisatorischen Entflechtung waren im Jahr 2008 Gegenstand förmlicher Verfahren und Vorverfahren.

Davon abgesehen hatte die überwiegende VNB mit mehr als 100 000 eigenen Kunden die rechtliche Entflechtung zum Stichtag umgesetzt. Jedoch mussten auch VNB mit weniger als 100 000 eigenen Kunden die rechtliche Entflechtung durchführen. Denn bei der Bestimmung der Anzahl ihrer angeschlossenen Kunden werden die Kunden anderer EVU zugerechnet, mit denen sie i. S. d. Europäischen Fusionskontrollverordnung mit bestimmendem Einfluss verbunden sind. Um einen besseren Überblick über den Stand der Entflechtung solcher Unternehmen zu gewinnen, wurden die Beteiligungen großer Energiekonzerne abgefragt. Zudem wurde in der Abfrage für den Monitoringbericht 2008 besonderes Augenmerk auf die Erfassung der strukturellen Verbindungen zwischen den Unternehmen gelegt. Unter Einbeziehung der kleineren, aber verbundenen Unternehmen waren daher zum 1. Januar 2008 insgesamt 249 VNB (Elektrizität und/oder Gas) zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet. Dieser Verpflichtung waren 96 Prozent nachgekommen. Einzelne offen gebliebene Entflechtungsprojekte konnten zwischenzeitlich abgeschlossen werden.

1.1.4.3 Operationelle Entflechtung

Die operationelle Entflechtung verfolgt das gesetzgeberische Ziel, dem Netzbereich integrierter EVU tatsächliche Unabhängigkeit bei der Ausübung der Tätigkeiten des Netzbetriebes zu verschaffen. Personen mit Entscheidungsbefugnis für den Netzbetrieb dürfen ausschließlich für den Netzbetreiber tätig sein. Es sind organisatorische und personelle Maßnahmen zu ergreifen, um die Entscheidungsfreiheit des Netzbetriebes zu gewährleisten. Als Konsequenz aus behördlichen Ermittlungshandlungen und als Reaktion auf erkennbare Fehlentwicklungen veröffentlichten die Landesregulierungsbehörden und die Bundesnetzagentur u. a. am 21. Oktober 2008 eine Konkretisierung der Auslegungsgrundsätze 2006 zu den §§ 6 bis 10 EnWG.

Ein Hauptanknüpfungspunkt für die Konkretisierung war die Stärkung der Unabhängigkeit der mit Leitung und Letztentscheidungen betrauten Personen in den Netzgesellschaften. Denn nach wie vor sind bei einigen Netzbet-

treibergesellschaften die Mitglieder dieses Personenkreises in verantwortungsvollen Positionen bei betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten EVU, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Gewinnung, Erzeugung oder Vertrieb zuständig sind. Hinzu treten Fälle, in denen das Leitungspersonal zwar Organfunktionen der Netzgesellschaft wahrnimmt, allerdings nicht arbeitsvertraglich an den Netzbetreiber gebunden ist.

Ebenso kritisch zu bewerten ist eine umfassende Auslagerung von Netzbetreiberaufgaben innerhalb des vertikal integrierten EVU. Zumindest in Bereichen mit besonderer Diskriminierungsanfälligkeit fordern die neuen Auslegungsgrundsätze eine unabhängige Wahrnehmung von diskriminierungsanfälligen Netzbetreiberaufgaben. Vermag der Netzbetreiber eine unabhängige Tätigkeit nicht durch eigene Kompetenzen sicherzustellen, dann kann er sich der Dienstleistung unabhängiger Dritter bedienen. Dies gilt nicht nur für technische, sondern auch für ökonomische und rechtliche Fragestellungen.

Vertikal integrierte EVU haben nach § 8 Absatz 5 EnWG für die mit Tätigkeiten des Netzbetriebes befassten Mitarbeiter ein Programm mit verbindlichen Maßnahmen zur diskriminierungsfreien Ausübung des Netzgeschäftes (Gleichbehandlungsprogramm) aufzustellen. Zudem ist jährlich ein Bericht (Gleichbehandlungsbericht) zu erstellen. Dieser muss öffentlich bekannt gemacht werden und ist durch eine Stelle oder Person zu überwachen (Gleichbehandlungsstelle oder Gleichbehandlungsbeauftragter). Der Gleichbehandlungsbericht muss jährlich der Regulierungsbehörde vorgelegt werden. Die Bundesnetzagentur unterzog die rund 150 jährlich übersandten Berichte einer schwerpunktbezogenen Prüfung. Hierbei traten wechselnde Berichtsschwerpunkte neben wiederkehrende Bestandteile. Die Schwerpunkte wurden den Unternehmen im Vorfeld mitgeteilt.

Für den Bericht über das Jahr 2008 wurden z. B. folgende Schwerpunkte gesetzt:

- Fortführung der Prozessanalyse und Prozessgestaltung (Entgeltbildung in der Anreizregulierung, insbesondere diskriminierungsfreie Veröffentlichung der Preisblätter)
- Umgang mit Übergangsfristen der GPKE³
- Arbeitsrechtliche Sanktionen bei Verstößen gegen das Diskriminierungsverbot
- Wahrnehmung des Vortragsrechtes bei der Geschäftsleitung des integrierten EVU.

Die Prüfung der Gleichbehandlungsberichte für den Berichtszeitraum hat zu vielen Nachfragen, insbesondere hinsichtlich Organisation und Leitung des Netzbetriebes der jeweiligen EVU geführt. In mehreren Fällen wurden

³ Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität, Beschluss der Bundesnetzagentur vom 11. Juli 2006, Az. BK6-06-009.

Vorermittlungen angestellt, die zum Teil in förmlichen Aufsichtsmaßnahmen mündeten.

1.1.4.4 Informatorische Entflechtung

Die Verpflichtung des § 9 EnWG gilt unmittelbar seit Inkrafttreten des EnWG und betrifft sämtliche vertikal integrierten EVU unabhängig von deren Kundenzahl. Das Ziel der informatorischen Entflechtung ist die Gewährleistung des diskriminierungsfreien Netzbetriebs durch den vertraulichen Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Informationen gemäß § 9 Absatz 1 EnWG und die Sicherstellung des diskriminierungsfreien Umgangs mit wirtschaftlich vorteilhaften Informationen gemäß § 9 Absatz 2 EnWG. Unter wirtschaftlich sensible Informationen fallen bestimmte Daten von Netzkunden, von denen der Netzbetreiber in Ausübung des Netzgeschäftes Kenntnis erlangt und die den Wettbewerbern des assoziierten Vertriebs des vertikal integrierten EVU einen Wettbewerbsvorteil verschaffen könnten. Wirtschaftlich vorteilhafte Informationen sind demgegenüber Informationen des Netzbetreibers über seine eigene Tätigkeit als Netzbetreiber, deren Kenntnis einem Lieferanten wirtschaftlichen Vorteil bringen kann.

Zur Sicherstellung der informatorischen Entflechtung wurde bereits 2007 eine gemeinsame Richtlinie der Landesregulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur Umsetzung der informatorischen Entflechtung veröffentlicht. Dabei wurden vor allem die Anforderungen an die Umsetzung der informatorischen Entflechtung und den Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Daten beschrieben. Der Umgang mit wirtschaftlich sensiblen (Kunden-)Daten und die Identifikation von diskriminierungsanfälligen Geschäftsprozessen ist ein besonderes Anliegen der Bundesnetzagentur. Diese Prozesse werden innerhalb der Überprüfung der jährlich vorzulegenden Gleichbehandlungsberichte berücksichtigt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur wurden die Anforderungen zur informatorischen Entflechtung weitestgehend umgesetzt. So konnten 2008 und 2009 keine Verstöße gegen die Entflechtungsbestimmungen des § 9 EnWG festgestellt werden. Vereinzelt Verdachtsmomente durch Beschwerden konnten nicht erhärtet werden. Allerdings stehen gerade die Unternehmen, die nur informatorisch, nicht aber operationell und rechtlich entflechten müssen (sog. de-minimis-Unternehmen), nach wie vor einer großen Herausforderung gegenüber. Ihre geringe Kundenzahl führt zwar zu Erleichterungen in den Entflechtungsvorgaben. Gerade im Rahmen der informatorischen Entflechtung bedeutet die fehlende operationelle Entflechtung aber auch verstärkte Anstrengungen, um durch klar definierte Prozesse die Informationsflüsse so exakt zu steuern, dass Diskriminierungen vermieden werden.

1.1.4.5 Buchhalterische Entflechtung

Die buchhalterische Entflechtung bildet die vierte Säule der Entflechtungsbestimmungen im EnWG. Adressat des § 10 EnWG sind alle EVU ungeachtet ihrer Eigentumsverhältnisse und ihrer Rechtsform sowie alle Unternehmen, die i. S. v. § 3 Nummer 38 EnWG zu einem vertikal

integrierten EVU verbunden sind. Die Verpflichtungen zur Anwendung einheitlicher Bilanzierungsvorschriften für alle EVU soll eine vergleichbare, transparente, sachgerechte und für Dritte nachvollziehbare Rechnungslegung sicherstellen. Die im Anhang zum Jahresabschluss gesonderte Ausweisung von Geschäften größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen dient insbesondere der transparenten Darstellung geschäftlicher Vernetzungen innerhalb der Energiebranche.

Mit der Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung (§ 10 Absatz 3 EnWG) richtet sich der Gesetzgeber an alle Unternehmen, die i. S. v. § 3 Nummer 38 EnWG zu einem vertikal integrierten EVU verbunden sind. Die geforderte Kontentrennung in der internen Rechnungslegung dient einer transparenten Darstellung der tatsächlichen Netzkosten.

Die gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden zu den Entflechtungsbestimmungen der §§ 6 bis 10 EnWG stellen die Adressaten sowie die Umsetzungspflichten der buchhalterischen Entflechtung ausführlich dar. Weiterhin steht die Bundesnetzagentur im Austausch mit dem deutschen Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW), um Einzelfragen des § 10 EnWG zu diskutieren und Erklärungsansätze zu liefern. Netzbetreiber sowie Betreiber von Liquefied Natural Gas (LNG)⁴- und Speicheranlagen, die i. S. v. § 3 Nummer 38 EnWG mit einem vertikal integrierten EVU verbunden sind, haben der Bundesnetzagentur unverzüglich eine Ausfertigung ihres geprüften Jahresabschlusses einschließlich des Bestätigungsvermerks oder des Vermerks über seine Versagung zu übersenden. Die Bilanzen sowie die Gewinn- und Verlustrechnungen für die einzelnen Tätigkeitsbereiche (Spartenabschlüsse) sind beizufügen. Die Prüfung der Jahresabschlüsse umfasst die Einhaltung der Pflichten zur internen Rechnungslegung. Neben dem Vorhandensein getrennter Konten ist auch zu prüfen, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet worden ist.

Seitens der Bundesnetzagentur wurde geprüft, ob die Unternehmen ihrer Pflicht zur internen Rechnungslegung formal nachgekommen sind. Zusätzlich dienten die eingereichten Jahresabschlüsse zur Plausibilisierung der Netzentgeltanträge.

1.1.4.6 Verfahren

Über die Prüfung der Gleichbehandlungsberichte und die daraufhin eingeforderten Anpassungen in den Unternehmen hinaus wurden zur Umsetzung der Entflechtungsvorgaben auch förmliche Aufsichtsverfahren eingeleitet.

In einem Verfahren nach § 65 EnWG wegen der Umsetzung der rechtlichen und operationellen Entflechtung hat sich die Bundesnetzagentur in ihrer Entscheidung vom 28. August 2009 grundlegend mit dem Begriff der „an das Netz angeschlossenen Kunden“ auseinandergesetzt

⁴ Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas).

(Az. BK6-07-031; BK6-06-062), welcher sich über die Entflechtungsbestimmungen hinaus auch in weiteren Regelungen des EnWG und der zugehörigen Verordnungen findet, beispielsweise in der Regelung zur behördlichen Zuständigkeit. Die Kundenzahl ist demzufolge anhand der im Netzgebiet vorhandenen gemessenen Lieferstellen zu bestimmen, welcher regelmäßig der Zahl aller vorhandenen Zählpunkte entspricht. Zur Ermittlung der Kundenzahl bietet die Anzahl der im Netzgebiet angeschlossenen Zähler grundsätzlich eine verlässliche Kennzahl.

Gründe für die Eröffnung weiterer Verfahren in den Jahren 2007 (Az. BK6-07-044; BK6-07-044N) und 2008 (Az. BK6-08-01; BK6-08-016N) waren Fragen der operationellen Entflechtung. Diese betrafen z. B. die Fähigkeit, bestimmte Netzbetreiberaufgaben in der Netzgesellschaft unabhängig ausüben zu können, oder die parallele Wahrnehmung bestimmter Aufgaben in Netz- und Vertriebsgesellschaft durch die gleichen Personen. Die Verfahren aus 2007 konnten in 2008 aufgrund vorgenommener organisatorischer Maßnahmen des vertikal integrierten EVU eingestellt werden.

1.1.4.7 Internationales

Die Bundesnetzagentur betätigt sich in den europäischen Energieregulierungsgremien CEER (Council of European Energy Regulators) und ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas)⁵, u. a. aktiv in der CEER-Arbeitsgruppe URB TF (Unbundling, Reporting and Benchmarking Task Force). Diese Arbeitsgruppe bearbeitet Entflechtungsthemen, welche in einem jährlich mit der EU-Kommission abgestimmten Arbeitsprogramm festgelegt werden. Aktuelle Entwicklungen auf europäischer Ebene fließen in entsprechende Arbeitsaufträge für die Arbeitsgruppe ein.

Die durch die URB erstellten und 2008 veröffentlichten Leitlinien zur operationellen und informatorischen Entflechtung wurden Anfang 2009 anhand einer Befragung der nationalen Regulierungsbehörden in den Mitgliedsländern auf ihre Wirksamkeit hin überprüft. Dabei konnte festgestellt werden, dass sich europaweit die Entflechtung der VNB (DSO, Distribution System Operator) nicht auf dem von den nationalen Regulierungsbehörden angestrebten Stand befindet.

Die Ende 2007 eröffnete Diskussion bezüglich der in den neuen EU-Richtlinien vorgesehenen Entflechtungsmodelle wurde 2008 weitergeführt und mündete 2009 in den Erlass des Dritten Energie-Binnenmarktpakets. Im Fokus waren hierbei die neben der eigentumsrechtlichen Entflechtung (ownership unbundling) bestehenden Entflechtungsoptionen ISO (Independent System Operator) und ITO (Independent Transmission Operator).

2009 führten diese Diskussionen über die Entflechtungsmodelle in Abstimmung mit der EU-Kommission zu einem konkreten Arbeitsauftrag betr. den ITO. Insbesondere sollen europaweite Standards zur Implementierung

und Überwachung des ITO geklärt werden. Dieser Prozess wird derzeit von der Bundesnetzagentur aktiv begleitet.

Hierbei wird deutlich, dass durch die Entflechtung der EVU eine Art Sonder-Gesellschaftsrecht entsteht. Durch die Entflechtungsvorgaben stellen sich Fragen zur Corporate Governance im weiteren und zur uneingeschränkten Entsprechenserklärung zum Corporate Governance Codex nach § 161 AktG im engeren Sinne. Die Entflechtungsmodelle ISO und ITO verpflichten die Konzerne, die Netzgesellschaft sehr stark der Kontrolle durch das vertikal integrierte Unternehmen zu entziehen, um damit Diskriminierung zu verhindern. Wie dies mit Corporate Governance Vorgaben vereinbart werden kann, ist Teil eines intensiven Diskussionsprozesses. Hierzu veranstaltete ERGEG im September 2009 in Berlin einen internationalen Workshop mit Regulierungsbehörden, Wissenschaftlern und Unternehmensvertretern zum Thema „Unbundling of energy undertakings in relation to Corporate Governance Principles“.

1.2 Einführung der Anreizregulierung

Am 6. November 2007 ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Kraft getreten. Danach werden die Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung bestimmt (§ 1 ARegV). Von den Regulierungsbehörden wird für jeden Netzbetreiber die Erlösobergrenze für die Regulierungsperiode festgelegt. Dies bedeutet, dass die Behörden festlegen, welchen Gesamtbetrag der Netzbetreiber aus Netzentgelten erlösen darf. Die erste Regulierungsperiode nach der Anreizregulierung hat am 1. Januar 2009 begonnen. Die Dauer einer Regulierungsperiode beträgt grundsätzlich fünf Jahre. Für den Gasbereich bestimmt die Verordnung, dass die erste Regulierungsperiode nur vier Jahre dauert. Die Erlösobergrenze wird in bestimmten Fällen jährlich angepasst. Dies geschieht durch den Netzbetreiber – etwa bei der Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) oder der Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten⁶. In bestimmten Fällen unterliegt die Anpassung der Erlösobergrenze jedoch einem Antragserfordernis. Dies ist der Fall, wenn sich die Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode geändert hat (Erweiterungsfaktor gem. § 4 Absatz 4 Ziffer 1 i. V. m. § 10 ARegV) oder wenn ein unvorhersehbares Ereignis eintritt, das eine Anpassung der Erlösobergrenze erforderlich macht (Härtefall gemäß § 4 Absatz 4 Ziffer 2 ARegV).

Mit der Einführung der Anreizregulierung erfolgte ein Paradigmenwechsel hinsichtlich der Entgeltbildung. Bisher erfolgte eine kostenbasierte Entgeltbildung, d. h. die Erlöse der Unternehmen orientierten sich an deren Kosten. In einem derartigen System besteht für den Netzbetreiber kein wirklicher Anreiz zur effizienten Kostengestaltung. In einer Anreizregulierung hingegen werden den Netzbetreibern individuelle, effizienzbasierte Erlösobergrenzen vorgegeben. Netzbetreiber, welche die Effizienzvorgaben übererfüllen, erwirtschaften somit höhere Ren-

⁵ Dazu s. u. 1.3.1.

⁶ Vgl. § 4 Absatz 3 Ziff. 1 u. 2 ARegV.

diten als Netzbetreiber, die die Effizienzvorgaben nicht erreichen. Denn im Fall der Übererfüllung entsteht ein Delta zwischen den Erlösen und den Netzkosten, welches der Netzbetreiber als zusätzlichen Gewinn einbehalten darf. Hierin liegt der Anreiz zur Effizienzsteigerung.

In der nachfolgenden zweiten Regulierungsperiode wird die erreichte Effizienzverbesserung an die Netzkunden in Form von niedrigeren Netznutzungsentgelten weitergegeben. Damit wird deutlich, dass das System der Anreizregulierung Vorteile für Netzbetreiber und Netznutzer beinhaltet.

Um die individuellen Erlösobergrenzen zu ermitteln, war für jeden Netzbetreiber eine individuelle Effizienzvorgabe festzulegen. Die Effizienzvorgaben wurden grundsätzlich auf der Basis von bundesweiten Effizienzvergleichsverfahren ermittelt. Dadurch wurde festgestellt, wie hoch die relative Effizienz des Netzbetreibers ist. Die für den Effizienzvergleich einzusetzenden Methoden sind in der ARegV vorgegeben. Dies sind die Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) und die Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)⁷.

1.2.1 Vorgaben zu den Effizienzvergleichen

Hinsichtlich der Effizienzvergleiche sind zwei verschiedene Arten von Parametern relevant. Dies sind zum einen die Aufwandparameter nach § 14 ARegV sowie zum anderen die Vergleichsparameter gemäß § 13 ARegV. Die Aufwandparameter bezeichnen die Kosten, mit denen der Netzbetreiber in den Effizienzvergleich geht. Dies sind die Gesamtkosten nach § 6 ARegV abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Der Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist konsequent, da diese vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar und somit für den Effizienzvergleich nicht aussagekräftig sind.

Für den Effizienzvergleich wurden die Kapitalkosten vergleichbar gemacht. Dies erfolgte durch eine sog. Vergleichbarkeitsrechnung, wie sie in § 14 Absatz 1 Ziffer 3, Absatz 2 ARegV beschrieben ist. Grundlage hierfür sind die Verwendung einheitlicher Nutzungsdauern und Zinssätze sowie die Durchführung einer annuitätischen Kostenrechnung.

Die Vergleichsparameter nach § 13 ARegV haben demgegenüber die Aufgabe, die Versorgungsaufgabe zu beschreiben. Die Vergleichsparameter sollen messbar, mengenmäßig erfassbar, exogen und nicht bereits durch andere Parameter abgebildet sein. Im Rahmen des Effizienzvergleichs ist eine Bereinigung um extreme Ausreißer vorgesehen, vgl. § 12 i. V. m. Anlage 3 ARegV. Des Weiteren ergibt sich aus § 12 Absatz 4a ARegV, dass ein dualer Effizienzvergleich durchzuführen ist. Dies bedeutet, dass die Methoden DEA und SFA jeweils mit genehmigten und vergleichbar gemachten Kapitalkosten angewendet werden. Es erfolgt eine Best-Abrechnung zu Gunsten des Netzbetreibers, womit für die regulatorische Umsetzung der Effizienzergebnisse nur das beste Ergeb-

nis, d. h. der höchste Effizienzwert maßgeblich ist. In § 12 Absatz 4 ARegV ist bestimmt, dass, sofern der Effizienzvergleich für einen Netzbetreiber einen Effizienzwert von weniger als 60 Prozent ergeben hat, der Effizienzwert mit 60 Prozent anzusetzen ist. Auch dieser sogenannte Mindesteffizienzwert wirkt zu Gunsten der Netzbetreiber. Weist ein Netzbetreiber schließlich nach, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Absatz 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden und dies die nach § 14 Absatz 1 Ziffer 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens drei Prozent erhöht, so hat die Regulierungsbehörde einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV oder § 22 ARegV ermittelten Effizienzwert anzusetzen. Hier findet gewissermaßen eine Bereinigung des Effizienzwertes statt. Schließlich besteht für den Netzbetreiber die Möglichkeit nachzuweisen, dass er die für ihn festgelegte individuelle Effizienzvorgabe unter Nutzung aller ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen nicht erreichen und übertreffen kann, vgl. § 16 Absatz 2 ARegV. Für diesen Fall hat die Regulierungsbehörde die Effizienzvorgabe abweichend zu bestimmen.

Während auf Basis der vorgenannten Regeln die Effizienzvergleiche für die VNB Elektrizität und Gas durchgeführt wurden, war für die ÜNB ein gesonderter Effizienzvergleich nach § 22 Absatz 1 und Absatz 2 ARegV durchzuführen. Dieser erfolgte unter Einbeziehung von Netzbetreibern aus anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Für die FNB wurden die Effizienzwerte nach § 22 Absatz 3 ARegV mittels eines nationalen Effizienzvergleichs mit den in Anlage 3 ARegV genannten Methoden ermittelt.

1.2.2 Vereinfachtes Verfahren

Die meisten Netzbetreiber nehmen jedoch nicht am Effizienzvergleich teil, sondern befinden sich im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV. Es handelt sich hierbei um VNB, die im Elektrizitätsbereich weniger als 30 000 und im Gasbereich weniger als 15 000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Kunden aufweisen. Diese Netzbetreiber bekommen für die erste Regulierungsperiode nach § 24 Absatz 2 ARegV einen Effizienzwert von 87,5 Prozent zugewiesen. Ab der zweiten Regulierungsperiode wird der Effizienzwert als gewichteter durchschnittlicher Wert aller in dem bundesweiten Effizienzvergleich nach den §§ 12 bis 14 ARegV für die vorangegangene Regulierungsperiode ermittelten und nach § 15 Absatz 1 ARegV bereinigten Effizienzwerte (gemittelter Effizienzwert) gebildet, vgl. § 24 Absatz 2 Satz 2 ARegV. Im vereinfachten Verfahren gelten außerdem 45 Prozent der ermittelten Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, vgl. § 24 Absatz 2 Satz 3 ARegV.

Die Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens müssen im Gegensatz zu anderen Netzbetreibern keine Strukturdaten für die Durchführung der Effizienzvergleiche an die Regulierungsbehörden übermitteln. Darin liegt die Entlastung der Netzbetreiber, die das vereinfachte Verfahren bewirken soll.

⁷ Siehe hierzu Anlage 3 (zu § 12) ARegV.

1.2.3 Qualität

Der Versorgungsqualität wird im EnWG und in der ARegV eine zentrale Bedeutung beigemessen. Im Rahmen der Anreizregulierung besteht die besondere Problematik darin, dass eine ausschließlich auf (Kosten-)Effizienzsteigerungen ausgerichtete Anreizregulierung Kostensenkungen verursachen könnte, die zu ausbleibenden Investitionen führen und letztlich zu Lasten der Versorgungsqualität gehen würden. Daher ist in den §§ 18 ff. ARegV eine Qualitätsregulierung vorgesehen. Die Qualitätsregulierung hat unter besonderer Berücksichtigung der Dimensionen Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit zu erfolgen. Die Verordnung gibt die Möglichkeit, Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenze vorzunehmen, wenn der Netzbetreiber eine festgestellte durchschnittliche Qualität übertrifft bzw. unterschreitet. Grundlage bilden belastbare Datenreihen zur Ermittlung entsprechender Kennzahlen. Die Einführung des Qualitätselementes soll für den Elektrizitätsbereich zu Beginn oder im Laufe der ersten Regulierungsperiode erfolgen, sofern hierfür hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. Spätestens zur zweiten Regulierungsperiode aber muss das Qualitätselement implementiert sein. Für den Gasbereich soll die entsprechende Einführung zu Beginn oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen.

1.2.4 Investitionen

Auch das Thema Investitionen ist im Rahmen der ARegV berücksichtigt, weil die Kosteneffizienz gleichfalls nicht zu Lasten von Investitionen gehen soll. In diesem Zusammenhang ist der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV zu nennen. Er gilt, wenn sich bei einem VNB die Versorgungsaufgabe geändert hat. Auch die Vergleichbarkeitsrechnung der Kapitalkosten nach § 14 ARegV berücksichtigt unterschiedliche Altersstrukturen und Nutzungsdauern. Darüber hinaus soll der pauschalierte Investitionszuschlag nach § 25 ARegV weitere Investitionen anregen. Wichtig sind außerdem die Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, die Kapitalkosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkennungsfähig machen. Diese für ÜNB und FNB vorgesehene Regelung ist nach § 23 Absatz 6 ARegV unter Umständen auch für VNB anwendbar, soweit der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV⁸ nicht greift.

1.3 Europäisches und Internationales/ Drittes Energie-Binnenmarktpaket der EU

1.3.1 Mitarbeit der Bundesnetzagentur in EU-Gremien

Die Bundesnetzagentur ist seit 2005 ein engagiertes Mitglied in den europäischen Gremien der Energieregulierer CEER und ERGEG⁹. CEER ist eine Plattform für den Austausch der Regulierungsbehörden zu allen relevanten Regulierungsthemen, während ERGEG im Jahre 2003 als formelles Beratungsgremium der Kommission gegründet

wurde. Durch diese europäischen Gremien werden u. a. Empfehlungen ausgesprochen, um Marktteilnehmer mit „Best Practice“- Leitlinien im Strom- und Gasbereich zu unterstützen und um die Zusammenarbeit zwischen den nationalen Energieregulierungsbehörden sowie zwischen diesen Regulierungsbehörden und der EU-Kommission zu erleichtern.

Neben der bereits bestehenden aktiven Mitarbeit der Bundesnetzagentur in diversen Arbeitsgruppen von CEER und ERGEG¹⁰ hat die Bundesnetzagentur den Vorsitz in einer neu gegründeten Arbeitsgruppe, der Financial Services Working Group FIS, inne. Die FIS befasst sich mit Finanz- und Finanzierungsfragen im Zusammenhang mit Energie, insbesondere auch dem Energiehandel¹¹. Auch bei der Erarbeitung von Vorschlägen zur Anwendung des Dritten Energie-Binnenmarktpakets durch die nationale Regulierungsbehörde war die Bundesnetzagentur beteiligt. Dabei hat sie insbesondere an der Geschäftsordnung des Regulierungsrates der EU-Energieagentur ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) sowie an den Vorschlägen zur internen Struktur der neu zu errichtenden Behörde mitgewirkt.

1.3.1.1 Electricity Working Group (EWG)

Die Bundesnetzagentur engagiert sich intensiv in der europäischen Diskussion und Abstimmung grenzüberschreitender Fragen und Sachthemen innerhalb des CEER/ERGEG. Im Rahmen der Electricity Working Group (EWG) werden die zahlreichen Task Forces (TF, „Sondereinheiten“) mit konkreten Themenschwerpunkten aktiv unterstützt und durch inhaltliche Beiträge fort-schreitend mit gestaltet. Neben der Energy Network and Markets TF (ENM TF) nimmt die Bundesnetzagentur in der Electricity Security of Supply (ESS TF), der Electricity Quality of Supply TF (EQS TF) und der Sustainable Development TF (SDE TF) eine aktive Rolle ein. Im Rahmen dieser TF erarbeiten die Regulierungsbehörden der Europäischen Union – in Einzelfällen auch mit den Regulierungsbehörden aus der Schweiz und aus Norwegen – Empfehlungen und Grundsätze zu Fragen des grenzüberschreitenden Elektrizitätshandels, der Netz-sicherheit, des Regelenergieaustausches, der Transparenz sowie des Engpassmanagements.

So veröffentlichte ERGEG in 2008 Empfehlungen zur Gestaltung verbindlicher Übertragungskapazitäten im grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel. Hier hat sich die Bundesnetzagentur intensiv engagiert, um so einen Beitrag für eine bessere Integration der Elektrizitätsmärkte und mithin verstärkten Wettbewerb auf diesem Sektor zu leisten.

In den letzten beiden Jahren wurden innerhalb von ERGEG außerdem Empfehlungen für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie entwickelt. Nach intensiver Konsultation mit den Marktteilnehmern wurden diese Empfehlungen im Sommer 2009 veröffentlicht. Diese Diskussionen wurden durch das Engagement der

⁸ Zum Erweiterungsfaktor s. u. 2.1.1.3.2.

⁹ S. a. die gemeinsame Internetseite unter <http://www.energy-regulators.eu>.

¹⁰ Dazu s. 1.1.4.7, 1.3.1.1 und 1.3.1.2.

¹¹ Näheres dazu s. u. 1.3.1.3.

Bundesnetzagentur entscheidend geprägt. Mit Verabschiedung des Dritten Energie-Binnenmarktpakets der EU vom 13. Juli 2009 haben zudem die Vorbereitungen für die Entwicklung und Gestaltung der ersten sog. Framework Guideline zu „Grid Connection and Access“ begonnen. Diese werden an die nach dem Dritten Energie-Binnenmarktpaket neu einzurichtende Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) weitergegeben. Neben Verfahrensfragen liegt ein Schwerpunkt auf der erstmaligen Erstellung von Grundregeln zum Netzanschluss und -zugang, auf deren Basis die Netzbetreiber entsprechende Network-Codes entwickeln sollen.

1.3.1.2 Gas Working Group (GWG)

Im Gasbereich ist die Bundesnetzagentur bei ERGEG/CEER innerhalb der Gas Working Group (GWG) in zehn Arbeitsgruppen vertreten. In vier Arbeits- bzw. Unterarbeitsgruppen hatte sie in den Berichtsjahren die Leitungsverantwortung übernommen. Dies betrifft die Arbeitsgruppen zur Netzausbauplanung, zu Investitionen, zum Kapazitäts- und Engpassmanagement sowie zur Versorgungssicherheit. Darüber hinaus leitet die Bundesnetzagentur eine Steuerungsgruppe zur Betreuung einer europäischen Lastflusssimulationsstudie.

Ein wichtiger Teil dieser Arbeit betraf die Befassung mit Fragestellungen der Netzausbauplanung. Hier gilt es, die Entwicklung von Zehn-Jahres-Plänen der Netzbetreiber zu begleiten und Kriterien zu definieren, um erforderliche Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren. Konkret wurde der vom europäischen Verband der Netzbetreiber GTE+ erstmalig entwickelte europäische Netzausbauplan kritisch begleitet.

Im Rahmen der Investitionsgruppe wurden in 2008 Leitlinien für die Vergabe von Ausnahmeregelungen für neue Infrastrukturen (Artikel 22 GasRL) erarbeitet, die sich schließlich in einem Auslegungsvermerk der Kommission niedergeschlagen haben.

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit war die Entwicklung eines Vorschlages für Leitlinien zur Kapazitätsallokation und zum Engpassmanagement. Ziel ist die Wettbewerbsförderung durch den Abbau von vertraglichen Engpässen an zentralen Verbindungspunkten im europäischen Gasnetz. Hierzu wurden Anfang 2009 ERGEG-Leitlinien entwickelt und mit den Marktteilnehmern konsultiert. Nach verschiedenen Treffen mit Branchenvertretern wurde ein neuer Entwurf erarbeitet.

Im Jahr 2009 hat die Bundesnetzagentur gemeinsam mit den europäischen Regulierern intensiv die Umsetzung des Dritten Energie-Binnenmarktpakets der EU vorbereitet. Dazu gehört die Entwicklung von Leitlinien („Framework Guidelines“), die der europäischen Gas-Netzbetreiberorganisation ENTSO Gas einen Rahmen für die Entwicklung von Marktregeln („Codes and Rules“) geben sollen. Prioritär werden zunächst Leitlinien für die Bereiche Kapazitätsallokation sowie Bilanzierung entwickelt.

Im Rahmen der Security of Supply-Arbeitsgruppe wurden die Auswirkungen der Gaskrise zwischen Russland und der Ukraine Anfang des Jahres 2009 erläutert und

Empfehlungen für zukünftige Maßnahmen beschlossen. Weiterhin wurde der Vorschlag der Europäischen Kommission für eine neue Versorgungssicherheitsverordnung bewertet und netzbezogene Anpassungsvorschläge unterbreitet. Die Bundesnetzagentur vertritt in diesem Zusammenhang ERGEG auch in der von der Europäischen Kommission geleiteten Gas Coordination Group.

Weitere wichtige Arbeitsgruppen beschäftigen sich mit den Themen Speicher und Monitoring. Im Rahmen der Arbeitsgruppe Speicher wurde das Thema Kapazitätsbewirtschaftung von Speicherkapazitäten diskutiert. Die Monitoring Arbeitsgruppe hat sich in 2008 mit Erhebungen zur Umsetzung der GGPG (Guidelines of good practice for gas balancing) und 2009 mit Erhebungen zu den Themen LNG und Gas-Hubs beschäftigt.

Außerdem hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Gas-Regional-Initiative aktiv an Fortschritten im grenzüberschreitenden Gashandel gearbeitet und insbesondere durch die Leitung eines Pilotprojektes darauf hingearbeitet, die kurzfristige Verfügbarkeit fester Kapazitätsrechte zu verbessern. Weitere Schwerpunkte waren die Betreuung eines „Virtual Test Case“ zum Vergleich der Investitionsbedingungen in verschiedenen europäischen Ländern sowie verschiedene Projekte zur Verbesserung der Transparenz im Netz und im Speicherbereich.

1.3.1.3 Financial Service Working Group (FIS)

Innerhalb von CEER/ERGEG ist die Financial Service Working Group (FIS) unter dem Vorsitz der Bundesnetzagentur seit Ende 2007 damit betraut, sowohl Spielregeln für fairen Handel als auch Fragen der Aufsicht bzw. Sanktionen bei Marktmissbrauch zu untersuchen und diese soweit wie möglich zu vereinheitlichen, um europaweit einheitliche und faire Rahmenbedingungen („Level Playing Field“) für den Energiehandel zu gewährleisten. Zum Themenspektrum der Arbeitsgruppen gehören auch Fragen der Aufsicht des Energiehandels, europaweit einheitliche Voraussetzungen für die Zulassung zum Energiehandel (Single Trading Licence) sowie ausgewählte Fragen der Finanzierung von Netzbetreibern.

Die Bundesnetzagentur hatte in diesem Zusammenhang auch den Co-Vorsitz einer Expertengruppe europäischer Energie- und Finanzmarktregulierer (ERGEG und CESR¹²) inne. Diese wurde im Nachgang der Veröffentlichung erster Entwürfe des Dritten Energie-Binnenmarktpakets von der EU-Kommission beauftragt, ein Vorschlagspaket mit dem Ziel einer grundlegenden Verbesserung der Marktintegrität im Energiehandel zu erarbeiten. Die Expertengruppe hat ihre Vorschläge Ende 2008 vorgelegt. Vorgeschlagen wird ein sektorspezifisches System aufeinander abgestimmter Transparenzvorschriften, Berichtspflichten sowie eine grundlegende Verbesserung von Aufsicht und Überwachung.

¹² CESR Committee of European Securities Regulators, gegründet von der EU-Kommission als Ausschuss der Europäischen Wertpapierregulierungsbehörden und bestehend aus hochrangigen Vertretern der nationalen Wertpapieraufsichtsbehörden. Deutschland wird durch die BaFin vertreten.

Als Minimalvoraussetzung zur Herstellung einer wirksamen Aufsicht ist nach Auffassung der Expertengruppe eine gesetzlich abgesicherte intensive Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden auf nationaler und europäischer Ebene unerlässlich. Für Deutschland erforderlich wäre ein optimiertes Zusammenwirken der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamts sowie der Börsenaufsicht. Im Rahmen dieser Zusammenarbeit müsste nach Auffassung der Bundesnetzagentur das Gewicht der Energieregulierung erheblich verstärkt werden. Denn die Beurteilung der Frage, ob Insiderhandel, Marktmanipulation und dergleichen im Energiehandel vorliegt, setzt die Kenntnis sehr komplexer energietechnischer und -wirtschaftlicher Vorgänge voraus. Diese Auffassung wird ebenfalls von zahlreichen Marktteilnehmern vertreten und ist auch der Grund, warum die europäische Expertengruppe – mit ausdrücklicher Zustimmung der Finanzmarktregulierer – insoweit eine „sektorspezifische“ Regulierung vorgeschlagen hat. Die Vorschläge werden derzeit von der Kommission mit dem Ziel einer zügigen Umsetzung geprüft.

Die Bundesnetzagentur hält eine wirksame Aufsicht über den europäischen Energiehandel mit Sanktionsbefugnis bei Verstößen für unerlässlich. Bei den entsprechenden Überlegungen sollten allerdings auch US-amerikanische Erfahrungen mit einbezogen werden, ebenso die europäischen und internationalen Überlegungen zur Reform der Aufsicht sowie zur Begrenzung von Risiken auf den Finanz- und Rohstoffmärkten.

Nach Auffassung von ERGEG und CESR müsste die Einführung eines sektorspezifischen Handelsregimes zudem für den Emissionshandel und – in internationaler Kooperation – auch für den Öl- sowie den Kohlemarkt geprüft werden. Denn diese Märkte haben unmittelbaren Einfluss auf die Bildung der Strom- und Gaspreise. In Bezug auf den Emissionshandel hat die EU-Kommission diesen Gedanken bereits aufgegriffen.

1.3.2 Einbindung der Bundesnetzagentur in internationale Initiativen

1.3.2.1 Energiegemeinschaft in Südosteuropa

Die nationalen Energieregulierer in Europa und ERGEG verfolgen das Ziel, die weitere Integration der Energiemärkte in Südosteuropa innerhalb der sog. „Energiegemeinschaft“¹³ voranzutreiben. Der Energiegemeinschaft gehören neben der Europäischen Gemeinschaft Albanien, Kosovo, Kroatien, Serbien, die Republik Mazedonien und Montenegro an. Die Bundesnetzagentur verfolgt als Mitglied des „Energy Community Regulatory Board“ (Regulierungsgremium der Energiegemeinschaft) die Arbeit der Energiegemeinschaft und unterstützt Maßnahmen zur Umsetzung der EU-Vorgaben betreffend die Versorgungssicherheit und die Einrichtung einer Handelsinstitution für grenzüberschreitende Kapazitäten.

¹³ S. deren Internetauftritt unter <http://www.energy-community.org>.

1.3.2.2 Energie Foren

Die Bundesnetzagentur ist bei den wichtigsten jährlichen Foren für Elektrizität (Florence Forum), Gas (Madrid Forum) und Verbraucherangelegenheiten (London Forum) vertreten.

Im Gasbereich war das Augenmerk zuletzt u. a. auf die Transparenz von Marktdaten, Zuweisung von Netzkapazitäten und Infrastrukturinvestitionen gerichtet. ERGEG hat unter maßgeblicher Beteiligung der Bundesnetzagentur ein Konzept zur Kapazitätsbewirtschaftung entworfen und konsultiert, wobei die Ergebnisse der Konsultation während des Madrid Forums im Mai 2009 vorgestellt wurden.

Im Elektrizitätsbereich wiesen die Energieregulierer in dem Florenz Forum vom Juni 2009 u. a. auf die erforderliche Weiterentwicklung des „Market Integration Design Project“ (MIDP) hin, das die Integration der regionalen Elektrizitätsmärkte zum Ziel hat. Dort wird sich die Bundesnetzagentur weiterhin bei folgenden Themen engagieren:

- Entwurf einer ersten Rahmenleitlinie als Pilotprojekt sowie weitere Rahmenleitlinien¹⁴,
- Erstellung eines Entwurfs des ersten Zehn-Jahres-Netz-Investitionsplans,
- Abschluss der Arbeiten im Rahmen des MIDP und Vorlage einer „Roadmap“ mit praktikablem Modell zur Harmonisierung des Netzengpassmanagements und eines grenzüberschreitenden Elektrizitätsmarktes mit detailliertem Zeitplan.

Das Verbraucherschutzforum fand zum zweiten Mal im September 2009 in London statt. Vertreten waren Mitgliedstaaten und nationale Regulierungsbehörden sowie Industrie und Verbraucherschutzverbände. Insbesondere folgende Themen sind dort behandelt worden: Abrechnungspraktiken der Energieversorger zur Herstellung von Transparenz und Vergleichbarkeit für die Verbraucher, Smart Metering, Entflechtung der Verteilernetzbetreiber sowie die Etablierung eines sog. „Ombudsmanns“, der für Kundenbeschwerden zuständig sein soll. Neben vielen Detailfragen wurde die konkrete und vor allem zeitliche Umsetzung des Standardisierungs-Mandats zum Smart Metering, welches von der EU-Kommission an die europäischen Normungsorganisationen vergeben worden ist, diskutiert. Zu dem Entflechtungsthema (DSO Unbundling) hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse einer Befragung der EU-Regulierungsbehörden vorgestellt.

1.3.2.3 G8-Gipfel

Die Staats- und Regierungschefs der sieben größten Industrienationen (USA, Kanada, Japan, Deutschland, Großbritannien, Frankreich, Italien) und Russlands haben sich im Rahmen des G8-Gipfeltreffens in Italien im Juli 2009 u. a. zu einer effizienteren Regulierung der Energie-

¹⁴ Artikel 4 der EG-Verordnung 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörde vom 13. Juli 2009.

märkte geäußert. Zum ersten Mal sind die EU-Energieregulierer eingeladen worden, eine Stellungnahme hierzu abzugeben. Die Bundesnetzagentur hat insbesondere auf die Notwendigkeit hingewiesen, den administrativen Aufwand bei dem Infrastrukturaufbau (z. B. hinsichtlich der Planungsverfahren) zu reduzieren. Zusätzlich wurden Verbesserungen bei der Überwachung der Energiehandlungsaktivitäten und der Abstimmung zwischen den zuständigen Behörden (wie den Finanzmarktregulierungsbehörden) angeregt.

1.3.2.4 World Forum on Energy Regulation

Alle drei Jahre wird von den nationalen Regulierungsbehörden der EU in Zusammenarbeit mit den regionalen Verbänden der Energieregulierungsbehörden ein Forum – das „World Forum on Energy Regulation“ – organisiert, um einen weltweiten Erfahrungsaustausch zwischen den Regulierungsbehörden zu ermöglichen. Das Forum fand im Jahre 2009 in Athen statt und soll den Energieregulierungsbehörden eine Plattform bieten, die es ermöglicht, unterschiedliche Regulierungsverfahren und Methoden vorzustellen. Als Ergebnisse veröffentlichte das Forum Schlussfolgerungen zu den folgenden vier großen Themen: „Reliability and security of supply“; „The role of regulators in responding to climate change“; „Competitiveness and affordability“ und „The independence, powers, responsibilities, best practices and training of regulators“. Zusätzlich ist eine „Climate change declaration“ und ein „Energy Regulators' Statement“ für die Klimakonferenz in Kopenhagen im Dezember 2009 verabschiedet worden.

Die Bundesnetzagentur hat zu dem Thema Energiehandelsregulierung vorgetragen. Sie hat dabei vor allem ihr Konzept für ein zukünftiges maßgeschneidertes Marktintegritäts- und Transparenzregime auf europäischer Ebene vorgestellt.

1.3.3 Hauptmaßnahmen des Dritten Energie-Binnenmarktpakets der EU

Das Dritte Energie-Binnenmarktpaket der EU beruht auf fünf Legislativmaßnahmen zur Vollendung des Energiebinnenmarktes¹⁵. Diese Maßnahmen beruhen auf Vorschlägen der EU-Kommission vom September 2007, die im EU-Parlament und EU-Rat verhandelt und beschlossen und am 14. August 2009 veröffentlicht worden sind. Die Hauptmaßnahmen des Dritten Energiebinnenmarktpakets, die der Bundesnetzagentur auch neue Kompetenzen zuweisen, sind:

¹⁵ EG-Verordnung 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörde vom 13. Juli 2009 ; EG-Verordnung 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel vom 13. Juli 2009; EG-Verordnung 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen vom 13. Juli 2009; EG-Richtlinie 72/2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 13. Juli 2009; EG-Richtlinie 73/2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt vom 13. Juli 2009.

- die wirksame Trennung der Versorgung und Erzeugung vom Betrieb der Netze (Effiziente Entflechtung),
- die weitere Harmonisierung der Befugnisse und Stärkung der Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden,
- die Einrichtung einer EU-Agentur für die Zusammenarbeit zwischen den nationalen Regulierungsbehörden (ACER),
- die Einrichtung eines Mechanismus, der den ÜNB und FNB eine bessere Koordinierung in den Bereichen Netzbetrieb und Netzsicherheit sowie den grenzüberschreitenden Handel und Betrieb grenzüberschreitender Netze ermöglicht und
- die Schaffung von mehr Transparenz auf dem Energiemarkt.

Die beiden EG-Richtlinien (Elektrizitäts- und Gas-Binnenmarktrichtlinien) sind innerhalb einer Frist von 18 Monaten nach Inkrafttreten in nationales Recht umzusetzen. Das bedeutet, dass zur Vorbereitung auf die neue Rechtslage eine Reihe von nationalen sowie internationalen Aktivitäten durch die Bundesnetzagentur (insbesondere im Hinblick auf die neu einzurichtende europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden) durchzuführen sind. Ferner erhält die Bundesnetzagentur neue Berichts- und Überwachungspflichten sowie neue Befugnisse, die ebenfalls vorzubereiten sind. So unterbreitet die Bundesnetzagentur den zuständigen Stellen Vorschläge, insbesondere zur Umsetzung der Entflechtungsvorschriften (Independent Transmission Operator und Zertifizierungsverfahren), zur Erarbeitung von Rahmenleitlinien im Elektrizitäts- und Gasbereich sowie zu den zehnjährigen Investitionsplänen der Netzbetreiber im Gasbereich.

1.4 Wettbewerb/Lieferantenwechsel

1.4.1 Elektrizität – Großhandel

1.4.1.1 Entwicklung der Elektrizitätspreise an der European Energy Exchange

Bei den wettbewerblichen Themen dominierten das extrem hohe Niveau der Börsenpreise und deren drastischer Rückgang zum Jahresende 2008. So weist eine Betrachtung der jährlichen Mittelwerte für den Phelix-Day-Base und den Phelix-Day-Peak im Jahr 2008 erhebliche Preissteigerungen am Spotmarkt der European Energy Exchange AG (EEX) um 73,1 bzw. 62,9 Prozent aus. Nach dem Anstieg bis in die zweite Hälfte des Jahres 2008 liegen die Mittelwerte von Phelix-Day-Base bzw. Phelix-Day-Peak im Zeitraum Januar bis September 2009 jedoch wieder auf einem vergleichbaren Preisniveau wie die Jahresmittelwerte dieser Indizes für 2007. So liegt der Phelix-Day-Base in den ersten drei Quartalen von 2009 im Mittel um 2,4 Prozent oberhalb des Mittelwertes von 2007, während der Phelix-Day-Peak um 5,3 Prozent darunter liegt.

Am Terminmarkt der EEX sind die jährlichen Mittelwerte der Futures für das rollierende Folgejahr im Jahr 2008

ebenfalls deutlich um 26 Prozent (Phelix-Base-Year Future) bzw. 25,3 Prozent (Phelix-Peak-Year Future) gestiegen. Eine unterjährige Analyse des Preisverlaufes der Phelix Year Futures weist jedoch nach dem Erreichen der Preismaxima Anfang Juli 2008 wieder deutlich sinkende Preise bis Ende Februar 2009 auf. Das mittlere Preisniveau der Phelix-Year Futures für 2010 liegt in den ersten drei Quartalen von 2009 bei 50,16 Euro /MWh (Base) bzw. 71,86 Euro/MWh (Peak). Diese Werte liegen damit ungefähr zehn Prozent unterhalb der jährlichen Mittelwerte der Phelix-Year Futures im Jahr 2007 für das Folgejahr 2008 in Höhe von 55,84 Euro /MWh (Base) bzw. 79,35 Euro /MWh (Peak).

1.4.1.2 Entwicklung der Handelsvolumina an der European Energy Exchange

Vom gesamten Elektrizitäts-Handelsvolumen am Spotmarkt der EEX entfielen 145,94 TWh (94,5 Prozent) im Jahr 2008 auf das Volumen am Day-Ahead Spotmarkt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich. Wie schon in 2007 ist dieses Handelsvolumen in 2008 angestiegen. Das Elektrizitäts-Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX ohne OTC-Clearing ist im Jahr 2008 gegenüber dem Jahr 2007 deutlich angestiegen, lag mit 278,21 TWh jedoch noch unter dem Wert von 386,77 TWh in 2006. Das Volumen am EEX-Terminmarkt ohne OTC-Clearing ist in 2008 ausschließlich auf den Handel mit Phelix Futures zurückzuführen. Mit 837,93 TWh basierte auch der Großteil des Volumens des OTC-Clearings an der EEX von insgesamt 886,59 TWh auf dem Handel mit Phelix Futures. Weitere 48,42 TWh umfasste in 2008 der Handel mit Optionen auf Phelix Futures, während das Handelsvolumen von German Power Futures im OTC-Clearing nur 0,23 TWh betrug.

Im Zeitraum Januar bis September 2009 ist das Handelsvolumen am Day-Ahead Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich um rund acht Prozent gegenüber dem entsprechenden Vorjahreszeitraum gesunken. Der Handel mit Phelix Futures am Terminmarkt der EEX hat sich im Vergleich zu den ersten drei Quartalen von 2009 um knapp 20 Prozent (ohne OTC-Clearing) bzw. 14,5 Prozent im OTC-Clearing reduziert.

1.4.1.3 Teilnehmerstruktur an der European Energy Exchange

Die Umsatzanteile der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer am Spotmarkt der EEX bzw. Terminmarkt der EEX ohne OTC-Clearing wiesen im Jahr 2008 mit 53,5 Prozent bzw. 49 Prozent eine vergleichbare Größenordnung auf. Demgegenüber lag der Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Teilnehmer am Terminmarkt der EEX inklusive OTC-Clearing mit 34,3 Prozent auf einem niedrigeren Niveau. Mit Stand 1. April 2009 sind insgesamt 203 Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX zugelassen. Hiervon bildeten Energieversorgungsunternehmen bzw. Großhändler mit 154 Handelsteilnehmern (76 Prozent) die weitaus größte Händlergruppe, während Banken und Finanzdienstleistungsinstitute mit 25 Han-

delsteilnehmern (12 Prozent) die zweitgrößte Handelsteilnehmergruppe darstellen.

1.4.2 Elektrizität – Einzelhandel

Trotz einer verhältnismäßig geringen Anzahl von großen Industriekunden (17 238) machen diese mengenmäßig ca. 50 Prozent des Elektrizitätsmarktes aus. Kleinere Industrie- und Gewerbekunden (3 060 844) kommen auf einen mengenbezogenen Anteil von ca. 23 Prozent. Die zahlenmäßig größte Kundenkategorie der Haushaltskunden (44 743 706) erreicht mengenbezogen einen Anteil von ca. 27 Prozent des Elektrizitätsmarktes.

Bei der Belieferung von Letztverbrauchern weisen die vier größten Lieferanten einen Anteil von ca. 52 Prozent am gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauch in Deutschland auf.

Insgesamt wurden 62,6 Prozent der gesamten Elektrizitätsmenge von den Grundversorgern an Letztverbraucher geliefert. Diese setzt sich aus 24,9 Prozent an Haushaltskunden und 37,7 Prozent an weitere Letztverbraucher zusammen. Andere Lieferanten als der jeweilige Grundversorger eines Netzgebietes lieferten 37,4 Prozent der gesamten Elektrizitätsmenge an Letztverbraucher. Davon beläuft sich jedoch der Elektrizitätsmengenanteil von Letztverbrauchern, die keine Haushaltskunden sind, auf 34,3 Prozent. Haushaltskunden, die von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert wurden, wiesen mit 3,1 Prozent nur einen sehr geringen Anteil an der gesamten Elektrizitätsmenge auf. Daher ist bei der Belieferung von Haushaltskunden der lokale Grundversorger mit einem Anteil von knapp 90 Prozent weiterhin sehr dominierend.

Der Anteil der Abgabemenge, die zu den Konditionen der Grundversorgung geliefert wurde, ist in 2008 gegenüber dem Berichtsjahr 2007 zurückgegangen. Der im letzten Jahr schon sehr geringe Anteil von Gewerbekunden in der Grundversorgung ging nochmals von rund drei Prozent auf rund zwei Prozent zurück. Besonders deutlich zeigt sich der Rückgang mit 6,09 Prozentpunkten bei den Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nummer 22 EnWG. In der Verringerung der Elektrizitätsmengen, die über die Grundversorgung geliefert werden, spiegelt sich das – zwar insgesamt noch auf niedrigem Niveau – weiter steigende Wechselverhalten von Haushaltskunden wieder. Dennoch wird weiterhin von ungefähr der Hälfte aller Haushaltskunden der Wettbewerb auf dem Elektrizitätsmarkt, weder durch einen Vertrags- noch durch einen Lieferantenwechsel, genutzt.

1.4.2.1 Entwicklung im Industrie- und Gewerbekundenbereich

Gut die Hälfte aller Industrie- und Gewerbekunden wird im Berichtsjahr 2008 vom lokalen Grundversorger beliefert. Die mengenbezogenen Lieferantenwechselquoten sind bei kleinen Gewerbekunden um 0,8 Prozentpunkte auf 6,3 Prozent im Berichtsjahr 2008 angestiegen. Bei großen Gewerbekunden ist die mengenbezogene Wechselquote in 2008 mit 12,6 Prozent gegenüber 2007 nahezu

konstant geblieben und bei Industriekunden ist ein Rückgang um 2,6 Prozentpunkte von 13,2 Prozent auf 10,6 Prozent im Berichtsjahr 2008 zu verzeichnen¹⁶.

Der Elektrizitätspreisanstieg zwischen 2006 und 2009 liegt bei Industrie- bzw. Gewerbekunden bei lediglich rund sieben Prozent bzw. rund neun Prozent. Ein Vergleich des Preisstandes zum 1. April 2009 mit dem Vorjahreswert (1. April 2008) zeigt für Industriekunden einen um fünf Prozent gesunkenen Gesamtpreis, während für Gewerbekunden Preissteigerungen um sieben Prozent zu verzeichnen sind.

Anders als bei den Haushaltskunden bezahlen Industrie- und Gewerbekunden die gleichen Preise bei einem Lieferanten innerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes wie bei einem Lieferanten, der außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes ansässig ist. Außerdem ist festzustellen, dass sich die gesunkenen Großhandelspreise sehr viel schneller positiv auf die Einzelhandelspreise der Industriekunden auswirken als dies der Fall bei kleinen Gewerbe- oder Haushaltskunden ist. Insgesamt weisen alle vorgenannten Aspekte darauf hin, dass es im Bereich der Industrie- und großen Gewerbekunden, also bei knapp zwei Drittel des deutschen Elektrizitätsmarktes, einen bundesweiten Markt gibt. Kritisch zu betrachten ist jedoch, dass dieser Markt von wenigen großen Unternehmen dominiert wird.

1.4.2.2 Entwicklung im Haushaltskundenbereich

Im Berichtsjahr 2008 werden knapp 90 Prozent aller Haushaltskunden von dem jeweiligen Grundversorger beliefert und die jährlichen Lieferantenwechselquoten liegen bei Haushaltskunden mit lediglich gut fünf Prozent deutlich unter denen der Industrie- und großen Gewerbekunden. Es ist jedoch positiv festzuhalten, dass sich bei Haushaltskunden die Elektrizitätslieferungen von anderen Lieferanten als den Grundversorgern im Berichtsjahr 2008 nahezu verdoppelt haben. Die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden ist in 2008 gegenüber 2007 um einen Prozentpunkt von 4,34 Prozent auf 5,34 Prozent angestiegen.

Gleichwohl wird ungefähr die Hälfte der Haushaltskunden über die Grundversorgung, die die teuerste und preislich am stärksten steigende Art der Elektrizitätsbelieferung darstellt, beliefert. Durch die regionale Dominanzstellung des Grundversorgers und dem damit verbundenen geringen Wettbewerbsdruck zahlen Haushaltskunden für eine Elektrizitätsbelieferung durch den Grundversorger deutlich höhere Preise als bei einem Lieferanten, der außerhalb des jeweiligen Grundversorgungsnetzgebietes ansässig ist. Daher ist der Preisanstieg bei Haushaltskunden in den letzten drei Jahren mit 23 Prozent sehr viel deutlicher als bei Industrie- und Gewerbekunden ausgefallen. Der Haushaltskundenmarkt stellt somit keinen bundesweiten,

sondern einen stark regional geprägten Wettbewerbsmarkt dar.

Nutzen Haushaltskunden ihre Wechselmöglichkeiten, so zeichnet sich bei der Neukundenakquisition eine klare Dominanz von einigen wenigen Unternehmen ab. So weisen die vier größten Lieferanten in Deutschland im Berichtsjahr 2008 einen Anteil von ca. 52 Prozent an der Belieferung von Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete auf und haben damit in diesem Marktsegment einen vergleichbaren Marktanteil wie im gesamten Einzelhandelsbereich erreicht. Neben den vier größten Lieferanten weisen nur wenige andere Lieferanten deutlichere Kundengewinne auf.

So wechselten im Berichtsjahr 2008 über 75 Prozent der 2,1 Millionen gewechselten Haushaltskunden trotz einer Vielzahl von möglichen Anbietern zu lediglich zehn Unternehmen.

Insgesamt sind als positive Entwicklung eine erhöhte Anzahl von Lieferanten, die in mehreren Netzgebieten tätig sind, hohe Kundenakquisitionen von neuen Anbietern und auch steigende Lieferantenwechselquoten festzuhalten. Dennoch weisen im Besonderen die vorhandenen Preisstrukturen darauf hin, dass es im Bereich der Haushaltskunden, also bei gut einem Viertel des deutschen Elektrizitätsmarktes, noch keinen hinreichend ausgeprägten Wettbewerb gibt.

1.4.3 Gas – Großhandel

Gegenüber den Vorjahren war der Großhandelsmarkt im Berichtsjahr 2008 deutlich aktiver und liquider. Durch die Zusammenlegung von Marktgebieten und eine ansteigende Zahl von Handelsteilnehmern hat der Handel sprunghaft zugenommen. Besonders deutlich werden diese gestiegenen Handelsaktivitäten im derzeit liquidessten deutschen Marktgebiet von NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG). Hier betrug die Steigerung der gehandelten Gasmengen gegenüber 2007 insgesamt 262 Prozent¹⁷.

Alle dreizehn marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber in Deutschland bieten den Handel mit Erdgas über ihre jeweiligen virtuellen Handlungspunkte an. Der positive Trend, der mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/08 seinen Anfang nahm, hat sich fortgesetzt. Nach dem üblichen Handelsrückgang in den Sommermonaten hat die gehandelte Gasmenge an den deutschen Handlungspunkten im letzten Quartal 2008 noch einmal deutlich zugenommen. Insgesamt wurde im vergangenen Jahr 2008 eine Erdgasmenge von rund 600 TWh an den deutschen Handlungspunkten gehandelt. Dies entspricht in etwa einem Anteil von 65 Prozent am deutschen Erdgasgesamtverbrauch von rund 980 TWh. Im europäischen Vergleich befindet sich Deutschland damit zwar hinter dem niederländischen virtuellen Handlungspunkt Title Transfer Facility (TTF) mit einem Handelsvolumen von 1 301 TWh und deutlich hin-

¹⁶ Die entsprechenden Daten für 2009 werden erst mit dem Monitoring in 2010 erhoben und liegen daher noch nicht vor.

¹⁷ Quelle: <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-F47A713CD73E1904/ncg/hs.xml/1162.htm>; Stand: 6. Oktober 2009.

ter dem englischen Handelsplatz National Balancing Point (NBP) mit 9 000 TWh. Deutschland liegt aber nun europaweit auf Platz Drei, da in 2008 erstmals mehr Erdgas als am belgischen Handelsplatz in Zeebrugge (468 TWh) gehandelt worden ist. Die Datenlage bis einschließlich Juli 2009 zeigt, dass sich der Handel insbesondere am virtuellen Handelsplatz von NCG positiv fortentwickelt hat und sich dem Handelsvolumen am TTF weiter annähert. Als nächster Meilenstein für die Entwicklung der Gashandelsliquidität ist die weitere Reduzierung der Marktgebiete zum 1. Oktober 2009 auf nur noch sechs Marktgebiete (drei H-Gas und drei L-Gas) anzusehen, da sich damit der Transport von Gas wesentlich einfacher durchführen lassen wird.

Weiterhin geringere Bedeutung hat dabei jedoch der Handel an der EEX in Leipzig. Eine geringe Anzahl von Handelsteilnehmern und geringe Handelsmengen legen die Vermutung nahe, dass der Großteil des Gashandels in Deutschland an den virtuellen Handelspunkten oder in bilateralen Verträgen zwischen den Unternehmen untereinander stattfindet. Die maximale bisher an der EEX gehandelte monatliche Menge von insgesamt fast vier TWh im Juli 2008 entspricht noch nicht einmal fünf Prozent des durchschnittlichen monatlichen Gasverbrauches in Deutschland. Hinzu kommt, dass im Monat Juli 2008 vergleichsweise viele Future-Kontrakte abgeschlossen wurden, die auch gesamte Jahresmengen beinhalten (dies bedeutet, dass sich Händler beispielsweise für das gesamte Kalenderjahr 2009 mit Gas „eingedeckt“ bzw. sich finanziell hinsichtlich des Gaspreises abgesichert haben). Die Liquidität könnte sich jedoch mit der neuen Marktge-

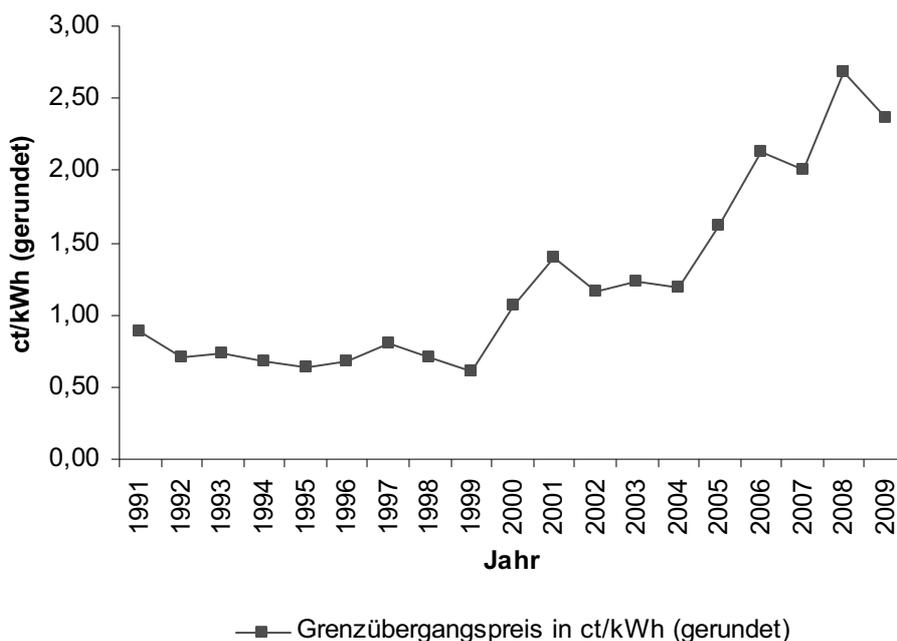
bietsgestaltung zum 1. Oktober 2009 (Reduzierung auf sechs Marktgebiete) und mit neuen Börsenprodukten, die auch einen Handel mit einem MW statt zehn MW Mindestkontraktgröße erlauben, erheblich verbessern.

Nach wie vor problematisch ist die Ermittlung eines Großhandelspreises in Deutschland. Die Vielzahl der Handelsplätze und die mangelnde Transparenz in der Preisbildung auf der Mehrzahl dieser Handelsplätze machen eine Abschätzung dieses Großhandelspreises weitgehend unmöglich. Ein für die Entwicklung der Gaspreise wichtiger Indikator ist allerdings der durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) monatlich ermittelte Grenzübergangspreis. Hierbei handelt es sich um einen statistischen Durchschnittspreis, der aus den vom BAFA erfassten Importen von Gashandels-gesellschaften zur Versorgung des deutschen Gasmarktes gebildet wird. Dieser lag im Jahr 2008 bei 2,68 ct/kWh, was einem Plus von 34,2 Prozent zu 2007 darstellt. In 2009 haben sich die Grenzübergangspreise bis Juli 2009 rückläufig auf 2,37 ct/kWh entwickelt.

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung des Grenzübergangspreises für Gas seit 1991 dargestellt. Während von 1991 bis 1999 nur eine verhältnismäßig geringe Volatilität zu verzeichnen ist, nehmen die Preisschwankungen seit 2000 zu. Insgesamt verteuerte sich der Grenzübergabepreise kontinuierlich, mit deutlichen Steigerungsraten von 1999 bis 2001 sowie ab 2004. Inwieweit diese Tendenz anhält, bleibt abzuwarten. Für das laufende Jahr 2009 entwickelten sich die Preise bisher mit 11,7 Prozent rückläufig zu 2008.

Abbildung 1

Entwicklung des Grenzübergangspreises



(Quelle: BAFA).

1.4.4 Gas – Einzelhandel

Die Gasauspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der FNB betrug in 2008 292,76 TWh (262,12 TWh in 2007), während die Auspeisemenge der VNB sich in 2008 auf 686,64 TWh (614,15 TWh in 2007) belief. Insgesamt wurden 2008 in Deutschland 979,40 TWh (876,27 TWh in 2007) ausgespeist. Nach den Erhebungen der Bundesnetzagentur haben zum Stichtag 31. Dezember 2008 insgesamt 13,5 Mio. Letztverbraucher Gas aus den Versorgungsnetzen der VNB und FNB bezogen. Davon waren 11,84 Millionen Letztverbraucher der Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nummer 22 EnWG zuzurechnen. Für 2009 ist aufgrund der wirtschaftlichen Entwicklung, verbunden mit den rückläufigen Gasimportmengen, mit einem Rückgang der Gasauspeisemenge zu rechnen.

Im Jahr 2008 betrug das Volumen der Lieferantenwechsel 42,57 TWh (33,5 TWh in 2007). Bezogen auf die Gesamtauspeisemenge in Höhe von 979,40 TWh (876,27 TWh in 2007) errechnet sich eine durchschnittliche Lieferantenwechselquote von 4,35 Prozent (3,79 Prozent in 2007). Die Lieferantenwechsellmengen von Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nummer 22 EnWG lagen bei 6,62 TWh. Dies ergibt, bezogen auf die erfasste Auspeisemenge, eine Quote von 2,71 Prozent (1,01 Prozent in 2007). Insgesamt lässt sich festhalten, dass die mengenbezogene Lieferantenwechselquote weiterhin eine eindeutige Tendenz nach oben aufweist. Insbesondere im Haushaltskundenbereich ist eine deutliche Zunahme der Lieferantenwechsellmenge, allerdings auf einem niedrigen Niveau, zu verzeichnen.

In 2008 wurden insgesamt 384 138 Lieferantenwechselvorgänge gezählt. Bei einer erfassten Letztverbraucherzahl von ca. 13,5 Millionen ergibt dies eine fallbezogene Lieferantenwechselquote von 2,85 Prozent (2007: 1,01 Prozent). Die Lieferantenwechselfälle von Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nummer 22 EnWG lagen in 2008 bei 369 086 (2007: 104 594). Dies ergibt, bezogen auf die Gesamtzahl der Haushaltskunden, eine fallbezogene Wechselquote von 3,11 Prozent. Auch bei den fallbezogenen Lieferantenwechselquoten ist eine stetige Tendenz nach oben erkennbar. Die Zahl der Wechselvorgänge hat sich besonders im Haushaltskundenbereich – zwar auf niedrigem Niveau – gut entwickelt und in einem Jahr mehr als verdreifacht.

Die Gasabgabemenge der Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher lag 2008 bei 905,15 TW (2007: 838 TWh). Zum Stichtag 31. Dezember 2008 belieferten die Großhändler und Lieferanten etwa 13,11 Millionen Letztverbraucher in Deutschland mit Gas. Davon waren 10,75 Millionen Letztverbraucher der Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nummer 22 EnWG zuzurechnen.

Der Anteil der Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen, der im Regelfall höchsten Preiskategorie, an der Gesamtabgabemenge ist weiterhin rückläufig. Bei den Haushaltskunden sank der Wert von 36,24 Prozent auf 29,48 Prozent. Die große Mehrheit der übrigen Letztver-

braucher befindet sich bereits außerhalb der Grundversorgung in Sonderverträgen.

Im Bereich der Einzelhandelspreise Gas lässt sich weiterhin eine Tendenz zu steigenden Preisen ablesen. In der Kategorie Haushaltskunden in der Grundversorgung ist der durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreis von 6,90 ct/kWh (Preisstand 1. April 2008) auf 7,11 ct/kWh (Preisstand 1. April 2009) gestiegen. Dabei machten die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb den größten Anteil am Gesamtpreis aus (53,24 Prozent). Der Anteil der Netzentgelte inkl. Entgelte für Abrechnung betrug 18,81 Prozent. Dabei stiegen die mengengewichteten Netzentgelte in dieser Kundenkategorie von 1,26 ct/kWh (Preisstand 1. April 2008) auf 1,41 ct/kWh (Preisstand 1. April 2009).

In der Kategorie Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung stieg der durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreis von 6,51 ct/kWh (Preisstand 1. April 2008) auf 6,6 ct/kWh (Preisstand 1. April 2009). Dabei machten die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb den größten Anteil am Gesamtpreis aus (54,55 Prozent). Der Anteil der Netzentgelte inkl. Entgelte für Abrechnung betrug 20,15 Prozent. Dabei stiegen die mengengewichteten Netzentgelte in dieser Kundenkategorie von 1,29 ct/kWh (Preisstand 1. April 2008) auf 1,40 ct/kWh (Preisstand 1. April 2009).

Die höheren Netzentgelte in allen Kundenkategorien lassen sich mit der Berücksichtigung der Kosten vorgelagerter Netzebenen in den ausgewiesenen Netzentgelten auf die umfassende Einbeziehung der Kosten für Systemdienstleistungen sowie auf Mengeneffekte zurückführen. Mengeneffekte erfassen zum einen die Berücksichtigung von Mindererlösen der Netzbetreiber aus dem Jahr 2007 („periodenübergreifende Saldierung“) sowie eine mit zurückgehendem Gesamterdgasverbrauch einhergehende geringere prognostizierte Absatzmenge der Netzbetreiber. Die Verteilung der genehmigten Kosten auf eine geringere prognostizierte Menge führt in der Konsequenz des angelegten Regulierungssystems zu erhöhten spezifischen Netzentgelten.

1.5 Begleitung der Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

Gesetz- und Ordnungsgeber haben im Einklang mit europäischen Vorgaben das Mess- und Zählwesen in Deutschland weiter liberalisiert. Mit den in der zweiten Jahreshälfte 2008 in Kraft getretenen Änderungen des EnWG und der dazugehörigen Messzugangsverordnung (MessZV) soll die Verbreitung intelligenter Messsysteme am Markt erreicht werden. EnWG und MessZV setzen dabei auf größtmöglichen Wettbewerb und geringstmögliche Einschränkungen bei Verbrauchern und Unternehmen. Gesetz und Verordnung gehen von einem spartenübergreifenden Ansatz aus, indem sie weitgehend entsprechende Regelungen für den Elektrizitäts- und den Gasbereich vorsehen.

Die Bundesnetzagentur hat den Prozess der Marktöffnung aktiv begleitet, indem

- die Einhaltung der Regelungen aus der MessZV überwacht,
- mit dem Monitoring gemäß § 35 Absatz 1 Nummer 12 EnWG Marktuntersuchungen über das Ausmaß von Wettbewerb bei modernen Messeinrichtungen durchgeführt,
- Festlegungen nach § 13 MessZV vorbereitet wurden und weiterhin werden.

Zudem hat die Bundesnetzagentur im März 2009 einen Workshop zum Thema „Intelligente Zähler – Wertschöpfungspotenzial und Konjunkturmotor (Chancen für Wachstum und Beschäftigung durch Investitionen und Innovationen im Energiebereich)“ organisiert und durchgeführt. Teilnehmer dieser Veranstaltung waren Vertreter der Bundesregierung, national und international tätiger Energieversorgungsunternehmen, Verbände und die Verbraucherseite. In der Vorbereitung zu diesem Workshop hat die Bundesnetzagentur Leitlinien zu ihrem weiteren Vorgehen im Bereich Mess- und Zählwesen veröffentlicht. Darin wird betont, dass

- die Bundesnetzagentur für eine konsequente Umsetzung des gesetzgeberischen Ansatzes eintritt, wonach ein vom Markt getriebener Prozess die Einführung intelligenter Messsysteme befördern soll,
- die Bundesnetzagentur es ausdrücklich begrüßt, wenn wirksamer Wettbewerb dazu führt, dass – wie gegenwärtig der Fall – Verbände, Industrie wie auch internationale Gremien Standardisierungsbestrebungen anstoßen, solange und soweit der entwickelte Standard offen ist und nicht etwa eine Marktabschottung verfolgt,
- die Bundesnetzagentur im Rahmen des gesetzlich Möglichen nachhaltige Investitionsanreize auch für Netzbetreiber schaffen möchte,
- die Bundesnetzagentur für die Thematisierung und Beachtung der datenschutzrechtlichen Belange sorgen wird.

Der intensive Dialog mit den Marktakteuren und relevanten Behörden wurde nach diesem Auftakt fortgesetzt. So wurden im weiteren Verlauf des Jahres 2009 im Hause der Bundesnetzagentur Gespräche mit Vertretern von Pilotprojekten, Herstellern, Verbänden sowie Eich- und Datenschutzbehörden geführt. Darüber hinaus beteiligt sich die Bundesnetzagentur beratend bzw. beobachtend an Fachgruppen-Sitzungen im Rahmen von Begleitforschungsprojekten sowie Standardisierungsbemühungen.

Im ersten Quartal 2010 legt die Bundesnetzagentur dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie einen Bericht zu allen relevanten rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekten eines flächendeckenden Einsatzes intelligenter Messsysteme vor. Zur Anfertigung des Berichtes wurden Mitte 2009 zwei externe Gutachten vergeben und der Markt wurde aktiv befragt. Daneben sind weitere, in den Jahren 2008 und 2009 gewonnene Erkenntnisse aus der Marktbeobachtung, aus Fachgesprä-

chen sowie aus dem Monitoring der Bundesnetzagentur in den Bericht eingeflossen.

2 Energier Regulierung im Bereich Elektrizität

2.1 Netzentgelte

2.1.1 Allgemeine Netzentgelte

2.1.1.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze

In der für das Jahr 2008 – auf der Kostenbasis des Jahres 2006 – durchgeführten zweiten Entgeltgenehmigungsrunde haben 236 Elektrizitätsnetzbetreiber für insgesamt 251 Netzbereiche einen Antrag auf Genehmigung von Netzentgelten gemäß § 23a EnWG gestellt. Von den Antragstellern fielen 87 Netzbetreiber (102 Netzbereiche) in die originäre Bundeszuständigkeit, weil an den betreffenden Elektrizitätsnetzen jeweils mehr als 100 000 Kunden angeschlossen waren und/oder das betroffene Verteilernetz über das Gebiet eines Bundeslandes hinausreichte. Waren diese Voraussetzungen nicht erfüllt, fielen die Netzbetreiber in die originäre Zuständigkeit der jeweiligen Landesregulierungsbehörde. Allerdings hat die Bundesnetzagentur für mehrere Bundesländer die Aufgaben der Landesregulierungsbehörde durch Organleihe übernommen¹⁸. Im Rahmen der Organleihe wurden 149 Anträge auf Entgeltgenehmigung gestellt. Insgesamt belief sich das beantragte Kostenvolumen der Elektrizitätsnetzbetreiber auf rund 20,4 Mrd. Euro.

Im Vorfeld der zweiten Genehmigungsrunde hatten kleinere Netzbetreiber, bei denen sich keine wesentlichen Änderungen in der Kostensituation ergeben haben, die Möglichkeit, eine Verlängerung ihrer genehmigten Netzentgelte aus dem ersten Genehmigungsverfahren zu beantragen. Von dieser Möglichkeit haben 135 Netzbetreiber (Kostenvolumen ca. 800 Mio. Euro) Gebrauch gemacht, so dass in der zweiten Genehmigungsrunde die Netzkosten der in die Bundeszuständigkeit gehörenden Netzbetreiber zu prüfen waren sowie die Netzkosten der verbleibenden 14 Netzbetreiber, die in die Zuständigkeit aus der Organleihe fielen.

Die zweite Entgeltkostenprüfung konnte im Jahr 2008 abgeschlossen werden. Die Prüfungsschwerpunkte aus der ersten Genehmigungsrunde, die im Wesentlichen die kalkulatorischen Kostenpositionen Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer betrafen, wurden dabei erweitert. In der zweiten Genehmigungsrunde bildete insbesondere die Netzhistorie einen Prüfungsschwerpunkt, um besser abschätzen zu können, mit welchen Werten Anlagegüter tatsächlich in der kalkulatorischen Kostenrechnung angesetzt werden durften. Weiterhin wurde geprüft, ob das Verbot der Abschreibungen unter Null eingehalten wurde. Zu diesem Themenkomplex gehört auch die Festlegung von Indexreihen zur Bestimmung der Tagesneuwerte der Anlagegüter, da die bisher

¹⁸ Dabei handelt es sich um die Länder Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen.

von den Netzbetreibern angewendeten Methoden zu einer Überzeichnung der Werte geführt haben können. Eine vertiefte Prüfung der operativen Kosten des Netzbetriebs war ebenso erforderlich, zumal die Netzbetreiber inzwischen weitgehend rechtlich entflochten waren. Insoweit wurde geprüft, ob sich die häufig vorgetragenen Rationalisierungsanstrengungen, etwa durch den Einsatz von Servicegesellschaften, auch durch geringere Kosten bemerkbar gemacht haben. Die Entgelte für Messung und Abrechnung wurden stärker hinterfragt und differenziert, nicht zuletzt um mehr Raum für eine wettbewerbliche Ausgestaltung des Messstellenbetriebs zu schaffen.

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern aufgegeben, in ihrer Verprobungsrechnung für die Berechnung der Netzentgelte auch den Pumpstrombezug von Pumpspeicherkraftwerken einzubeziehen. Somit ist der Elektrizitätsbezug von Pumpspeicherkraftwerken analog zu allen anderen Kraftwerken netzentgeltspflichtig¹⁹. Dadurch werden Wettbewerbsverzerrungen zu Gunsten der Pumpspeicherkraftwerke bei der Erbringung von Systemdienstleistungen vermieden. Die Verteilung der genehmigungsfähigen Gesamtkosten auf eine – bedingt durch die Berücksichtigung des Pumpstrombezugs bei der Netzentgeltspflicht – größere Menge an transportierter Elektrizität, führte im Ergebnis zu einer Senkung der Netzentgelte.

Durch die niedrigeren Entgelte auf der Übertragungsnetzebene wurden die Kosten der nachgelagerten Netzbetreiber reduziert. Dieses Ergebnis war trotz einer erheblichen Mehrbelastung möglich, die aus der Veredelung der eingespeisten Elektrizitätsmengen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz²⁰ im Jahr 2008 resultierte. Diese Elektrizitätsmengen wurden bundesweit zwischen den ÜNB ausgeglichen und führten bei allen deutschen ÜNB zu stetig steigenden Belastungen. Ebenso konnten im Rahmen dieser Netzkostenprüfungsrunde die von den Netzbetreibern geltend gemachten sonstigen Elektrizitätspreisgetriebenen Kosten für die Regel- und Verlustenergie kompensiert werden.

In Folge der Netzkostenprüfung konnten gegenüber der ersten Genehmigungsrunde erneut deutliche Kostensenkungen erzielt werden, die sich durchschnittlich auf fünf Prozent beliefen. Wie weit dabei die Absenkung der Netzentgelte in den einzelnen Kundensegmenten ging, war von dem Abnahmeverhalten des jeweiligen Netzkunden abhängig.

Diese Genehmigungsrunde bot zugleich eine Grundlage für die ab dem 1. Januar 2009 geltende Anreizregulierung und war daher von besonderer Bedeutung. Die festgestellte Netzkostenbasis bildete das Ausgangsniveau für die Bestimmung der zulässigen Erlösobergrenze in der ersten fünfjährigen Regulierungsperiode der Anreizregulierung. Dieses Ausgangsniveau wurde um die Positionen aktuelle vorgelagerte Netzkosten und aktuelle vermiedene Netzentgelte sowie geänderte Eigenkapitalverzin-

sung angepasst. Die Eigenkapitalzinssätze waren mit 9,29 Prozent vor Steuern für Neuanlagen sowie 7,56 Prozent vor Steuern für Altanlagen neu festgelegt worden. Anhand des so ermittelten Ausgangsniveaus wurde für alle Netzbetreiber, für die ein Effizienzwert festgestellt wurde, eine Überleitungsrechnung zur Vorbereitung des Effizienzvergleiches erstellt. Die Überleitungsrechnung bot die Basis für die Zuordnung der Netzkosten zu den Positionen beeinflussbare Kosten, nicht beeinflussbare und dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 ARegV.

2.1.1.2 Durchführung eines Effizienzvergleichs

2.1.1.2.1 Effizienzvergleich der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber

Die Bundesnetzagentur hat 2008 einen Effizienzvergleich für die VNB Elektrizität gemäß § 12 Absatz 1 i. V. m. Anlage 3 ARegV unter Verwendung der Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA durchgeführt. Die unternehmensindividuell ermittelten Effizienzwerte gingen – über die Bestimmung der jeweiligen Kostenanteile – in die Formel zur Festsetzung der Erlösobergrenzen ein.

VNB mit weniger als 30 000 angeschlossenen Kunden konnten statt des Effizienzvergleichs die Teilnahme am vereinfachten Verfahren wählen. Bundesweit haben ca. 650 VNB die Teilnahme am vereinfachten Verfahren gewählt. Für die Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, beträgt der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode pauschal 87,5 Prozent. Zudem konnte für diese Netzbetreiber auf eine erneute Entgeltprüfung vor der ersten Regulierungsperiode verzichtet werden, sofern sich die Kosten des Netzbetreibers nicht wesentlich verändert hatten.

In den Effizienzvergleich der VNB sind somit Daten von 198 Netzen eingegangen. Um den Effizienzvergleich durchführen zu können, war es zunächst erforderlich die Strukturdaten dieser Netzbetreiber abzufragen. Die für den Effizienzvergleich erforderlichen Strukturdaten wurden zum 10. Januar 2008 von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur übermittelt. Die Strukturdaten wurden von der Bundesnetzagentur umfangreichen Plausibilitätsprüfungen unterzogen, aufgetretene Unplausibilitäten wurden an die Netzbetreiber gemeldet und diese aufgefordert, ihre Werte zu korrigieren. Im nächsten Schritt wurde durch zahlreiche, aufwendige Berechnungen das Modell mit dem höchsten Erklärungswert stufenweise ermittelt.

Nach § 12 Absatz 1 und § 13 Absatz 3 ARegV waren die Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher hinsichtlich der Auswahl der Parameter und der Methoden anzuhören.

Diese Konsultation wurde im Jahre 2008 von der Bundesnetzagentur durchgeführt. In dieser Konsultation hat die Bundesnetzagentur vorgestellt, wie der Effizienzvergleich durchgeführt werden könnte. Im Nachgang zu der Konsultation hatten die Konsultierten die Möglichkeit, Stellungnahmen einzureichen. Die Bundesnetzagentur hat diese gewürdigt und deren Inhalte bei den Überlegungen

¹⁹ Zur entsprechenden Entscheidung des OLG Düsseldorf s. u. 4.3.1.5.

²⁰ Zur Festlegung EEG-Veredelung s. u. 2.2.4.1.

zur Durchführung des Effizienzvergleichs einbezogen. Schließlich hat die Bundesnetzagentur der Vorgabe aus § 12 Absatz 5 ARegV folgend den Landesregulierungsbehörden zum 1. Juli 2008 die Effizienzwerte für die in deren Zuständigkeit fallenden Netzbetreiber übermittelt.

Das finale Effizienzvergleichsmodell für die VNB beinhaltet elf Parameter²¹. Neben den von § 13 Absatz 4 ARegV vorgegebenen Vergleichsparametern (Anzahl der Anschlusspunkte, Fläche des versorgten Gebietes, Leitungslänge und zeitgleiche Jahreshöchstlast) wurden sieben weitere, mit wissenschaftlichen Methoden ermittelte Vergleichsparameter im Rahmen des Effizienzvergleichs verwendet. Für die VNB wurden Effizienzwerte in einer Bandbreite von 79,5 Prozent bis 100 Prozent ermittelt, die durchschnittliche Effizienz liegt bei 92,2 Prozent.

2.1.1.2.2 Effizienzvergleich der Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber

Für die ÜNB war ein Effizienzvergleich nach § 22 Absatz 1 und Absatz 2 ARegV durchzuführen. Dieser hatte unter Einbeziehung von Netzbetreibern aus anderen Mitgliedstaaten der EU zu erfolgen. Die Vorbereitung und Durchführung dieses internationalen Projektes erfolgte im Rahmen der CEER-Arbeitsgruppe zur Anreizregulierung (Workstream Incentive-based Regulation and Efficiency Benchmarking – WS EFB) unter dem Vorsitz der Bundesnetzagentur. In den Effizienzvergleich nach § 22 ARegV sind 20 ÜNB aus 15 Ländern einbezogen worden (Dänemark, Deutschland, Finnland, Großbritannien, Österreich, Italien, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Polen, Portugal, Spanien, Schweden, Tschechien und Zypern). Nach § 22 Absatz 1 Satz 4 ARegV ist dabei die strukturelle Vergleichbarkeit der herangezogenen Unternehmen sicherzustellen, insbesondere durch Berücksichtigung nationaler Unterschiede, wie z. B. unterschiedliche technische und rechtliche Vorgaben oder Unterschiede im Lohnniveau.

Auch in diesem Effizienzvergleich sind grundsätzlich die DEA und die SFA anzuwenden. Aufgrund der geringen Datenbasis wurde auf die Anwendung der SFA verzichtet, so dass die Effizienzwerte der Unternehmen aus den genannten Ländern allein auf Basis der DEA ermittelt wurden. Die ermittelten Effizienzwerte der 20 Unternehmen betragen nach der Ausreißeranalyse durchschnittlich 88 Prozent. Der Effizienzwert der vier deutschen ÜNB beträgt durchschnittlich 97,4 Prozent.

Nach § 22 Absatz 2 ARegV ist, sofern die Belastbarkeit des internationalen Effizienzvergleichs für einzelne oder alle Betreiber von Übertragungsnetzen nicht gewährleistet ist, statt des internationalen Effizienzvergleichs für

den oder die betreffenden Netzbetreiber eine relative Referenznetzanalyse durchzuführen, die dem Stand der Wissenschaft entspricht. Die Bundesnetzagentur hat sowohl den internationalen Effizienzvergleich als auch die relative Referenznetzanalyse durchgeführt.

2.1.1.3 Festlegung Erlösobergrenzen

2.1.1.3.1 Erstmalige Festlegung der Erlösobergrenzen

Wie dargestellt²², wurde zum 1. Januar 2009 die Anreizregulierung als neues Regulierungsregime in Deutschland eingeführt. Ziel der Anreizregulierung ist es, den Betreibern der Energieversorgungsnetze Anreize für eine effizientere Leistungserbringung zu setzen. Dies ist im bisher praktizierten System der Kostenregulierung größtenteils nicht der Fall gewesen, da sich Kosteneinsparungen für die Netzbetreiber nicht in steigenden Renditen niederschlagen haben. Die Anreizregulierung wirkt dem entgegen, indem einerseits den Netzbetreibern ein Senkungspfad bezogen auf die Umsatzerlöse vorgegeben wird. Andererseits dürfen die Netzbetreiber bei Übererfüllung der Vorgaben – für die Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode – die Differenz zwischen den tatsächlichen, dann geringer ausfallenden Kosten und den mit der Erlösobergrenze genehmigten Kosten einbehalten – so soll ein Anreiz zur Effizienzsteigerung entstehen.

Die Bundesnetzagentur hat im Elektrizitätsbereich 243 Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Absatz 1 und 2 ARegV i. V. m. § 21a Absatz 2 Satz 1 EnWG von Amts wegen eingeleitet. In 98 Verfahren agiert die Bundesnetzagentur in originärer Bundeszuständigkeit (darunter vier Verfahren von ÜNB). In 145 Verfahren übernahm die Bundesnetzagentur im Rahmen der Organleihe die Bestimmung der Erlösobergrenzen. Grundlage für die Bestimmung der Erlösobergrenzen waren die vorgenannten Kostenprüfungen²³.

Gemäß § 24 ARegV hatten VNB, an deren Netz weniger als 30 000 Kunden angeschlossen sind, die Möglichkeit, die Teilnahme am vereinfachten Verfahren zu wählen. Von dieser Möglichkeit haben 136 Netzbetreiber (acht in originärer Bundeszuständigkeit/128 Organleihefälle) Gebrauch gemacht. Für die Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens beträgt der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode pauschal 87,5 Prozent. Zudem gelten hierbei 45 Prozent der Gesamtkosten als von den Netzbetreibern dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Der von den Regulierungsbehörden vorgegebene Senkungspfad kommt bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten generell nicht zum Tragen.

Bei der Festlegung der Erlösobergrenze ergab sich für die meisten VNB eine Erhöhung der Erlösobergrenze gegenüber den anerkannten Netzkosten. Im Elektrizitätsbereich liegt diese Erhöhung durchschnittlich bei rund zwei Prozent. Dies resultierte aus der sog. Best-of-four-Abrech-

²¹ Stromkreislänge in der Netzebene MS – Kabel; Stromkreislänge in der Netzebene MS – Freileitungen; Stromkreislänge in der Netzebene HS – Kabel; Stromkreislänge in der Netzebene HS – Freileitungen; Versorgte Fläche; Anzahl Umspannstationen; installierte dezentrale Erzeugungsleistung; zeitgleiche Jahreshöchstlast in der Umspannebene HS/MS; zeitgleiche Jahreshöchstlast in der Umspannebene MS/NS; Anschlusspunkte über alle Netzebenen; Stromkreislänge in der Netzebene NS.

²² S. o. 1.2.

²³ S. o. 2.1.1.1.

nung im Effizienzvergleich sowie aus dem neu festgelegten Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,29 Prozent vor Steuern statt wie bisher 7,91 Prozent vor Steuern. Für Altanlagen beträgt der neue Eigenkapitalzinssatz im Elektrizitätsbereich 7,56 Prozent vor Steuern (bisher: 6,5 Prozent vor Steuern).

Weiterhin hatten die Netzbetreiber im Regelverfahren die Möglichkeit, einen pauschalierten Investitionszuschlag zu beantragen und im Rahmen einer sog. Übergangsregelung Personalzusatzkosten von Mitarbeitern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt zu bekommen. Die Übergangsregelung berücksichtigt Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, die vor dem 31. Dezember 2008 abgeschlossen worden sind. Entsprechend dieser Übergangsregelung war es zulässig, die Kosten für betrieblich und tarifvertraglich geregelte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Mitarbeitern, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt sind, als nicht beeinflussbare Kosten auszuweisen. Voraussetzung dafür war, dass deren Tätigkeit ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgte und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber bis zum Abschluss der ersten Regulierungsperiode angestrebt wird. Schließlich ging auch die allgemeine Geldwertentwicklung in die Erlösobergrenze mit ein.

Bei den ÜNB sind die Energiebeschaffungskosten für die sog. Systemdienstleistungen²⁴ teilweise stark gestiegen. Diese Kostensteigerungen führten zu einer teilweisen Anerkennung von Härtefallanträgen. Ein Härtefallantrag gemäß § 4 Absatz 4 ARegV kann von den Netzbetreibern gestellt werden, wenn die Beibehaltung der ursprünglich errechneten Erlösobergrenze für das Jahr 2009 zu einer nicht zumutbaren Härte führen würde. Nach Prüfung der beantragten Härtefallanträge wurden Teilpositionen in den Bereichen Regelenergie, EEG-Veredelung und Redispatch anerkannt. Hervorzuheben sind hier insbesondere die Kostensteigerungen der ÜNB für den Zuwachs der bundesweit prognostizierten EEG-Veredelung im Jahr 2009. Aus diesen Effekten ergibt sich bei den ÜNB ein deutlicher Anstieg der Erlösobergrenzen von 7,6 Prozent bis hin zu 30,2 Prozent.

Die Erhöhungen der Erlösobergrenzen der ÜNB in 2009 wirken sich in den nachfolgenden Jahren über die vorgelegten Netzkosten auf die Netzkosten der VNB aus. Gemäß § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 ARegV werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, zu welchen die vorgelagerten Netzkosten ebenfalls zählen, jährlich zum 1. Januar eines Kalenderjahres angepasst. Die Differenz der tatsächlichen und der in der Erlösobergrenze 2009 enthaltenen Planansätze wird über das Regulierungskonto der VNB ausgeglichen und verzinst. Hieraus findet eine Wirkung auf die Netzentgelte erst ab 2014 statt.

Einige VNB stellten im Rahmen der erstmaligen Festlegung der Erlösobergrenze Härtefallanträge gemäß § 4

Absatz 4 Nummer 2 ARegV aufgrund von erheblichen Steigerungen der Kosten für Verlustenergie. Die Bundesnetzagentur hat die Anträge abgelehnt, da die Kostensteigerung aufgrund der typischerweise frühzeitigen Beschaffung von Verlustenergie nicht unvorhersehbar ist. Zudem ist sie nicht unzumutbar, da die Kosten der Verlustenergiebeschaffung bei dem Netzbetreiber nach der letzten Kostenprüfung in untergeordneter Größenordnung in Bezug auf die anerkannten Gesamtkostensumme lagen.

Insgesamt haben sich bei der Festlegung der Erlösobergrenzen Verzögerungen ergeben. Dies war u. a. darin begründet, dass viele Unternehmen trotz der Anerkennung relativ hoher Effizienzwerte geltend machten, dass ihre individuellen kostentreibenden Parameter keine hinreichende Berücksichtigung gefunden hätten. Infolgedessen wurde eine Vielzahl von Besonderheiten in der Netzstruktur und im Netzbetrieb vorgetragen mit dem Ziel, eine weitere Verbesserung des jeweiligen Effizienzwertes nach § 15 ARegV zu erreichen.

Zusätzlich wurde im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen die periodenübergreifende Saldierung für das Jahr 2007 durchgeführt. Ein großer Teil der Netzbetreiber wurde hierbei erstmalig aufgefordert, die tatsächlichen Erlöse offenzulegen, um diese mit den genehmigten Netzkosten im Hinblick auf die tatsächliche Entwicklung der Absatzmengen abzugleichen. Die Prüfung der Daten erforderte einen hohen Aufwand, da die Daten individuell hinterfragt werden mussten.

Die Erhöhung der Netzentgelte im Jahr 2009 fällt in der Regel höher aus als der durchschnittliche Anstieg von 2 Prozent bei den Erlösobergrenzen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil der Erlösobergrenzenfestlegungen erst nach dem 1. Januar 2009 ergangen ist, so dass die Netzbetreiber in 2009 zunächst noch die bisherigen Netzentgelte beibehalten durften. Ab dem Zeitpunkt der Festlegung der Erlösobergrenze wurden die Netzentgelte für den Restzeitraum des Kalenderjahres 2009 so kalkuliert, dass die für das gesamte Kalenderjahr festgelegte Erlösobergrenze noch durch die aktuellen Entgelte erzielt werden kann. Hieraus entsteht den Netznutzern jedoch kein wirtschaftlicher Nachteil, da die Erlösobergrenze insgesamt nicht überschritten werden darf. Diese Vorgabe wird von der Bundesnetzagentur überwacht. Bei der Bestimmung der aktuellen Netzentgelte sind die Netzbetreiber darüber hinaus auf Grund der derzeitigen Wirtschaftslage von etwas niedrigeren Mengenprognosen ausgegangen. Dies bewirkt bei gegebenen Erlösobergrenzenfestlegungen ebenfalls höhere Netzentgelte. Das System der Anreizregulierung sieht aber vor, dass die Mengenprognosen nachträglich mit den tatsächlichen Mengen abgeglichen werden.

2.1.1.3.2 Erweiterungsfaktor

VNB können gemäß § 4 Absatz 4 Nummer 1 i. V. m. § 10 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze durch die Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors beantragen. Hierbei ist es unbeachtlich, ob die Erlösobergrenze des VNB im Rahmen des Regelverfahrens oder des vereinfachten Verfahrens nach § 24 ARegV festgelegt wurde.

²⁴ Zu den Systemdienstleistungen s. u. 2.3.3.3.

Lediglich bei ÜNB findet § 10 ARegV keine Anwendung (s. § 10 Absatz 4 ARegV).

Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Nicht erfasst sind hiervon Übernahmen von anderen Netzen.

Erweiterungsinvestitionen in Verteilernetze werden grundsätzlich durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt. Im Ausnahmefall können VNB für Erweiterungsinvestitionen, bei denen der Erweiterungsfaktor nicht greift, ein Investitionsbudget nach § 23 ARegV²⁵ beantragen. Der Netzbetreiber hat somit kein Wahlrecht, ob er bezogen auf eine Erweiterung einen Antrag gemäß § 4 Absatz 4 i. V. m. § 10 ARegV stellen möchte oder einen Antrag gemäß § 23 Absatz 6 ARegV. Beide Verfahren beziehen sich auf voneinander sachlich zu trennende Investitionsmaßnahmen.

Die Netzbetreiber konnten erstmalig zum 30. Juni 2009 einen Antrag auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV stellen. Insgesamt wurden 116 Anträge auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors gestellt. Bis zum 9. November 2009 wurden 100 Beschlüsse zum Erweiterungsfaktor von der Bundesnetzagentur gefasst. Vier Anträge wurden zurückgezogen.

2.1.1.3.3 Mehrerlösabschöpfung

In seiner Entscheidung im Verfahren „Vattenfall“ zur sog. Mehrerlösabschöpfung hatte der Bundesgerichtshof (BGH) in erfreulicher Klarheit die Position der Bundesnetzagentur bestätigt, wonach die im Zeitraum zwischen dem Eingang des ersten Genehmigungsantrages und der Erteilung der ersten Genehmigung in 2006 bzw. 2007 erzielten „Mehrerlöse“ nicht beim Netzbetreiber verbleiben dürfen. Vielmehr hat der BGH klargestellt, dass diese Erlöse in einer nachfolgenden Periode den Netznutzern wieder ausgeglichen werden müssen. Dabei habe grundsätzlich keine individuelle Rückabwicklung der einzelnen Netznutzungsverhältnisse zu erfolgen; stattdessen seien die zuviel erzielten Erlöse insgesamt als kostenmindernde Erlöse des jeweiligen Netzbetreibers zu betrachten. Damit werden zukünftig alle Kunden in gleicher Weise von der Mehrerlösabschöpfung profitieren.

Aktuell führt die Bundesnetzagentur bei allen in Bundeszuständigkeit liegenden bzw. aufgrund der Organleihe in ihre Zuständigkeit übertragenen Unternehmen die Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Absatz 1 ARegV i. V. m. § 11 StromNEV (periodenübergreifende Saldierung) durch, und zwar für den Zeitraum vom 29. Oktober 2005 bis zum Beginn der jeweils erteilten Netzentgeltgenehmigung. Diese Rechtsgrundlage trägt der Vorgabe des BGH, die Mehrerlöse zukunftsgerichtet und periodenübergreifend auszugleichen, im System der Anreizregulierung vollständig Rechnung. Bis zum 9. November 2009 wurden 200 Anhörungsschreiben zur Mehrerlösabschöpfung von der Bundesnetzagentur versendet.

²⁵ Zu den Investitionsbudgets s. u. 4.2.

2.1.1.3.4 Missbrauchsverfahren zu Netzentgelten

Auf Antrag der Stadtwerke Bühl GmbH wurde gegen die EnBW Regional AG ein Missbrauchsverfahren (Az. BK8-07/029) eingeleitet. Zu prüfen war die Zulässigkeit der erhobenen Netzentgelte für die Entnahme von elektrischer Energie aus dem Netz der EnBW Regional AG. In diesem Zusammenhang prüfte die Bundesnetzagentur ebenfalls, ob die Inanspruchnahme des 110 kV-Netzes zum Zweck der Sicherstellung der sog. „n-1“-sicheren Versorgung und im Hinblick auf die daraus folgende Partizipation am Hochspannungsnetz eine Zuordnung der 110 kV-Sammelschiene zur Netzebene Hochspannung rechtfertigte.

Die Stadtwerke Bühl GmbH ist an die 110 kV-Sammelschiene angeschlossen. Zu diesem Zweck betreibt die Stadtwerke Bühl GmbH zwei eigene 110/20 kV-Transformatoren bzw. eigene Leitungen und Kabel zum Anschluss ihrer Anlage. Im vorliegenden Fall stellt die 110 kV-Sammelschiene die Eigentumsgrenze dar. Diese Sammelschiene gehört nach den in vorangegangenen Verfahren bereits beschiedenen Grundsätzen zur Umspannebene und im vorliegenden Fall zur Netzebene Umspannung Höchstspannung/Hochspannung. Damit hat die Stadtwerke Bühl GmbH in der gegebenen Anschlusskonfiguration einen Anspruch auf die Abrechnung mit einem Netzentgelt für die Entnahme von elektrischer Energie aus der Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung.

2.1.2 Netzentgelte gemäß § 14 Absatz 2 Satz 3 StromNEV (Pancaking)

Nach § 14 Absatz 2 Satz 2 StromNEV werden an eine Netz- oder Umspannebene angeschlossene Letztverbraucher und Weiterverteiler sowie die nachgeordnete Netz- oder Umspannebene als Netzkunden der jeweiligen Netz- oder Umspannebene angesehen und im Hinblick auf die Kostenwälzung gleichbehandelt. Abweichend hiervon eröffnet § 14 Absatz 2 Satz 3 StromNEV die Möglichkeit, unter bestimmten Voraussetzungen eine Sonderregelung zu treffen, die in der Regel ein ermäßigtes Netzentgelt beinhaltet.

Nach dieser Vorschrift sind zwischen Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung, die direkt miteinander verbundene Netze der gleichen Netz- oder Umspannebene betreiben, sachgerechte Sonderregelungen zu treffen, wenn

1. eine unbillige Härte vorliegt oder
2. die Netze so miteinander vermascht sind, dass sie nur gemeinsam sicher betrieben werden können.

Diese Anschlusssituation wird als sog. Pancaking beschrieben und bezeichnet im Fall der Nutzung gleicher Spannungsebenen die Tatsache, dass die Grundkomponenten des Netzentgeltes durch die Nutzung derselben Netzebene im eigenen Netzgebiet und beim vorgelagerten Netzbetreiber grundsätzlich mehrfach gezahlt werden müssen.

Im Rahmen der Netzentgeltprüfung war zu beobachten, dass bei den verschiedenen Netzbetreibern sehr unter-

schiedliche Vorstellungen und Lösungsansätze vorherrschten. Die seit dem Jahr 2006 anhaltende Diskussion zu diesem Thema hat die Bundesnetzagentur schließlich dazu veranlasst, mit den betroffenen Unternehmen und Interessenverbänden in einer öffentlichen Konsultation eine sinnvolle Präzision der Auslegungsgrundsätze des § 14 Absatz 2 Satz 3 StromNEV zu erörtern. Zu diesem Zweck wurde ein Leitfadentwurf zur Findung sachgerechter Sonderregelungen in den Fällen der Kostenwälzung nach § 14 Absatz 2 Satz 3 StromNEV veröffentlicht und konsultiert. Die Stellungnahmefrist endete am 31. August 2009. Die eingegangenen Stellungnahmen (Verbände, Regionalversorger, Stadtwerke, Industrieunternehmen und die Landesregulierungsbehörden Bayern und Baden-Württemberg) haben sehr positiv auf die Empfehlung der Bundesnetzagentur reagiert, eine bundesweit einheitliche Regelung vorzuschlagen. Einen Schwerpunkt des Leitfadens bildet die von der Bundesnetzagentur vertretene Auffassung, dass eine unbillige Härte i. S. d. § 14 Absatz 2 Satz 3 StromNEV jedenfalls dann vorliegt, wenn die Nutzer des nachgelagerten Netzes wegen der Aufsummierung der Netzentgelte für dieselbe Netzebene (dem Pancaking-Effekt) 15 Prozent höhere Netzentgelte zahlen müssen als bei einer ausschließlichen Nutzung des vorgelagerten Netzes. Der an ein Positionspapier des BDEW angelehnte Maßstab erscheint – da aus dem Kartellrecht abgeleitet – objektivierbar und gegenüber den unterschiedlichen Interessen ausgewogen. Der Leitfaden ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht worden²⁶.

2.1.3 Individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Absatz 2 und 3 StromNEV

Die Bundesnetzagentur hat zum Stand 30. September 2009 insgesamt 176 Anträge auf Genehmigung individueller Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 StromNEV bearbeitet. Dabei ist zwischen zwei Fällen atypischer Netznutzung zu unterscheiden. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV einem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn dessen Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Entnahme- oder Umspannebene abweicht. § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV verpflichtet Netzbetreiber, besonders stromintensiven Netznutzern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn deren Abnahmeverhalten durch einen gesetzlich definierten, besonders gleichmäßigen und sehr hohen Strombezug gekennzeichnet ist.

Auf der Grundlage von § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV hat die Bundesnetzagentur 50 Genehmigungen erteilt. Ein Antrag musste auf Grund fehlender Genehmigungsvoraussetzungen abgelehnt werden. Zwölf Verfahren wurden nach erfolgter Antragsrücknahme eingestellt.

Auf der Grundlage von § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV hat die Bundesnetzagentur 57 Genehmigungen erteilt.

Fünf Anträge mussten mangels Vorliegens der Genehmigungsvoraussetzungen abgelehnt werden. Fünf Verfahren wurden nach erfolgter Antragsrücknahme eingestellt.

Am 19. Dezember 2008 hat die Bundesnetzagentur einen Leitfaden für die Genehmigung individueller Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 StromNEV veröffentlicht. Der Veröffentlichung vorausgegangen war ein umfassendes Konsultationsverfahren, in dem sowohl den betroffenen Letztverbrauchern als auch den Netzbetreibern die Möglichkeit geboten wurde, ihre Erfahrungen mit der bisherigen Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur darzulegen und etwaige Verbesserungsvorschläge zu diskutieren. Der auf Basis dieser Diskussion erstellte Leitfaden soll dazu dienen, den Beteiligten für die Zukunft transparente und nachvollziehbare Auslegungsgrundsätze an die Hand zu geben, die es ihnen ermöglichen, die konkreten Anforderungen für eine Genehmigungserteilung nach § 19 Absatz 2 Satz 1 oder 2 StromNEV Strom bereits im Vorfeld einer Antragstellung beurteilen zu können. Ferner soll der Leitfaden den Beteiligten dabei helfen einzuschätzen, welche Angaben und Unterlagen die Bundesnetzagentur konkret benötigt, um eine entsprechende Prüfung der nach § 19 Absatz 2 StromNEV gestellten Anträge vornehmen zu können. Wesentliches Ergebnis der Konsultation war einerseits die Erforderlichkeit zusätzlicher Erheblichkeitsschwellen für den Antragsteller, andererseits aber auch die Zulassung sog. Abschalt- und Zuruffregelungen als optionale Ergänzung zum bestehenden Hochlastzeitenmodell.

Im Zusammenhang mit den individuellen Netzentgelten für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Absatz 3 StromNEV, die keiner Ex-ante-Genehmigungspflicht unterliegen, hat sich die Bundesnetzagentur im Berichtszeitraum mit mehreren Missbrauchsbeschwerden gemäß § 31 EnWG befasst. Besonders hervorzuheben ist dabei der Beschluss Az. BK4-08-482 vom 11. August 2009, in dem sich die Bundesnetzagentur intensiv mit der Frage auseinandergesetzt hat, welche Anforderungen in Bezug auf die Kalkulation und Nachvollziehbarkeit singularer Netzentgelte zu stellen sind. Danach sind bei der Berechnung individueller Netzentgelte für singular genutzte Betriebsmittel pauschalierende Betrachtungen im bestimmten Umfang möglich.

2.1.4 Anreizsystem Systemdienstleistungen

Die Bundesnetzagentur hat am 30. November 2009 mit einer Festlegung ein verbindliches Anreizsystem für Systemdienstleistungen der ÜNB eingeführt. Es regelt zugleich Art und Umfang der Anerkennung der entstehenden Kosten. Basis der Festlegung ist eine freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) der ÜNB. Mit der Festlegung wird bestätigt, dass die nach Maßgabe dieser FSV und unter Beachtung der Vorgaben zur Beschaffung ermittelten Kosten für Systemdienstleistungen als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Absatz 2 Satz 4 ARegV gelten. Entsprechend der Regelung müssen die ÜNB ihre Erlösobergrenze sowohl nach oben als auch nach unten anpassen.

Zur Wahrung der Systemstabilität kommt den ÜNB eine besondere Verantwortung zu: Sie haben die Pflicht, die

²⁶ Leitfaden zur Findung sachgerechter Sonderregelungen in den Fällen der Kostenwälzung nach § 14 Absatz 2 Satz 3 StromNEV.

Elektrizitätseinspeisung und -entnahme fortwährend in Einklang zu bringen und Dysbalancen auszugleichen. Für kurzfristig auftretende Differenzen müssen die ÜNB zum einen sog. Regelleistung vorhalten und im Bedarfsfalle diese Leistung als Regelenergie einsetzen. Zum anderen müssen die ÜNB die physikalisch mit der Durchleitung von Elektrizität verbundenen Verluste ausgleichen. Schließlich sind zur Vermeidung von Netzengpässen kostenbehaftete Eingriffe in den seitens der Kraftwerksbetreiber geplanten Kraftwerkseinsatz (Redispatch) erforderlich. Das Anreizmodell gilt für die beschriebenen Dienstleistungen Regelleistung, Verlustenergie und Redispatch. Andere Systemdienstleistungen, wie bspw. die sog. Schwarzstartfähigkeit oder die Blindleistungsbereitstellung, sind hingegen nicht Teil dieser FSV.

Maßgeblich für die Festlegung war u. a., dass die Kosten für Regelleistung, Verlustenergie und Redispatch knapp 50 Prozent der gesamten Netzkosten der Übertragungsebene umfassen und zum Teil starken Veränderungen vor allem durch Marktpreisschwankungen unterliegen. Es ist unbestritten, dass die ÜNB durch eine vermehrt gesamtdeutsche Vorhaltung der Regelleistung bereits erhebliche Kostensenkungen erreicht haben. Dieser Weg muss jedoch solange weiter beschritten werden, bis das Kostensenkungspotential weitestgehend ausgeschöpft ist. Mit dem nunmehr festgelegten System werden die Kostensenkungen auch beim Verbraucher ankommen.

Zukünftig wird jedes Jahr der in den Erlösobergrenzen des Folgejahres anerkannte Betrag für Systemdienstleistungen an die Entwicklung der Marktpreise für die jeweilige Systemdienstleistung angepasst. Der Betrag wird zudem um 1,25 Prozent pro Jahr reduziert. Dieser Wert orientiert sich an dem Produktivitätsfortschritt, der auch in der Anreizregulierung zugrunde gelegt wird und potenzielle Effizienzsteigerungen abbildet. Mit einem Bonus-Malus-System werden zusätzlich Anreize für die Übertragungsnetzbetreiber gesetzt, ihre spezifischen Kosten zu senken: Bei jeder Überschreitung des im Vorjahr angesetzten Betrages trägt der ÜNB 25 Prozent der Mehrkosten, bei jeder Unterschreitung darf er 25 Prozent der Einsparungen einbehalten. Die verbleibenden 75 Prozent Mehr- oder Minderkosten fließen in die Erlösobergrenze ein. Insgesamt ist zu erwarten, dass die Verbraucher insbesondere von den Kostensenkungen profitieren werden, die aus der gemeinsamen Vorhaltung der Regelleistung resultieren.

Die Festlegung vereint folgende zentrale regulatorische Aufgaben: Die Schaffung von hinreichender Planungssicherheit, eine angemessene Kostenerstattung, das Setzen von Anreizen zu effizientem Verhalten und die Weitergabe von realisierten Kostensenkungen an die Netznutzer. Die neuen Regelungen gelten ab 2010 zunächst bis zum Ende der ersten Regulierungsperiode im Jahr 2013.

2.1.5 Qualitätsregulierung im Bereich Elektrizität

Im Rahmen der Anreizregulierung besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber die vorgeschriebenen Erlösabsenkungen realisieren, indem sie erforderliche Investitionen

in ihre Netze unterlassen und es so zu einer Verschlechterung der Versorgungsqualität kommt. Um dem vorzubeugen, sieht die ARegV in den §§ 18 bis 21 die Einführung einer Qualitätsregulierung vor. Diese kann nach § 19 Absatz 2 ARegV für den Elektrizitätsbereich bereits zur oder im Laufe der ersten Regulierungsperiode starten, sofern hierfür hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. Spätestens zur zweiten Regulierungsperiode aber muss sie implementiert sein. Die Qualitätsregulierung ist über ein Qualitätselement, das Bestandteil der Erlösobergrenzenformel ist, umzusetzen. Durch das Qualitätselement erhalten diejenigen Netzbetreiber, deren Netz im Vergleich zu anderen Netzbetreibern eine gute Qualität aufweisen, einen Zuschlag auf die Erlösobergrenze. Netzbetreiber mit vergleichsweise schlechter Qualität müssen Abschläge in Kauf nehmen (Bonus-/Malusystem).

Die Bundesnetzagentur steht vor der Aufgabe, ein Konzept für die Ausgestaltung des Qualitätselements zu entwickeln und dieses umzusetzen. Das Qualitätselement kann gemäß § 19 Absatz 1 ARegV zum einen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit²⁷ und zum anderen hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit²⁸ Anwendung finden. Für diese Aspekte der Qualitätsregulierung hat die Bundesnetzagentur Beratungsprojekte ausgeschrieben. Die Vergabe bezüglich der Netzzuverlässigkeit erfolgte im März 2009 und ein Beratungsprojekt für die Netzleistungsfähigkeit wurde im Mai 2009 vergeben.

Am 30. Juni 2009 und am 5. Oktober 2009 fanden Arbeitstreffen mit den Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise und Vertretern der Verbraucherseite statt, in denen Lösungsansätze für die Netzzuverlässigkeit diskutiert wurden.

Der Zeitpunkt der Einführung des Qualitätselements ist abhängig von den Erkenntnissen aus den jeweiligen Beratungsprojekten. Hier ist insbesondere das Vorliegen einer hinreichend belastbaren Datenbasis, s. § 19 Absatz 2 bzw. § 20 Absatz 5 ARegV, von besonderer Bedeutung. Die Bundesnetzagentur arbeitet darauf hin, noch im Laufe der ersten Regulierungsperiode ein Qualitätselement für den Bereich Elektrizität einzuführen.

2.2 Zugang zu den Verteiler- und Übertragungsnetzbetreibern Elektrizität

2.2.1 Netzzugang

2.2.1.1 Leitfaden Veröffentlichungspflichten

Die Bundesnetzagentur hat im Januar 2008 einen „Leitfaden zu den Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber“ veröffentlicht. Dieser Leitfaden verfolgt das Ziel, dass die Netzbetreiber vollständig und möglichst standardisiert ihren Veröffentlichungspflichten

²⁷ Laut § 19 Absatz 3 ARegV handelt es sich bei der Netzzuverlässigkeit um die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren.

²⁸ Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach der Übertragung von Energie zu befriedigen.

nachkommen, damit sich Netznutzer wie Erzeuger, Lieferanten oder auch Letztverbraucher ausreichend informieren und die verschiedenen Netzbetreiber miteinander vergleichen können. Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur die Prüfung der Internet-Veröffentlichungspflichten der Elektrizitätsnetzbetreiber, welche in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur fallen, fortgesetzt. Insgesamt ist eine Verbesserung zu verzeichnen hinsichtlich der Auffindbarkeit, Vollständigkeit und standardisierter Darstellung der unter die Veröffentlichungspflichten fallenden Angaben. Jedoch sind bei einzelnen Veröffentlichungspflichten nach wie vor Defizite in der Umsetzung – insbesondere in Bezug auf den Leitfaden – festzustellen. So gibt es vor allem bei der Veröffentlichung von Daten nach § 12 Absatz 3 StromNZV (Ergebnisse der Differenzbilanzierung), § 13 Absatz 3 StromNZV (Preise für Jahresmehr- bzw. Jahresminderungen) oder nach § 17 Absatz 2 StromNZV (speziell die Darstellung von Lastgängen) weiterhin Verbesserungsbedarf seitens der Elektrizitätsnetzbetreiber.

So haben beispielsweise lediglich 51 Prozent aller Elektrizitätsnetzbetreiber, welche in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur fallen, Daten nach § 12 Absatz 3 StromNZV veröffentlicht. Dabei kommen besonders kleinere Unternehmen – namentlich solche, die aufgrund ihrer Größe von wesentlichen Vorgaben der Entflechtung befreit sind – ihrer Verpflichtung zur Veröffentlichung der Ergebnisse der Differenzbilanzierung nicht nach. Netzbetreiber, an deren Verteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, sind zwar nach § 12 Absatz 3 Satz 4 StromNZV von der Verpflichtung zur Führung eines Differenzbilanzkreises (s. § 12 Absatz 3 Satz 1 StromNZV) freigestellt. Hierbei handelt es sich jedoch gemäß der „Festlegung von Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ der Bundesnetzagentur vom 10. Juni 2009 (Az. BK6-07-002)²⁹ nur um punktuelle Freistellungen, die mit Blick auf den Aufwand für die Führung und Bewirtschaftung gesonderter Bilanzkreise eingeräumt worden sind. Dem Wortlaut von § 12 Absatz 3 StromNZV kann im Übrigen nicht entnommen werden, dass der Ordnungsgeber VNB mit weniger als 100 000 angeschlossenen Kunden auch von der Pflicht zur eindeutigen Zuordnung der von § 12 Absatz 3 StromNZV erfassten Differenzmengen sowie von der Pflicht zur Veröffentlichung der entsprechenden Mengen freistellen wollte. Wären diese Netzbetreiber auch von den beiden letztgenannten Verpflichtungen zu befreien gewesen, so hätte der Ordnungsgeber die in § 12 Absatz 3 StromNZV niedergelegten Verpflichtungen vollständig auf größere Netzbetreiber beschränkt. Somit haben auch kleine Netzbetreiber eine sog. Differenzzeitreihe entsprechend der Festlegung zu bilden und zu veröffentlichen.

2.2.1.2 Heizstrommarkt

Die Bundesnetzagentur hat ein Gutachten erstellen lassen, in dem untersucht wurde, ob durch Vereinfachungen

des Abwicklungsverfahrens für die Belieferung von sog. Heizstromkunden (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) Wettbewerbshindernisse auf dem Heizstrommarkt beseitigt werden können. Im Bereich der Heizstromkunden ist der Bundesnetzagentur kein funktionierender Wettbewerb bekannt. Dies wird durch zahlreiche an die Bundesnetzagentur gerichtete Beschwerden von Verbrauchern, die mangels Anbieter keine Wechsellmöglichkeit haben, belegt. Die Belieferung der Heizstromkunden erfolgt fast ausschließlich durch den im Netzgebiet etablierten Versorger (in der Regel der mit dem Netzbetreiber verbundene oder assoziierte Vertrieb). Die Ausschreibung des Gutachtens erfolgte, nachdem Gespräche mit betroffenen Marktteilnehmern (Elektrizitätslieferanten, Netzbetreiber und Wirtschaftsverbänden) zu keinem Ergebnis geführt hatten.

Das Gutachten ist in zwei Teilgutachten gegliedert. Inhalt des ersten Teils ist eine detaillierte und fundierte Marktanalyse der Wettbewerbssituation im Heizstrommarkt. Ziel des zweiten Teils war es zu ermitteln, ob durch Änderungen im Abwicklungsverfahren für die Belieferung von Heizstromkunden die Prozesskosten und -risiken so deutlich reduziert werden können, dass die im ersten Gutachtenteil identifizierten Wettbewerbshindernisse auf dem Heizstrommarkt beseitigt würden. Als Handlungsoptionen für eine Verringerung der Kosten und Risiken wurden hierbei eine Verringerung der Anzahl der Lastprofile und der Anzahl der Temperaturmessstellen sowie die Veränderung des Abrechnungsmodus für den Bilanzkreis des Lieferanten untersucht.

Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass ein regulatorischer Eingriff zur Prozessvereinfachung mit dem Zweck der Förderung des Wettbewerbs im Heizstrommarkt grundsätzlich möglich wäre; unter Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Kostenentwicklung erscheint dies jedoch derzeit nicht angemessen³⁰.

Die Bundesnetzagentur wird die vom Gutachter aufgeführten Vorschläge prüfen. Gleichzeitig wird die Bundesnetzagentur die Entwicklungen auf dem Heizstrommarkt weiter aufmerksam verfolgen.

2.2.2 Netzanschluss

2.2.2.1 Netzanschluss von Kraftwerken und Register nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung

Im Berichtszeitraum hatten mehrere Kraftwerksinvestoren die Bundesnetzagentur gebeten, ihnen bei der Gewährung des Netzanschlusses an das Übertragungsnetz für ihre Großkraftwerke vermittelnd und unterstützend zur Seite zu stehen. Die Bundesnetzagentur konnte daraufhin in einer Vielzahl von bilateralen Gesprächen und Verhandlungsrunden mit den Netzanschlusspetenten und den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern die komplexen Problemfelder identifizieren. Diese umfassen u. a. das

²⁹ S. 21 der genannten Festlegung; allgemein dazu s. a. 2.2.4.3.

³⁰ Die zwei Teilgutachten sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter www.bundesnetzagentur.de Sachgebiete Elektrizität/ Gas Sonderthemen - Gutachten Heizstrommarkt zu finden.

Verhältnis von Netzanschluss und Netzzugang, die Netzausbauverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber und die Übernahme der Netzausbaukosten.

Mit Inkrafttreten der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) am 30. Juni 2007 wurden Regelungen erlassen, Erzeugungsanlagen >100 MW einen diskriminierungsfreien Netzanschluss zu transparenten Anschlussbedingungen zu ermöglichen. Hierzu wurde erstmals vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) im April 2008 in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur ein Register mit allen Erzeugungsanlagen erstellt. Die Erstellung und Pflege des Registers obliegt den Netzbetreibern, die darin auch stillgelegte bzw. vorübergehend stillgelegte Anlagen abbilden. Das Register selbst ist nur Anschlussnehmern³¹ sowie auf Anforderung Energieaufsichtsbehörden und den Regulierungsbehörden gemäß § 9 Satz 3 KraftNAV zugänglich.

Das Register zeigt zudem auch alle geplanten Kraftwerksvorhaben. Diese werden je nach Entwicklungszustand in die beiden Kategorien „Netzanschlussbegehren“ und „Netzanschlusszusage“ unterteilt. Allerdings lassen zum heutigen Zeitpunkt weder Netzanschlussbegehren noch Netzanschlusszusagen eine verlässliche Abschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit zu.

2.2.2.2 Netzanschluss von OffShore-Windanlagen

Vor dem Hintergrund einer angespannten Finanz- und Wirtschaftslage hat die Bundesnetzagentur in den Berichtsjahren zu verschiedenen OffShore-Windpark-Projekten zahlreiche intensive Gespräche mit OffShore-Windpark-Entwicklern/-Betreibern und/oder Übertragungsnetzbetreibern geführt, damit die Projekte und deren Netzanbindungen möglichst zügig realisiert werden können. Bei zwei in der Nordsee gelegenen OffShore-Windparks wurde aufgrund der fortgeschrittenen Entwicklungs- bzw. Ausführungsphase mit dem Bau der Netzanbindungen begonnen, wobei eine der beiden Anbindungen bereits in 2009 in Betrieb genommen wurde; entsprechende Investitionsbudgets hat die Bundesnetzagentur genehmigt. Ebenfalls wurde mit dem Bau der Netzanbindung eines in der Ostsee befindlichen OffShore-Windparks in 2009 begonnen. Im Rahmen der Beurteilung des Zeitpunktes der Investitionsauslösung durch den ÜNB war die Bundesnetzagentur mit eingebunden. Bei der Anbindung der einzelnen OffShore-Windparks mit dem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt an Land kommt Drehstrom- oder Gleichstromtechnik zur Anwendung. Insbesondere aus ökonomischer Sicht bietet sich die Gleichstromübertragungstechnik zur Übertragung hoher Energiemengen in Verbindung mit großen Übertragungsdistanzen an.

Im Frühjahr 2009 fand zudem die von der Bundesnetzagentur veranstaltete Forumsveranstaltung „OffShore-Windpark-Projekte“ statt. An der Veranstaltung nahmen OffShore-Windpark-Entwickler/-Betreiber, Verbände so-

wie Vertreter des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie teil. Am Ende eines konstruktiven Dialogs über den Entwicklungsstand einzelner OffShore-Windpark-Projekte sowie über das Verständnis der gesetzlichen Anbindungsverpflichtung nach § 17 Absatz 2a EnWG kündigte die Bundesnetzagentur die Erarbeitung eines Positionspapiers zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Absatz 2a EnWG an.

Dieses von der Bundesnetzagentur erarbeitete Positionspapier wurde im April 2009 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. ÜNB, Küstenbundesländer, Verbände und OffShore-Windpark-Entwickler/-Betreiber beteiligten sich zahlreich an der Konsultation. Aufgrund der Ergebnisse der Konsultation, der Erkenntnisse aus weiteren Gesprächen mit den OffShore-Windpark-Entwicklern/-Betreibern sowie den ÜNB hat die Bundesnetzagentur das Positionspapier noch einmal überarbeitet. Die endgültige Fassung des Positionspapiers zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Absatz 2a EnWG ist am 2. Oktober 2009 veröffentlicht worden und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur abrufbar.

2.2.2.3 Smart Grids

Nur wenn entsprechende Netzanschlüsse vorhanden sind, können Offshore-Windparks ihre Elektrizität auch zu den Verbrauchern transportieren; nur wenn Netze leistungsfähig und ausfallsicher sind, können sich Industriebetriebe auf sie verlassen.

Die Netze müssen in der Lage sein, die immer komplexeren Herausforderungen durch die Windenergie, steigende Handelsvolumina und die schwankende Nachfrage zu meistern. Damit das möglich ist, unterstützt die Bundesnetzagentur den Umbau der herkömmlichen Netze zu auch zukünftig leistungsstarken Netzen, zu sog. „Smart Grids“.

Die technische Umsetzung hin zu Smart Grids erfolgt durch eine verstärkte Anwendung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT), die das Netz stärker mit (dezentralen) Erzeugern koppeln, dabei auch virtuelle Kraftwerke einbinden und insbesondere eine verbesserte Vernetzung mit Verbrauchern ermöglichen. Damit werden auf der einen Seite die Informationen für den Netzbetrieb verbessert, auf der anderen Seite kann aber auch das Verbrauchsverhalten stärker mit der Erzeugung in Einklang gebracht werden, so dass letztlich der Bedarf an teurer Regel- und Ausgleichsenergie verringert werden kann. Darüber hinaus bieten diese Informationen die Möglichkeit, Instabilitäten frühzeitig zu erkennen und zu beheben, um so beispielsweise großflächige Elektrizitätsausfälle zu vermeiden. Intelligente Netze fördern damit die Energieeffizienz, den Klimaschutz und die Versorgungssicherheit. Sie werden in Zukunft zudem notwendig sein, um eine ausreichende Versorgung von Elektromobilen sicherstellen zu können.

Zur Förderung von sog. Smart Grids-Technologien kann die Bundesnetzagentur nicht auf unmittelbare Befugnisse zurückgreifen. Mit den Aufgaben im Mess- und Zählwe-

³¹ Anschlussnehmer i. S. d. § 2 Nr. 1 KraftNAV.

sen, der Regulierung der Netznutzungsentgelte und der Aufsicht über die Entflechtung des Netzbetriebs (von den vor- bzw. nachgelagerten Geschäftsbereichen der Energieversorger) hat sie aber mittelbar Möglichkeiten zur Einflussnahme. Die Bundesnetzagentur ist bestrebt, evtl. Markteintrittsschranken in diesen Bereichen frühzeitig zu erkennen und, wenn möglich, abzubauen. Die aktive Rolle der Bundesnetzagentur bei der Gestaltung und Weiterentwicklung des Zähl- und Messwesens³² gibt ein Beispiel hierfür. Auf europäischer Ebene hat die Bundesnetzagentur ebenfalls die Bestrebungen zur Entwicklung und Förderung des Aufbaus von Smart Grids unterstützt. Hierbei hat sie stets besonderen Wert darauf gelegt, dass finanzielle Förderungen für den Aufbau intelligenter Netze nicht bloß zur Erfüllung der gesetzlichen Unterhalts- und Ausbaupflichten eingesetzt werden können.

Eine regulatorisch verantwortungsvolle und innovative Strategie zum Aufbau von Smart Grids zu finden, wird eine der Hauptaufgaben der nächsten Jahre sein.

2.2.2.4 Baukostenzuschüsse

Die Praxis der Netzbetreiber bei der Erhebung von Baukostenzuschüssen war ursächlich für zahlreiche und wiederkehrend an die Bundesnetzagentur herangetragene Anfragen und Beschwerden insbesondere von Anschlussnehmern in Netzebenen oberhalb Niederspannung. Hauptstreitpunkt waren die zur Ermittlung von Baukostenzuschüssen herangezogenen Kalkulationsmethoden, die von den Anschlussnehmern oftmals nicht nachvollzogen werden konnten und daher als intransparent empfunden wurden.

Dies hat die Bundesnetzagentur veranlasst, ein Kalkulationsmodell zu entwickeln, das einerseits den gesetzlichen Transparenzanforderungen genügt, andererseits aber auch die nötige Steuerungswirkung entfaltet, um das Entstehen überdimensionierter und ineffizienter Netze zu verhindern, und dessen Ermittlungs- und Kontrollaufwand ferner in einem angemessenen Verhältnis zu dem durch die Baukostenzuschüsse generierten Erlösvolumen steht. Nach diesem Modell ergibt sich der Baukostenzuschuss aus der Multiplikation der vertraglich vereinbarten Leistungsbereitstellung mit dem zum Zeitpunkt des Vertragschlusses oder der Vertragsanpassung geltenden veröffentlichten Leistungspreis (> 2 500 Benutzungsstunden) des Netzentgelts der Anschlussnetzebene. Baukostenzuschüsse, die anhand dieses Leistungspreismodells ermittelt werden, sieht die Bundesnetzagentur als angemessen an.

Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur im Interesse eines einheitlichen Erhebungskonzeptes für Baukostenzuschüsse in höheren Netzebenen entsprechende Anwendungsgrundsätze, u. a. für die Forderung von Baukostenzuschüssen bei Wechsel der Örtlichkeit des Netzanschlusses, bei Netzebenenwechsel sowie bei Leistungserhöhung, erarbeitet. Ihre Darlegungen zum Leistungspreismodell als auch zu den entwickelten Anwendungsgrundsätzen hat die Bun-

desnetzagentur im Rahmen eines Positionspapiers zur Erhebung von Baukostenzuschüssen für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung Anfang Januar 2009 veröffentlicht.

2.2.3 Regelernergie/Systemdienstleistungen

2.2.3.1 Optimierte Ausregelung von Leistungsungleichgewichten – Einheitliche Regelzone

Eine der Hauptaufgaben der ÜNB ist der Ausgleich der permanenten Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch. Diese Aufgabe wird derzeit durch den Einsatz von Regelernergie von jedem ÜNB in eigener Verantwortung für sein jeweiliges Übertragungsnetz wahrgenommen. Die separate Ausregelung der Regelzonen kann in der Praxis zu einem entgegen gerichteten Einsatz von Regelernergie – auch als Gegeneinander-Regeln bezeichnet – führen. Die Bundesnetzagentur hat am 15. Juli 2008 ein Festlegungsverfahren eingeleitet mit dem Ziel, den Eintritt einer solchen Situation zu vermeiden und damit u. a. den Bedarf an Regelernergie sowie die Höhe der vorgehaltenen Regelleistung zu verringern und somit insgesamt die Kosten für Regelernergie zu verringern. Die Bundesnetzagentur hat dazu zwei alternative Konzepte zur Diskussion gestellt. Das erste Konzept sieht die Einrichtung einer zentralen Regelinstanz (Zentralregler) vor und läuft auf die Einrichtung einer einheitlichen Regelzone Deutschland hinaus. Im zweiten Konzept werden die einzelnen Regelzonensalden über eine datentechnische Verknüpfung online aufsalidiert (Netzregelverbund). Der Abruf von Regelernergie und dessen Überwachung verbleibt im zweiten Konzept nach wie vor bei den jeweiligen ÜNB. Beide Konzepte wurden einer gutachterlichen Überprüfung zugeführt. Dieses Gutachten liegt der Bundesnetzagentur seit Ende August 2009 vor. Eine abschließende Bewertung der dem Gutachten zugrunde liegenden Frage Zentralregler vs. Netzreglerverbund durch die Bundesnetzagentur wird unter der Berücksichtigung von Stellungnahmen einer öffentlichen Konsultation des Gutachtens im Markt erfolgen. Dazu hat die Bundesnetzagentur am 2. Oktober 2009 das Gutachten auf ihrer Internetseite³³ veröffentlicht.

2.2.3.2 Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung

Parallel zu den Untersuchungen im o. g. Festlegungsverfahren hat die Bundesnetzagentur im Laufe des Jahres 2008 auch die Höhe der von den ÜNB vorgehaltenen Regelleistung bei separater Ausregelung, also ohne Vermeidung des Gegeneinanderregelns, gutachterlich überprüfen lassen. Die Untersuchungen zur Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung komplettieren die in den Jahren 2006 und 2007 von der Bundesnetzagentur getroffenen Festlegungen, die die Beschaffung der Regelleistung regeln. Die Untersuchung hat ergeben, dass bei gleicher System-sicherheit die Regelleistung gegenüber dem bisherigen

³² S. o. bei 1.5.

³³ Mit einer Stellungnahmefrist bis zum 30. Oktober 2009.

Status Quo insgesamt um etwa 400 MW reduziert werden kann.

2.2.3.3 Verfahrensregulierung zu Systemdienstleistungen im Rahmen der Anreizregulierung

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 Absatz 2 ARegV zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen erklärt werden, wenn sie einer „wirksamen Verfahrensregulierung“³⁴ unterliegen. Folge einer solchen Einstufung ist, dass diese Kostenanteile von den Effizienzvorgaben des § 16 ARegV ausgenommen sind und damit „eins zu eins“ an den Netznutzer weitergegeben werden können.

Der Bundesnetzagentur lagen hierzu 74 Anträge von ÜNB und VNB zur Anerkennung der Beschaffungskosten für Verlustenergie als dauerhaft nicht beeinflussbar vor. Die vier deutschen ÜNB haben darüber hinaus für die weiteren von ihnen zu erbringenden Systemdienstleistungen der Regelenergie und der EEG-Veredelung Anträge eingereicht.

Die Anträge hinsichtlich der Verlustenergie, der Regelenergie sowie der EEG-Veredelung waren abzulehnen, da in diesen Bereichen unter Berücksichtigung von bereits ergangenen Festlegungen und den seitens der ÜNB vorgelegten freiwilligen Selbstverpflichtungen derzeit noch Kostenbeeinflussungsmöglichkeiten bestehen, die über das vom Verordnungsgeber geforderte Maß der Geringfügigkeit hinausgehen³⁵.

2.2.4 Weitere Festlegungen zum Netzzugang

2.2.4.1 Festlegung EEG-Veredelung

Die ÜNB sind gesetzlich verpflichtet, die Elektrizität aus Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien von den Betreibern der Anlagen abzunehmen und die eingespeiste Elektrizität zu vergüten. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, haben die von den ÜNB abgenommene Elektrizität anteilig nach der Maßgabe eines rechtzeitig bekannt gegebenen, der tatsächlichen Elektrizitätsabnahme angenäherten Profils abzunehmen und zu vergüten. Aus diesen Verpflichtungen ergibt sich für die ÜNB die Aufgabe, die fluktuierende, witterungsabhängige Einspeisung aus erneuerbaren Energien in eine Profillieferung umzuwandeln, derzeit gemäß Branchenlösung vom 2. November 2005 ein Monatsband. Zur Angleichung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien an das festgelegte Monatsband beschaffen die ÜNB dann die sog. Ausgleichsleistung bzw. -energie.

Die Bundesnetzagentur hat am 12. Mai 2009 durch Beschluss (Az. BK6-08-226) das Verfahren zur Beschaffung von Ausgleichsleistung bzw. -energie zur Herstellung des EEG-Monatsbandes festgelegt. Danach haben die ÜNB die zum Monatsband überschüssigen bzw. fehlenden Elektrizitätsmengen an einem börslich organisierten Handelsplatz zu veräußern bzw. zu beschaffen. Aufgrund der Kurzfristigkeit der witterungsabhängigen Einspeiseprosenosen hat die Beschaffung am Vortag („Day-Ahead“) oder untertäglich („Intra-Day“) zu erfolgen. Im Falle von nicht ausreichendem Kauf- oder Verkaufsvolumen am börslichen Intra-Day-Markt ist übergangsweise befristet bis Ende 2010 die Vorhaltung einer Leistungsreserve („EEG-Reserve“) zugelassen. Die Beschaffung bzw. Veräußerung der Elektrizitätsmengen zur Herstellung des Bandes darf auf einen anderen ÜNB im Rahmen eines Dienstleistungsverhältnisses übertragen werden. Des Weiteren wurden den ÜNB zur Herstellung von Transparenz umfangreiche Veröffentlichungspflichten auferlegt. Zudem sind Sonderregelungen möglich, wenn bei nachgewiesenen Einschränkungen der Übertragungskapazitäten eine regelzoneninterne Erzeugung bzw. ein regelzoneninterner Verbrauch der im Rahmen der EEG-Bandlieferung zu beschaffenden bzw. zu veräußernden Elektrizitätsmengen erforderlich ist.

Die Vorgaben waren erforderlich, weil die bisherige Praxis bei der Beschaffung der Ausgleichsleistung bzw. -energie für die Herstellung des Monatsbandes unter den ÜNB uneinheitlich sowie teilweise intransparent und diskriminierend war. Bei einigen ÜNB übernahm z. B. der konzernverbundene Dienstleister den Ausgleich von Bilanzabweichungen zwischen Prognose und Ist-Einspeisung. Hierbei erlangte der konzernverbundene Dienstleister i. d. R. früher als andere Marktakteure Kenntnis über die exakte Höhe der auszugleichenden, für die Preisbildung an den Elektrizitätshandelsmärkten wichtigen Elektrizitätsmengen. Darüber hinaus konnte er wichtige Erkenntnisse über die weitere kurzfristige Entwicklung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien gewinnen.

Die neuen Vorgaben zur Beschaffung der EEG-Ausgleichsenergie beenden diese Missstände durch die Gewährleistung einer transparenten und diskriminierungsfreien Vermarktung bzw. Beschaffung der zum EEG-Band fehlenden Elektrizitätsmengen an der Börse.

2.2.4.2 Zwangsmaßnahmen wegen unzureichender Umsetzung des Lieferantenwechsels

In den Jahren 2008 und 2009 musste die Bundesnetzagentur aufgrund von Lieferantenbeschwerden mehrfach gegen Netzbetreiber vorgehen, die die behördlichen Festlegungen zur automatisierten Abwicklung des Elektrizitätslieferantenwechsels (vgl. GPKE) nur unzureichend umgesetzt hatten. In rund 50 Fällen war die Bundesnetzagentur dabei gezwungen, Zwangsgelder in einer Gesamthöhe von rund 2,4 Mio. Euro gegenüber Unternehmen anzudrohen³⁶.

³⁴ S. dazu § 11 Absatz 2 ARegV.

³⁵ Zu dem für die Systemdienstleistungen schließlich festgelegten Anreizsystem s. o. 2.1.4.

³⁶ Im Ergebnis mussten die Zwangsgelder dann nicht mehr festgesetzt werden.

2.2.4.3 Festlegung von Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom

Mit Beschluss vom 10. Juni 2009 hat die Bundesnetzagentur marktweite Vorgaben für die Abrechnung der Bilanzkreise im Elektrizitätsmarkt gegenüber den ÜNB, den VNB, den Bilanz-kreisverantwortlichen und den Lieferanten getroffen. Die nach Umsetzung durch den Markt überwiegend ab dem 1. April 2011 anzuwendenden Regeln geben vor, in welcher Weise die den ÜNB durch den Einsatz von Regelenergie entstehenden Kosten gegenüber den Bilanz-kreisverantwortlichen abzurechnen sind und in welcher Weise und in welchen Fristen die VNB die für die Abrechnung erforderlichen Daten zu aggregieren und weiterzumelden haben. Die Bundesnetzagentur hat damit erstmals einen bundeseinheitlich verbindlichen Abrechnungsstandard fixiert, der wesentliche der bisherigen Streitpunkte bei der Abrechnungspraxis beseitigt.

2.2.4.4 Festlegung einer Verfahrensregulierung zum ITC-Mechanismus

Die Bundesnetzagentur hat am 10. März 2009 einen Beschluss erlassen, mit dem das in der freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) der vier ÜNB geregelte Verfahren zu Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus (ITC – Inter-TSO-Compensation) nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 als wirksame Verfahrensregulierung i. S. d. § 11 Absatz 2 ARegV festgelegt wird.

Grundgedanke der in der FSV abgebildeten Modelle ist die Ermittlung der Transitbelastung, d. h. der durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse entstehenden Inanspruchnahme der Netzinfrastruktur und der verursachten Netzverluste, sowie die Ermittlung der aus der Transitbelastung resultierenden finanziellen Zahlungsverpflichtungen bzw. Zahlungsansprüche der ÜNB gemäß Artikel 3 Absatz 1 und 2 der Verordnung (EG) 1228/2003. Mangels einer verbindlichen EU-Leitlinie ist die gängige Praxis bis heute die Vereinbarung der Berechnungsverfahren in ITC-Verträgen zwischen den am Ausgleichsmechanismus teilnehmenden europäischen ITC-Parteien (34 Teilnehmerparteien im europäischen Vertrag 2008/2009). Zusätzlich werden für die Verrechnung der Kompensationsansprüche innerhalb der ITC-Parteien im Regelblock Deutschland (bestehend aus den vier deutschen ÜNB, der österreichischen TIWAG Netz AG und VKW-Netz AG sowie der luxemburgischen CEGEDEL Net S.A.) interne Verträge über die Umsetzung der multilateralen europäischen ITC-Verträge geschlossen.

Der jährliche Zahlungsanspruch bzw. die jährliche Zahlungsverpflichtung für die jeweilige europäische ITC-Vertragspartei ergibt sich aus der Summe der zu leistenden Zahlungen und der zu empfangenden Zahlungen aufgrund der Inanspruchnahme der Netzinfrastruktur sowie der verursachten Netzverluste. Die deutschen ÜNB haben so im Jahr 2008 insgesamt Zahlungen von 17,8 Mio. Euro erhalten.

Durch die Veränderung des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteils „ITC-Kompensation“ kann durch die

ÜNB unter Berücksichtigung der Vorgaben des § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 ARegV (mit einer zweijährigen Verzögerung) eine entsprechende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen.

2.2.4.5 Festlegung einer Verfahrensregulierung zum Engpassmanagement

Auf Basis einer weiteren von den ÜNB vorgelegten FSV hat die Bundesnetzagentur am 26. Oktober 2009 eine Verfahrensregulierung zum Engpassmanagement festgelegt. Damit gelten auch Engpassmanagementenerlöse als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i. S. d. ARegV.

Diese FSV der ÜNB beschreibt die für das Engpassmanagement maßgeblichen Kapazitätsberechnungs-, Auktions- und Erlösverteilungsmethoden. Gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel sowie der zugehörigen Engpassmanagementleitlinie soll den Marktteilnehmern im Rahmen des Engpassmanagements – unter Beachtung der Standards für den sicheren Netzbetrieb – die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Elektrizitätsflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung gestellt werden. Die anhand von Kapazitätsberechnungsverfahren ermittelten technisch verfügbaren Kapazitäten werden durch die ÜNB als Nutzungsrechte im Rahmen von Auktionsverfahren an die bezuschlagten Marktteilnehmer vergeben. Die durch die Auktion erworbenen Nutzungsrechte legitimieren die Marktteilnehmer zum Transport elektrischer Energie zwischen den durch Netzengpässe getrennten Märkten.

Unter bestimmten in der FSV geregelten Voraussetzungen können Kosten, die den ÜNB im Falle von kritischen Netzsituationen (z. B. Gefährdung der Systemsicherheit) für die Aufrechterhaltung vergebener Kapazitäten (z. B. durch Cross-Border-Redispatch) entstehen, und Kompensationszahlungen, die an Marktteilnehmer für notwendige Kürzungen bereits vergebener Kapazitäten gezahlt werden, aus den Engpassmanagementenerlösen finanziert werden. Mit einer zweijährigen Verzögerung können die ÜNB dann die Erlösobergrenze entsprechend um die Engpassmanagementenerlöse abzüglich der oben genannten Kosten anpassen. Im Jahr 2008 beliefen sich die Einnahmen aus Engpassmanagement bei den deutschen ÜNB auf insgesamt ca. 220 Mio. Euro.

2.2.5 Marktentwicklung – Nationale und grenzüberschreitende Aspekte

2.2.5.1 Innerdeutsches Engpassmanagement

Die Regelungen des § 15 StromNZV verpflichten ÜNB, Engpässe mittels marktorientierter, transparenter und nicht diskriminierender Verfahren zu bewirtschaften. Zur Untersuchung methodischer Fragen der Bewirtschaftung potentieller innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz hat die Bundesnetzagentur 2007 ein Gutachten in Auftrag gegeben, das zu Beginn des Jahres 2008 veröffentlicht wurde. Das Gutachten empfiehlt, strukturelle Engpässe im Regelfall möglichst zügig durch Netzausbau zu beheben und in der Übergangszeit mit einem System

des kostenbasierten Redispatch³⁷ zu bewirtschaften. Werden bestimmte Schwellenwerte für den durch Redispatch entstehenden Aufwand überschritten, soll rechtzeitig zu einem präventiven Engpassmanagement, beispielsweise dem Market Splitting, übergegangen werden.

Bisher sind nach Angaben der ÜNB keine strukturellen Engpässe im deutschen Übertragungsnetz aufgetreten. Mit Beginn des Jahres 2009 hat die Bundesnetzagentur entsprechend der Empfehlung der Gutachter erstmalig Daten über die von den ÜNB durchgeführten Redispatch-Maßnahmen und das Countertrading sowie deren Kosten erhoben. Die Erhebung dieser Daten erfolgt fortlaufend halbjährlich. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes waren die Auswertungen noch nicht abgeschlossen. Die Abfrage von Daten und die Auswertung der Informationen werden in 2010 fortgesetzt.

2.2.5.2 Grenzüberschreitender Elektrizitätshandel/Engpassmanagement

Die Bundesnetzagentur sorgt gemäß § 56 EnWG in Verbindung mit Artikel 9 der Verordnung (EG) 1228/2003 für die Einhaltung der genannten Verordnung und ihrer Leitlinien. Dazu hat sie sich im Berichtszeitraum weiterhin dafür engagiert, dass in allen vier Regionalen Initiativen, in denen sie Mitglied ist, das Engpassmanagement weiter verbessert wird. Insbesondere bei der regionalen Koordinierung der Engpassbewirtschaftung konnten Fortschritte gemacht werden. Außerdem hat sich die Bundesnetzagentur dafür engagiert, dass sich die Markttransparenz, insbesondere im Bereich der Erzeugungsdaten, verbessert.

Die Bundesnetzagentur wirkt in den vier Regionalen Initiativen Nordeuropa (Dänemark, Schweden, Norwegen, Finnland, Deutschland und Polen), Zentralwesteuropa (Benelux, Deutschland und Frankreich), Zentralosteuropa (Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn, Österreich und Slowenien) und Zentralsüdeuropa (Italien, Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien und Griechenland) mit.

2.2.5.2.1 Einführung impliziter Auktionen (Market Coupling)

In Nordeuropa und Zentralwesteuropa wird an der Einführung einer regionalen Marktkopplung (sog. Market Coupling) gearbeitet. Market Coupling (d. h. implizite Vergabe von Engpasskapazitäten bei der Versteigerung von Elektrizität an der Elektrizitätsbörse) ist die effizienteste Methode, die knappen Übertragungskapazitäten an den Grenzen zuzuteilen. Durch das Market Coupling sollen bei der Preisfindung an den beteiligten Strombörsen auch die bestehenden Übertragungskapazitäten mit berücksichtigt werden. Diese Methode erfordert allerdings liquide Börsen beiderseits der jeweiligen Grenzen. An

dieser Voraussetzung fehlt es derzeit z. B. in der Region Zentralosteuropa.

Am 29. September 2008 wurde an der deutsch-dänischen Grenze ein Market Coupling etabliert. Mit der Durchführung ist die European Market Coupling Company (EMCC) mit Sitz in Hamburg betraut. Bei dem Market Coupling zwischen Deutschland und Dänemark kam es allerdings zu unvorhergesehenen Abweichungen bei der Berechnung der Lastflüsse und Preise. Dies führte bereits am 8. Oktober 2008, also nur wenige Tage nach der Einführung, zu einer Aussetzung des Market Couplings. Die Vergabe der Kapazität erfolgt seitdem wieder mittels expliziter Auktionen. Derzeit wird von Seiten der Verantwortlichen an der Klärung und Lösung der aufgetretenen Probleme gearbeitet. Die Wiederaufnahme des Market Coupling durch die EMCC ist am 9. November 2009 erfolgt.

In der Region Zentralwesteuropa soll im 2. Quartal 2010 gleichfalls eine regionale Marktkopplung eingeführt werden. Mit der Implementierung einer Marktkopplung in Zentralwesteuropa wird auch die Koordinierung der gekoppelten Regionen Nordeuropa und Zentralwesteuropa zu thematisieren sein. Dies ist aus Sicht der Bundesnetzagentur vor allem deswegen wichtig, weil Deutschland sowohl Teil der Nordregion als auch Teil der Region Zentralwesteuropa und damit von beiden Kopplungsprojekten direkt betroffen ist.

2.2.5.2.2 Weiterentwicklung und Koordinierung der Kapazitätsberechnung

In Zentralosteuropa und Zentralwesteuropa wird intensiv an einer Umstellung der Kapazitätsberechnung von der derzeitigen NTC-Berechnung³⁸ (zur Ermittlung der Übertragungskapazität) auf eine lastflussbasierte Zuweisung von Engpasskapazitäten gearbeitet.

Die Berechnung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten mittels einer lastflussbasierten Methode hat den Vorteil, dass sie physische Lastflüsse besser berücksichtigen kann als das System mit NTC-Werten und daher sowohl zu einer effizienteren Vergabe der Kapazitäten beitragen kann als auch zu einer besseren Systemsicherheit führt.

In Zentralosteuropa haben sich ÜNB und Regulierungsbehörden entschlossen, die Übertragungskapazitäten durch eine regional koordinierte lastflussbasierte explizite Auktion zu vergeben. Dazu wurde 2008 das Central Allocation Office (CAO) durch die acht beteiligten ÜNB gegründet, die kartellrechtliche Genehmigung erfolgte durch das Bundeskartellamt und die polnische Kartellbehörde. Das Projekt befindet sich auf der Zielgeraden. Die koordinierte Allokation soll am 10. März 2010 mit der lastflussbasierten Tagesauktion starten. Die lastflussbasierten Monatsauktionen werden im April beginnen und

³⁷ Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz entsprechend bestehender oder drohender Netzengpässe an die Anforderungen des Netzes angepasst.

³⁸ NTC Net Transfer Capacity (Übertragungskapazität); zum von der Vereinigung der europäischen ÜNB (ETSO) entwickelten NTC-Verfahren vgl. <http://www.etsonet.org>.

die erste lastflussbasierte Jahresauktion wird es für das Jahr 2011 geben.

In der Region Zentralwesteuropa dagegen soll die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung die Grundlage für die Kopplung der beteiligten fünf Märkte bilden. Das lastflussbasierte Market Coupling soll voraussichtlich Ende 2010 starten. In einer Übergangszeit, beginnend voraussichtlich Mai 2010, wird das Market Coupling noch mit einer NTC-basierten Kapazitätsberechnung durchgeführt, welche aber bereits regional (und nicht mehr wie derzeit rein bilateral) koordiniert erfolgen soll.

Daneben wurde am 1. Oktober 2008 die „Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market – CASC-CWE S.A.“ durch die sieben beteiligten ÜNB der Region Zentralwesteuropa gegründet. Die Kommission hat diese Zusammenarbeit der ÜNB der Region Zentralwesteuropa kartellrechtlich genehmigt. CASC übernimmt als Servicegesellschaft die Aufgaben als zentrales Auktionsbüro der Region und führt auf Grundlage einheitlicher Systeme und Regeln seit November 2008 die Kapazitätsauktionen durch. Schließlich wurden in 2009 die Auktionsregeln für die Jahres- und Monatsauktionen in CWE sowie für die Tagesauktionen an den deutschen Grenzen über CASC harmonisiert.

In der Region Zentralsüdeuropa ist geplant, zunächst als Übergangslösung eine koordinierte Vergabe für die Grenzen Italiens einzuführen. In einem zweiten Schritt soll es eine regionenweite Koordination geben. Mittelfristig wird beabsichtigt, interregional mit der Region Zentralwesteuropa zusammenzuarbeiten.

2.2.5.2.3 Transparenz

Schon seit einigen Jahren engagiert sich die Bundesnetzagentur verstärkt auch im Bereich der Transparenz. Ziel der Arbeit ist zum einen, dass alle gesetzlich geforderten Daten von den deutschen ÜNB veröffentlicht werden. Die europäischen Regulierungsbehörden hatten sich aber darüber hinaus dafür eingesetzt, dass die Daten verschiedener ÜNB und damit auch unterschiedlicher Märkte harmonisiert und damit vergleichbar werden. Dazu wurde im Berichtszeitraum in allen vier genannten Regionalen Initiativen in sog. Transparenzberichten eine gemeinsame Auslegung zu den Vorgaben der Engpassmanagementleitlinien durch die beteiligten Regulierungsbehörden festgelegt. Bei dieser Arbeit war die Bundesnetzagentur federführend beteiligt und konnte daher erreichen, dass bis auf geringe regionale Unterschiede in allen Regionen derselbe Maßstab gilt.

Innerhalb Deutschlands begleitet die Bundesnetzagentur auch die Umsetzung der Transparenzvorgaben durch die deutschen ÜNB. Im Juli 2008 wurde dazu der erste Bericht über das Monitoring der Umsetzung der Transparenzvorgaben in der Regionalen Initiative Nordeuropa veröffentlicht. Seitdem hat es vielfach Verbesserungen in der Veröffentlichungspraxis gegeben. Unter anderem konnte erreicht werden, dass die meisten Daten der ÜNB auch in englischer Sprache veröffentlicht werden. Im

Rahmen der Transparenzinitiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie wurde am 30. Oktober 2009 eine Transparenzplattform auf der Internetseite der deutschen Strombörse EEX eingerichtet, die die nach den Transparenzberichten als relevant identifizierte Daten zur Stromerzeugung bereitstellt. Diese Fortschritte werden in den beiden nächsten Berichten zur Umsetzung der Transparenz (Zweiter Bericht der Regulierungsbehörden aus der Nordregion und Bericht der Regulierungsbehörden aus Zentralwesteuropa), die im vierten Quartal veröffentlicht werden sollen, dokumentiert.

2.3 Netzbetrieb und Versorgungszuverlässigkeit

2.3.1 Netzzustands- und Netzausbauplanungsberichte

Im Jahr 2008 hat die Bundesnetzagentur erstmalig inhaltliche Vorgaben zur Gestaltung der Netzzustands- und Netzausbauplanungsberichte für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erarbeitet und stichprobenartig ausgewählte Netzbetreiber gemäß § 14 Absatz 1 i. V. m. § 12 Absatz 3a EnWG aufgefordert, diese Berichte entsprechend den Vorgaben zum 1. August 2008 an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Im Netzzustandsbericht sind dabei u. a. detaillierte Angaben zur Netzstruktur, dem Zustand des Netzes sowie der Betriebsweise des Netzes zu machen. Der Bericht zur Netzausbauplanung erfasst entsprechend dem aktuellen Bestand des Netzes alle Netzausbaumaßnahmen der nächsten 15 Jahre. Dabei wurde eine Beschränkung auf Netzausbauvorhaben (projektbezogen) vorgenommen, welche in Summe Investitionskosten von geschätzt ≥ 1 Mio. Euro verursachen.

Zum zweiten Mal hat die Bundesnetzagentur von der Regelung nach § 12 Absatz 3a EnWG Gebrauch gemacht und die Netzzustands- und Netzausbauberichte zum 1. Februar 2008 von den ÜNB angefordert. Die hierbei von der Bundesnetzagentur vorgegebenen inhaltlichen Anforderungen wurden weitestgehend von den ÜNB umgesetzt. U. a. enthalten die Berichte die geplanten Netzausbaumaßnahmen innerhalb von Fünf-Jahres-Perioden bis zum Jahr 2027, sowie Angaben zur Altersstruktur der Übertragungsnetze. Weiterhin haben die ÜNB zum Ende eines jeden Quartals der Bundesnetzagentur über den gegenüber zum Netzausbauplanungsbericht fortgeschriebenen Umsetzungsstand ihrer – insbesondere bis zum Jahr 2012 – geplanten Netzausbauvorhaben zu berichten (sog. Quartalsberichte).

Die Bundesnetzagentur wird gemäß § 63 Absatz 4a EnWG unter Berücksichtigung eigener Erkenntnisse eine Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte – sowohl der ÜNB, als auch der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber – erstellen und veröffentlichen³⁹.

³⁹ S. a. Bericht der Bundesnetzagentur gemäß § 63 Absatz 4a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber vom 8. Januar 2008.

2.3.2 Versorgungszuverlässigkeit

Gemäß § 52 EnWG müssen Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der Bundesnetzagentur zum 30. Juni jeden Jahres Daten über Versorgungsunterbrechungen melden.

Für das Berichtsjahr 2008 wurden die Daten von 813 Netzbetreiber mit 834 Netzen ausgewertet. Danach war ein Letztverbraucher im Durchschnitt 16,89 Minuten ohne elektrische Versorgung. Im Berichtsjahr 2007 lag dieser Wert noch bei 19,25 Minuten.

Der Wert 16,89 Minuten enthält keine Unterbrechungen, die auf „höhere Gewalt“ zurückzuführen sind. Diese werden als vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar angesehen und bleiben daher unberücksichtigt. Im Gegensatz zum Vorjahr, in dem der Orkan Kyrill zu einem signifikanten Anstieg von Meldungen mit der Ursache „Höhere Gewalt“ und zu Unterbrechungen von durchschnittlich 16,42 Minuten pro Letztverbraucher geführt hatte, lag der Betrag für 2008 bei nur 1,2 Minuten.

Der nunmehr ermittelte Wert von 16,89 Minuten stellt im Vergleich zu den Vorjahren (2006: 21,53 Minuten, 2007: 19,25 Minuten) erneut eine Verbesserung dar und zeigt die hohe Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland, auch im Vergleich mit den europäischen Nachbarn (siehe z. B. Österreich 2008: 43,69 Minuten).

2.4 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Zum 1. Januar 2009 ist das novellierte EEG in Kraft getreten. Für die Bundesnetzagentur bedeutete dies eine Anpassung der bereits bestehenden Überwachungsaufgaben beim EEG-Wälzungsmechanismus aufgrund neuer Meldefristen für die Marktbeteiligten. Darüber hinaus waren neue Aufgabenbereiche (Meldung von Photovoltaikanlagen und von Direktvermarktung durch Anlagenbetreiber) vorzubereiten und in 2009 erstmals durchzuführen. Eine im Nachgang der EEG-Novellierung erlassene Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus sieht außerdem eine Ermächtigung der Bundesnetzagentur zum Erlass einer Durchführungsverordnung vor.

2.4.1 Überwachung des Wälzungsmechanismus

Die Bundesnetzagentur hat in den Jahren 2008 und 2009 Überwachungsaufgaben im Hinblick auf den Wälzungsmechanismus wahrgenommen. Für die Überwachung der Weitergabe der Kosten der EEG-Vergütungen wurde u. a. überprüft, ob den Elektrizitätslieferanten nur die nach EEG gezahlten Vergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden. Rund 900 Netzbetreiber und mehr als 1 000 Elektrizitätslieferanten waren verpflichtet, der Bundesnetzagentur die EEG-Jahresendabrechnung des Vorjahres elektronisch zu übermitteln. Auf Seiten der Netzbetreiber hat dies inzwischen anlagenscharf zu erfolgen. Die Daten aller Marktteilnehmer für das Abrechnungsjahr 2008 werden plausibilisiert und evtl. Abweichungen wird nachgegangen.

Um mehr Transparenz im Zusammenhang mit der EEG-Datenerhebung zu gewährleisten und dem Informationsinteresse der Öffentlichkeit Rechnung zu tragen, hat die Bundesnetzagentur wesentliche Ergebnisse dieser EEG-Datenerhebungen (u. a. zur installierten Leistung, eingespeisten Jahresarbeit und Vergütung) in aggregierter Form veröffentlicht. Die Statistikberichte der Jahresendabrechnungen 2006 und 2007 nach dem EEG sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur verfügbar.

2.4.2 Novellierung des EEG – neue Aufgaben für die Bundesnetzagentur

2.4.2.1 Meldung von Photovoltaikanlagen

Seit dem 1. Januar 2009 sind Betreiber von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) verpflichtet, der Bundesnetzagentur Standort und Leistung ihrer Anlage mitzuteilen, andernfalls ist der Netzbetreiber nicht zur Vergütung der Elektrizität nach §§ 32 und 33 EEG verpflichtet (§ 16 Absatz 2 Satz 2 EEG). Von der Meldepflicht umfasst sind alle ab 2009 in Betrieb gehenden PV-Anlagen. Bereits zuvor bestehende Anlagen sind nicht betroffen. Ausgehend von der Summe der gemeldeten installierten Leistung ermittelt die Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 2a i. V. m. Absatz 2 EEG die Degressions- und Vergütungssätze für im Folgejahr neu in Betrieb gehende PV-Anlagen. Zur Meldung hat die Bundesnetzagentur Ende 2008 ein Formular nebst Erläuterungen auf ihrer Internetseite zur Verfügung gestellt.

Bis Ende September 2009 sind rund 90 000 Datenmeldungen – darunter allerdings auch doppelt versandte Meldungen wie auch Korrekturen bereits getätigter Meldungen – bei der Bundesnetzagentur eingegangen. Nach Plausibilisierung und Erfassung der Daten wird als Service eine Registrierungsbestätigung an die Anlagenbetreiber versandt.

Zum 30. Oktober 2009 hat die Bundesnetzagentur erstmals im Einvernehmen mit den zuständigen Bundesministerien im Bundesanzeiger die für im Jahr 2010 in Betrieb gehende PV-Anlagen geltenden Degressions- und Vergütungssätze veröffentlicht. Die Summe der neu installierten Leistung, die der Bundesnetzagentur gemeldet wurde, überschreitet dabei den vom Gesetz für eine erhöhte Degression vorgesehenen Schwellenwert, so dass die Vergütungssätze für das Jahr 2010 entsprechend der gesetzlichen Vorgaben je nach Art und Größe der Anlage um neun Prozent bzw. 11 Prozent sinken.

Für die Ermittlung der Degressionssätze enthält § 20 Absatz 2a i. V. m. Absatz 2 Nummer 8 EEG die maßgeblichen Vorgaben. Die Degressionssätze richten sich danach, wie hoch die Summe der Leistung der bei der Bundesnetzagentur bis zum 30. September eines Jahres innerhalb der vorangegangenen zwölf Monate registrierten PV-Anlagen ist.

2.4.2.2 EEG-Direktvermarktung

Das novellierte EEG sieht laut § 17 die Möglichkeit der direkten Vermarktung von EEG-Strom (die nach dem

EEG vergütete Elektrizität aus Erneuerbaren Energien) durch den Anlagenbetreiber vor. Demnach können Anlagenbetreiber den in der Anlage erzeugten EEG-Strom kalendermonatlich an Dritte veräußern, wenn sie dies dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats angezeigt haben. Die bisher im Gesetz enthaltene Regelung sieht keinen Bonus (Prämie zum Anreiz für die Direktvermarktung) vor. Eine Direktvermarktung mit Bonus kann und soll aber im Rahmen einer Verordnung ermöglicht werden (§ 64 Abs.1 Nr. 6 EEG).

Parallel dazu gilt ab 2009 für Anlagenbetreiber, die für Elektrizität aus Erneuerbaren Energien keine Vergütung nach den Vorschriften des EEG 2009 beanspruchen, sondern ihn an Dritte veräußern, die Pflicht, der Bundesnetzagentur bis zum 31. Mai eines Jahres die Menge dieser Elektrizität in elektronischer Form mitzuteilen (§ 51 Absatz 2 EEG 2009). Ein entsprechendes Meldeformular wurde Anlagenbetreibern 2009 erstmalig über das Internet zur Verfügung gestellt.

Mit den EEG-Datenerhebungen konnte die Bundesnetzagentur erste Tendenzen bei der Direktvermarktung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien (Einspeisung ohne Inanspruchnahme von Vergütungszahlungen nach dem EEG) aufzeigen. In 2008 wurde in erster Linie Elektrizität aus Wasserkraft-, Biomasse-, Gas- und Windenergieanlagen direkt vermarktet. Bei Windenergieanlagen handelte es sich fast ausschließlich um Anlagen, die älter als zehn Jahre waren und deren Elektrizität zu 100 Prozent direkt vermarktet wurde. Eine geringe Anzahl von Elektrizitätslieferanten, weniger als ein Prozent, nutzten die Möglichkeit, sich von der Pflichtabnahme der nach EEG vergüteten Elektrizität befreien zu lassen. Die Voraussetzung dazu (50 Prozent des Letztverbraucherabsatzes müssen durch direkt vermarktetem EEG-Strom gedeckt werden) erfüllen vor allem Unternehmen mit geringem Letztverbraucherabsatz (< 10 GWh), da die direkt zu beschaffenden absoluten Elektrizitätsmengen entsprechend gering sind.

2.4.3 Ausgleichsmechanismusverordnung/ EEG-Veredelung

Mit der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (AusglMechV) wurde die Bundesnetzagentur ermächtigt, eine Ausführungsverordnung zur AusglMechV zu erlassen. Ziel der AusglMechV ist es, den EEG-Strom finanziell und energiewirtschaftlich effizienter sowie in einem transparenteren Verfahren an die Letztverbraucher zu leiten, als dies bislang geschehen ist.

Deshalb wird ab dem 1. Januar 2010 die physikalische Weitergabe des EEG-Stroms von den ÜNB an die Elektrizitätslieferanten entfallen und lediglich eine finanzielle Wälzung stattfinden. Durch den Wegfall der physikalischen Wälzung sowie der damit verbundenen EEG-Bandveredelung⁴⁰ wird eine kostengünstigere und für die Elektrizitätslieferanten weniger risikoreiche und rein finanzielle Abwicklung der EEG-Wälzung erzielt.

⁴⁰ Zur Festlegung EEG-Veredelung s. o. 2.2.4.1.

Die Elektrizitätslieferanten sind damit nicht mehr verpflichtet, die Elektrizität von den ÜNB abzunehmen. Stattdessen wird der EEG-Strom von den ÜNB direkt an der Börse verkauft. Der Erlös für den EEG-Strom wird voraussichtlich unterhalb der mit der Vermarktung verbundenen Kosten und den Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber liegen. Die Differenz, die sich auf dem sogenannten EEG-Konto zwischen den Einnahmen, wie dem Verkaufserlös, und den Ausgaben, u. a. der gezahlten EEG-Vergütung, ergibt, kann dann von den ÜNB an die Elektrizitätslieferanten in der Form der EEG-Umlage weitergegeben werden.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, mittels einer Ausführungsverordnung zur AusglMechV Detailfragen zu regeln. Gegenstand dieser Verordnung werden im Einvernehmen mit den zuständigen Bundesministerien insbesondere die Anforderungen an die Vermarktung der Elektrizitätsmengen, Einnahmen- und Ausgaben-Positionen des EEG-Kontos und Anreize zur bestmöglichen Vermarktung des EEG-Stroms sein. Sofern die strikte Einhaltung der Vermarktungspflichten auf Grund eines anfänglichen Marktversagens ausnahmsweise zu extremen negativen Börsenpreisen und dadurch zu unverhältnismäßigen Belastungen führen würde, soll in einer befristeten Übergangsregelung unter bestimmten Voraussetzungen ein Abweichen von den Vorgaben zur Vermarktung möglich sein. Dazu hat die Bundesnetzagentur Anfang Oktober 2009 ein Eckpunktepapier zur Konsultation mit den Marktteilnehmern veröffentlicht.

Darüber hinaus wurden der Bundesnetzagentur in der AusglMechV unmittelbare Aufgaben und Befugnisse bei der Überwachung der Vermarktung und der Ermittlung, Festlegung, Veröffentlichung und Weitergabe der EEG-Umlage übertragen.

3 Energieregulierung im Bereich Gas

3.1 Leitungswettbewerb

Die Bundesnetzagentur hat 2008 zehn Entscheidungen zum sog. Leitungswettbewerb im Ferngasbereich getroffen. In den Entscheidungen wird festgestellt, dass die betroffenen überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber Gas (überregionale FNB) keinem Leitungswettbewerb ausgesetzt sind und dass sie über eine dominierende Marktmacht mit entsprechenden Verhaltensspielräumen verfügen, die nicht durch den Wettbewerb kontrolliert werden⁴¹.

Die Entscheidungen betreffen die Unternehmen:

- Dong Energy Pipelines GmbH
- Eni Gas Transport Deutschland S. p. A.
- E.ON Gastransport
- Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

⁴¹ Zu den hierauf basierenden Netzentgeltverfahren s. u. 3.2.2.

- Gaz de France Deutschland Transport GmbH
- Ontras – VNG Gastransport GmbH
- RWE Transportnetz Gas
- StatoilHydro Deutschland
- Wingas Transport GmbH & Co. KG

Bis zu diesem Zeitpunkt waren die überregionalen FNB aufgrund der Sondervorschrift des § 3 Absatz 2 GasNEV von einer Kostenprüfung befreit. Aufgrund der ergangenen Entscheidungen sind die Unternehmen nunmehr verpflichtet, ihre Entgelte von der Bundesnetzagentur überprüfen zu lassen und unterliegen zum 1. Januar 2010 der ARegV, die für alle anderen Gasnetzbetreiber bereits seit dem 1. Januar 2009 Anwendung findet. Die überregionalen FNB haben die Möglichkeit, bereits Ende 2010, also zwei Jahre vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode, einen neuen Antrag zu stellen, um aufgrund eines dann zu prüfenden und gegebenenfalls festzustellenden Leitungswettbewerbs von der Anreizregulierung befreit zu werden.

Die Verneinung eines Leitungswettbewerbs stützt sich auf eine Vielzahl von Argumenten. So weisen die klassischen marktanteilsbezogenen Kennziffern in den meisten Fällen ganz eindeutig auf die Marktmacht der untersuchten FNB hin. Des Weiteren besteht für die Netznutzer aufgrund der langfristigen Ausbuchung des überwiegenden Teils der Kapazitäten keine Möglichkeit, auf Alternativangebote auszuweichen. Auch spricht die regelmäßige Praxis der verbundenen Vertriebe, den Gastransport bei der eigenen Konzernschwester abzuwickeln, gegen wirksamen Wettbewerbsdruck. Es ist zudem nicht erkennbar, dass die Netzbetreiber sich aktiv darum bemüht hätten, ihre Kapazitäten zu vermarkten. Schließlich bestehen für neue Unternehmen erhebliche Marktzutrittschranken, so dass auch kein potentieller Leitungswettbewerb festgestellt werden kann. Bei diesen Marktzutrittschranken handelt es sich beispielsweise um die planungs- und umweltrechtlichen Genehmigungsverfahren, die vor einem Leitungsbau durchzuführen sind, die größeren Spielräume der etablierten Netzbetreiber bei der Preisgestaltung und die Tatsache, dass es sich bei den Investitionskosten in der Regel um versunkene Kosten handelt. Die versunkenen Kosten entstehen in erster Linie aufgrund des notwendigen Leitungsneubaus und stellen ein zusätzliches Risiko für den „Newcomer“ dar. Eine schnelle und aggressive Preispolitik des „Etablierten“ wird es dem „Newcomer“ schwer bzw. unmöglich machen, seine versunkenen Kosten zu erwirtschaften. Dieser wird daher von vornherein nicht in den Markt eintreten und der drohende Marktzutritt verliert seine Wirkung.

Alle oben genannten Betreiber von überregionalen Fernleitungsnetzen haben Beschwerde gegen die Entscheidung der Bundesnetzagentur beim Oberlandesgerichts (OLG) Düsseldorf eingelegt.

Bis zum Januar 2010 hat das OLG Düsseldorf acht dieser Beschwerden gegen die Entscheidung der Bundesnetzagentur zurückgewiesen. Ein Unternehmen hatte seine Beschwerde bereits Anfang November zurückgenom-

men. Das verbleibende Beschwerdeverfahren wird voraussichtlich im März 2010 abgeschlossen werden. Die Unternehmen können gegen die Entscheidung des OLG Düsseldorf noch Revision beim BGH in Karlsruhe einlegen. Unabhängig davon haben die Unternehmen die Möglichkeit, zwei Jahre vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode, also bereits Ende 2010, erneut Leitungswettbewerb anzuzeigen und eine neue Wettbewerbsprüfung zu veranlassen.

3.2 Netzentgelte

3.2.1 Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.1.1 Entgeltgenehmigungen gemäß § 23a EnWG

Die Entgeltgenehmigungen aus dem ersten Verfahren waren bis zum 31. März 2008 befristet. Somit hatten die Gasnetzbetreiber gemäß § 23a Absatz 3 Satz 1 EnWG bis zum 1. Oktober 2007 einen neuen Entgeltantrag zu stellen. Mit Festlegung vom 2. Mai 2007 wurde den Gasnetzbetreibern mitgeteilt, welche Daten im Rahmen des Genehmigungsantrags einzureichen waren. Neben dem aus den ersten Entgeltgenehmigungsverfahren bekannten und für die zweite Entgeltgenehmigungsrunde weiterentwickelten Erhebungsbogen und dem Bericht nach § 28 GasNEV wurden zusätzlich Daten zur periodenübergreifenden Saldierung sowie zu der Netzhistorie abgefragt.

Bis zum 1. Oktober 2007 waren bei der Bundesnetzagentur insgesamt 226 Anträge eingegangen. Davon wurden in 129 Fällen die bestandskräftigen Genehmigungen kleinerer Netzbetreiber (118 im Rahmen der Organleihe) mit einem im Wesentlichen unveränderten Kostenblock antragsgemäß bis zum 31. Dezember 2008 verlängert. Diese verlängerten Bescheide bilden in Übereinstimmung mit den Antragstellern die Ausgangsbasis für die Anreizregulierung. Hinsichtlich der verbleibenden 100 Anträge wurde die Kostenprüfung bis Mitte des Jahres 2008 abgeschlossen. Hiervon fielen 69 in die originäre Zuständigkeit der Bundesnetzagentur; die übrigen wurden im Rahmen der Organleihe für die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Bremen, Berlin und Thüringen beschieden. Aufgrund besonderer Umstände, wie z. B. Netzneugründungen, wurden drei Anträge nachträglich gestellt und beschieden. Die erteilten Genehmigungen sind wie die verlängerten Bescheide bis zum 31. Dezember 2008 befristet und bilden ebenfalls die Grundlage dieser Unternehmen für die Anreizregulierung.

Die Prüfungsschwerpunkte wurden gegenüber der ersten Genehmigungsrunde erweitert. Während sich in der ersten Runde die Prüfung im Wesentlichen auf die Kapitalkosten konzentrierte (Prüfung der Abschreibungen, Zinsberechnungsmethodik u. Ä.), wurden in dieser Runde auch die operativen Kosten (z. B. Betriebsführungsentgelte) einer genaueren Prüfung unterzogen.

Die Kürzungen gegenüber den beantragten Werten betragen im Einzelfall bis zu 51,5 Prozent. Das Kürzungsvolumen betrug über alle durch die Bundesnetzagentur genehm-

migten Anträge hinweg ca. 1,3 Mrd. Euro, was einer durchschnittlichen Entgeltsenkung um 31,4 Prozent gegenüber den beantragten Werten entsprach.

3.2.1.2 Durchführung eines Effizienzvergleichs

Auch für die Regulierung der Betreiber von Gasversorgungsnetzen wurde mit der Einführung der Anreizregulierung ein neuer rechtlicher Rahmen gesetzt. Gesetzliche Grundlage hierfür ist die ARegV, die am 6. November 2007 in Kraft getreten ist. Die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung hat hier ebenfalls am 1. Januar 2009 begonnen und endet zum 31. Dezember 2012.

3.2.1.2.1 Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas

Die Bundesnetzagentur hat 2008 für die Gasverteilernetzbetreiber ebenfalls einen Effizienzvergleich gem. § 12 Absatz 1 i. V. m. Anlage 3 ARegV unter Verwendung der Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA durchgeführt. Die unternehmensindividuell ermittelten Effizienzwerte gingen – über die Bestimmung der jeweiligen Kostenanteile – in die Formel zur Festsetzung der Erlösobergrenzen ein.

VNB mit weniger als 15 000 angeschlossenen Kunden konnten statt des Effizienzvergleichs die Teilnahme am vereinfachten Verfahren wählen. Bundesweit haben ca. 540 Gasnetzbetreiber die Teilnahme am vereinfachten Verfahren gewählt. Für die Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, beträgt der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode pauschal 87,5 Prozent. Zudem konnte für diese Netzbetreiber auf eine erneute Entgeltprüfung vor der ersten Regulierungsperiode verzichtet werden, sofern sich die Kosten des Netzbetreibers nicht wesentlich verändert hatten. Für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren werden pauschal 45 Prozent der Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbar angesetzt.

In den Effizienzvergleich der VNB sind somit Daten von 188 Netzen eingegangen. Um den Effizienzvergleich durchführen zu können, war es zunächst erforderlich, die Strukturdaten dieser Netzbetreiber abzufragen. Die für den Effizienzvergleich erforderlichen Strukturdaten wurden zum 28. März 2008 von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur übermittelt. Die Strukturdaten wurden von der Bundesnetzagentur umfangreichen Plausibilitätsprüfungen unterzogen, aufgetretene Unplausibilitäten wurden an die Netzbetreiber gemeldet und aufgefordert, ihre Werte zu korrigieren. Im nächsten Schritt wurde durch zahlreiche, aufwendige Berechnungen das Modell mit dem höchsten Erklärungswert stufenweise ermittelt.

Nach § 12 Absatz 1 und § 13 Absatz 3 ARegV waren die Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher hinsichtlich der Auswahl der Parameter und der Methoden anzuhören. Diese Konsultation fand am 16. Juni 2008 im Hause der Bundesnetzagentur statt. In dieser Konsultation hat die Bundesnetzagentur vorgestellt, wie der Effizienzvergleich durchgeführt werden könnte. Im Nachgang zu der Konsultation hatten die Kon-

sultierten die Möglichkeit, Stellungnahmen einzureichen. Die Bundesnetzagentur hat diese gewürdigt und deren Inhalte bei den Überlegungen zur Durchführung des Effizienzvergleichs einbezogen. Schließlich hat die Bundesnetzagentur, der Vorgabe aus § 12 Absatz 5 ARegV folgend, zum 1. Juli 2008 den Landesregulierungsbehörden Effizienzwerte für die in deren Zuständigkeit befindlichen Netzbetreiber übermittelt.

Das finale Effizienzvergleichsmodell für die VNB beinhaltet zehn Parameter⁴². Für den Gasbereich wurden demnach neben den von § 13 Absatz 4 ARegV vorgegebenen Vergleichsparametern (Anzahl der Ausspeisepunkte, Fläche des versorgten Gebietes, Leitungslänge und zeitgleiche Jahreshöchstlast) sechs weitere Vergleichsparameter verwendet. Die durchschnittliche Effizienz, die sich aus dem Vergleich der VNB ergibt, liegt bei 87,3 Prozent. Die Effizienzwerte der einzelnen Netzbetreiber liegen in einer Spannweite von 56,4 Prozent bis 100 Prozent. Für Netzbetreiber, deren Effizienzwert unter 60 Prozent liegt, wird nach § 12 Absatz 4 ARegV ein Effizienzwert von 60 Prozent bei der Berechnung der Erlösobergrenzen zur Anwendung gebracht.

3.2.1.2.2 Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber

Nach § 22 Absatz 3 ARegV werden für die Betreiber von Fernleitungsnetzen die Effizienzwerte mittels eines nationalen Effizienzvergleichs mit den in Anlage 3 ARegV genannten Methoden ermittelt. Auch hier sind also grundsätzlich die DEA und die SFA anzuwenden. Allerdings findet nur die DEA Anwendung, wenn für die Durchführung einer stochastischen SFA nicht die Daten einer hinreichenden Anzahl von Netzbetreibern zur Verfügung stehen (§ 22 Absatz 3 Satz 2 ARegV). Da in den Effizienzvergleich der FNB nur Daten von neun Fernleitungsnetzen eingegangen sind, fehlte es an einer für die Anwendung der SFA hinreichenden Anzahl von Unternehmen. Aus diesem Grund wurde ausschließlich die Effizienzvergleichsmethode DEA angewendet. Zu den für den Effizienzvergleich anzuwendenden Parametern hat die Bundesnetzagentur am 25. August 2008 in Bonn eine Konsultation durchgeführt⁴³. Die Bundesnetzagentur hat die eingegangenen Stellungnahmen in die Überlegungen zur Durchführung des Effizienzvergleichs einbezogen. Die durchschnittliche Effizienz der FNB lag bei 91,7 Prozent.

Die Durchführung eines internationalen Effizienzvergleichs nach § 22 Absatz 3 S. 4 ARegV oder der ergänzende bzw. ersetzende Einsatz der relativen Referenznetzanalyse nach § 22 Absatz 4 ARegV war nicht von Nöten. Dennoch hat die Bundesnetzagentur eine relative

⁴² Versorgte Fläche; zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen; Ausspeisepunkte über alle Druckstufen; potenzielle Ausspeisepunkte; potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast; durchmessergewichtete Leitungslänge; Leitungslänge aller Leitungen über fünf bar; Leitungslänge aller Leitungen unter fünf bar; Bevölkerung 1995; Bevölkerung 2006.

⁴³ Vgl. § 22 Absatz 3 Satz 3, § 13 Absatz 3 ARegV.

Referenznetzanalyse durchgeführt für den Fall, dass der nationale Effizienzvergleich keine belastbaren Ergebnisse geliefert hätte.

3.2.1.2.3 Effizienzvergleich der überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber

Da die Bundesnetzagentur im Jahr 2008 festgestellt hat, dass bei den zehn überregionalen FNB, entgegen ihres Antrages gemäß § 3 Absatz 2 und 3 GasNEV, kein wirklicher oder potentieller Leitungswettbewerb vorliegt, haben diese Netzbetreiber ihre Entgelte ebenfalls nach den Vorgaben der ARegV zu bilden. Für diese Unternehmen wird ein Effizienzvergleich nach § 22 ARegV durchgeführt. Die Vorbereitungsmaßnahmen laufen derzeit.

3.2.1.2.4 Festlegung Erlösobergrenzen

Im Gasbereich hat die Bundesnetzagentur zur Bestimmung der Erlösobergrenzen 214 Verfahren von Amts wegen eingeleitet. Sämtliche Verfahren konnten bis zum 22. Dezember 2008 abgeschlossen werden. In 61 Verfahren handelte die Bundesnetzagentur in originärer Bundeszuständigkeit und in 153 Verfahren übernahm sie im Rahmen der Organleihe die Bestimmung der Erlösobergrenzen. Gemäß § 24 ARegV hatten VNB, an deren Netz weniger als 15 000 Kunden angeschlossen sind, die Möglichkeit, die Teilnahme am vereinfachten Verfahren zu wählen. Von dieser Möglichkeit haben 140 Netzbetreiber Gebrauch gemacht.

Das für 2009 genehmigte Erlösobergrenzenvolumen (ohne gewälzte Kosten) übertrifft das in der letzten Kostenprüfungsrunde genehmigte Ausgangsniveau um 1 Prozent. In den vereinfachten Verfahren wird das Ausgangsniveau um knapp 2 Prozent übertroffen. Ursachen hierfür sind zum einen die Inflationierung der beeinflussbaren Kosten (wegen zurückliegender Preissteigerungen) sowie die Pauschalregelung für die Bemessung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß ARegV in den vereinfachten Verfahren.

3.2.2 Entgeltgenehmigung und Festlegung der Erlösobergrenzen bei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern

Bei zehn Betreibern von überregionalen Fernleitungsnetzen hat die Bundesnetzagentur gemäß § 3 Absatz 3 GasNEV i. V. m. § 65 EnWG im September und Oktober 2008 entschieden, dass diese keinem bestehenden Wettbewerb ausgesetzt sind⁴⁴. Daher haben diese Unternehmen wie alle anderen Netzbetreiber ihre Netzentgelte kostenorientiert zu bilden und innerhalb einer Frist von zwei Monaten einen Antrag auf Genehmigung von Gasnetzentgelten zu stellen.

Anlass für viele Überprüfungen waren die Verflechtungen zwischen den Netzbetreibern und den Leitungsgesellschaften. Prüfungsschwerpunkte waren weiterhin, neben

den Schwerpunkten aus den ersten beiden Entgeltgenehmigungsrunden für die VNB und regionalen Fernleitungsnetzbetreiber (regionale FNB), u. a. Dienstleistungsverträge mit verbundenen Unternehmen, Treibgaskosten, Lastflusszusagen und die Anerkennung der Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens. Bei den großen überregionalen FNB erreicht die Kostensenkung im Durchschnitt bis zu rund 28 Prozent gegenüber den beantragten Werten.

Auf Basis der genehmigungsfähigen Kosten reichten die Netzbetreiber Entgelte ein, die von der Bundesnetzagentur geprüft und abschließend zum 1. Oktober 2009 genehmigt wurden. Aufgrund gesetzlich gebotener Anpassungen in den Preissystemen der überregionalen FNB kommt es vereinzelt zu einem überdurchschnittlichen Absinken der Entgelte oder auch zu einer Erhöhung der Entgelte an einzelnen Ein- oder Ausspeisepunkten. Die erteilten Genehmigungen sind bis zum 31. Dezember 2009 befristet und bilden die Ausgangsbasis für die Überführung der Unternehmen in die Anreizregulierung ab 1. Januar 2010. Die Bundesnetzagentur plant, die Festlegungen der Erlösobergrenze bei den überregionalen FNB bis zum 31. Dezember 2009 zu bescheiden.

3.2.3 Mehrerlösabschöpfung

Der Bundesgerichtshof hat mit Beschluss vom 14. August 2008 festgestellt, dass für die Netzbetreiber kein Recht darauf besteht, in der Zeit zwischen dem erstmaligen Genehmigungsantrag (29. Januar 2006) und der Genehmigungserteilung zuviel vereinnahmte Erlöse zu behalten⁴⁵. Die Mehrerlöse werden gemäß den Vorgaben des BGH als Differenz zwischen tatsächlichen und zulässigen Erlösen berechnet. Die Bundesnetzagentur wird nunmehr die Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Absatz 1 ARegV i. V. m. § 10 GasNEV (periodenübergreifende Saldierung) analog durchführen. Zur Berechnung der Höhe der Mehrerlöse wurden einige unternehmensspezifische Daten benötigt. Diese waren von den Netzbetreibern mittels eines Erhebungsbogens bis Anfang August 2009 zu übermitteln. Aufgrund der Komplexität und Vielzahl der mit der Mehrerlösabschöpfung verbundenen rechtlichen und tatsächlichen Fragestellungen, wird die Bundesnetzagentur zudem die Ermittlung der Mehrerlösbeträge im Rahmen eines vereinfachten Mehrerlösabschöpfungsverfahrens anbieten.

Hierbei werden die Mehrerlöse als Differenz zwischen den von den Netzbetreibern gemeldeten Umsatzerlösen aus Gasnetzentgelten und den im ersten Entgeltgenehmigungsbescheid anerkannten Kosten errechnet. Auf diese Differenz wird vereinfachend ein Korrekturfaktor von einem Drittel angewendet, mit dem allen Aspekten der ergangenen und möglicherweise zukünftig ergehenden BGH-Rechtsprechung sowie etwaigen Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Ermittlung des Mehrerlösbetrages Rechnung getragen wird. Die Bundesnetzagentur wird die beschriebene vereinfachte Ermittlung der Mehr-

⁴⁴ S. o. 3.1.

⁴⁵ Vgl. a. o. 2.1.1.3.3.

erlöse nur in den Fällen vornehmen, in denen Einvernehmen über diese Vorgehensweise besteht. Die Abschöpfung der Mehrerlöse setzt folglich voraus, dass der Netzbetreiber zu der von der Bundesnetzagentur auf Basis dieser Vereinbarung ergehenden Verpflichtung zur Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen einen Rechtsmittelverzicht erklärt.

3.2.4 Netzübergänge gemäß § 26 Absatz 2 ARegV

Im Laufe des Jahres 2009 wurden bei der Bundesnetzagentur 21 Anträge auf Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse oder -aufspaltungen gemäß § 26 Absatz 2 ARegV gestellt. Hiervon wurden zum gegenwärtigen Stand vier Anträge beschieden. Die Netzbetreiber zeigen im Antrag nach § 26 Absatz 2 ARegV an, welcher Erlösanteil dem übergehenden und welcher Erlösanteil dem verbleibenden Netzteil zugeordnet werden soll. Dabei ist durch die Bundesnetzagentur insbesondere sicherzustellen, dass die Summe beider Erlösanteile nicht die insgesamt festgelegte Erlösobergrenze überschreitet. Die Bundesnetzagentur bereitet für zukünftige Verfahren einen Leitfadens und einen Erhebungsbogen vor. Die Prüfung der Anträge soll hierdurch deutlich vereinfacht werden.

3.2.5 Erweiterungsfaktor zur Anpassung der Erlösobergrenze

VNB können gem. § 4 Absatz 4 Nummer 1 i. V. m. § 10 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors beantragen. Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Hierfür hat die Bundesnetzagentur einen Leitfadens für die Unternehmen bereit gestellt, aus dem hervorgeht, unter welchen Voraussetzungen ein Antrag gestellt werden kann. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Absatz 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. Des Weiteren wurde von der Bundesnetzagentur ein Erhebungsbogen im Internet veröffentlicht, der die Prüfung der Anträge vereinfachen sollte. Bis zum 30. Juni 2009 gingen bei der Bundesnetzagentur 77 Anträge auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors ein. Diese sollen bis Ende des Jahres 2009 beschieden werden.

3.2.6 Festlegungen zu weiteren Einzelheiten der Entgeltregulierung

Die nach § 6 Absatz 3 GasNEV über die Anwendung von Preisindizes ermittelten Tagesneuwerte haben Bedeutung für die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 GasNEV von Anlagegütern, die vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden (Altanlagen), sowie für die Verzinsung des auf Altanlagen entfallenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals ge-

mäß § 7 GasNEV. Die Bundesnetzagentur legte im Jahr 2007 Preisindizes fest.

Des Weiteren wurden im Jahr 2007 Vorgaben für die Anträge auf Genehmigung der Gasnetzentgelte festgelegt. Basierend auf diesen Festlegungen aus 2007 hat die Bundesnetzagentur auch für die Entgeltverfahren der überregionalen FNB im Jahr 2008 Vorgaben für die Anträge auf Genehmigung der Gasnetzentgelte festgelegt. Daneben wurde auch eine Festlegung zu Preisindizes, welche die Daten aus der Festlegung 2007 fortschreibt, getroffen.

Ferner hat die Bundesnetzagentur Vorgaben für die Erhebung von Daten bei überregionalen FNB zur Ermittlung der Effizienzwerte für die erste Regulierungsperiode im Rahmen der Durchführung der Anreizregulierung nach §§ 21a, 29 Absatz 1 EnWG festgelegt.

3.2.7 Missbrauchsverfahren zu Netzentgelten

Ein Missbrauchsantrag nach § 31 EnWG wurde abgelehnt. Zur Überprüfung stand das Verhalten eines Netzbetreibers, der dem Netzkunden im Falle eines gesonderten Netzentgelts nicht das im Rahmen der Kosten-/Entgeltwälzung ermittelte gemischte Durchschnittsentgelt (für die Wälzung der Entgelte aller vorgelagerten marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber) in Rechnung stellt, sondern das Entgelt des vorgelagerten Netzbetreibers, zu dem ein Direktleitungsbau hätte realisiert werden können.

3.2.8 Kostenwälzung Biogas

Mit der Änderung der GasNEV und GasNZV vom 12. April 2008 wurde ein Wälzungsmechanismus für Kosten aus der Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze eingeführt. Die durch die Einspeisung von Biogas bei den Netzbetreibern verursachten Kosten werden gemäß § 20b GasNEV auf alle Netze innerhalb des Marktgebietes umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner⁴⁶ der „Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Absatz 1 b) EnWG“ in der Fassung vom 29. Juli 2008 (KOV III) entwickelt und vertraglich festgelegt worden. Die Biogaskosten sind demnach – erstmalig ab dem 1. Januar 2009 – vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber wie Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen zu behandeln und werden damit an die nachgelagerten Netzbetreiber weitergewälzt. Die Netzbetreiber mit wälzungsfähigen Biogaskosten meldeten in 2008 Ihre Plankosten für die Jahre 2008 und 2009 im Rahmen des Wälzungsmechanismus an die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber. Parallel zu dieser Meldung übermittelten sie ihre Biogaskosten mittels eines Erhebungsbogens an die Bundesnetzagentur. Mit diesen Daten konnte der von den marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern ausgewiesene spezifische Biogaskostenbetrag plausibilisiert werden. Ende 2009 erfolgen die Meldungen der tatsächlich angefallenen Kosten des Jahres 2008 sowie der Plankosten für das Jahr 2010.

⁴⁶ Betreiber von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen.

3.2.9 Qualitätsregulierung im Bereich Gas

Im Rahmen der Anreizregulierung besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber die vorgeschriebenen Erlösabsenkungen realisieren, indem sie erforderliche Investitionen in ihre Netze unterlassen und dass es so zu einer Verschlechterung der Versorgungsqualität kommt. Um dem vorzubeugen, sieht die ARegV gemäß §§ 18 bis 21 die Einführung einer Qualitätsregulierung vor. Diese soll nach § 19 Absatz 2 ARegV für den Gasbereich zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode eingeführt werden. Die Qualitätsregulierung ist über ein Qualitätselement, das Bestandteil der Erlösbergrenzenformel ist, umzusetzen. Durch das Qualitätselement erhalten diejenigen Netzbetreiber, deren Netz im Vergleich zu anderen Netzbetreibern eine gute Qualität aufweisen, einen Zuschlag auf die Erlösbergrenze. Netzbetreiber mit vergleichsweise schlechter Qualität müssen Abschläge in Kauf nehmen (Bonus-/Malussystem).

Die Bundesnetzagentur steht vor der Aufgabe, ein Konzept für die Ausgestaltung des Qualitätselements zu entwickeln und dieses umzusetzen. Anwendung kann das Qualitätselement gemäß § 19 Absatz 1 ARegV zum einen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit⁴⁷ und zum anderen hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit⁴⁸ finden. Die Bundesnetzagentur hat mit den Vorbereitungen zur Einführung eines Qualitätselements Gas begonnen. Sie ist an grundsätzlichen Untersuchungen zum Thema Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit bei Gasversorgungsnetzen beteiligt. Für den Gasbereich wird eine Einführung des Qualitätselements zum Start der zweiten Regulierungsperiode angestrebt.

3.3 Zugang zu den Verteiler- und Fernleitungsnetzen Gas

3.3.1 Regel- und Ausgleichsenergie

3.3.1.1 „GABi Gas“ (Bilanzierung)

Die rechtssichere Ausgestaltung eines effizienten Bilanzierungssystems war 2008 ein Schwerpunkt der Netzzugangsregulierung im Gasbereich. Die bis dahin für die Bilanzierung angewendeten Regelungen waren nach Ansicht aller Marktbeteiligten verbesserungs- und konkretisierungsbedürftig und stellten nicht die erforderliche Diskriminierungsfreiheit sicher. Zudem ergaben sich strittige Rechtsfragen, wie hinsichtlich der Toleranzen im Rahmen des sog. Basisbilanzausgleichs („BBA-Faktor“). Er wurde im Jahr 2008 von einigen Transportkunden im Rahmen eines besonderen Missbrauchsverfahrens als missbräuchlich gerügt.

Im alten Bilanzierungssystem wurden die Bilanzabweichungen in allen Marktgebieten stündlich abgerechnet.

Diese kurze Bilanzierungsperiode stellte ein wesentliches Hindernis für Wettbewerbsfortschritte im Gasmarkt dar, weil am Markt keine stündlichen Flexibilitätsprodukte verfügbar waren, mit denen die Bilanzabweichungen hätten ausgeglichen werden können. Zwar ist hierzu grundsätzlich der Einsatz von Gasspeichern geeignet, jedoch waren die meisten Speicher ausgebucht. Insbesondere neue Händler konnten häufig keine Speicherkapazitäten buchen, um flexibel auf stündliche Lastschwankungen ihrer Kunden reagieren zu können. Darüber hinaus wurden von den Händlern die Unterschiedlichkeit der verschiedenen Marktgebietsregeln und die Höhe der Ausgleichsenergiepreise kritisiert.

Mit einer Festlegung hat die Bundesnetzagentur im Mai 2008 die Bilanzierung im Gasbereich umfassend neu und bundesweit einheitlich geregelt. Seit Beginn des Gaswirtschaftsjahrs am 1. Oktober 2008 gelten neue Bedingungen für Bilanzkreisverträge im Gassektor. Das seit diesem Zeitpunkt geltende „Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor“ (GABi Gas) behebt die Mängel des vorherigen Systems vor allem durch die Einführung der Tagesbilanzierung. Für alle Bilanzkreisverantwortlichen gilt damit eine deutlich längere Bilanzierungsperiode. Der Bilanzkreisverantwortliche hat sicherzustellen, dass sich Ein- und Ausspeisungen am Ende des Tages decken. Ist dies nicht der Fall, werden die Differenzen als Ausgleichsenergie durch den Bilanzkreisnetzbetreiber abgerechnet. Die Basis für die Bestimmung der Ausgleichsenergieentgelte bilden vier Referenzpreise für Einkauf und Verkauf von Gas an liquiden Handelsmärkten: derzeit TTF, NBP, Zeebrugge Hub, Virtueller Handlungspunkt NCG (VHP NCG). Die Entgelte werden nach einem Zwei-Preis-Modell gebildet, wonach für Überspeisungen niedrigere Vergütungen und für Unterspeisungen höhere Entgelte anfallen.

Zur Sicherstellung der Netzintegrität und zur Vermeidung von Missbrauch des Systems gilt flankierend zur Tagesbilanzierung ein „stündliches Anreizsystem“. Ohne dieses Anreizsystem könnten Händler z. B. ihre gesamten Gas-mengen innerhalb von nur einer Stunde einspeisen, die Ausspeisung aber über den ganzen Tag verteilen. Würden sich alle Händler so verhalten, würde dadurch die Sicherheit der Gasversorgungsnetze in Frage gestellt. Für stündliche Bilanz-Abweichungen ist daher ein sog. Strukturierungsbeitrag zu zahlen. Da für die Belieferung der meisten Letztverbraucher sog. Tagesbänder (d. h. 24 gleiche Stundenwerte) in die Bilanz eingestellt werden, treten stündliche Abweichungen in diesen Fällen allerdings nicht auf.

Der Bilanzkreisnetzbetreiber führt ein Umlagekonto für Regel- und Ausgleichsenergie. Es dient dazu, die entstehenden Kosten und Erlöse aus Regel- und Ausgleichsenergie zu verrechnen. Kosten entstehen dem Bilanzkreisnetzbetreiber z. B. durch die Beschaffung von Gas-mengen, die er für die physische Steuerung der Netze (Regelenergie) einsetzen muss. Durch Regelenergie können auch Erlöse generiert werden, z. B. wenn der Bilanzkreisnetzbetreiber die zu viel im Netz enthaltenen Gas-mengen auf den Handelsplätzen verkaufen muss. Das

⁴⁷ Laut § 19 Absatz 3 ARegV handelt es sich bei der Netzzuverlässigkeit um die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren.

⁴⁸ Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach der Übertragung von Energie zu befriedigen.

Umlagekonto stellt sicher, dass das Regel- und Ausgleichensystem für den Bilanzkreisnetzbetreiber ergebnisneutral ist, d. h., der Bilanzkreisnetzbetreiber soll weder Gewinne mit dem System erwirtschaften können noch Defizite selbst tragen müssen. Sollte ein Defizit erwartet werden, wird dieses als Regelernergieumlage denjenigen Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt, die Letztverbraucher mit Tagesband beliefern.

Die Umsetzung der Festlegung „GABi Gas“ war für alle Beteiligten ausgesprochen anspruchsvoll. Zudem stellten sich zahlreiche Verständnisfragen bei allen Beteiligten. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur am 3. September 2008 zu einer Informationsveranstaltung eingeladen. Die Veranstaltung richtete sich hauptsächlich an die deutschen Netzbetreiber, eine Teilnahme stand jedoch allen Marktteilnehmern offen. Die Veranstaltung sollte dazu dienen, die Branche bei der Umsetzung der Vorgaben aus der Festlegung „GABi Gas“ zu unterstützen und eine Möglichkeit zu bieten, ungeklärte Fragen an die Bundesnetzagentur zu adressieren. Etwa 500 Personen haben dieses Angebot der Bundesnetzagentur wahrgenommen.

Nach Inkrafttreten von GABi Gas hat die Bundesnetzagentur zum 17. Oktober 2008, zum 23. Dezember 2008 und zum 11. Mai 2009 Mitteilungen zur Festlegung „GABi Gas“ auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Diese Mitteilungen dienen der Klarstellung bzw. Erläuterung von Detailfragen sowie erforderlichen Übergangsmaßnahmen, die in Absprache mit den Marktteilnehmern entwickelt wurden. Die Bundesnetzagentur prüft derzeit die Umsetzung der Festlegung „GABi Gas“; dies betrifft insbesondere die Überwachung der Veröffentlichungspflichten der Bilanzkreisnetzbetreiber sowie die Untersuchung und Bewertung der Auswirkungen von „GABi Gas“.

3.3.1.2 Verfahrenseinleitung Hub-Vertrag

Am 8. Dezember 2008 hatte die Bundesnetzagentur gegen die Netzbetreiber bayernets GmbH und E.ON Gastransport GmbH ein Missbrauchsverfahren (Az. BK7-08-013) eingeleitet, um zu prüfen, ob und inwieweit die Betroffenen im Rahmen des gemeinsamen Marktgebietes NCG durch das Angebot von „Hubverträgen über die Nutzung des virtuellen Handelspunktes“ ihre Pflichten nach dem EnWG und der GasNZV verletzen. Hiervon betroffen war insbesondere die NetConnect Germany GmbH & Co. KG, die zu dem Verfahren beigelegt wurde. Hinsichtlich der E.ON Gastransport GmbH bezog sich die Verfahrenseinleitung außerdem auf solche Hubverträge, die für das Marktgebiet L-Gas galten.

In den jeweiligen Marktgebieten wurde die Übertragung von Gasmengen am virtuellen Handelspunkt ausschließlich auf der Grundlage von Hubkonten ermöglicht. Dagegen wurden die physische Belieferung und physische Einspeisung auf der Basis von regulären Bilanzkreisverträgen abgewickelt. Folglich mussten Unternehmen, die sowohl Handelsgeschäfte ohne physische Belieferung als auch mit physischer Belieferung abwickeln wollten, zwei Verträge abschließen: einen Hubvertrag und einen Bilanzkreisvertrag.

Im Rahmen des Verfahrens haben die betroffenen Netzbetreiber ein Konzept zur Neuordnung des virtuellen Punktes im NCG-Marktgebiet bzw. EGT⁴⁹-L-Gas-Marktgebiet vorgelegt. Im Anschluss konnten die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Hubvertragskunden in einer Konsultationsrunde Stellung hierzu nehmen; die Beibehaltung von Hub-Verträgen wurde durchweg abgelehnt. Im weiteren Verfahrensablauf kündigten die Betroffenen und die NCG-Betreiber an, in dem – ab dem 1. Oktober 2009 erweiterten – NCG-Marktgebiet sowie dem Marktgebiet L-Gas die Übertragung von Gasmengen am virtuellen Handelspunkt ausschließlich im Wege der Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzkreisen anzubieten. Nachdem diese Zusage umgesetzt wurde, konnte das Verfahren eingestellt werden.

3.3.2 „GeLi Gas“ (Lieferantenwechsel)

Die Möglichkeit zum Wechsel des Gaslieferanten ist eine entscheidende Voraussetzung für die Belebung des Wettbewerbs der Anbieter. Um den Prozess des Lieferantenwechsels massengeschäftstauglich und für alle Beteiligten transparent zu machen, wurden seine Abläufe durch die Bundesnetzagentur am 20. August 2007 rechtsverbindlich festgelegt. Ebenso wurde der Austausch der erforderlichen Informationen in einem einheitlichen elektronischen Datenformat festgelegt. Seit dem 1. August 2008 ist das System „GeLi Gas“ für alle Betroffenen verpflichtend.

Netzbetreiber, die sich mit der Umsetzung dieser Festlegung noch im Rückstand befanden, wurden durch die Bundesnetzagentur angehört und aufgefordert, über den Fortgang ihrer Umsetzungsarbeiten regelmäßig zu berichten. Erhebliche Umsetzungsdefizite, die zur Androhung der Festsetzung eines Zwangsgeldes führten, wurden in zwei Fällen festgestellt. Im Dezember 2008 musste bei einem Unternehmen dieses Zwangsgeld schließlich auch festgesetzt werden. Ansonsten wurde durch die übrigen Unternehmen bis zum Jahresende 2008 eine vollständige Umsetzung der „GeLi Gas“ mitgeteilt.

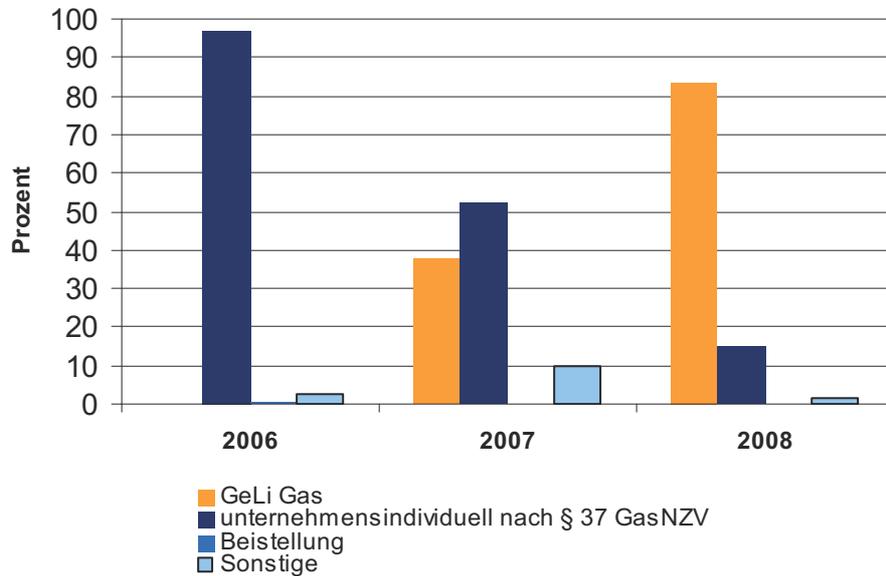
Für 2008 gaben nahezu alle VNB (97,0 Prozent) und 89,5 Prozent der FNB gegenüber der Bundesnetzagentur an, die grundsätzliche Möglichkeit zu haben, Lieferantenwechselverfahren durchzuführen. Gegenüber dem Vorjahr ist hier bei den VNB ein gleichbleibender Anteil zu verzeichnen, wohingegen der Anteil bei den FNB rückläufig ist. Lediglich ein VNB und keiner der FNB gaben an, keine Lieferantenwechsel abwickeln zu können. Keine Angaben machten 2,9 Prozent der VNB sowie 10,5 Prozent der FNB.

Die im Jahr 2008 bei VNB insgesamt durchgeführten 352.587 Lieferantenwechselverfahren von Letztverbrauchern lassen sich nach verschiedenen Verfahrensarten differenziert angeben. Die Verteilung der Gesamtanzahl an Lieferantenwechselverfahren auf die Verfahrensarten zeigt Abbildung 2.

⁴⁹ EGT E.ON Gastransport.

Abbildung 2

**Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern
(Verteilernetzbetreiber)**



Gegenüber den Vorjahren zeigt das Jahr 2008, dass die Mehrheit der Wechselverfahren (83,5 Prozent) nach den Bedingungen der „GeLi Gas“ abgewickelt wurde. Demgegenüber sank die Zahl der nach den Grundsätzen der § 37 GasNZV durchgeführten Verfahren von 52,2 Prozent (2007) auf 15,0 Prozent (2008). Hierbei handelt es sich um unternehmensindividuelle Verfahren, die nicht die Anforderungen an eine Standardisierung und eine größtmögliche Automatisierung erfüllen, wie sie „GeLi Gas“ vorsieht. Auch die Verfahren der Kategorie „Sonstige“ (z. B. Lieferantenwechsel nach Verbändevereinbarung II⁵⁰) sind mit einem Anteil von 1,5 Prozent stark rückläufig. Die Beistellung ist als Verfahrensart praktisch bedeutungslos.

Zusammenfassend ist in Bezug auf die Arten der Lieferantenwechselverfahren festzustellen, dass der Großteil der VNB das geforderte standardisierte Abwicklungsverfahren umsetzt. Dennoch zeigen die Zahlen zu den noch nach unternehmensindividuellen Kriterien abgewickelten Wechselverfahren, dass die Umstellung auf die Prozessstandards nach „GeLi Gas“ in 2008 durch die Unternehmen noch nicht vollständig abgeschlossen war, und dies trotz der Tatsache, dass der bereits am 20. August 2007 erlassene Beschluss zu „Geli Gas“ die Umsetzung seiner Vorgaben erst zum 1. August 2008 verpflichtend gemacht und damit den betroffenen VNB ein Jahr für die erforderlichen Vorbereitungsmaßnahmen eingeräumt hatte. Wie angeführt, wurden daher in mehreren Fällen durch die Bundesnetzagentur Vollstreckungsverfahren eingeleitet.

3.3.3 Gasmarktgebiete

3.3.3.1 Entwicklung der Marktgebiete

Die Reduzierung der Gasmarktgebiete in Deutschland hat im Zeitraum 2008 bis 2009 erhebliche Fortschritte gemacht. Ausgehend von einer Reduzierung auf 14 Marktgebiete zum Ende des Jahres 2007, die insbesondere durch unternehmensinterne Maßnahmen erzielt werden konnte, war ab dem Jahr 2008 durch verstärkte unternehmensübergreifende Kooperationsbemühungen eine weitere Reduzierung möglich. So erfolgte die Zusammenlegung der H-Gas-Marktgebiete von bayernets GmbH (bayernets) und E.ON Gastransport GmbH (E.ON Gastransport) zum gemeinsamen Marktgebiet NCG zum 1. Oktober 2008. Ferner ordnete sich die Gas-Union Transport GmbH & Co. KG (Gas-Union Transport) zum gleichen Zeitpunkt als nachgelagerter Netzbetreiber den Marktgebieten der NCG und Wingas Transport GmbH & Co. KG (Wingas Transport) zu, wodurch ihr bislang eigenständiges Marktgebiet entfiel. Damit bestanden zum 1. Oktober 2008 insgesamt noch zwölf Marktgebiete, davon sieben im H-Gas- und fünf im L-Gas-Bereich. Im L-Gas-Bereich hatten die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber zunächst weitere Zusammenlegungen zum 1. Oktober 2008 angekündigt. Dieser Termin wurde jedoch nicht eingehalten, ohne dass überzeugende Gründe ersichtlich waren. Da die weitergehende Verminderung der Marktgebiete im L-Gas-Bereich somit nicht länger auf freiwilliger Basis durchsetzbar erschien, entschloss sich die Bundesnetzagentur am 22. August 2008, gegen die betroffenen Netzbetreiber von Amts wegen ein Missbrauchsverfahren (§ 30 EnWG i. V. m. § 20 Absatz 1b EnWG) bzw. Verfahren zur Zusammenlegung der Teil-

⁵⁰ Verbändevereinbarung II (Erdgas) vom 3. Mai 2002.

netze/Marktgebiete (§§ 65 EnWG, 6 Absatz 4 Satz 6 Gas-NZV) einzuleiten. Dieses richtete sich gegen folgende Unternehmen:

- RWE Transportnetz Gas GmbH (RWE Transportnetz Gas), Rechtsvorgängerin der Thyssengas GmbH (Thyssengas)
- E.ON Gastransport GmbH (E.ON Gastransport),
- Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG (Erdgas Münster Transport),
- EWE Netz GmbH (EWE Netz) und
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (Gasunie Deutschland Transport Services).

Während des laufenden Verfahrens legten die Unternehmen Erdgas Münster Transport, EWE Netz und Gasunie Deutschland Transport Services zum 1. April 2009 ihre L-Gas-Marktgebiete zusammen und gründeten die gemeinsame Marktgebietsgesellschaft Aequamus GmbH (Aequamus). Das Verfahren gegen diese Unternehmen wurde daher zum 15. Mai 2009 mit der Auflage eingestellt, Verhandlungen mit der RWE Transportnetz Gas und der E.ON Gastransport zur Aufnahme in das gemeinsame Marktgebiet aufzunehmen bzw. fortzuführen. Durch diese weitere Zusammenlegung sank die Zahl der Marktgebiete zum 1. April 2009 auf zehn. Das Verfahren gegen die Netzbetreiber Thyssengas und E.ON Gastransport ist weiterhin anhängig.

Ferner wurden im Mai 2009 die vertraglichen Grundlagen geschaffen, um das H-Gas-Marktgebiet von Gasunie Deutschland Transport Services, DONG Energy Pipelines GmbH und StatoilHydro Deutschland GmbH (ehemals Marktgebiet H-Gas Norddeutschland) mit den Marktgebieten von ONTRAS – VNG Gastransport GmbH (ONTRAS – VNG Gastransport) und Wingas Transport zusammenzulegen. Das neue Marktgebiet trägt den Namen „Gaspool“. Für die Aufgaben des Bilanzkreismanagements wurde die Gesellschaft „GASPOOL Balancing Services GmbH“ gegründet. Die Kooperation wurde zum 1. Oktober 2009 realisiert. Eine weitere Zusammenlegung zum 1. Oktober 2009 ist von den marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern für die H-Gas-Marktgebiete der NCG (bayernets und E.ON Gastransport), der GVS Netz GmbH (GVS Netz)/Eni Gas Transport Deutschland S. p. A (Eni D) und der GRTgaz Deutschland GmbH (GRTgaz Deutschland) vollzogen worden (einheitlich als Marktgebiet NCG). Die Anzahl der Marktgebiete verringert sich damit auf aktuell insgesamt sechs, d. h. jeweils drei im H-Gas- und L-Gas-Bereich:

H-Gas Marktgebiete

- GASPOOL
- Thyssengas H-Gas, Nachfolgerin der RWE H-Gas
- NCG

L-Gas Marktgebiete

- Aequamus
- E.ON Gastransport L-Gas
- Thyssengas L-Gas, Nachfolgerin der RWE L-Gas.

3.3.3.2 Freiwillige Selbstverpflichtung/ Lastflusszusagen

Mit der Reduzierung der Gasmarktgebiete in Deutschland geht der Wegfall von Marktgebietsgrenzen zwischen den beteiligten Netzen einher. Hierdurch kann es jedoch im Einzelfall zu technischen Problemen bei der Erfüllung der bestehenden frei zuordenbaren Kapazitätsverträge kommen, da die freie Zuordenbarkeit dann für ein größeres Netzgebiet gilt. Lastflusszusagen, die der Netzbetreiber von Transportkunden einholt, sollen auf Anforderung des Netzbetreibers gerade an den engpassgefährdeten Punkten je nach dem aktuellen Befüllungsstand der betroffenen Netze eine Steigerung oder Reduzierung der physischen Gasflüsse gewährleisten, um so die Netzstabilität im gesamten Marktgebiet dauerhaft zu gewährleisten. Diese Lastflusszusagen sichern folglich hinreichende Verbindungskapazitäten zwischen den Teilbereichen des neuen Marktgebiets ab, verringern an physischen Engpässen den Gasstrom und leisten somit einen wichtigen Beitrag dafür, eine mögliche Reduzierung der bis dahin in den Teilbereichen bestehenden frei zuordenbaren Kapazitäten im nun größeren Marktgebiet zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur hat mit Beschluss vom 10. August 2009 die Voraussetzungen für die Anerkennung von Kosten für Lastflusszusagen im Rahmen der Marktgebietskooperation NCG geschaffen. Der Kooperationspartner bayernets hatte sich gegenüber der Bundesnetzagentur verbindlich zur Einhaltung fest umrissener Grundsätze für die Ermittlung und Beschaffung der für die Marktgebietskooperation zwingend notwendigen Lastflusszusagen verpflichtet. Diese Selbstverpflichtung hat die Bundesnetzagentur als Grundlage einer wirksamen Verfahrensregulierung anerkannt. Die entsprechenden Kosten gelten damit im Rahmen der Anreizregulierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Mit ihrer freiwilligen Selbstverpflichtung hat sich die bayernets zu einer marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Beschaffung dieser Lastflusszusagen verpflichtet. Es wird regelmäßig öffentliche Ausschreibungen geben, an denen sich alle Anbieter beteiligen können, die entsprechende Zusagen mit Wirkung auf das Netz der bayernets abgeben können. Fortlaufende Dokumentationspflichten für die Bestimmung der Erforderlichkeit stellen zudem sicher, dass nur solche Lastflusszusagen beschafft werden, die der Engpassbeseitigung im Rahmen der Marktgebietskooperation dienen. Diese Daten werden der Bundesnetzagentur regelmäßig übermittelt.

Im Zuge der Zusammenlegung der Marktgebiete von GVS Netz/Eni D, GRTgaz und NCG zum 1. Oktober 2009 sind weitere Verfahren anhängig, welche ebenfalls in eine freiwillige Selbstverpflichtung der GVS Netz/Eni D und GRTgaz münden und Ausschreibungen für Lastflusszusagen nach sich ziehen werden.

3.3.4 Kapazitätsmanagement

In den deutschen und europäischen Gasnetzen ist an vielen Stellen ein Mangel an buchbaren Transportkapazitäten zu verzeichnen. Offensichtlich sind die bestehenden Bewirtschaftungsverfahren derzeit nicht geeignet, diese

problematische Situation zu entschärfen. Vor diesem Hintergrund hat sich die Bundesnetzagentur in den vergangenen zwei Jahren sowohl im nationalen als auch im internationalen Bereich intensiv mit der Entwicklung von Eckpunkten für ein neues Kapazitätsbewirtschaftungssystem beschäftigt. Ziel ist es, die Nutzbarkeit der bestehenden Infrastruktur zu verbessern, den Zugang zu festen Kapazitäten zu erleichtern und kurzfristige Gashandels-geschäfte zu ermöglichen. Dadurch soll die Liquidität der Handlungspunkte weiter gestärkt und die Integration angrenzender Gasmärkte aktiv voran getrieben werden.

Im internationalen Bereich sollen diese Überlegungen in europäische Leitlinien münden. Im nationalen Bereich sollen im Rahmen des geltenden Rechts Verbesserungen im Bereich der Kapazitätsallokation und des Engpassmanagements herbeigeführt werden, um insbesondere Engpässe an den Grenzkoppelpunkten und den Marktgebietsgrenzen zu reduzieren. Im Jahr 2008 wurden Grundfragen, mögliche Konzepte und Ansatzpunkte zunächst intern diskutiert. Am 1. April 2009 erfolgte die Präsentation der ersten Ansatzpunkte gegenüber den Marktteilnehmern im Rahmen eines Workshops. Das dort bereits angekündigte Eckpunktepapier zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt wurde Ende Mai 2009 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Zentrale Aspekte dieses Eckpunktepapiers betreffen:

- die Standardisierung der Kapazitätsprodukte
- die Ausgestaltung von transparenten und diskriminierungsfreien Vergabeverfahren
- die dynamische Kapazitätsberechnung und die Möglichkeit der Überbuchung im Zusammenspiel mit der Gewährung des Kapazitätsrückkaufs
- die Etablierung eines Day-Ahead-Kapazitätsmarktes.

Auf Basis der Ergebnisse der Konsultation werden die Grundpfeiler für das Kapazitätsbewirtschaftungssystem erstellt, die dann in eine Festlegung durch die Bundesnetzagentur münden sollen.

3.3.5 Veröffentlichungspflichten

3.3.5.1 Einschränkung von Veröffentlichungspflichten (3-Minus-Regel)

Nach Artikel 6 Absatz 5 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungen („FernleitungsVO“) kann ein FNB die zuständige Behörde um die Genehmigung zur Einschränkung der Veröffentlichung für Ein- und Ausspeisepunkte seines Netzes ersuchen, wenn er der Ansicht ist, aus Gründen der Vertraulichkeit nicht zur Veröffentlichung aller erforderlichen Daten für die betreffenden Punkte berechtigt zu sein. Eine solche Genehmigung wird aber nicht erteilt, wenn drei oder mehr Netznutzer Kapazität an demselben Punkt kontrahiert haben (sog. „Drei-Minus-Regel“).

Bei der Bundesnetzagentur sind in dem Zeitraum 2007/2008 insgesamt zehn Anträge auf Einschränkung der Ver-

öffentlichung gemäß Artikel 6 Absatz 5 FernleitungsVO eingegangen, von denen einer zurückgenommen worden ist. Alle Anträge wurden im Sommer 2008 abschließend beschieden, alle Beschlüsse haben Bestandskraft erlangt.

Die FNB hatten für insgesamt 216 Punkte die Einschränkung der Veröffentlichung von Informationen über Kapazitäten (maximale technische, gebuchte und freie Kapazität), Druckanforderungen, historische monatliche Höchst- und Mindestauslastungsraten und/oder jährliche durchschnittliche Lastflüsse beantragt. Die Entscheidungen folgten den im Dezember 2007 veröffentlichten Entscheidungsgrundsätzen zu Anträgen nach Artikel 6 FernleitungsVO. Danach kommt eine Genehmigung nur in Betracht, wenn das Geheimhaltungsinteresse des bzw. der Transportkunden an dem betroffenen Punkt das Interesse der Allgemeinheit an der Veröffentlichung überwiegt. Die Bundesnetzagentur hat nach diesem strengen Maßstab nur für 85 der beantragten Punkte eine Einschränkung der Veröffentlichung genehmigt. Entgegen den inhaltlich sehr weitgehenden Anträgen bleiben aber auch bei diesen Punkten wesentliche Informationen veröffentlichungspflichtig. Alle Genehmigungen waren maximal bis zum 30. September 2009 befristet. Zum neuen Gaswirtschaftsjahr sind bei der Bundesnetzagentur bisher drei Anträge eingegangen.

3.3.5.2 Verteilernetzbetreiber

Das EnWG und die nachgelagerten Verordnungen GasNZV, GasNEV und NDAV fordern die Veröffentlichung verschiedener Daten explizit im Internet. Der Umsetzungsstand dieser gesetzlichen Pflichten wurde durch die Bundesnetzagentur bei allen VNB Gas ihres Zuständigkeitsbereiches umfassend untersucht. Hierbei spielten insbesondere Auffindbarkeit und Aktualität eine wichtige Rolle. Wurden diesbezügliche Mängel festgestellt, so erging an die betroffenen Unternehmen die Aufforderung zur zeitnahen Behebung dieser Defizite⁵¹. Insgesamt wurde dadurch eine deutliche Verbesserung im Bereich der gesetzlichen Veröffentlichungspflichten erreicht und somit ein entscheidender Beitrag zur Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs geleistet. Die Überwachung der Umsetzung bestehender und zukünftiger Veröffentlichungspflichten wird für die Bundesnetzagentur auch weiterhin eine fortlaufende Aufgabe sein.

3.3.6 Ausnahmegenehmigungen neue Infrastrukturen

Nach der Ausnahmeregelung des § 28a EnWG (Neue Infrastrukturen) kann für Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und anderen Staaten, LNG- oder Speicheranlagen sowie für bestimmte Kapazitätsaufstockungen vorhandener Infrastrukturen befristet eine Freistellung von der Zugangs- und Entgeltregulierung gewährt wer-

⁵¹ So war in Einzelfällen noch nicht einmal eine Internetseite eingerichtet worden. Elementare Pflichten wie die zur Veröffentlichung der Netzzugangsentgelte werden nunmehr ausnahmslos umgesetzt.

den. Voraussetzung ist, dass die gesetzlichen, vom Antragsteller nachzuweisenden Anforderungen erfüllt sind. Neben einer Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit verlangt § 28a EnWG u. a. das Vorliegen eines so hohen Investitionsrisikos, dass die Investition ohne eine Ausnahmegenehmigung nicht getätigt werden würde.

Im Jahre 2008 sind bei der Bundesnetzagentur zwei Anträge gemäß § 28a EnWG eingereicht worden. Antragsteller waren die OPAL NEL Transport GmbH und die E.ON Ruhrgas Nord Stream Anbindungsleitungsgesellschaft mbH. Beide Anträge betrafen die neuen Leitungsprojekte OPAL und NEL zur landseitigen Fortführung der geplanten Ostseepipeline (Nord Stream) ab Greifswald. Die OPAL soll von Greifswald bis nach Tschechien in der Nähe von Brandov verlaufen, die NEL von Greifswald bis nach Rehden in Niedersachsen. Am 20. November 2008 fand zu den Anträgen eine öffentliche mündliche Verhandlung statt, in der die tatsächlichen und rechtlichen Grundlagen für eine mögliche Ausnahme umfassend erörtert wurden. Vor Erlass ihrer Entscheidung hat die Bundesnetzagentur gemäß § 58 EnWG auch das Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt hergestellt und zudem die in Artikel 22 der Richtlinie 2003/55/EG (Gas) vorgesehene Konsultation der anderen betroffenen Mitgliedstaaten durchgeführt. Mit Beschlüssen vom 25. Februar 2009 (Az. BK7-08-009 und BK7-08-010) hat die Bundesnetzagentur die OPAL für den Zeitraum von 22 Jahren ab Inbetriebnahme weitestgehend von der Netzzugangs- und Entgeltregulierung ausgenommen, verbunden mit ergänzenden Auflagen. Die Freistellung der OPAL gilt lediglich für solche Gastransporte, mit denen das Gas aus der Nord Stream-Leitung unmittelbar in Richtung Süden bis nach Tschechien weitergeleitet wird. Nicht von der Ausnahme umfasst sind inländische Transporte sowie mögliche Gegenstromtransporte von Tschechien nach Deutschland. Für die NEL wurden die Anträge vollständig abgelehnt, da sie eine rein nationale Leitung darstellen würde, für die es keine Ausnahme geben kann.

Mit Beschlüssen vom 7. Juli 2009 hat die Bundesnetzagentur die Entscheidungen vom 25. Februar 2009 nach Maßgabe der Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 12. Juni 2009 um eine zusätzliche Wettbewerbsauflage ergänzt.

3.3.7 Zugang zu Biogaseinspeisungsanlagen

Das Interesse von Unternehmen an der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Dies zeigt sich insbesondere in der wachsenden Anzahl von Netzzugangsbegehren für Biogasaufbereitungsanlagen. Erstmals wurde im Rahmen des Monitoring 2009 der Bundesnetzagentur eine Sonderbefragung zum Thema „Aktuelle Entwicklungen im Bereich Biogaseinspeisung“ durchgeführt. Der Rechtsrahmen, der die Biogaseinspeisung in Erdgasnetze regelt, ist seit dem 12. April 2008 im neuen Teil 11a der GasNZV kodifiziert. Darin ist das Ziel formuliert, bis zum Jahr 2020 Erdgas i. H. v. 6 Mrd. m³ (2030: 10 Mrd. m³) durch Biogas zu substituieren. Hierzu sieht die GasNZV privile-

gierte Zugangs- und Transportbedingungen zum bzw. in das/die Erdgasnetz/e vor. Weiterhin haben die Netzbetreiber den Biogaseinspeisern einen erweiterten Jahresbilanzausgleich zu verbilligten Konditionen zu gewähren. Für die Einspeisung von Biogas gewähren die Netzbetreiber eine druckstufenunabhängige Vergütung für die Vermeidung von Netzentgelten, da es sich um eine dezentrale Einspeisung handelt. Im Vergleich zu anderen europäischen Staaten ist damit Deutschland führend, was die Regulierung der Biogaseinspeisung in Erdgasnetze betrifft, da es in anderen EU-Staaten bisher keine vergleichbaren gesetzlichen Regelungen gibt.

Im Jahr 2008 entfielen von insgesamt 309 Netzzugangsbegehren etwa zwei Drittel auf VNB, ein Drittel auf FNB. In acht Fällen wurde der Netzzugang aufgrund nicht kompatibler Gasqualität verweigert. Darüber hinaus haben insgesamt 26 Großhändler bzw. Lieferanten ein Netzzugangsbegehren für Biogas gestellt. Das gesamte Einspeisevolumen lag im Jahr 2008 bei 42 Mio. m³ Biogas (0,26 Prozent im Vergleich zur inländischen Gasförderung), bei einer durchschnittlichen Einspeisekapazität von 510 m³/h.

Da im Zusammenhang mit der Biogaseinspeisung in Erdgasnetze noch einige Fragen des Netzanschlusses und im Bereich der Netzentgelte offen sind, hat die Bundesnetzagentur eigens dafür einen Arbeitskreis eingerichtet, der in enger Abstimmung mit den Landesregulierungsbehörden Lösungen erarbeitet. Auch wird der durch den BDEW, den Fachverband Biogas und den Bundesverband Neuer Energieanbieter (bne) initiierte Bilanzierungsleitfaden für Biogas durch die Bundesnetzagentur moderierend begleitet.

3.3.8 Versorgungszuverlässigkeit

Alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen nach § 3 Nummer 6 EnWG sind gemäß § 52 Satz 1 EnWG verpflichtet, bis zum 30. Juni eines Jahres alle in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen des Vorjahres in einem Bericht an die Bundesnetzagentur zu melden. Die meldepflichtigen Daten zu den Versorgungsunterbrechungen umfassen gemäß § 52 Satz 2 EnWG mindestens die für die Beschreibung einer Versorgungsunterbrechung wesentlichen Größen wie Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache (Anlass) einer Versorgungsunterbrechung.

Anders als für Elektrizitätsversorgungsnetze existieren für den Bereich Versorgungszuverlässigkeit von Gasversorgungsnetzen derzeit noch keine international etablierten Standards. Aus diesem Grunde wurden in enger Konsultation und Abstimmung mit den betroffenen Verbänden der Gaswirtschaft Vorgaben ermittelt und definiert. In den vergangenen zwei Berichtsjahren wurden sie bereits zu einem großen Teil von den Gasnetzbetreibern erprobt, fortlaufend an die speziellen Marktgegebenheiten und Bedürfnisse der Gaswirtschaft angepasst und haben sich bislang bewährt.

Die Bundesnetzagentur hat am 17. Dezember 2008 eine Allgemeinverfügung mit Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 Satz 1 EnWG veröffentlicht.

Danach bezeichnet eine Versorgungsunterbrechung eine Abweichung des Vorgangs „Gasversorgung“ von seinem festgelegten oder geplanten Verlauf, die eine spürbare Auswirkung für den Letztverbraucher verursacht und von der der Netzbetreiber Kenntnis erlangt. Aus den Meldungen der Versorgungsunterbrechungen können die international existierenden Größen der Versorgungszuverlässigkeit von Energieversorgungsnetzen berechnet werden.

Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Die Kenngröße Nichtverfügbarkeit Qu, oder auch SAIDI (System Average Interruption Duration Index) genannt, ist dabei die gängigste und am häufigsten verwendete Größe zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit. Über diesen Wert werden europäische und internationale Vergleiche bezüglich der Versorgungssicherheit gezogen. Die Nichtverfügbarkeit Qu beschreibt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

Es haben alle Gasnetzbetreiber ihren Bericht entsprechend der vorgenannten Verfügung bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Nach einer ersten Durchsicht der Berichte ergibt sich ein Durchschnittswert von etwa einer Minute als SAIDI-Wert der durchschnittlichen Gasversorgungsunterbrechung pro Kunde und Jahr. Unfälle und Unterbrechungen auf der Fernleitungsebene führen oftmals zu großflächigen Ausfällen auf der Verteilernetzebene. Im Jahr 2008 gab es auf der Fernleitungsebene in Deutschland keinen Ausfall mit Auswirkungen auf die Verteilernetzebene. Somit waren die Gasversorgungsunterbrechungen besonders gering. Die deutschen Gasnetze sind im internationalen Vergleich – soweit ersichtlich – unter den sichersten und zuverlässigsten Netzen der Welt anzusetzen.

3.4 Untersuchung der Lieferunterbrechung im Januar 2009 („Gaskrise“)

3.4.1 Sachverhalt

Im Winter 2008/09 kam es auf Grund von unterschiedlichen Auffassungen über Schulden und Preise für Gaslieferungen zwischen der Ukraine und Russland zu Verwerfungen. Die russische Gazprom reduzierte ab dem 4. Januar 2009 die Gaslieferungen an die Ukraine stufenweise und warf Naftogaz vor, für Westeuropa bestimmtes Gas aus den Transitleitungen abzuzweigen. Ab dem 7. Januar 2009 kam es zu einer Lieferunterbrechung an die Ukraine, so dass kein Gas mehr eingespeist wurde. Betroffen von dieser Maßnahme war ebenfalls der Grenzkoppelungspunkt Waidhaus an der deutsch-tschechischen Landesgrenze, an dem über die Ukraine kommendes russisches Erdgas nach Deutschland eingespeist wird, sowie an dem deutsch-österreichischen Grenzkoppelungspunkt Oberkappel. Der Gastreit endete mit einer Einigung zwischen Russland und der Ukraine und der Wiederaufnahme des Gastransits durch die Ukraine am 20. Januar 2009.

3.4.2 Vorgehen und Ergebnisse

Die Bundesnetzagentur hat im April 2009 im Zusammenhang mit dem Monitoring 2009 eine Datenerhebung der Lastflussprotokolle samt Buchungs- und Nominierungsständen aller marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber an Grenzübergangspunkten sowie der Speicherstandsentwicklungen für einen Zeitraum von sechs Wochen durchgeführt. Außerdem wurde ein Fragenkatalog an die betroffenen Netzbetreiber übermittelt, der Aufschluss über das Verhalten der Transportkunden und die getroffenen Maßnahmen der Netzbetreiber geben sollte. Die Ergebnisse der Untersuchungen hat die Bundesnetzagentur als Bericht im Internet veröffentlicht⁵². Der Bericht dient dazu, die Auswirkungen der Gaskrise auf die deutschen Netze und Speicher darzustellen, insbesondere auf die Speicherfüllstandsentwicklungen, zu analysieren, welche Maßnahmen zur Lösung der Krise angewandt wurden und soweit möglich Schlussfolgerungen für zukünftige Gaskrisen zu ziehen.

Die Auswertungen der erhobenen Informationen zeigen, dass diese ernstzunehmende Situation, zwar mit erheblichen Anstrengungen der Netz- und Speicherbetreiber sowie der Gashändler, im Ergebnis jedoch ohne Probleme für die Verbraucher gelöst werden konnte. Zudem konnte über eine physikalische Flussumkehr im Südosten Deutschlands in großem Umfang eine erweiterte Versorgung der von der Krise besonders betroffenen südosteuropäischen Staaten realisiert werden. Möglich wurde dies durch eine starke Erhöhung der Ausspeicherung von Gas aus deutschen Speichern sowie leicht erhöhte Importe aus dem Nord-Westen über Norwegen, Belgien und die Niederlande.

Dieses System hat durch freiwillige Maßnahmen und – wie die Analyse der Preisentwicklungen zeigt – aufgrund von Marktpreissignalen gut funktioniert. Als sinnvoll identifizierte technische (Ausbau-)Maßnahmen sollten realisiert und die Transparenz gegenüber den Aufsichtsbehörden sowie dem Markt erhöht werden. Begrüßenswert sind unter diesem Gesichtspunkt auch die zahlreichen in Deutschland angekündigten Speicherneubauten, die auf marktlicher Basis auch zukünftig noch verstärkte Beiträge für die Versorgungssicherheit Deutschlands und Europas leisten können. Auch unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit sollte die Verbesserung bzw. die Schaffung eines Wettbewerbsmarktes zentrales Anliegen bleiben.

4 Weitere Tätigkeitsgebiete in den Bereichen Elektrizität und Gas

4.1 Festlegung zu Eigenkapitalzinssätzen für Betreiber von Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetzen

Mitte 2008 hat die Bundesnetzagentur die Eigenkapitalzinssätze für Betreiber von Gas- und Elektrizitätsversor-

⁵² S. u. <http://www.bundesnetzagentur.de/enid/849989fbc72c39612d0ade4fa7a3af80,0/2xp.html>.

gungsnetzen für die erste Regulierungsperiode festgelegt. Die Verpflichtung zur Festlegung neuer Eigenkapitalzinssätze ergibt sich aus § 7 Absatz 6 der Entgeltverordnungen. Bisher waren die Eigenkapitalzinssätze im Rahmen der Entgeltverordnungen festgeschrieben und lagen für Neuanlagen bei 7,91 Prozent (Elektrizität) und 9,21 Prozent (Gas). Ab 2009 betragen die Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen bzw. Altanlagen für Elektrizität und Gas 9,29 Prozent bzw. 7,56 Prozent. Die Eigenkapitalzinssätze gelten für Betreiber von Gasversorgungsnetzen bis zum 31. Dezember 2012 und für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bis zum 31. Dezember 2013. Insgesamt erfolgten sieben Festlegungen für Unternehmen, die in die originäre Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen, und Unternehmen aus sechs Bundesländern, die aufgrund der Organleihe in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen.

Für die Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes geben die Netzentgeltverordnungen den Rahmen vor. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen setzt sich aus der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zuzüglich eines Wagniszuschlags zusammen. Die Umlaufrendite ergibt sich in Konsistenz zum bisherigen Vorgehen im Rahmen der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG in Höhe von 4,23 Prozent. Für die Bestimmung des Wagniszuschlags wird das sog. Capital Asset Pricing Modell 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 zeigt sich, dass der von der Bundesnetzagentur ermittelte Wagniszuschlag von 3,59 Prozent oberhalb des Durchschnitts der Wagniszuschläge im europäischen Ausland liegt. Da es sich um Eigenkapitalzinssätze vor Steuern handelt, war die Körperschaftsteuer bei der Ermittlung der Zinssätze zu berücksichtigen.

Von mehreren Betreibern von Energieversorgungsnetzen wurde Beschwerde gegen die Festlegung der Bundesnetzagentur eingelegt. Die Beschwerdeverfahren sind derzeit bei den Oberlandesgerichten anhängig.

4.2 Investitionsbudgets

Bei der Bundesnetzagentur sind im Jahr 2008 insgesamt 302 Anträge auf Genehmigung eines Investitionsbudgets eingegangen. Das beantragte Gesamtvolumen betrug ca. 8,2 Mrd. Euro, wovon 6,2 Mrd. Euro den ÜNB Elektrizität, 800 Mio. Euro den FNB Gas, 900 Mio. Euro den VNB Elektrizität und etwa 50 Mio. Euro den VNB Gas zuzuordnen sind. Hierbei ist zu beachten, dass aufgrund des Starts der Anreizregulierung Investitionsbudgetanträge für insgesamt drei Kalenderjahre (2007, 2008 und 2009) einzureichen waren.

Die zunächst eingereichten Unterlagen reichten in der Regel für eine ordnungsgemäße Prüfung der Investitionsbudgetanträge nicht aus, so dass Nachforderungen an die Antragsteller gestellt werden mussten. Auf der Basis der hierauf eingegangenen Antworten wurden die Investitionsbudgetanträge einer erneuten Prüfung unterzogen.

Das Ergebnis wurde den Antragstellern im Rahmen einer schriftlichen Anhörung mitgeteilt und ihnen wurde gemäß § 67 ARegV Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Auf dieser Grundlage erfolgte die Entscheidung der Bundesnetzagentur. Von den im Jahr 2008 eingeleiteten Investitionsbudgetverfahren konnten bis zum 30. September 2009 insgesamt ca. 130 Verfahren abgeschlossen werden.

Aufgrund der in den Prüfungsverfahren gesammelten Erfahrungen hat die Bundesnetzagentur im Mai 2009 einen neuen Leitfaden für die Beantragung von Investitionsbudgets veröffentlicht. Dieser Leitfaden soll zum einen für Transparenz hinsichtlich der Entscheidungspraxis der Bundesnetzagentur sorgen und zum anderen Klarheit über die behördlichen Anforderungen an einen Investitionsbudgetantrag schaffen. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass die eingereichten Unterlagen eine Mindestqualität aufweisen und damit eine zügigere Bearbeitung der Investitionsbudgetanträge ermöglichen.

Zum Stichtag 30. Juni 2009 wurden weitere 183 Anträge auf Genehmigung eines Investitionsbudgets mit einem Gesamtvolumen von ca. 3,6 Mrd. Euro gestellt, wovon ca. 1,8 Mrd. Euro auf die ÜNB, ca. 1,1 Mrd. Euro auf die FNB, ca. 700 Mio. Euro auf die VNB Elektrizität und ca. 10 Mio. Euro auf die VNB Gas entfallen. Diese Anträge werden von der Bundesnetzagentur geprüft und entschieden.

4.3 Gerichtsverfahren

4.3.1 Entscheidungen in 2008

Im Jahr 2008 ergingen die ersten richtungsweisenden Entscheidungen des BGH zu den Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG. Der BGH hat die Rechtmäßigkeit der in der ersten Entgeltgenehmigungsrunde erteilten Netzentgeltgenehmigungen und damit die Positionen der Bundesnetzagentur weitestgehend bestätigt.

4.3.1.1 Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG

4.3.1.1.1 Mehrerlösabschöpfung

In vollem Umfang hat der BGH der Rechtsbeschwerde der Bundesnetzagentur, die sich gegen die Aufhebung der sog. Mehrerlösklausel durch das Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf richtete (Az. KVR 39/07), stattgegeben. Die Netzbetreiber haben damit keinen Anspruch darauf, die von ihnen in der Übergangszeit zwischen dem ersten Genehmigungsantrag und der ersten Entgeltgenehmigung vereinnahmten Entgelte auch insoweit behalten zu dürfen, als sie nach den materiellen Entgeltmaßstäben der StromNEV überhöht waren. Der Ausgleich des entstandenen rechtsgrundlosen Mehrerlöses hat so stattzufinden, dass der Netzbetreiber periodenübergreifend abrechnen muss. Eine Rückabwicklung für die Vergangenheit scheidet insofern aus. Die Netzentgelte sind in der nächsten Genehmigungsperiode in Ansatz zu bringen. Mögliche Ungleichgewichte, die dadurch entstehen könnten, dass die Lieferbeziehungen zu den einzelnen Netznutzern

nicht in demselben Umfang in der nächsten Planperiode fort bestehen müssen, sind hinzunehmen.

4.3.1.1.2 Restwertermittlung

Bei der Restwertermittlung nach § 32 Absatz 3 StromNEV hat der BGH vollumfänglich die Position der Bundesnetzagentur bestätigt (Az. KVR 42/07). Die Vermutungsregelung des § 32 Absatz 3 Satz 3 StromNEV ist zu Recht angewandt worden. Danach wird vermutet, dass der Ermittlung der Kosten die jeweils zulässigen Nutzungsdauern gemäß den Arbeitsanleitungen bzw. den vorher geltenden Preiserrechnungsgrundsätzen für Elektrizität (als Verwaltungsvorschriften der Länder zur Darstellung der Kosten- und Erlöslage) zugrunde gelegt worden sind. Ob die Netzkosten bei der Preisbildung der Netzentgelte tatsächlich berücksichtigt worden sind, ist danach unerheblich.

Bei der Bewertung der Anlagegüter aus Netzübernahmen wurde das Abstellen auf die Anschaffungs- und Herstellungskosten und nicht auf den Sachzeitwert (Az. KVR 35/07) vom BGH als rechtens erkannt.

4.3.1.1.3 Eigenkapitalquote

Die Rechtmäßigkeit der sog. doppelten Deckelung bei der Ermittlung des die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigenden Eigenkapitalanteils nach § 7 Absatz 1 Satz 3 StromNEV wurde in vollem Umfang bestätigt (Az. KVR 35/07). Die 40-Prozent-Deckelung ist nach der Rechtsprechung des BGH geboten, um ein überhöhtes Eigenkapital kalkulatorisch nur beschränkt wirksam werden zu lassen. Ein hoher Eigenkapitalanteil gilt danach als Indiz für unzureichenden Wettbewerb. 40 Prozent übersteigende Eigenkapitalanteile würden sich unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen.

Die Frage, mit welchem Zinssatz der Eigenkapitalanteil zu verzinsen ist (§ 7 Absatz 1 Satz 3 StromNEV a. F.), der die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigt, hat der BGH an die Ausgangsinstanz (das OLG Koblenz) zur tatrichterlichen Feststellung zurückverwiesen (Az. KVR 42/07). Bei der Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes nach § 5 Absatz 2 Halbsatz 2 StromNEV sieht der BGH keinen Beurteilungsspielraum der Regulierungsbehörden. Bei der Frage nach der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen handele es sich vielmehr um einen Rechtsbegriff, dessen Inhalt hinreichend bestimmbar sei und jedenfalls mit sachverständiger Hilfe geklärt werden könne.

Rechtmäßig ist nach der Rechtsprechung des BGH auch das Vorgehen der Bundesnetzagentur bei der Position „aktive Rechnungsabgrenzungsposten“. Angesetzte aktive Rechnungsabgrenzungsposten sind bei der Eigenkapitalverzinsung nicht zu berücksichtigen. Sie unterfallen weder dem Wortlaut des § 7 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 bis 4 StromNEV a. F., noch stellen sie nach dem Normzweck der Vorschrift anzusetzendes Eigenkapital dar.

Einen Anspruch auf Anerkennung eines Inflationsausgleichs für bereits abgeschriebene, aber weiter genutzte

Anlagen (Az. KVR 42/07) hat der BGH verneint. Hierfür fehle es an einer Rechtsgrundlage.

4.3.1.1.4 Kalkulatorische Gewerbesteuer

Auch bei der Kostenposition „kalkulatorische Gewerbesteuer“ ist der BGH vollständig der Argumentation der Bundesnetzagentur gefolgt. In Ansatz zu bringen ist nicht die tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer, sondern die kalkulatorische. Durch den Ansatz kalkulatorischer Kosten sollen die unter simulierten Wettbewerbsbedingungen sich bildenden Netzentgelte ermittelt werden.

Die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst ist nach § 8 Satz 2 StromNEV zu berücksichtigen. Es entsprechen den Vorgaben des § 8 StromNEV, die Gewerbesteuer bei der Ermittlung ihrer eigenen Bemessungsgrundlage, des Gewerbeertrags, als Betriebsausgabe abzuziehen.

Die Berücksichtigung kalkulatorischer Steuern auf den Scheingewinn bzw. die Berücksichtigung von Scheinverlusten wurde nicht anerkannt. Bei der Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer sei nicht von steuerrechtlich oder handelsrechtlich ermittelten Größen auszugehen, sondern allein von der kalkulatorisch ermittelten Kostenposition „Eigenkapitalverzinsung“.

Ebenso bestätigt wurde die Rechtmäßigkeit der Nichtberücksichtigung von Kürzungen und Hinzurechnungen.

4.3.1.1.5 Verlustenergie

Noch nicht abschließend entschieden hat der BGH über den Kostenansatz für Verlustenergie. Er hat ausgeführt, dass bei der Verlustenergie – entgegen der Auffassung der Regulierungsbehörden – Plankosten nach § 3 Absatz 1 Satz 5 Halbsatz 2 StromNEV berücksichtigt werden dürfen. Der von den Regulierungsbehörden angewandte § 10 Absatz 1 Satz 2 StromNEV enthalte insofern lediglich eine Konkretisierung der allgemeinen Regelung des § 3 Absatz 1 Satz 5 Halbsatz 1 StromNEV, als es für die Kosten der Verlustenergie auf die Beschaffungskosten ankommen solle. Hinsichtlich der Kostenposition Verlustenergie hat der BGH an das Beschwerdegericht (OLG Koblenz) zurückverwiesen, damit dieses die Feststellungen nachholt, inwieweit gesicherte Erkenntnisse über höhere Kosten von Verlustenergie bestanden haben.

Stattgegeben hat der BGH der Rechtsbeschwerde eines Netzbetreibers insofern, als die Bundesnetzagentur geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau generell nicht kalkulatorisch berücksichtigt hat (Az. KVR 39/07). Diese seien jedoch bei der Ermittlung des nach § 7 Absatz 1 Satz 3 StromNEV zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Absatz 1 Satz 2 Nummer 3 StromNEV nach den für Neuanlagen geltenden Grundsätzen zu berücksichtigen.

4.3.1.1.6 Festlegung von Datenformaten

Die Rechtmäßigkeit der Festlegungen, mit denen die Bundesnetzagentur die Art und Weise sowie die Form der Daten verbindlich bestimmt hat, die im Rahmen der Ent-

geltenehmigungen zu übermitteln sind, wurde vom OLG Düsseldorf vollumfänglich bestätigt (z. B. Az. VI-3 Kart 121/07). Insgesamt erledigten sich durch diese Entscheidung des OLG Düsseldorf 82 gegen diese Festlegung gerichtete Beschwerden. Überwiegend wurden die Verfahren durch Beschwerderücknahme beendet.

4.3.1.1.7 Individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Absatz 2 S. 2 StromNEV

Im Dezember 2008 verhandelte das OLG Düsseldorf über Beschwerden bezüglich individueller Netzentgelte. In den ergangenen Entscheidungen bestätigte es die Position der Bundesnetzagentur. Unter dem „letzten Kalenderjahr“ im Sinne des § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV ist das letzte Kalenderjahr vor dem Genehmigungszeitraum zu verstehen. Die Schwellenwerte des § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV müssen sowohl im letzten Kalenderjahr (§ 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV) als auch im Genehmigungszeitraum (Korrektiv des § 19 Absatz 2 Satz 10, 11 StromNEV) erreicht werden. Unterschreitungen der Schwellenwerte, z. B. aufgrund von Großinspektionen oder der Inbetriebnahme neuer Anlagen, seien nicht zu berücksichtigen [Az. VI-3 Kart 30/08 (V) und VI-3 Kart 44/08 (V)].

4.3.1.2 Örtliche Zuständigkeit der Gerichte

Der BGH hat in dem Verfahren Az. KVR 30/07, in dem es um die Frage der örtlichen Zuständigkeit der Gerichte bei Beschwerden gegen Entscheidungen der Bundesnetzagentur im Wege der Organleihe ging, eine Entscheidung des OLG Düsseldorf aufgehoben, das seine Zuständigkeit auch für diese Fälle bejaht hatte, und an das zuständige OLG des betroffenen Bundeslandes – in der die Landesregulierungsbehörde ihren Sitz hat – zur erneuten Verhandlung verwiesen⁵³.

4.3.1.3 Festlegungen „GPKE“ und „GeLi Gas“

Die Rechtsbeschwerden, die bezüglich der Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (GPKE) gegen die Entscheidungen des OLG Düsseldorf eingelegt worden waren, hat der BGH zurückgewiesen und in allen angefochtenen Punkten die Rechtmäßigkeit der Festlegung bestätigt. Die Festlegung dient – so der BGH – nicht nur der Sicherung eines effizienten, sondern gleichermaßen der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs. Insgesamt waren gegen diese Festlegung ca. 60 Beschwerden und zwei Rechtsbeschwerden eingelegt worden. Diese sind zwischenzeitlich, soweit darüber noch nicht rechtskräftig entschieden war, zurückgenommen worden.

Das OLG Düsseldorf hat die Beschwerden gegen die Festlegung der Geschäftsprozesse und Datenformate beim Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas) zurückgewiesen und die Rechtmäßigkeit der Festlegung bestätigt. Den

gerügten Verstoß gegen höherrangiges Recht vermochte es nicht zu erkennen. Ein solcher Verstoß lässt sich auch nicht aus dem Umstand herleiten, dass die GeLi Gas nicht vollkommen identisch zur Festlegung GPKE für den Strombereich ausgestaltet ist. Mehrkosten für Mehrspartenunternehmen, die durch die gesonderten Festlegungen im Strom- und Gasbereich entstehen, stehen der Rechtmäßigkeit der Festlegung GeLi Gas nicht entgegen [Az. VI-3 Kart 209/07 (V)].

4.3.1.4 Netzanschlussverweigerung

Das OLG Düsseldorf hat über zwei Beschwerden entschieden, die gegen Bescheide der Bundesnetzagentur zu Netzanschlussverweigerungen im Besonderen Missbrauchsverfahren ergangen sind. Es hat diese Beschwerden größtenteils zurückgewiesen und die Auffassung der Bundesnetzagentur bestätigt, dass § 17 Absatz 1 EnWG grundsätzlich einen umfassenden Anspruch auf Netzanschluss gewährt, der auch das Recht des Anschlusspetenten umfasst, die Spannungsebene, an die er angeschlossen werden möchte, frei zu wählen [Az. VI-3 Kart 210/07 (V) und VI-3 Kart 211/07 (V)]. Eine Entscheidung des BGH über die Rechtsbeschwerde, die gegen eine dieser Entscheidungen eingelegt worden ist, steht noch aus.

4.3.1.5 Pumpstrom

Das OLG Düsseldorf hatte 2008 auch die Frage zu entscheiden, ob die Entnahme von Elektrizität durch Pumpspeicherwerke (PSW) aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz des Energieversorgers der Netzentgeltspflicht unterliegt und somit in die Verprobungsrechnung einbezogen werden muss. Das OLG Düsseldorf folgte weitgehend der Argumentation der Bundesnetzagentur. Es führte aus, dass jede Entnahme von Elektrizität, unabhängig von deren Zweck, netzentgeltspflichtig ist. Auch der Betreiber eines PSW hat damit für die Entnahme von Pumpstrom Netzentgelte zu zahlen. Eine Ausnahme von der Netzentgeltspflicht führe zu einer ungerechtfertigten Bevorzugung der PSW und damit zu einer Verzerrung des Wettbewerbs im Bereich der Erzeugung [Az. VI-3 Kart 5/08 (V)]. Diese Entscheidung ist mit der Rechtsbeschwerde angegriffen worden.

4.3.2 Entscheidungen in 2009

Auch für das Jahr 2009 lässt sich aus Regulierungssicht eine überaus positive Bilanz ziehen. Die ergangenen Gerichtsentscheidungen bestätigen überwiegend die Rechtmäßigkeit des Vorgehens der Bundesnetzagentur. Danach bestehen insbesondere erhebliche Mitwirkungs- und Darlegungspflichten der Netzbetreiber im Rahmen der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG.

4.3.2.1 Netzentgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG

Der BGH hatte noch über einige Rechtsbeschwerden zu Entgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG aus der ersten Entgeltgenehmigungsrunde zu entscheiden.

⁵³ Dazu auch schon s. o. 1.1.3.7.

4.3.2.2 Berücksichtigungsfähigkeit von Plankosten für Wartungs- und Instandhaltungsleistung im Rahmen der Entgeltgenehmigung

Plankosten für Wartungs- und Instandhaltungsleistung sind beim Vorliegen gesicherter Erkenntnisse anzuerkennen (Az. EnVR 06/08). Im Hinblick auf die Anforderungen an ein angemessenes und transparentes Entgelt liegen gesicherte Erkenntnisse nach § 3 Absatz 1 Satz 4 Halbsatz 2 GasNEV vor, wenn sich aus objektiven Anhaltspunkten schlüssig ableiten lässt, dass Kosten in Höhe der angesetzten Planwerte mit hoher Wahrscheinlichkeit entstehen werden. Eine absolute Sicherheit ist nicht erforderlich, weil Plankosten erst in der Zukunft anfallen und ihre tatsächliche Höhe in der Regel zum Zeitpunkt der Antragstellung nicht feststeht. Aufgrund der Anknüpfung des § 3 Absatz 1 Satz 4 Halbsatz 1 GasNEV an eine verlässliche und transparente Datengrundlage kann allerdings nicht genügen, wenn die höheren Plankosten lediglich mit überwiegender Wahrscheinlichkeit zu erwarten sind. Hierfür ist eine Darlegung der Entstehung der geltend gemachten Plankosten durch die Antragstellerin erforderlich, d. h. in welchem Umfang, für welchen Zeitraum und zu welcher Vergütung ein insoweit relevanter Vertrag zustande gekommen sein soll. Diesen Nachweis hatte die Beschwerdeführerin im konkreten Fall nicht erbracht.

4.3.2.3 Kalkulatorische Abschreibungen – Monatsscharfe Abschreibungen

Bei unterjährig angeschafften Anlagegütern ist nicht – wie von der Bundesnetzagentur angenommen – im Anschaffungsjahr der volle Jahresbetrag anzusetzen, wenn der Netzbetreiber für jedes Anlagegut die genauen Anschaffungszeitpunkte und nicht lediglich das Anschaffungsjahr mitgeteilt hat (Az. EnVR 06/08; EnVR 76/07). Die kalkulatorischen Restwerte für die Anlagegüter sind gemäß § 6 Absatz 5 GasNEV monatsscharf zu ermitteln. Der Begriff „jährlich“ in § 6 Absatz 5 GasNEV kann nicht mit „in gleichen Jahresbeträgen“ gleichgesetzt werden. Das Erfordernis der monatsscharfen Abschreibung kann zwar nicht aus dem Bezug des § 4 Absatz 2 Satz 1 GasNEV auf die Vorschriften der Gewinn- und Verlustrechnung hergeleitet werden, da die Handelsbilanz lediglich als Datenquelle für die Regulierungsentscheidung dient. Die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen folgt insofern einem eigenständigen System, das in seinen Grundsätzen in § 21 EnWG vorgegeben ist und in der GasNEV näher bestimmt wird. Allerdings ergibt sich aus der Gesamtschau der §§ 6, 7 GasNEV, dass die Restwerte der Anlagegüter monatsscharf zu ermitteln sind und insofern der Zeitpunkt der Lieferung oder Fertigstellung maßgeblich ist. Der Ordnungsgeber stellt in § 6 GasNEV an verschiedenen Stellen auf den konkreten Zeitpunkt eines bestimmten Ereignisses und nicht auf den 1. Januar des betreffenden Jahres ab. Dafür spricht auch § 32 Absatz 3 Satz 2 GasNEV, wonach die seit Inbetriebnahme der Sachanlagegüter der kalkulatorischen Abschreibung tatsächlich zu Grunde gelegten Nutzungsdauern heranzuziehen sind, und schließlich das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung.

Die Beschwerdeführerin hat die für die Ermittlung der Restwerte erforderlichen genauen Anschaffungszeitpunkte der einzelnen Anlagegüter mitzuteilen. Der Hinweis auf die im Jahresabschluss testierten Anschaffungs- und Herstellungskosten genügt nicht. Wenn der Nachweis vom Unternehmen trotz Nachfrage der Behörde nicht erbracht wird, so kann die Behörde mangels Erfüllung der Mitwirkungspflichten des Unternehmens bei der Ermittlung der kalkulatorischen Restwerte bereits im Anschaffungsjahr den vollen Jahresbetrag ansetzen. Zu weitergehenden Ermittlungen ist sie nicht verpflichtet.

4.3.2.4 Ermittlung der Tagesneuwerte des Sachanlagevermögens

Die Darlegungslast für die sachgerechte Ermittlung der Tagesneuwerte nach § 6 Absatz 3 GasNEV obliegt dem Netzbetreiber (Az. EnVR 06/08). Wenn über die Zuordnung einzelner Anlagegruppen zu bestimmten Reihen und über die Richtigkeit einer einzelnen Indexreihe gestritten wird, obliegt es ihm, einzelne Anlagegruppen zu benennen, deren fehlerhafte Zuordnung zu den WIBERA⁵⁴-Indexreihen darzulegen und eine unterbliebene Aufklärung durch das Beschwerdegericht als verfahrensfehlerhaft zu rügen. Eine derartige hinreichende Verfahrensrüge hatte die Beschwerdeführerin nicht erhoben.

Die Frage, ob die verwendeten Indexreihen der WIBERA den Anforderungen an die Darlegungslast genügen, ließ der BGH offen, weil die Bundesnetzagentur die WIBERA-Indexreihen zugrunde gelegt hat und nicht an deren Stelle eigene Indexreihen verwandt hat.

4.3.2.5 Bestimmung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals

Die Ermittlung der Kosten und der Netzentgelte ist aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand zu ermitteln. Dieses hat die GasNEV in ihrer alten Fassung in § 7 Absatz 2 Satz 2 schon für das Abzugskapital vorgesehen. Mangels eines Grundes, der eine abweichende Handhabung rechtfertigen könnte, muss diese Regelung auch für die Wertansätze des Eigenkapitals nach § 7 Absatz 1 GasNEV gelten. Denn nur wenn die Wertansätze von Aktiva und Passiva denselben zeitlichen Vorgaben unterworfen sind, ist die Verzinsung angemessen i. S. d. § 21 Absatz 1 EnWG. Für diese Auffassung führt der BGH (Az. EnVR 76/07) auch die Verwaltungsänderung vom 29. Oktober 2007 an, durch die § 7 Absatz 1 GasNEV um einen Satz 4 erweitert wurde, in dem ausdrücklich angeordnet wird, dass jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen ist.

4.3.2.6 Bestimmung des Eigenkapitals in Verpachtungsfällen

Bestätigt hat der BGH (Az. EnVR 76/07) die Rechtmäßigkeit des Vorgehens der Bundesnetzagentur bei der

⁵⁴ WIBERA Wirtschaftsberatung AG.

Ermittlung des verzinslichen Eigenkapitals in Verpachtungsfällen. Nach § 4 Absatz 5 GasNEV können Betreiber Kosten oder Kostenbestandteile, die aufgrund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter durch Dritte anfallen, nur in der Höhe ansetzen, wie sie anfallen, wenn der Betreiber Eigentümer der Anlage wäre. Um in den Verpachtungsfällen die Festlegung überhöhter Netzentgelte zu verhindern, hat eine kalkulatorische Berechnung sowohl beim Verpächter als auch beim Pächter stattzufinden. Beim Pächter ist der Pachtzins als aufwandsgleiche Kostenposition gem. § 5 Absatz 1 GasNEV in das festzulegende Netzentgelt einzurechnen. Allerdings kann der Pachtzins nur dann in voller Höhe berücksichtigt werden, wenn die Verpachtung für den Netznutzer nicht zu einer Erhöhung der Netzentgelte führt. Um dies zu überprüfen, muss auch für den Netzeigentümer eine Entgeltberechnung durchgeführt werden. Ergibt diese, dass das ermittelte Netzentgelt bei dem Netzeigentümer niedriger wäre als bei dem Netzpächter, muss eine entsprechende Kürzung erfolgen. Der anzusetzende Pachtzins ist soweit herabzusetzen, bis sich bei dem Netzpächter exakt dieselben Netzentgelte ergeben, die auch beim Netzeigentümer entstehen. Das sich dabei nach Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals beim Pächter ein negatives Eigenkapital (und damit auch eine negative kalkulatorische Gewerbesteuer) ergeben kann, ist nicht zu beanstanden.

4.3.2.7 Keine Berücksichtigung von Werbekosten für eine Energiesparaktion

Bestätigt wurde vom BGH, dass Kosten für eine Energiesparaktion (Energiespargutscheine für den Kauf besonders energieeffizienter Haushaltsgeräte) nicht als Kosten des Netzes berücksichtigungsfähig sind (Az. EnVR 16/08). Ansatzfähig sind gem. 4 Absatz 1 StromNEV Kosten nur dann, wenn sie Kosten des Netzbetreibers sind und in ihrer Höhe denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Der Netzbetreiber muss sowohl die Zuordnung der Kosten zum Netzbetrieb als auch die Sachgerechtigkeit ihrer Aufteilung nachweisen.

Eine Energiesparaktion dient der Stärkung der Kundenbindung und allgemein der Verbesserung des Unternehmensauftritts, indem sich das Unternehmen seinen (Haushalts-) Kunden als modernes, sparsames und umweltfreundliches Energieversorgungsunternehmen präsentieren will. Die Werbeaktion erfolgte mit Blick auf den Absatzmarkt. Der BGH stellte fest, dass ein Kostenvorteil für das Elektrizitätsverteilnetz, insbesondere durch die Vermeidung eines andernfalls notwendigen Netzausbaus, nicht zu erwarten ist.

4.3.2.8 Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens

Der BGH teilt die Rechtsauffassung der Bundesnetzagentur, dass eine Korrektur der Bilanzwerte des Umlaufvermögens nach dem Maßstab der Betriebsnotwendigkeit vorzunehmen ist (Az. EnVR 06/08; EnVR 79/07; EnVR 76/07; EnVR 27/08). Die Umstände, aus denen sich die

Betriebsnotwendigkeit ergibt, hat der Netzbetreiber im Rahmen seiner Mitwirkungspflichten nach § 23a EnWG nachvollziehbar darzulegen und zu beweisen. Hierzu gehört auch, dass er plausibel erläutert, warum der angesetzte Forderungsbestand in dieser Höhe für den Netzbetrieb erforderlich ist. Wenn ihm dieser Nachweis nicht gelingt und die Bundesnetzagentur „aufgrund allgemeiner Kennzahlen pauschale Ansätze“ zugrunde legt, wird der Netzbetreiber nicht beschwert. Vielmehr wird er hierdurch bis zu einer gewissen Grenze lediglich von ihrer Mitwirkungspflicht, die Betriebsnotwendigkeit des von ihm in Ansatz gebrachten Betriebsvermögens zu begründen, entlastet.

Allein mit dem Hinweis auf den bilanziellen Ansatz kann der Nachweis der Betriebsnotwendigkeit nicht erbracht werden. Dieser ist nach § 7 Absatz 1 Satz 2 Nummer 4 GasNEV a. F. gerade nicht maßgeblich. Der nach § 10 EnWG aufzustellende Jahresabschluss und die zur Bestimmung der Netzkosten nach § 4ff. GasNEV zu erstellende Kalkulation sind zu unterscheiden. Nur für letztere gilt das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit. Die Kürzung des Umlaufvermögens hat auch keine Auswirkungen auf die Verbindlichkeiten, sondern führt nur zu einer Kürzung des berücksichtigungsfähigen Eigenkapitals. In der Bilanz sind einzelne Aktivposten nicht bestimmten Passivposten zugeordnet.

4.3.2.9 Verzinsung des die zugelassene EK-Quote übersteigenden Eigenkapitals

Der BGH hält die Erwägungen des Beschwerdegerichts (OLG Düsseldorf) zur Höhe des Fremdkapitalzinssatzes im Rahmen der Kostenposition „kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung“ für unzureichend (Az. EnVR 6/08; EnVR 79/07; EnVR 76/07). Er fasst im Wesentlichen seine bereits aus früheren Verfahren (Az. 6 W 594/06 Kart; 6 W 595/06 Kart; 6 W 605/06 Kart 6 W 621/06 Kart) bekannte Rechtsprechung zusammen. Danach ist die Obergrenze für den anzuerkennenden Fremdkapitalzinssatz nach der Höhe des Zinssatzes zu ermitteln, zu dem sich der Netzbetreiber auf dem Kapitalmarkt langfristig Fremdkapital hätte verschaffen können. Die Höhe des Fremdkapitalzinssatzes kann dabei nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Anleihen der öffentlichen Hand, zuzüglich eines angemessenen Risikozuschlags, bemessen werden. Für die Risikobewertung sind aus der Sicht eines fiktiven Kreditgebers die Einschätzung der Bonität des Emittenten und die Art der Emission maßgeblich, wobei jedoch keine unternehmensscharfe Risikobewertung vorgenommen werden muss, sondern aus Gründen der Vereinfachung und Praktikabilität die Bildung sachgerecht abgegrenzter Risikoklassen geboten ist. Dieser Risikozuschlag, so der BGH, wird nicht bereits in der ebenfalls von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten berücksichtigt, weil es sich hierbei um einen gewichteten Durchschnitt von Anleihen der öffentlichen Hand, Bankschuldverschreibungen und Industrieobligationen handelt, der für die Ri-

sikobewertung eines Netzbetreibers nicht ausreichend ist. Für die Bemessung des Risikozuschlags bedarf es daher noch weiterer Feststellungen.

In 2009 versuchten einige erstinstanzlichen Beschwerdegerichte diese Rechtsprechung umzusetzen.

Das OLG Koblenz hatte in den Verfahren (Az. 6 W 594/06 Kart; 6 W 595/06 Kart; 6 W 605/06 Kart 6 W 621/06 Kart) die Deutsche Bundesbank mit der Erstellung eines Sachverständigengutachtens beauftragt. Die Deutsche Bundesbank hat jedoch mitgeteilt, dass ihr keine Werte vorliegen, mit denen sie die Gutachtenfragen beantworten kann. Eine Entscheidung des OLG Koblenz steht noch aus.

Das Schleswig-Holsteinische OLG hat in dem Verfahren (Az. 16 Kart 1/09) ausgeführt, dass die Bundesnetzagentur eine den Vorgaben des § 5 Absatz 2 GasNEV entsprechende Bestimmung des anzusetzenden Fremdkapitalzinssatzes (erneut) vorzunehmen habe. Ihr stehe – entgegen der Auffassung des BGH – ein durch die Vorgaben des § 5 Absatz 2 GasNEV und die Maßstäbe sozialwissenschaftlicher Richtigkeit begrenzter methodischer Freiraum zu.

Das OLG Nürnberg hat in einem Verfahren die Beteiligten gebeten mitzuteilen, welche Gesichtspunkte für die Bildung sachgerechter Risikogruppen bzw. welche anderen Indizien zur Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes herangezogen werden könnten (Az. 1 W 1516/07).

4.3.2.10 Objektnetze (§ 110 EnWG)

Der BGH hat über die Frage entschieden, ob ein Industriepark Objektnetzeigenschaft besitzt (Az. EnVR 55/08). Er hat dabei allerdings offen gelassen, ob § 110 Absatz 1 Nummer 1 EnWG (Betriebs- oder Werksnetz) wegen Verstoßes gegen Gemeinschaftsrecht insgesamt nicht anzuwenden ist, ob die Regelungen in § 110 Absatz 1 Nummern 2 und 3 EnWG europarechtskonform sind und ob deren richtlinienkonforme Auslegung möglich wäre⁵⁵. Vielmehr stützt das Gericht seine Entscheidung darauf, dass jedenfalls die materiellen Voraussetzungen des § 110 Absatz 1 Nummer 2 EnWG nicht vorlägen. Er verneint insoweit das Vorliegen eines „gemeinsamen übergeordneten Geschäftszwecks“. Dies setze eine funktionale Verbindung der an das Netz angeschlossenen Letztverbraucher voraus, die darauf gerichtet sein müsse, aufeinander bezogene und voneinander abhängige Leistungen zu erbringen, wobei die Letztverbraucher nach außen als Einheit auftreten müssten. Nicht ausreichend sei es, wenn die Nutzer mit dem Ziel zusammenwirkten, ihre jeweils eigenen Zwecke lediglich zu ihrem wechselseitigen Nutzen zu verwirklichen.

Im Nachgang zu dieser BGH-Rechtsprechung hat auch das OLG Düsseldorf die Objektnetzeigenschaft eines Energieversorgungsnetzes für ein Einkaufszentrum verneint (Az. VI-Kart 29/08). Auch hierbei wurde die Frage

der Europarechtswidrigkeit der Regelungen in § 110 Absatz 1 Nummern 2 und 3 EnWG offen gelassen, da bereits die materiellen Voraussetzungen des allein in Frage kommenden Ausnahmetatbestandes nach § 110 Absatz 1 Nummer 2 EnWG nicht erfüllt waren.

4.3.2.11 Netzanschlusspflicht

Der BGH hat (wie bereits erstinstanzlich das OLG Düsseldorf) die Rechtmäßigkeit eines Bescheides der Bundesnetzagentur zur Netzanschlusspflicht nach § 17 Absatz 1 und 2 EnWG (Az. EnVR 48/08) bestätigt. Das Anschlussverweigerungsrecht wurde von der Bundesnetzagentur rechtsfehlerfrei verneint. § 17 Absatz 1 EnWG gewährt dem Anschlusspetenten grundsätzlich einen umfassenden Anspruch auf Anschluss an das Netz. Ihm steht nach der Konzeption des § 17 EnWG grundsätzlich das Bestimmungsrecht zu, auf welcher Netz- oder Umspannebene er an das vorgelagerte Netz angeschlossen werden möchte. Ein Netzanschluss kann ausnahmsweise nach § 17 Absatz 2 EnWG verweigert werden, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass ihm der begehrte Anschluss im konkreten Fall gem. § 17 Absatz 2 EnWG unmöglich oder unzumutbar ist. Ob die Gewährung des Netzanschlusses für den Netzbetreiber unzumutbar ist, ist anhand der konkreten Umstände des Einzelfalles zu beurteilen.

4.3.2.12 Zwangsgeldandrohung wegen Nichtumsetzung der Vorgaben zur Festlegung der Geschäftsprozesse und Datenformate aus dem GPKE-Beschluss

Von ursprünglich sieben anhängig gemachten Beschwerden gegen die Androhung eines Zwangsgeldes wegen Nichtumsetzung bzw. nicht rechtzeitiger Umsetzung der Vorgaben aus dem GPKE-Beschluss wurde eine Beschwerde (Az. VI-3 Kart 45-08) in der Hauptsache entschieden. Die übrigen Beschwerden haben sich durch Beschwerderücknahmen erledigt. Das OLG Düsseldorf hat die Beschwerde zurückgewiesen und festgestellt, dass die Bundesnetzagentur das ihr bei der Anwendung des Verwaltungszwangs zustehende Ermessen rechtmäßig ausgeübt hat.

Durch die vollziehbare Anordnung, die dem Betroffenen eine Handlungs-, Duldungs- oder Unterlassungspflicht auferlegt, wollte die Behörde nur einen rechtmäßigen Zustand herstellen. Um zu verhindern, dass ihre vollziehbare Anordnung leer läuft, kann sie Zwangsmittel einsetzen. Mit der Zwangsvollstreckung soll der schon mit der Anordnung erstrebte Erfolg verwirklicht werden. Eines konkreten Verstoßes gegen die zu erzwingende Pflicht bedarf es nicht. Zwangsmittel werden mit dem Ziel eingesetzt, einen etwa entgegenstehenden Willen des Pflichtigen auszuschalten. In dem für die Beurteilung der Sach- und Rechtslage maßgeblichen Zeitpunkt (hier: Zeitpunkt der Behördenentscheidung) war weder bei der Auswahl des Zwangsmittels (Zwangsgeld) noch bei der Höhe ein Ermessensfehler feststellbar. Wenn es um die Vollstreckung einer unvertretbaren Handlung geht, steht ein milderes

⁵⁵ S. dazu Urteil des EuGH vom 22. Mai 2008 in der Rechtssache ‚cityworks‘ (Az. C 439/06).

Mittel als die Verhängung eines Zwangsgeldes nicht zur Verfügung. Eine Verletzung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes war ebenfalls nicht erkennbar, weil ein Zwangsgeld am unteren Rand des Zwangsgeldrahmens angedroht wurde. Die Zwangsgeldandrohung war inhaltlich ausreichend bestimmt. Ihr war klar zu entnehmen, dass die Höhe des Zwangsgeldes bis zur Erfüllung aller Anordnungen galt, denn es war angedroht für den Fall, dass die pflichtige Netzbetreiberin den durch den Beschluss vorgegebenen Verpflichtungen nicht vollumfänglich nachkommt.

4.3.2.13 Festlegung zu Ausgleichs- und Bilanzierungsregeln Gas (GABi Gas)

Das OLG Düsseldorf hat zwei Beschwerden gegen die Festlegung zu GABi Gas als unzulässig verworfen.

Eine Beschwerde wurde von einer Beschwerdeführerin erhoben, die keinen Beiladungsantrag gestellt hatte. Sie richtete sich gegen die Festlegung selbst und die Anlage 2 der Festlegung (Az. VI-3 Kart 25-08). Die Beschwerde gegen das in der Anlage 2 der Festlegung beschriebene Modell der zentralen Beschaffung der Regelenergie verwarf das OLG Düsseldorf als unstatthaft, weil diesem nach den ausdrücklichen Erläuterungen in der Festlegung keine rechtliche Wirkung zukommt. Die Bundesnetzagentur hat eine Empfehlungskompetenz in Anspruch genommen und dem Markt nur eine bestimmte Verhaltensweise nahe gelegt. Die Beschwerde gegen die Festlegung selbst wurde mangels Beschwerdebefugnis als unzulässig zurückgewiesen. Die Beschwerdebefugnis hängt allein von der formalen Beteiligtenstellung nach § 66 Absatz 2 EnWG ab, die die Beschwerdeführerin nicht inne hatte. An dem konkreten Festlegungsverfahren waren nur die Bilanzkreisnetzbetreiber als potentielle Adressaten der Festlegung verfahrensbeteiligt. Sie haben im Rahmen des Festlegungsverfahrens das von ihnen erbetene einheitliche Standardangebot vorgelegt. Die Beschwerdeführerin hätte zwar durch Beiladung an dem Festlegungsverfahren beteiligt werden können, da sie die Voraussetzungen der einfachen Beiladung erfüllt. Sie ist ein Gasversorgungsunternehmen, das Stadtwerke u. a. mit Gas beliefert, und hat geltend gemacht, in dieser Eigenschaft auch Bilanzkreisverantwortliche zu sein. Einen Antrag auf Beiladung hatte sie indessen nicht gestellt, so dass sie an dem Festlegungsverfahren auch nicht förmlich beteiligt worden ist. Alle bislang in der Rechtsprechung des Kartellsenats des BGH anerkannten Fälle, in denen eine Erweiterung der Beschwerdebefugnis für potentielle Beizuladende angenommen wurde, wurden vom OLG geprüft und als nicht einschlägig bewertet.

Eine weitere Beschwerde gegen diese Festlegung wurde ebenfalls mangels Beschwerdebefugnis als unzulässig verworfen (Az. VI-3 Kart 26-08). Die dortige Beschwerdeführerin hätte zwar durch Beiladung an dem Festlegungsverfahren beteiligt werden können, da sie beabsichtigte, als Transportkundin einen Bilanzkreisvertrag abzuschließen. Indessen hatte sie den Antrag auf Beiladung erst nach Abschluss des Verwaltungsverfahrens gestellt. Sie wurde an dem Festlegungsverfahren nicht mehr

förmlich beteiligt. Die Bundesnetzagentur hatte den Beiladungsantrag der Beschwerdeführerin abgelehnt. Die gegen diese Ablehnung gerichtete Beschwerde wurde vom OLG Düsseldorf zurückgewiesen (Az. VI-3 Kart 36/08). Die Beiladung zielt auf die Beteiligung am Verfahren vor der Behörde. Dieses setzt denknötwendig voraus, dass dieses Verfahren jedenfalls im Zeitpunkt der Antragstellung noch andauert und nicht bereits beendet ist. Nur in diesem Fall hat der Antragsteller überhaupt die Möglichkeit, auf die bevorstehende Entscheidung Einfluss nehmen zu können. Ein Fall notwendiger Beiladung lag nicht vor. § 43 Absatz 1 GasNZV berechtigt die Regulierungsbehörde nur zu Festlegungen gegenüber den Netzbetreibern. Die Verpflichtung der Bilanzkreisnetzbetreiber, bestimmte Regelungen in Bilanzkreisverträge aufzunehmen, verletzt sie nicht in ihren Rechten. Sie beabsichtigt lediglich den Abschluss eines Bilanzkreisvertrages. In ein künftiges Vertragsverhältnis kann nicht eingegriffen werden, denn es kommt erst mit dem Vertragsschluss und mit dem dann vereinbarten Inhalt zustande. Die Festlegung wirkt gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen nicht unmittelbar, die Regelungen werden nicht kraft Gesetzes oder Verfügung in die bestehenden Verträge implementiert; vielmehr bedarf es zu ihrer Einbeziehung noch eines Vertragsschlusses als weiteren Umsetzungsakt. Daran vermag der Umstand, dass kein Raum für abweichende Vereinbarungen besteht, nichts zu ändern. Den Bilanzkreisverantwortlichen verbleibt die Entscheidungsfreiheit, ob sie die Bilanzkreisverträge unter diesen Bedingungen überhaupt abschließen.

Durch die Festlegung wurde auch nicht gestaltend in ein zwischen dem Bilanzkreisnetzbetreiber und der Beschwerdeführerin bestehendes gesetzliches Schuldverhältnis aufgrund § 26 Absatz 2 Satz 1 GasNEV eingegriffen. Nach dieser Vorschrift hat der Bilanzkreisnetzbetreiber Transportkunden einen Bilanzausgleich anzubieten. Wie jedes Angebot bedarf auch dieses für einen Vertragsschluss noch der Annahme. Die Verpflichtung zu einem Angebot begründet kein gesetzliches Schuldverhältnis, sondern lediglich einen einseitigen Kontrahierungszwang. Verpflichtet wird nur der Bilanzkreisnetzbetreiber. Der Transportkunde muss den ihm angebotenen Bilanzausgleich nicht annehmen. Es fehlt folglich an der für ein Schuldverhältnis erforderlichen Beidseitigkeit.

Die einfache Beiladung wurde ermessensfehlerfrei abgelehnt, wobei ein gewichtiger Aspekt bei der Ermessensentscheidung der Umstand war, dass der Beiladungsantrag erst nach Abschluss des Verfahrens gestellt wurde. Der Beiladungspetent muss konkret darlegen, welche verfahrensrelevanten Informationen er beisteuern kann. Eine abstrakte Möglichkeit reicht nicht aus.

Da die Frage der Beschwerdebefugnis grundsätzliche Bedeutung hat, wurde in beiden Entscheidungen vom OLG die Rechtsbeschwerde zum BGH (Az. VI-3 Kart 25-08 und VI-3 Kart 26-08) zugelassen.

4.3.2.14 Festlegung „GeLi Gas“

Nachdem das OLG Düsseldorf die Beschwerde eines Grundversorgers gegen die Festlegung „Geschäftspro-

zesse Lieferantenwechsel Gas“ (GeLi Gas), insbesondere wegen der Zuordnung einer aktiven unbelegten Entnahmestelle zum Bilanzkreis des Grundversorgers, zurückgewiesen hatte, weil diese Zuordnung den Wertungen des Gesetzgebers in den §§ 36, 38 EnWG entspreche und keine Ermessensfehler erkennen lasse – Az. VI-3 Kart 213/07 (V) –, blieb auch die vom Grundversorger eingelegte Rechtsbeschwerde zum BGH erfolglos (Az. EnVR 14/09). Der BGH hat die Rechtsbeschwerde zurückgewiesen und damit im Ergebnis die Rechtmäßigkeit der Entscheidung der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Entscheidungsgründe hierzu liegen noch nicht vor.

4.3.3 Laufende Verfahren

4.3.3.1 BGH

In 2009 wird der BGH noch darüber verhandeln, welche Voraussetzungen nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV für die Genehmigung eines individuellen Netzentgelts erforderlich sind; hier wird insbesondere die Frage thematisiert, welches das letzte abgeschlossene Kalenderjahr im Sinne dieser Vorschrift ist (Az. EnVR 15/09).

Ferner steht die mündliche Verhandlung zu der Frage an, ob im Rahmen der Entgeltgenehmigung Pumpstromentnahmen in die Verprobungsrechnung mit einzubeziehen sind (Az. EnVR 56/08).

4.3.3.2 OLG Düsseldorf

In 2009 wurde über die Festlegungen der Bundesnetzagentur zu den Preisindizes für die Ermittlung von Tagesneuwerten im Elektrizitäts- bzw. Gasbereich nach § 6 Absatz 3 StromNEV bzw. § 6 Absatz 3 GasNEV mündlich verhandelt. Das OLG Düsseldorf erhebt derzeit Beweis durch Einholung eines Sachverständigengutachtens. Mit der Erstellung des Gutachtens wurde das Statistische Bundesamt beauftragt.

Auch über die Festlegung der Bundesnetzagentur zum Eigenkapitalzinssatz nach § 7 Absatz 6 GasNEV bzw. StromNEV wurde bereits mündlich vor dem OLG Düsseldorf verhandelt. Auch hierzu erhebt das OLG Düsseldorf derzeit Beweis durch Einholung eines Sachverständigengutachtens. Das Schleswig-Holsteinische OLG (Az. 16 Kart 2/09) hat in seiner Entscheidung vom 1. Oktober 2009 die Rechtmäßigkeit dieser Festlegung ohne Einholung eines Sachverständigengutachtens bereits überwiegend bestätigt. Lediglich die Einbeziehung zweier Unternehmen in die Berechnung des Risikofaktors, der bei der Bemessung des Wagniszuschlags eine Rolle spielt, wurde beanstandet.

Vor dem OLG Düsseldorf wurde auch über die ersten fünf Beschwerden von überregionalen FNB bezüglich der Anzeige der Entgeltbildung nach § 3 Absatz 2 i. V. m. § 19 GasNEV verhandelt. Weitere fünf Beschwerden werden noch bis Ende des Jahres mündlich verhandelt.

Anhängig sind Eil- und Hauptsacheverfahren gegen die Ausnahmegenehmigungen nach § 28a EnWG für die Gasfernleitung OPAL. Über die anhängigen Eilverfahren wird noch 2009 mündlich verhandelt.

Mit der Beschwerde ist ferner die Ablehnung der Anerkennung einer freiwilligen Selbstverpflichtung in Bezug auf die Beschaffung von Verlustenergie als wirksame Verfahrensregulierung angegriffen worden. Über diese wird Ende des Jahres vor dem OLG Düsseldorf mündlich verhandelt werden.

Anhängig sind auch einige Beschwerden gegen Genehmigungen von Investitionsbudgets sowie eine Beschwerde, in der geklärt werden soll, ob das Bahnstromnetz der Entgeltregulierung nach dem EnWG unterliegt. Über die letztgenannte Beschwerde wird Ende des Jahres mündlich verhandelt.

Gegen die Festsetzung der Erlösobergrenzen und die vorausgegangene Ermittlung der Effizienzwerte sind Beschwerden in großer Zahl erhoben worden. Die ersten mündlichen Verhandlungen vor dem OLG Düsseldorf gegen Entscheidungen hierzu durch die Bundesnetzagentur finden Ende des Jahres statt. Einige Beschwerden vor dem OLG Stuttgart wegen entsprechender Entscheidungen der zuständigen Landesregulierungsbehörde sind nach mündlicher Verhandlung bereits zurückgenommen worden. Die Bearbeitung dieser Beschwerden (in erster Instanz) wird die Arbeit der Prozessführung der Bundesnetzagentur noch weit in das Jahr 2010 hinein bestimmen.

4.4 Verbraucherschutz

4.4.1 Überblick über die Rechtsgrundlagen

Das EnWG sowie die im Rahmen der § 18 Absatz 3, § 39 Absatz 2 und § 21b Absatz 3 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen enthalten wichtige Vorschriften zum Schutz der Verbraucher.

Nach § 31 EnWG haben Personen, Personenvereinigungen sowie Verbraucherzentralen und andere Verbraucherverbände die Möglichkeit, ein besonderes Missbrauchsverfahren einzuleiten, um das Verhalten eines Energieversorgungsnetzbetreibers überprüfen zu lassen.

Teil Vier des EnWG normiert in den §§ 36 bis 42 die Energielieferung an Letztverbraucher und regelt beispielsweise in § 40 EnWG, dass Energieversorgungsunternehmen verpflichtet sind, die Belastungen aus den Entgelten für den Netzzugang und den ggf. auch enthaltenen Entgelten für den Messstellenbetrieb und die Messung bei der Rechnungsstellung an Letztverbraucher gesondert auszuweisen. Der Letztverbraucher hat darüber hinaus das Recht, mit seinem Lieferanten eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Rechnungsstellung zu vereinbaren. Diese Neuerung im Energiewirtschaftsgesetz wird begleitet von der Verpflichtung für Energieversorgungsunternehmen, spätestens bis zum 30. Dezember 2010 den Letztverbrauchern einen Tarif anzubieten, welcher Anreize zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs bietet – gemeint sind hier insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Diese Verpflichtung besteht unter der Einschränkung, dass dies für die Energieversorgungsunternehmen technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist. Bislang werden variable Tarife im Bereich der Standardlastprofilkunden nur in Pilotprojekten angeboten. Der inhärente Widerspruch,

standardisierte Lastprofile variabel zu tarifieren, muss durch die Marktbeteiligten zukünftig aufgelöst werden, damit der gesetzliche Auftrag massenmarktauglich umgesetzt werden kann.

Neben diesen ausdrücklichen Verbraucherschutzvorschriften, ist das Interesse des Verbrauchers an einer kostengünstigen, sicheren und umweltverträglichen Versorgung mit Energie der grundsätzliche Handlungsmaßstab der Bundesnetzagentur.

Die Weiterführung der Liberalisierung des Energiemarktes in Verbindung mit dem politischen Willen zur Förderung von Energieeffizienz und Energieeinsparungen führte zu einer Anpassung des EnWG (u. a. im § 40 EnWG) und zu einer grundlegenden Änderung des § 21b EnWG (Messeinrichtungen). So wurde das Mess- und Zählwesen vollständig liberalisiert und in einer eigenständigen Rechtsverordnung, der Messzugangsverordnung (MessZV), konkretisiert. Die seit September 2008 in Kraft getretene MessZV ermöglicht es dem Anschlussnutzer, einen vom Netzbetreiber abweichenden Messstellenbetreiber und Messdienstleister zu bestimmen. Die Bundesnetzagentur hat das Gesetzgebungsverfahren zur MessZV und zur diesbezüglichen Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes auch aus Verbrauchersicht begleitet.

4.4.2 Überwachung von neuen Lieferanten, die die Haushaltskunden mit Energie versorgen

4.4.2.1 Anzeige nach § 5 EnWG, Lieferantenliste

Nach § 5 EnWG besteht für Energieversorgungsunternehmen gegenüber der Regulierungsbehörde eine Anzeigeverpflichtung, wenn sie die Belieferung von Haushaltskunden nach dem Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes am 13. Juli 2005 aufnehmen oder beenden oder nach diesem Zeitpunkt ihre Firma ändern. Diese Anzeigen werden von der Regulierungsbehörde geprüft und die Lieferanten anschließend auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Allerdings entscheiden die anzeigenden Energieversorgungsunternehmen selbst darüber, ob sie in dieser Liste veröffentlicht werden wollen (die Entscheidung einzelner Energieversorgungsunternehmen, nicht auf der Liste veröffentlicht zu werden, rührt in der Regel daraus, dass sich ihr Angebot nicht an jeden Haushaltskunden richtet). Daher werden in dieser Liste auch nicht sämtliche der anzeigeverpflichteten Unternehmen aufgeführt.

Da die Vorschrift keinen Schwellenwert enthält, der geringfügige oder nur vorübergehend tätige Versorger von der Anzeigeverpflichtung befreien würde, sind formal auch Baustromversorger und Energieversorger von Messen/Jahrmärkten (sog. Kirchestrom) sowie Betreiber von Blockheizkraftwerken, welche z. B. andere Miet- oder Eigentumsparteien im Objekt mitversorgen, zur Anzeige der Energiebelieferung von Haushaltskunden i. S. d. EnWG verpflichtet. Im Interesse einer geeigneten Verbraucherinformation werden deshalb nur Energieversorgungsunternehmen in diese Liste aufgenommen, deren Versorgungstätigkeit grundsätzlich auch von den Ver-

brauchern in Anspruch genommen werden kann. Zum April 2009 enthält die veröffentlichte Liste 158 Elektrizitäts- und 136 Gasversorgungsunternehmen (2007: 94 Elektrizitäts- und 89 Gasversorgungsunternehmen). 31 Energieversorgungsunternehmen haben auf eine Veröffentlichung verzichtet.

Sollte § 5 Satz 2 EnWG (Veröffentlichung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur) zur Verbraucherinformation und als Indikator für belebenden Wettbewerb dienen, so wäre eine Klarstellung der Vorschrift hilfreich. Es wäre daher zu begrüßen, wenn vor allem die vermehrt auftretenden Blockheizkraftwerkbetreiber, welche die Elektrizität in einer Eigentümergemeinschaft oder unter den Mietern in einem Objekt verteilen, von dieser Vorschrift zur Anzeige ausgenommen würden.

4.4.2.2 Verfahren

Auf Grundlage des § 5 Satz 4 EnWG kann die Bundesnetzagentur einem Energieversorgungsunternehmen die Energiebelieferung an Haushaltskunden jederzeit ganz oder teilweise untersagen. Voraussetzung ist, dass die personelle, technische oder wirtschaftliche Leistungsfähigkeit oder die Zuverlässigkeit der Geschäftsleitung nicht gewährleistet ist.

Die Bundesnetzagentur hat seit Inkrafttreten des EnWG im Juli 2005 ein Verfahren zur Untersagung der Tätigkeit der Energiebelieferung von Haushaltskunden abgeschlossen. Mit Beschluss Az. BK6-07-008 vom 26. Juni 2007 wurde der ASCARD GmbH gemäß § 5 EnWG die geschäftliche Tätigkeit in Bezug auf die Gewinnung und Belieferung von Haushaltskunden mit Elektrizität untersagt. Dem Unternehmen war es im Laufe des Verfahrens nicht gelungen, den gemäß § 5 Satz 3 EnWG geforderten Nachweis über das Vorliegen der technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit zu erbringen. Darüber hinaus bestanden seitens der Bundesnetzagentur auch erhebliche Zweifel an der Zuverlässigkeit der Geschäftsführung der ASCARD GmbH.

4.4.3 Statistik des Verbraucherservice und Informationen für Verbraucher

Den seit 2005 erfolgreichen Verbraucherservice für Elektrizitäts- und Gaskunden hat die Bundesnetzagentur auch in den Jahren 2008 und 2009 mit zum Teil neuen Leistungen angeboten. So wurde das webbasierte Informationsangebot für die Elektrizitäts- und Gaskunden und die Informationen zu häufig gestellten Fragen aktualisiert und erweitert. Die Energieverbraucher können auf ein energiewirtschaftliches Glossar und weiterführende Links zugreifen und Informationsbroschüren herunterladen. Der Verbraucherservice Energie kann eine positive Bilanz für das zweite Halbjahr 2007, das Jahr 2008 und die ersten vier Monate im Jahr 2009 ziehen. Dies zeigt das öffentliche Interesse am Thema Energieversorgung.

Von Mai 2007 bis April 2009 erreichten den Verbraucherservice insgesamt 10 586 Anfragen und Beschwerden im Energiebereich, davon war zu etwa 14 Prozent der Gas- und zu 86 Prozent der Elektrizitätsbereich betroffen. Wei-

tere Anfragen sind direkt an die Energieabteilung gerichtet worden. Im Vergleich zum vorherigen Berichtszeitraum, in dem von Juli 2005 bis April 2007 insgesamt 4 775 Anfragen und Beschwerden registriert wurden, haben sich die Verbraucheranfragen und -beschwerden mehr als verdoppelt. Dieser Trend zeigt, dass der Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur eine starke Nachfrage erfährt.

Schwerpunkt der Verbraucherbeschwerden war sowohl im Elektrizitäts- (13,9 Prozent) als auch Gasbereich (11,4 Prozent) die Verzögerung/Störung beim Lieferantenwechsel. Die Beschwerden wurden verbraucherindividuell bearbeitet. In nahezu allen Fällen konnte der Sachverhalt im Interesse des Verbrauchers aufgeklärt werden. Durch die zentrale Bearbeitung dieser Anfragen und Beschwerden werden auftretende Schwierigkeiten schneller evaluiert und die fachlich zuständigen Organisationseinheiten der Bundesnetzagentur umfassend über die konkreten Schwierigkeiten und Probleme informiert. Infolge des zunehmenden Wettbewerbs sind verstärkt Verbraucheranfragen und -beschwerden zu vertraglichen Fragestellungen im Elektrizitäts- (11,9 Prozent) und Gasbereich (11,1 Prozent) aufgetreten. Hier sind die rechtlichen

Möglichkeiten der Abhilfe der Bundesnetzagentur allerdings beschränkt.

Die Anfragen und Beschwerden im Bereich Elektrizität teilten sich im zurückliegenden Zeitraum auf wie folgt (Abbildung 3).

Im Gasbereich standen neben den Vertragsangelegenheiten insbesondere Anfragen und Beschwerden zu Gaspreisen und -tarifen im Fokus der Verbraucher (13,1 Prozent).

Die eingegangenen Anfragen und Beschwerden für den Gasbereich lassen sich wie folgt abbilden (Abbildung 4).

Erwähnenswert ist, dass eine Vielzahl von Verbraucheranfragen sich auf eine Prüfungsgebühr in Höhe von zehn Euro bezogen, welche von dem Energielieferanten TelDaFax bei einer Vertragsauflösung erhoben wurde. Diese Prüfungsgebühr wirkte als Hindernis im Wettbewerb und entsprach nicht dem EnWG, das den Verbrauchern einen unentgeltlichen Wechsel zusichert. Der TelDaFax-Konzern hat nach Intervention der Bundesnetzagentur verbindlich erklärt, auf eine Erhebung dieser Prüfungsgebühr bei der Auflösung bestehender und künftiger Kundenlieferverträge im Elektrizitäts- und Gasbereich zu verzichten.

Abbildung 3

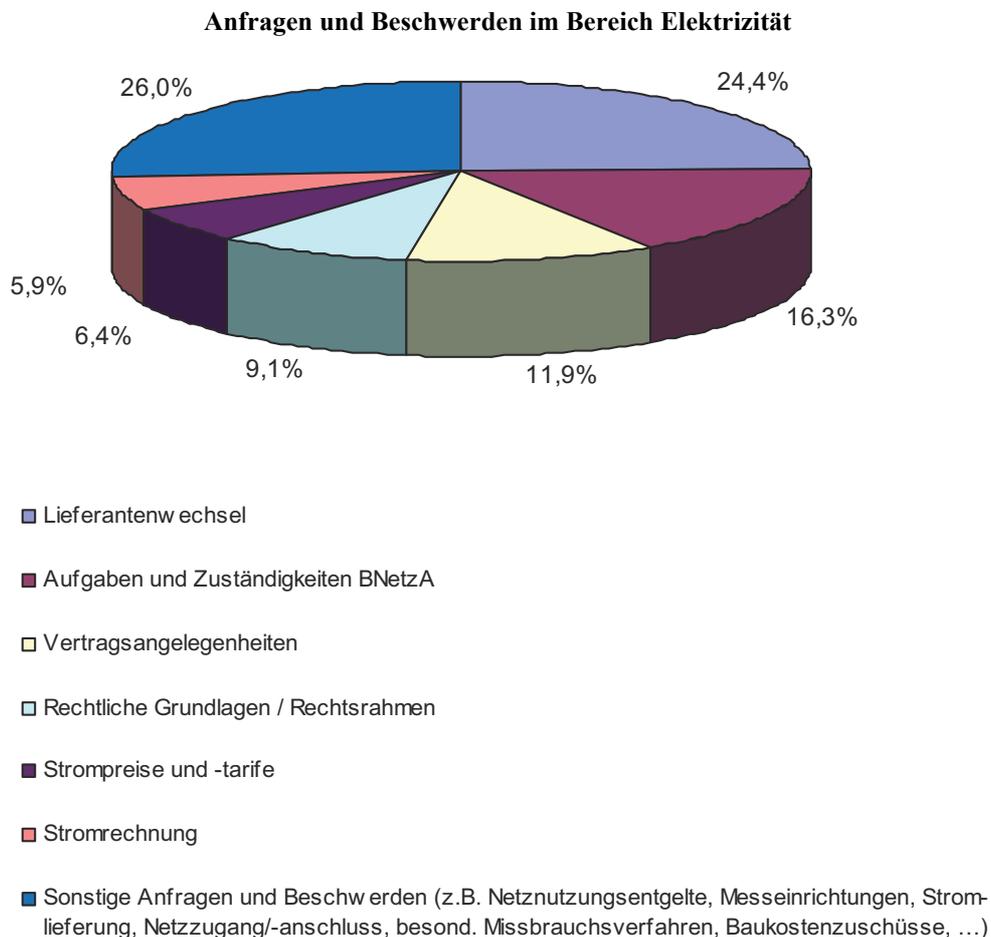
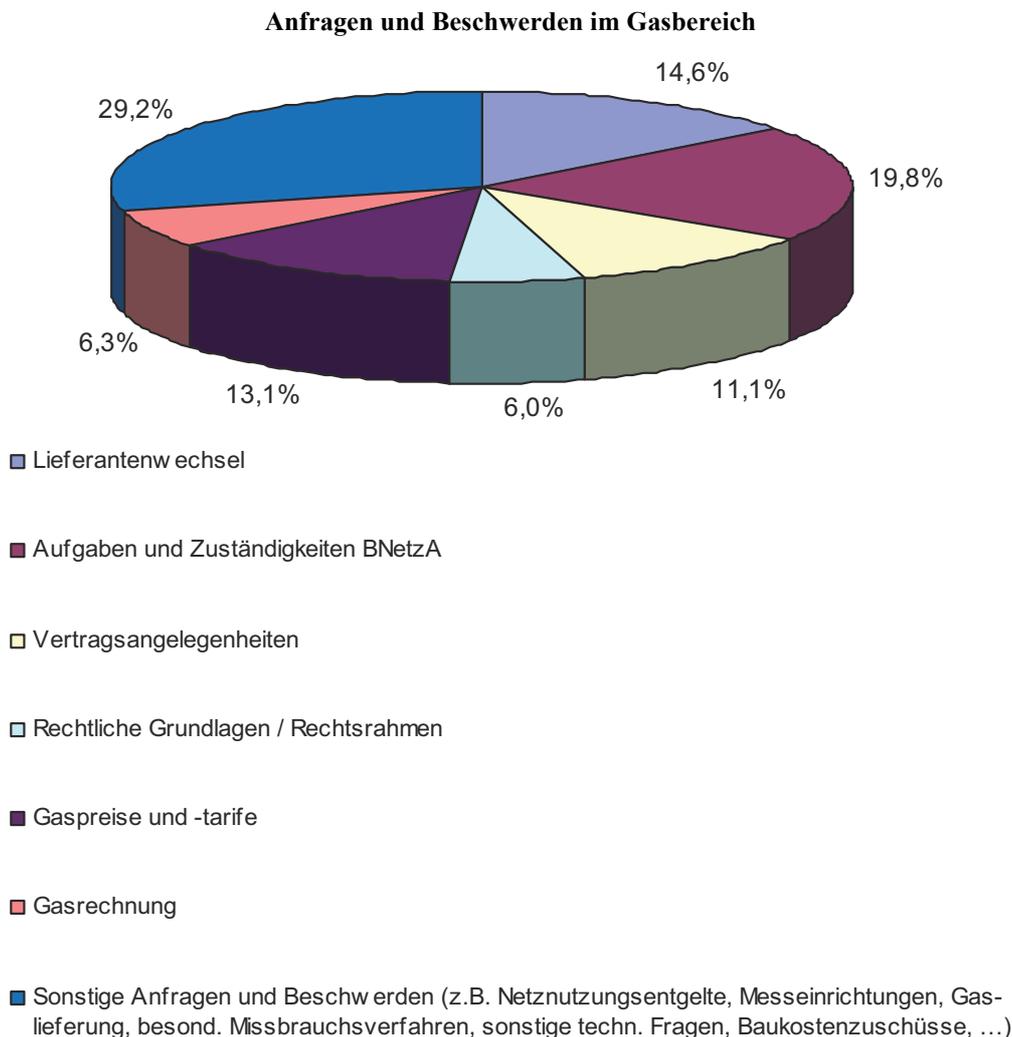


Abbildung 4



4.4.4 Aspekte des Verbraucherschutzes bei der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens

Ab Ende 2007 hat sich der Verbraucherschutz der Bundesnetzagentur ausführlich mit Möglichkeiten des sog. Smart Metering, dem intelligenten Messwesen, beschäftigt, auch in Erwartung der Ende 2008 in Kraft getretenen MessZV. Diese berechtigt den Anschlussnutzer dazu, den Messstellenbetreiber und den Messdienstleister zu bestimmen, und ermöglicht so neue Dienstleistungen, wie z. B. eine erhöhte Verbrauchstransparenz und zeit- oder lastvariable Tarife⁵⁶.

Der verstärkte Einsatz von intelligenten Energiezählern mit Kommunikationsfähigkeit und die sich daraus entwickelnden Dienstleistungen werden für die Verbraucher

auch Fragen der Datenspeicherung, -verschlüsselung und -übertragung aufwerfen. Diese datenschutzrechtlichen Fragen stellen aus Sicht der Verbraucher wichtige Themenfelder dar, für die sich die Bundesnetzagentur national und international zur Wahrung des Verbraucherschutzes einsetzt.

Die MessZV hat für ein öffentliches Informationsbedürfnis gesorgt, welches sich ebenfalls in der erhöhten Anzahl von Verbraucheranfragen ausdrückt. Daraus ergibt sich für die Bundesnetzagentur die Aufgabe, die Energieverbraucher über ihre Möglichkeiten umfassend zu informieren. Die Bundesnetzagentur hat daher einen aktiven Informationsaustausch mit den (Energie-)Verbraucherzentralen zu den aktuellen Themen aufgenommen.

4.4.5 Europäischer Verbraucherschutz

Auf europäischer Ebene wurden die Rechte der Verbraucher durch das Dritte Binnenmarktpaket der Europäi-

⁵⁶ Siehe auch oben unter 1.6.

schen Union für den Energiebereich umfassend gestärkt. Die Elektrizitäts- und Gasrichtlinien bedürfen noch einer Umsetzung in nationales Recht, die Bundesnetzagentur begleitet diese Entwicklungen aktiv. Zukünftig wird der Verbraucher von einem schnelleren Lieferantenwechsel (Frist: drei Wochen) profitieren, Anspruch darauf haben, seine Schlussrechnung binnen sechs Wochen zu erhalten, und einen erleichterten Zugang zu Energieverbrauchsdaten (ggf. durch intelligente Messeinrichtungen) bekommen.

Die Bundesnetzagentur hat sich in den vergangenen Jahren aktiv für die Interessen der Verbraucher auf europäischer Ebene durch ihre Mitarbeit in der ERGEG Customer Working Group und den dazugehörigen Arbeitsgruppen Customer Empowerment Taskforce (Verbraucherschutz) und Retail Market Functioning Taskforce (Funktionieren der Endkundenmärkte) eingesetzt.

In den Jahren 2007 und 2008 wurde die Arbeit an den Best-Practice-Empfehlungen zum Lieferantenwechsel fortgeführt. Dies mündete in den Papieren „Obstacles to Supplier Switching in the Electricity Retail Market: Guidelines of Good Practice and Status Review, Ref. E07-RMF-06-03, 10 April 2008“, „Guidelines of Good Practice and Status Review – Obstacles to switching in the gas retail market, Ref. E06-CSW-05-03, 18 April 2007“ und dem „Status Review Supplier Switching Process Electricity and Gas markets- Five case studies, Ref. E08-RMF-10-04, 19 September 2008“ (das letztgenannte Dokument behandelt die Umsetzung der bisherigen Erkenntnisse in den Mitgliedstaaten). Zudem wurde ein gemeinsames Positionspapier zum Thema „intelligenter Zähler“ für den Elektrizitätsmarkt entwickelt („ERGEG Position Paper on Smart Metering with a Focus on Electricity Regulation, Ref. E07-RMF-04-03, 31 October 2007“).

In dem gemeinsamen Positionspapier zu regulierten Endkundenpreisen („ERGEG Position Paper on End-user Price Regulation, Ref. E07-CPR-10-03, 18 July 2007“) wurde eine etwaige Regulierung auch der Endkundenpreise klar abgelehnt, da dies weder für die Wettbewerbsentwicklung, für die Versorgungssicherheit noch für die umweltpolitischen Effizienzziele zu optimalen Ergebnissen führen würde. Diese Dokumente können auf der gemeinsamen Internetseite der europäischen Energie-regulatoren unter www.energy-regulators.eu abgerufen werden.

5 Organisation der Bundesnetzagentur und Zusammenarbeit mit anderen Behörden/WAR

5.1 Bundesnetzagentur

5.1.1 Aufgaben und Struktur

Die Bundesnetzagentur, bei Gründung noch „Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (Reg TP)“, wurde mit Wirkung vom 1. Januar 1998 als Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirt-

schaft und Technologie (Bundeswirtschaftsministerium) errichtet. Sie entstand aus der Überleitung von Aufgabenbereichen aus dem ehemaligen Bundesministerium für Post und Telekommunikation (BMPT) sowie dem ehemaligen Bundesamt für Post und Telekommunikation (BAPT). Im Zuge der Übernahme der Aufgaben aus dem EnWG und dem novellierten Allgemeinen Eisenbahngesetz wurde die Reg TP im Jahr 2005 in Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post⁵⁷ (Bundesnetzagentur) umbenannt.

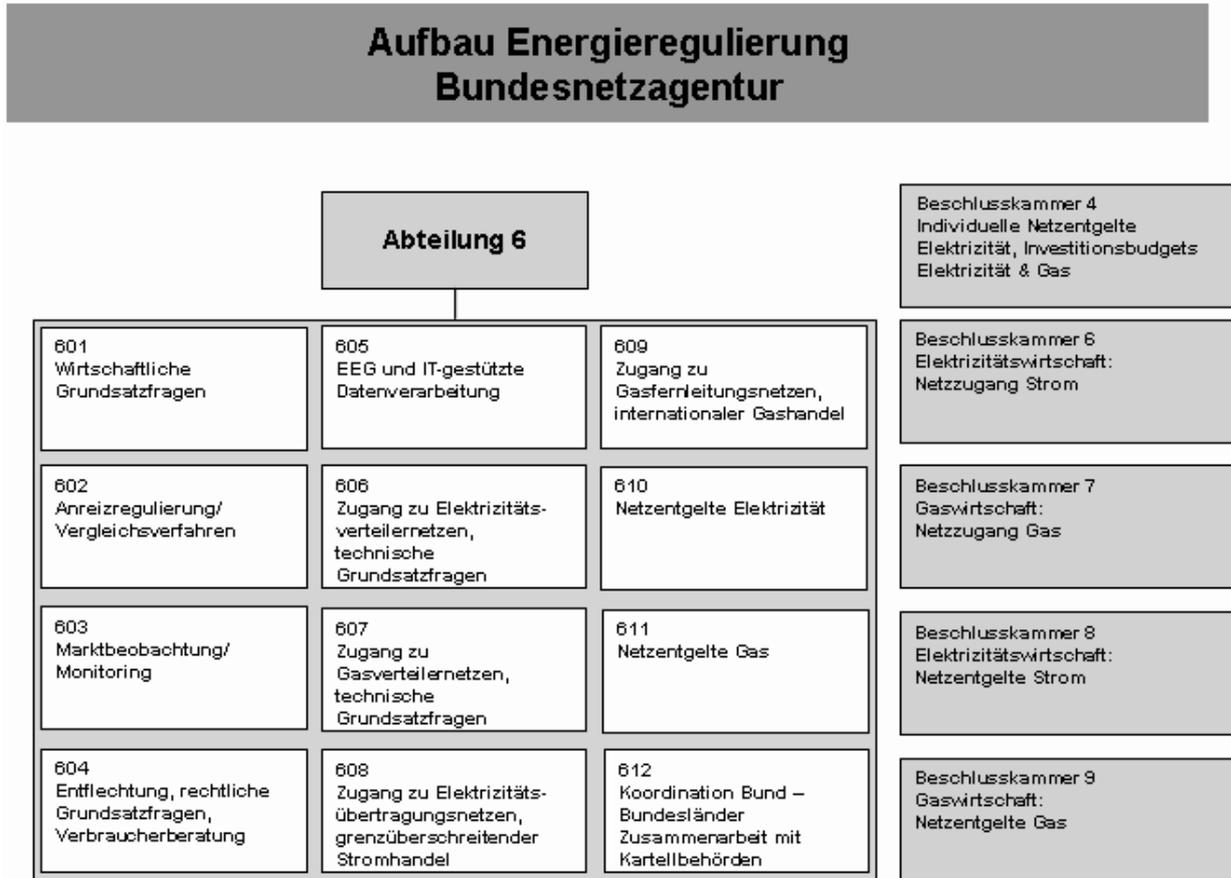
Die Bundesnetzagentur untersteht der Rechts- und Fachaufsicht des Bundeswirtschaftsministeriums. Allgemeine Weisungen des Bundeswirtschaftsministeriums für den Erlass oder die Unterlassung von Verfügungen sind zur Herstellung von Transparenz wegen ihrer grundsätzlichen Bedeutung mit Begründung im Bundesanzeiger zu veröffentlichen (für den Bereich Energie s. § 61 EnWG).

Die Bundesnetzagentur hat in erster Linie den Auftrag, durch Regulierung im Bereich der Telekommunikation, des Postwesens, der Energiemärkte und des Eisenbahnsektors den Wettbewerb zu fördern und für flächendeckend angemessene und ausreichende Dienstleistungen zu sorgen, einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten sowie eine Frequenzordnung und Regelungen zur Nummerierung festzulegen. Diese Aufgaben sind im Telekommunikationsgesetz, im Postgesetz, im EnWG und im Allgemeinen Eisenbahngesetz festgelegt und werden zusätzlich durch Verordnungen und sonstige Ausführungsbestimmungen ergänzend geregelt. Weitere Aufgaben der Bundesnetzagentur finden sich in verschiedenen Fachgesetzen, wie dem EEG, dem Gesetz über Funkanlagen und Telekommunikationsendeinrichtungen (FTEG), dem Amateurfunkgesetz (AFuG) und dem Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten (EMVG). Die Bundesnetzagentur ist die zuständige Behörde nach dem Signaturgesetz (SigG) und als solche mit dem Aufbau und der Überwachung einer sicheren und zuverlässigen Infrastruktur für elektronische Signaturen betraut. Die Aufgaben der Bundesnetzagentur sind ebenso wie die Verfahrensabläufe vielschichtig und breit gefächert. Sie reichen von Verfahren mit gerichtssähnlichen Prozessabläufen im Bereich der ökonomischen Regulierung bis zur Präsenz in der Fläche, um technische Störungen zu bearbeiten. Die Entscheidungen im Bereich der Energieregulierung werden im Wesentlichen von den Beschlusskammern getroffen (vgl. § 59 Absatz 1 EnWG). Sie entscheiden in der Besetzung mit einem oder einer Vorsitzenden und zwei Beisitzenden. Von der Abteilung Energie werden die Fachaufgaben wahrgenommen, zu denen neben der Klärung der ökonomischen und rechtlichen Grundsatzfragen der Regulierung insbesondere die gesetzlich zugewiesenen Überwachungsaufgaben gehören.

⁵⁷ Seit dem Jahr 2006 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Abbildung 5

Organisatorischer Aufbau der Energieregulierung



5.1.2 Personalmanagement

Ein modernes Personalmanagement nimmt bei der Bundesnetzagentur einen hohen Stellenwert ein. Der optimale Einsatz der personellen Ressourcen in Zeiten einer angespannten Planstellensituation hat dabei ebenso überragende Bedeutung wie die Gewinnung qualifizierten neuen Personals. Dies gelingt nur dadurch, dass die Personalplanung sowohl die dienstlichen Bedürfnisse als auch die Fähigkeiten und Neigungen der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter gleichermaßen berücksichtigt. Denn nur mittels einer aktiven, bedarfsgerechten Einsatzplanung einerseits und der Motivation der Beschäftigten andererseits lassen sich auch in Zeiten knapper Haushaltsmittel die der Bundesnetzagentur übertragenen Aufgaben kostengünstig und effizient erledigen.

Bereits seit 1999 bildet die Bundesnetzagentur auch selbst aus. In 2008 konnten insgesamt zehn junge Leute eine Ausbildung zu Fachangestellten für Bürokommunikation an den Standorten der Zentrale in Bonn und Mainz beginnen. Im Rahmen der seit dem Jahr 2003 angebotenen Ausbildung zu Elektronikerinnen/Elektronikern für Geräte und Systeme wurden 2008 insgesamt 18 neue Ausbildungsplätze besetzt, die sich auf die Standorte Göttingen, Bremen und Magdeburg verteilen. Damit wurden

2008 in der Bundesnetzagentur mit den bereits vorhandenen Ausbildungsplätzen insgesamt 109 junge Menschen in diesen beiden Berufen ausgebildet. Im Herbst 2009 wurden zusätzlich insgesamt 32 Auszubildende für diese beiden Berufe neu eingestellt. Dabei wird die Ausbildung zu Elektronikerinnen/Elektronikern für Geräte und Systeme ab 2009 auch an den Standorten Augsburg und Münster angeboten.

5.1.3 Haushalt

Die Einnahmen und Ausgaben der Bundesnetzagentur werden im Bundeshaushalt veranschlagt (Einzelplan 09 Kapitel 0910). Der nachfolgenden Tabelle sind die Einnahmen der Haushaltsjahre 2008 (Soll und Ist) und 2009 (Haushaltsplan) zu entnehmen:

Die tatsächlichen Mehreinnahmen 2008 gegenüber dem geplanten Soll 2008 resultieren aus Frequenzgebühren für die Zuteilungsverlängerung von GSM-Frequenzen. Die Einnahme-Steigerung im Haushaltsplan 2009 wurde zur Zeit der Haushaltsaufstellung auf Grund einer geplanten Versteigerung von GSM- und UMTS-Frequenzen erwartet. Sie wird sich möglicherweise auf das Jahr 2010 verschieben.

Über die Ausgaben der Haushaltsjahre 2008 (Soll und Ist) und 2009 (Haushaltsplan) informiert Tabelle, S. 75 unten.

Einnahmeart	Soll 2008 1.000 Euro	Ist 2008 1.000 Euro	Soll 2009 1.000 Euro
Gebühren, Beiträge und sonstige Entgelte im Bereich Telekommunikation	66.156	97.090	169.149
Gebühren und sonstige Entgelte im Bereich Post	109	64	50
Gebühren und sonstige Entgelte im Bereich Eisenbahnen	576	3	328
Gebühren und sonstige Entgelte im Bereich Energie (Elektrizität und Gas) ¹	6.218	197	1.100
Weitere Verwaltungseinnahmen, z. B. Geldstrafen und -bußen, Vermietung, Verkauf	1.465	2.735	1.419
Verwaltungseinnahmen	74.524	100.089	172.046
Übrige Einnahmen	1	0	0
Gesamteinnahmen	74.525	100.089	172.046

Ausgabeart	Soll 2008 1.000 Euro	Ist 2008 1.000 Euro	Soll 2009 1.000 Euro
Personalausgaben	103.518	105.187	109.181
Sächliche Verwaltungsausgaben, Zuweisungen	34.578	36.317	35.994
Investitionen	10.879	13.302	11.832
Gesamtausgaben	148.975	154.806	157.007

5.2 Andere Gremien und Behörden

5.2.1 Beirat

Der Beirat bei der Bundesnetzagentur ist ein Beratungsgremium mit gesetzlich definierten Aufgaben und Rechten. Er setzt sich aus 16 Mitgliedern des Deutschen Bundestages und 16 Vertretern oder Vertreterinnen des Bundesrates zusammen. Die Ländervertreter müssen Mitglied einer Landesregierung sein oder diese politisch vertreten. Die Mitglieder des Beirates werden jeweils auf Vorschlag des Deutschen Bundestages bzw. des Bundesrates von der Bundesregierung berufen. Die Liste der Mitglieder und ihrer Stellvertreter (Stand 22. September 2009) ist dem Anhang zu entnehmen. Die Internetseite der Bundesnetzagentur bietet darüber hinaus das jeweils aktuelle Mitgliederverzeichnis.

Der Beirat wählt aus seiner Mitte ein vorsitzendes und ein stellvertretendes vorsitzendes Mitglied für die Dauer von zwei Jahren. Am 7. April 2008 wurde der damalige Wirtschaftsminister des Landes Brandenburg, Herr Ulrich Junghanns, zum Vorsitzenden gewählt. Er löste Herrn

Abgeordneten Klaus Barthel ab, der den stellvertretenden Vorsitz übernahm.

Der Beirat hat im Berichtszeitraum zwölf Mal getagt. Dabei hat er auch von seinem Recht Gebrauch gemacht, der Bundesregierung einen Vorschlag für die Benennung einer Vizepräsidentin/eines Vizepräsidenten der Bundesnetzagentur zu unterbreiten. Die Bundesregierung hat diesem Personalvorschlag entsprochen und daraufhin das befristete öffentlich-rechtliche Vertragsverhältnis von Frau Vizepräsidentin Dr. Henseler-Unger verlängert (§ 3 Absatz 3 Gesetz über die Bundesnetzagentur).

Gegenüber der Bundesnetzagentur ist der Beirat berechtigt, Auskünfte und Stellungnahmen einzuholen. Er berät die Bundesnetzagentur bei der Erstellung der Berichte nach dem EnWG (Monitoring-, Benchmarking- und Tätigkeitsbericht) sowie bei der Aufstellung ihres Vorhabenplans. Die Bundesnetzagentur informiert den Beirat regelmäßig über ihre aktuellen Aufgaben und Entscheidungen.

Neben seinen Aufgaben im Telekommunikations- und im Postbereich hat sich der Beirat im Energiebereich vor allem mit der Umsetzung der Anreizregulierung befasst. In mehreren Beiratssitzungen wurden Themen wie Kosten der Regelenergie, Festlegung zum Eigenkapitalzinssatz

⁵⁸ In 2008 konnten aus Rechtsgründen nicht alle Einnahmen erhoben werden. Eventuelle Nacherhebungen sind im Soll 2009 nicht enthalten.

und zu Investitionsbudgets erörtert. Darüber hinaus haben sich die Beiratsmitglieder über die Optimierung der Regenenergiebewirtschaftung und über die Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im Gasbereich informieren lassen.

Ein besonderes Augenmerk hat der Beirat im Berichtszeitraum auf die Überlegungen zur Gründung einer „Deutschen Netz AG“ gerichtet. Der Beirat unterstützt die Bundesnetzagentur auch weiterhin aktiv bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben im Energiebereich. Dabei misst er der Schaffung einer einheitlichen nationalen Regelzone eine wichtige Bedeutung zu.

5.2.2 Landesregulierungsbehörden/ Länderausschuss

Im Berichtszeitraum ist der Länderausschuss gemäß § 60a EnWG zu elf Sitzungen zusammengekommen. Thematisiert wurden dabei insbesondere die Vorbereitung und Einführung der Anreizregulierung, aber auch die zweite Netzentgeltgenehmigungsrunde und eine Vielzahl weiterer aktueller Themen. Zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden findet ein reger Informationsaustausch über die jeweils geführten Verfahren statt.

5.2.3 Bundeskartellamt

Mit dem Bundeskartellamt arbeitet die Bundesnetzagentur in fachlichen Themenbereichen der Energieregulierung eng zusammen. Den gesetzlichen Vorgaben folgend wird gemäß § 58 Absatz 1 EnWG ein wechselseitiger Informations- und Konsultationsprozess über laufende Verfahren geführt; soweit vom Gesetzgeber vorgesehen, wird dabei Einvernehmen hergestellt. Gemäß § 58 Absatz 3 EnWG wirken beide Behörden auf eine einheitliche und den Zusammenhang mit dem GWB wahrende Auslegung des EnWG hin. Der von der Bundesnetzagentur zu erstellende Benchmarkbericht, der der Europäischen Kommission durch die Bundesnetzagentur unterbreitet wird, wird gemäß EnWG ebenfalls in enger Zusammenarbeit mit dem Bundeskartellamt konsultiert und abgestimmt.

5.3 Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR)

Die Bundesnetzagentur ist bei der Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß § 64 EnWG wissenschaftlich zu unterstützen und hat hierzu den Wissenschaftlichen Arbeitskreis für

Regulierungsfragen (WAR) eingesetzt. Die Mitglieder dieses Gremiums verfügen über ausgewiesene Kenntnisse auf wissenschaftlichem, volkswirtschaftlichem, betriebswirtschaftlichem, sozialpolitischem und rechtspolitischem Gebiet. Der WAR tagt im Regelfall alle zwei Monate unter Teilnahme des Präsidiums, der Abteilungsleiter und Beschlusskammern der Bundesnetzagentur sowie Vertretern des Bundeswirtschaftsministeriums. Auf Grund vermehrter Anforderungen treffen sich zudem die Wissenschaftler der einzelnen Sparten in jeweils unterschiedlicher Zusammensetzung, um z. B. Studien bzw. Stellungnahmen zu aktuellen Themen auszuarbeiten. Bei den Vorbereitungen von Entscheidungen hat der WAR der Bundesnetzagentur richtungsweisende Anstöße und Hilfestellungen gegeben.

In den WAR-Sitzungen wurden im Berichtszeitraum u. a. folgende Themen behandelt:

- Aktuelle Entwicklungen zum Ownership Unbundling
- Vorschläge der Kommission zur Errichtung europäischer Regulierungsbehörden im Energie- und Telekommunikationsbereich
- Vorstellung der Ergebnisse zum Gutachten „Eigenkapitalverzinsung“ durch Frontier Economics
- Second Strategic Energy Review der Europäischen Kommission
- Alternative Streitbeilegung vor dem Hintergrund von Leitungsbauvorhaben
- Aktuelle Probleme der Anreizregulierung
- Faktische und rechtliche Rahmenbedingungen für den Kraftwerksneubau und Netzausbau zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung
- Bericht der WAR-Arbeitsgruppe zur Um-Gestaltung/ Organisation des (Elektrizitäts-)Übertragungsnetzes
- Vorschläge von ERGEG und CESR für fairen Handel mit Elektrizität und Gas in Europa.

6 Allgemeine Weisungen des Bundes- ministeriums für Wirtschaft und Technologie

Allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie sind in dem Berichtszeitraum nicht ergangen.

7 Glossar**7.1 Elektrizität und Gas**

Begriff	Definition
Aufwendungen für Instandhaltung	Aufwendungen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann.
Betriebsnummer „Netzbetreiber“	Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 1000 (Elektrizität) bzw. 1200 (Gas) und weiteren vier Stellen zu erkennen (z. B. 10005678 oder 12005679).
Clearing	Die physische und finanzielle Erfüllung von Spot- bzw. Termingeschäften. Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Spot- bzw. Termingeschäften. Insbesondere umfasst es für den Spotmarkt die Abwicklung und die Erfassung der Sicherheiten und den täglichen Gewinn- und Verlustausgleich, die Erfassung der Sicherheiten, sowie die Schlussabrechnung am letzten Handelstag. ¹
Dominanzmethode	Ordnet die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu. Dann allerdings erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet. ²
Ersatzversorger	Ersatzversorger ist der Grundversorger. (vgl. § 38 EnWG)
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der „Allgemeinen Versorgung“ in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grundversorger geliefert. (vgl. § 38 EnWG)
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG)
Investitionen	Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten. ³
Kalkulatorische Kosten des Lieferantenwechsels	Alle Kostenpositionen, welche im Rahmen der internen Kosten- und Leistungsrechnung dem Prozess des Lieferantenwechsels zurechenbar sind. Bitte orientieren Sie sich dabei an den in § 275 Absatz 2 HGB angegebenen Positionen. Vor- und nachgelagerte Prozesse, wie z. B. die Belieferung des Kunden, zählen nicht dazu.

noch 7.1

Begriff	Definition
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Kunde an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Dies umfasst somit nicht Aus-/Ein- und Umzüge. Werden infolge eines Konzessionswechsels auch Lieferverträge mit den Kunden übertragen, ist dieser Vorgang ebenfalls nicht als Lieferantenwechsel anzusehen.
Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie im Sinne des § 21b EnWG i. V. m. § 9 (2) Satz 1 MessZV.
Netznummer	Mit der Vergabe einer Betriebsnummer wird automatisch die Netznummer „1“ vergeben. Netzbetreiber können auf Antrag von der Bundesnetzagentur für weitere Teilnetze weitere Netznummern erhalten.
OTC Clearing-Fazilität	Die OTC Clearing Fazilität ist der bilaterale Austausch von außerbörslich geschlossenen Geschäften und die einvernehmliche Eingabe dieser Geschäfte als OTC Trades in das EEX-System, sofern diese Geschäfte hierfür zugelassen sind und die Eingabe nach Maßgabe dieser Bestimmungen erfolgt. ⁴
OTC-Handel	Außerbörslicher Handel
Reparatur	Unter Reparatur (Instandsetzung) wird der Vorgang verstanden, bei dem ein defektes Objekt in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand zurückversetzt wird.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. ¹
Zeitpunkt Marktöffnung	Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28. April 1998) am 29. April 1998.

Quellen Definitionsliste:

¹ EEX: Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, Dokumentversion 0001B, Leipzig, 28. April 2006

² Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; IWE Working Paper Nr. 02 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg, S. 5

³ Statistisches Bundesamt: Fachserie 4 Reihe 6.1, Produzierendes Gewerbe; Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung, 2005, Wiesbaden, 2007

⁴ EEX: OTC-Clearing-Bedingungen, Bedingungen für die OTC Clearing Fazilität, Dokumentversion 0003c, Leipzig, 4. Oktober 2005

7.2 Elektrizität

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 StromNZV, § 2 StromNEV, § 3 EEG 2009 und § 3 KWKG. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Anschluss	Umfasst alle Betriebsmittel, die sich im Eigentum des Versorgers befinden und für nur einen Anschlussnehmer genutzt werden.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder Strombezug von konstanter Leistung über 24 Stunden eines jeden Tages der Lieferperiode ¹
Betriebsnummer „Lieferanten“	Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 2000 und weiteren vier Stellen zu erkennen (z. B. 20001234).
Betriebszeit	Zeitspanne, in der eine Anlage oder ein Anlagenteil Energie umwandelt oder überträgt. Die Betriebszeit beginnt mit der Zuschaltung und endet mit der Trennung der Anlage oder des Anlagenteiles zum bzw. vom Netz. An- und Abfahrzeiten von Erzeugungsanlagen ohne nutzbare Energieabgabe zählen insoweit nicht zur Betriebszeit. ²
Brutto-Leistung	Abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit an den Klemmen des Generators. ²
Brutto-Elektrizitäts-erzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generator-klemmen. ²
Dauer der Anschluss-herstellung	Zeitspanne vom Beginn der unmittelbaren Anschlussarbeiten (Kabelverlegung usw.), ohne Berücksichtigung der nötigen Tiefbauarbeiten (Kabelgraben-/Kopflöcherherstellung usw.), bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme. Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Elektrizitätslieferung aufgenommen werden könnte (Stromleitung ist mit Hausanschlusskasten verbunden). Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage, an denen tatsächlich an dem Anschluss gearbeitet wurde (ausgenommen sind vom Kunden verursachte Verzögerungen).
Dauerleistung	Höchste Leistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt. Anmerkung: Die Dauerleistung kann z. B. mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken. ²
Dauer von Reparaturen	Angegeben wird die Zeitdauer zwischen dem Bericht der Störung (Routineinspektion, Kundenanruf, Beschwerde o. Ä.) und der Wiederherstellung des Betriebsmittels in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand.
Day-Ahead-Markt	Am Day-Ahead-Markt wird Elektrizität gehandelt, der am nächsten Tag zur Lieferung kommt. ¹
EEG-Umlage	Elektrizitätslieferanten sind berechtigt, die Differenz zwischen den zu erwartenden EEG-Vergütungen und den Elektrizitätsbezugskosten pro Kilowattstunde (Differenzkosten) gegenüber Dritten anzuzeigen. Dies geschieht mittels der EEG-Umlage, die unter Berücksichtigung der §§ 53 und 54 EEG 2009 von den Elektrizitätslieferanten ermittelt wird.
Eigenverbrauch	Elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit (z. B. eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks) zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung verbraucht wird. Er enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren) in Kraftwerken rechnen zum Eigenverbrauch. Der Verbrauch von nicht elektrisch betriebenen Neben- und Hilfsanlagen ist im gesamten Wärmeverbrauch des Kraftwerks enthalten und wird nicht dem elektrischen Eigenverbrauch zugeschlagen. Der Eigenverbrauch während der Nennzeit setzt sich zusammen aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt. ²

noch 7.2

Begriff	Definition
Eigenverbrauchsleistung	Elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z. B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebes einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Die Stillstands-Eigenverbrauchsleistung ist die außerhalb der Betriebszeit einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. ²
Energieträger	Alle Quellen oder Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist. ³
Engpass	Ein Engpass i. S. d. § 15 Absatz 2 StromNZV liegt vor, wenn netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 15 Absatz 1 StromNZV nicht dazu geführt haben, dass ein Engpass verhindert werden konnte, so dass eine marktorientierte, transparente und diskriminierungsfreie Bewirtschaftung der verfügbaren Leitungskapazität durch den Netzbetreiber vorzunehmen ist.
Engpassleistung	Diejenige Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z. B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag +/- ΔP abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Engpassleistung die elektrische Engpassleistung. ²
Erzeuger	Unternehmen, die Energieträger in elektrische Energie umwandeln. Sie stehen am Anfang der Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft. ⁴
Erzeugung	Produktion elektrischer Energie bzw. bei der Kraft-Wärme-Kopplung von elektrischer Energie und Nutzwärme. ²
Erzeugungseinheit	Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine Gas- und Dampf-Anlage, eine Windenergieanlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder ein Solarmodul handeln. ²
Explizite Auktion	Im Rahmen der expliziten Auktion wird die zur Verfügung stehende Kapazität an die Marktteilnehmer vergeben, die im Rahmen einer Auktion die höchsten Gebote für diese Kapazität abgegeben haben (vgl. ETSO, An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe, Mai 2006).
Freileitung	Oberirdisch, über Isolatoren an Stützpunkten (z. B. Masten) befestigte Leiterelemente (Leiteseile, isolierte Freileitungen) eines Elektrizitätsnetzes. Eine Freileitung besteht im Wesentlichen aus Masten, Leiteseilen, Isolatoren, Verbindungsteilen und Erdungen.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt. ¹
Grundversorger	Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Absatz 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Elektrizität durchführt. (vgl. § 1 Absatz 3 StromGVV)
Implizite Auktion	s. Market Coupling
Intra-Day Handel	Im Intra-Day-Handel der EEX werden Elektrizitätskontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. (vgl. www.eex.de)

noch 7.2

Begriff	Definition
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer bestimmt die Regelmäßigkeit, mit der elektrische Energie von dem Verbraucher im Laufe des Jahres aus dem Netz entnommen wird. Je höher die Dauer ist, umso mehr verteilt sich der Verbrauch regelmäßig auf die 8 760 Stunden des Jahres. Sie gibt die Zahl der Stunden an, in denen der Verbraucher seinen Jahresverbrauch bei ständiger Inanspruchnahme der seiner Jahreshöchstlast entsprechenden Leistung erreichen könnte (Jahresbenutzungsdauer = Jahresverbrauch dividiert durch Jahreshöchstlast). ⁵
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast. ⁵
Kabel	Unterirdisch, im Erdreich, in Schächten oder in Rohren verlegte, isolierte Leiter eines Elektrizitätsnetzes.
Letztverbraucher	Letztverbraucher i. S. d. Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur sind Kunden, die Energie aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ für den eigenen Verbrauch kaufen.
Market Coupling	Im Rahmen eines Market Coupling soll die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert werden. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Market Maker	Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität. ¹
Marktgebiet	Mehrere Lieferorte (ÜNB) werden zu einem Marktgebiet zusammengefasst, wenn es keine Übertragungsengpässe zwischen den Netzen dieser ÜNB gibt. Die Auktionspreise der Stundenkontrakte gleicher Lieferstunde aber verschiedenen Lieferortes (ÜNB) sind gleich, wenn sie dem gleichen Marktgebiet angehören. ¹
Nennleistung	Dauerleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein – bei Normalbedingungen gemäß den Fachnormen für Abnahmemessungen erreichbarer – Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung. ²
Nennzeit	Gesamte zusammenhängende Berichtszeitspanne, ohne jegliche Unterbrechung (Kalenderzeit, z. B. Tag, Monat, Quartal, Jahr). ²
Netting	Die Saldierung (durch die ÜNB) der auf einer engpassbehafteten Grenzkuppelleitung in gegenläufiger Richtung beanspruchten Kapazitäten, soweit dies technisch möglich ist, um diese Leitung bis zu ihrer maximalen Kapazität zu nutzen. (vgl. Artikel 6.5 Satz 1 EG-Verordnung 1228/2003)
Netto-Elektrizitätserzeugung	Die um ihren Betriebs-Eigenverbrauch verminderte Brutto-Elektrizitätserzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Elektrizitätserzeugung auf die Nennzeit. ²
Netto-Elektrizitätsverbrauch („Allgemeine Versorgung“)	Der Netto-Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ eines Landes ist die von den Verbrauchern umgesetzte elektrische Arbeit. Er ergibt sich als Summe aus den unmittelbaren Stromlieferungen an die Abnehmer. ²
Netto-Leistung	Die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird. ²

noch 7.2

Begriff	Definition
Netto-Netzentgelt inklusive Abrechnung	<p>Netzentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG, aber inklusive Entgelt für Abrechnung i. S. d. § 17 Absatz 7 StromNEV:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Abrechnung der Netznutzung – Ermittlung Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Absatz 1 StromNZV
Netzebene	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nummer 6 StromNEV)</p> <p>Niederspannung (NS) $\leq 1 \text{ kV}$</p> <p>Mittelspannung (MS) $> \text{ kV und } \leq 72,5 \text{ kV}$</p> <p>Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV und } \leq 125 \text{ kV}$</p> <p>Höchstspannung (HöS) $> 125 \text{ kV}$</p>
Netzverluste	<p>Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilungsnetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems (z. B. eines EVU) sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit.²</p>
Net Transfer Capacity (NTC)	<p>Netto Übertragungskapazität (berechnet sich aus Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin) (vgl. Transmission Code 2003)</p>
Ökostromprodukt	<p>Ein Elektrizitätsprodukt, das aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Elektrizitätsprodukt mit besonderer Relevanz des Anteils der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird. Hierbei nicht mit anzugeben ist der über alle weiteren Elektrizitätsprodukte vermarktete Anteil von regenerativ erzeugter Elektrizität.</p>
Peakload (Spitzenlast)	<p>Kennzeichnet das Lastprofil für Elektrizitätslieferung oder -bezug konstanter Leistung über 12 Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Wochentages (Montag bis Freitag) einer Lieferperiode.¹</p>
Phelix (Physical Electricity Index)	<p>Der Phelix-Baseload-Index ist der Durchschnitt der Preise aller 24 Stunden eines Tages für das Marktgebiet Deutschland/Österreich. Der Phelix-Peakload-Index berücksichtigt die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten (8.00 bis 20.00 Uhr). Der Phelix ist der Referenzpreis für Elektrizität in Deutschland und weiten Teilen Mitteleuropas. (vgl. www.eex.de)</p>
Redispatching	<p>Hierbei wird der Kraftwerkseinsatz (Dispatching) entsprechend bestehender oder drohender Netzengpässe an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, können die ÜNB die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigen.</p>
Schwarzstartfähigkeit	<p>Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung.</p>
Stromkreislänge	<p>Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden.</p>

noch 7.2

Begriff	Definition
Total Transfer Capacity (TTC)	Gesamte Übertragungskapazität (brutto) (vgl. Transmission Code 2003)
Transmission Reliability Margin (TRM)	Sicherheitsmarge (vgl. Transmission Code 2003)
Umspannebene	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nummer 7 StromNEV).</p> <p>Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.</p>
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Verschiebungsfaktor	Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ist der Kosinus des Phasenwinkels zwischen den Sinusschwingungen der Spannung und des Stroms. Er kann auch als Verhältnis der Wirkleistung zur Scheinleistung bezeichnet werden und ist ein Maß für den Umfang der Blindleistungsbeanspruchung. Man unterscheidet zwischen kapazitiver und induktiver Blindleistung. Eilt die Sinusschwingung des Stromes der Sinusschwingung der Spannung voraus, spricht man von kapazitiver Blindleistung, im umgekehrten Fall von induktiver Blindleistung.
Zählpunkt	<p>Netzpunkt, an dem der Energiefluss messtechnisch erfasst wird. Es sind die Zählpunkte zu berücksichtigen, die eine Zählpunktbezeichnung gemäß Metering Code besitzen oder besitzen sollten.</p> <p>Im Falle einer nicht einheitlichen Möglichkeit der Zuweisung der Zählpunkte ist Anlage 2 des Metering Codes zu beachten.</p> <p>Zählpunkte mit Leerstand sind zu berücksichtigen.</p>

Quellen Definitionsliste:

- ¹ EEX: Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, Dokumentversion 0001B, Leipzig, 28. April 2006
- ² VDEW: Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 1, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 7. Ausgabe 1999
- ³ Statistisches Bundesamt: Energie in Deutschland, Wiesbaden, 2006
- ⁴ VDEW: Leitfaden „Stromkennzeichnung“, Umsetzungshilfe für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Erzeuger und Lieferanten von Strom zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung, Berlin, 14. Oktober 2005
- ⁵ Europäische Gemeinschaften: Elektrizitätspreise, Daten 1990 bis 2003, Luxemburg, 2003

7.3 Gas

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 GasNZV und § 2 GasNEV. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Anschlüsse	Anschlüsse sind Netzanschlüsse nach § 5 NDAV und Einbindungen von neuen Rohrleitungen, die als Anschlussverbindungen verstanden werden. Anschlüsse sind im Sinne dieser Definition auch Einbindungen von Rohrleitungen, die für die Versorgung industrieller Kunden, Kraftwerke etc. dienen.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Arbeitsgasvolumen	Anteil vom maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen (siehe Definition maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).
Ausgleichsenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und/oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen (vgl. § 3 Nummer 1b EnWG).
Austauschgas	Austauschgase sind Gasgemische, die trotz ihrer vom Grundgas abweichenden Zusammensetzung und ggf. abweichenden Kenndaten bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen. Sie werden anstelle des Grundgases eingesetzt.
Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge). (vgl. Eurostat) ¹
Bilanzzone	Innerhalb der Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisepunkte einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Gasbereich entspricht die Bilanzzone den Marktgebieten. Somit können alle Ein- und Ausspeisepunkte aller Netze oder Netzbereiche, welche diesem Marktgebiet zugeordnet sind einem Bilanzkreis angehören. (vgl. § 3 Nummer 10b EnWG)
Bruchteilseigentum	Leitungsabschnitte, deren Kapazitäten (per Eigentum, o. Ä.) zwischen zwei oder mehreren Netzbetreibern aufgeteilt sind und über die der Netzbetreiber nur anteilig neben Dritten verfügt.
Churn-Rate	Bezeichnet das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge und ist damit ein Maß für Liquidität an Energiebörsen oder anderen Handelsplattformen.
Eigenverbrauch	Gasverbrauch zur technischen Aufrechterhaltung des Betriebes, d. h. zu Zwecken der Gaserzeugung, der Gasspeicherung und des Gastransports.
Einspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus (im Erhebungszeitraum) ausgewiesenen Teilnetzen, Netzbereichen, Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Entbündelte Speicherdienstleistungen	Produkte, bei denen Arbeitsvolumen, Einspeise- und Ausspeiserate getrennt vermarktet werden.

noch 7.3

Begriff	Definition
Entgelt für Abrechnung	<p>Gemäß § 15 Absatz 7 GasNEV:</p> <p>Für leistungsgemessene Ausspeisepunkte ist jeweils getrennt nach Hoch-, Mittel- und Niederdruck ein Entgelt für die Abrechnung festzulegen.</p> <p>Für Ausspeisepunkte ohne Leistungsmessung ist ebenfalls ein Entgelt für die Abrechnung zu erheben.</p> <p>Die Entgelte sind jeweils für jeden Ausspeisepunkt festzulegen.</p>
Entgelt für Messung	<p>Gemäß § 15 Absatz 7 GasNEV:</p> <p>Für leistungsgemessene Ausspeisepunkte ist jeweils getrennt nach Hoch-, Mittel- und Niederdruck ein Entgelt für die Messung festzulegen. Für Ausspeisepunkte ohne Leistungsmessung ist ebenfalls ein Entgelt für die Messung zu erheben.</p> <p>Die Entgelte sind jeweils für jeden Ausspeisepunkt festzulegen.</p>
Entgelt für Messstellenbetrieb	Die Entgelte für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messeinrichtung (i. S. d. § 21b EnWG) im Hochdruckleitungsnetz/Mitteldruckleitungsnetz/Niederdruckleitungsnetz an Ausspeisepunkten mit Leistungsmessung/ohne Leistungsmessung bzw. für Zusatzgeräte.
FCFS-Methoden	Der erste Nachfrager wird zuerst bedient. Er erhält die Kapazitäten in Höhe seiner Anfrage, wenn sie erfüllbar ist. First come first served/First committed first served.
Fertigstellung/ Inbetriebnahme	Der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte (Gasleitung steht bis zum Absperrhahn unter Druck).
Grundversorger	Gasversorgungsunternehmen, das nach § 36 Absatz 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas durchführt. (vgl. § 1 Absatz 3 GasGVV)
H-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ .
Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeisepkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
Lieferant	Ein Unternehmen, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Gas ausgerichtet ist.
Marktgebiets- aufspannender Netzbetreiber	Der Fernleitungsnetzbetreiber, der das oberste Leitungsnetz in einem Marktgebiet betreibt. Sinngemäß gilt dies auch, wenn mehrere Netzbetreiber gemeinschaftlich ein Marktgebiet aufspannen.
Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen	Das Gesamtvolumen des Speichers abzüglich des benötigten Kissengases.
Netto-Netzentgelt inklusive Abrechnung	<p>Netzentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe, aber inklusive Entgelt für Abrechnung i. S. d. § 15 Absatz 7 GasNEV:</p> <p>– Abrechnung der Netznutzung</p>
Netzzugangs- verweigerung	Ablehnende Antwort oder abänderndes Vertragsangebot durch den Netzbetreiber auf eine verbindliche Netzzugangsanfrage.

noch 7.3

Begriff	Definition
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden (s. § 27 Absatz 1 GasNZV).
Normkubikmeter Nm ³	Normkubikmeter ist nach § 2 Nummer 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Open-Season-Verfahren	Verfahren der Bedarfsabfrage des Marktes nach Kapazitäten einer neuen bzw. auszubauenden Gasinfrastruktur. Sie beinhaltet den Abschluss verbindlicher Kapazitätsverträge. Leitlinien für transparente und diskriminierungsfreie Open-Season-Verfahren wurden durch die ERGEG mit den „Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures“ (GGPOS) erstmals aufgestellt.
Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissengas aus.
Physikalischer Netzengpass	Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt.
Pro-Rata	Die jeweilige Quote, die die Nachfrager eines knappen Angebots erhalten, wird ermittelt, indem der jeweilige Anteil an der Gesamtnachfrage berechnet und anschließend dieser Prozentsatz als Anteil vom tatsächlich verfügbaren Angebot zugeteilt wird.
Regelenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft und zur Regelung und Steuerung der Netze im Marktgebiet eingesetzt.
Rucksackprinzip	Ein neuer Lieferant kann die Übertragung von Kapazitäten zur Versorgung eines Letztverbrauchers unter den Voraussetzungen des § 9 Absatz 7 GasNZV vom Altlieferanten verlangen.
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.
Stammdaten	Grunddaten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählernummer.
Untertagespeicher	Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.
Übertagespeicher	Dies sind insbesondere Röhrenspeicher und Kugelspeicher.
Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG:	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Virtueller Punkt (VP, auch virtueller Handlungspunkt genannt)	Um die Gashandels- und Gastransportgeschäfte innerhalb des Zwei-Vertrags-Modells darzustellen wird der VP als Bezugspunkt für die Abwicklung verwendet. Mit der Gaseinspeisung in ein Marktgebiet steht das Gas am VP dieses Marktgebietes zur Verfügung und kann dort beliebig gehandelt werden.
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss zu Abrechnungszwecken messtechnisch erfasst wird
Zertifiziertes technisches Sicherheitsmanagement	Das technische Sicherheitsmanagement eines Netzbetreibers, das von einer unabhängigen externen Stelle zertifiziert ist und durch regelmäßige Audits überprüft wird.

noch 7.3

Begriff	Definition
Zweivertragsmodell	Im § 20 Absatz 1b EnWG gefordertes Verfahren, den Gastransport innerhalb einer Bilanzzone (Marktgebiet) mit zwei Verträgen gegenüber den Transportkunden abzuwickeln: Einem Einspeisevertrag in das Marktgebiet und einem Ausspeisevertrag zu Letztverbrauchern in diesem Marktgebiet oder einem buchbaren Ausspeisepunkt an der Marktgebietsgrenze.
Zwischengelagerter Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber, welcher einem anderen, z. B. einem marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber, nachgelagert und i. d. R. zusätzlich einem Verteilernetzbetreiber vorgelagert ist.
Zusatzgas	Zusatzgase sind Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzter Menge zur Ergänzung der Gasdarbietung oder zur Verwertung örtlich verfügbarer Gase zugesetzt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten des Gemisches die Höhe des Zusatzes.

¹ Europäische Gemeinschaften: Gaspreise, Daten 1990 bis 2003, Luxemburg, 2003

8 Abkürzungsverzeichnis**A**

Aequamus:	Aequamus GmbH
AGV:	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ACER:	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ARegV:	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechV:	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus

B

BAFA:	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
bayernets:	bayernets GmbH
BBA:	Basisbilanzausgleich
BAFin:	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BDEW:	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGBI.:	Bundesgesetzblatt
BGH:	Bundesgerichtshof
BKV:	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi/Bundeswirtschaftsministerium:	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
bne:	Bundesverband Neuer Energieanbieter
BuG:	Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

C

CAIDI:	Customer Average Interruption Duration Index
CAO:	Central Allocation Office GmbH
CASC-CWE:	Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market
CEER:	Council of European Energy Regulators
CESR:	Committee of European Securities Regulators
ct:	Cent

D

DEA:	Data Envelopment Analysis (Dateneinhüllungsanalyse)
DIN:	Deutsches Institut für Normung e.V.
DVGW:	Deutscher Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.

E

ECC:	European Commodity Clearing AG
EDIFACT:	(United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport
EECS:	European Energy Certificate System
EEG:	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEG-Strom:	Die nach dem EEG vergütete Elektrizität
EEX:	European Energy Exchange AG
EG:	Europäische Gemeinschaft

EGT:	E.ON Gastransport GmbH
EGT VP:	E.ON Gastransport Virtueller Handelspunkt H-Gas, Handelsplatz im Marktgebiet E.ON Gastransport H-Gas
eHZ:	elektronischer Haushaltszähler
EMCC:	European Market Coupling Company GmbH
EnBW TNG:	EnBW Transportnetze AG
Eni D:	Eni Gas Transport Deutschland GmbH S. p. A.
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG:	Energiewirtschaftsgesetz
E.ON:	E.ON AG
E.ON Gastransport:	E.ON Gastransport GmbH
E.ON Netz:	E.ON Netz GmbH
Erdgas Münster Transport:	Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG
ERGEG:	European Regulators Group for Electricity and Gas
Eurostat:	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU:	Energieversorgungsunternehmen
EWE Netz:	EWE Netz GmbH
EXAA:	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG

F

FIS:	Financial Services Working Group
FNB:	Fernleitungsnetzbetreiber (Gas)
FTP:	File Transfer Protocol

G

GABi Gas:	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasNEV:	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV:	Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL:	GASPOOL Balancing Services GmbH
Gasunie Deutschland Transport Services:	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
Gas-Union Transport:	Gas-Union Transport & Co. KG
GeLi Gas:	Festlegung zu Geschäftsprozessen für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GPKE:	Festlegung zu Geschäftsprozessen für Kundenbelieferung mit Elektrizität
GRTgaz:	GRTgaz Deutschland GmbH
GUS:	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
GVS Netz:	GVS (Gasversorgung Süddeutschland) Netz GmbH
GW:	Gigawatt
GWB:	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh:	Gigawattstunde
GWJ:	Gaswirtschaftsjahr

H

h:	Stunde
HHI:	Herfindahl-Hirschman-Index
HoBA:	Horizontaler Belastungsausgleich
HöS:	Höchstspannung
HS:	Hochspannung
HTWK:	Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur

I

IFG:	Informationsfreiheitsgesetz
IMICA:	Improved Modelling for Infrastructure Cost Allocation

K

km	Kilometer
KoV III:	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Absatz 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 29. Juli 2008
KraftNAV:	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
kV:	Kilovolt
kW:	Kilowatt
kWh:	Kilowattstunde
kWh/h:	Kilowattstunde pro Stunde
KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG:	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

L

BEG:	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen
LNG:	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas

M

m ² :	Quadratmeter
m ³ /h:	Kubikmeter pro Stunde
MDE:	Mobile Datenerfassung
MessZV:	Messzugangsverordnung
Mio.:	Million
MR:	Minutenreserve
Mrd.:	Milliarde
MRL:	Minutenreserveleistung
MS:	Mittelspannung
MW:	Megawatt
MWh:	Megawattstunde
MWh/km ² :	Megawattstunde pro Quadratkilometer

N

NAV:	Niederspannungsanschlussverordnung
NBP:	National Balancing Point, Handelsplatz in UK
NDAV:	Niederdruckanschlussverordnung
neg.:	negativ
NCG:	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NKP:	Netzkoppelpunkte
Nm ³ :	Normkubikmeter
Nm ³ /h:	Normkubikmeter pro Stunde
NS:	Niederspannung
NTC:	Net Transfer Capacity

O

OLG:	Oberlandesgericht
ONTRAS – VNG Gastransport:	ONTRAS – VNG Gastransport GmbH
OTC:	Over the counter
OWP:	Offshore-Windpark

P

pos.:	positiv
PV-Anlagen:	Photovoltaikanlagen

R

RECS:	Renewable Energy Certificate System
rLM:	registrierende Lastgang-/Leistungsmessung
RWE:	RWE AG
RWE TSO:	RWE Transportnetz Strom GmbH; seit 01. September 2009 Amprion GmbH
RWE Transport- netz Gas:	RWE Transportnetz Gas GmbH; seit 24. Juli 2009 Thyssengas GmbH

S

SAIDI:	System Average Interruption Duration Index
SFA:	Stochastic Frontier Analysis (Stochastische Effizienzgrenzenanalyse)
SLP:	Standardlastprofil
SRL:	Sekundärregelleistung
StromGVV:	Stromgrundversorgungsverordnung
StromNEV:	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV:	Stromnetzzugangsverordnung

T

TJ:	Terajoule
Thyssengas:	Thyssengas GmbH
trac-x:	transport capacity exchange

TSO:	Transmission System Operator
TTF:	Title Transfer Facility, Handelsplatz in den Niederlanden
TU:	Technische Universität
TWh:	Terawattstunde
TWh/h:	Terawattstunde pro Stunde

U

UCTE:	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜTS:	Übertagespeicher
UGS:	Untergrundspeicher/Untertagespeicher
ÜNB:	Übertragungsnetzbetreiber (Elektrizität)

V

VAN:	Value added network
Vattenfall:	Vattenfall Europe AG
VDN:	ehemaliger Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (nunmehr BDEW)
VE-T:	Vattenfall Europe Transmission GmbH
VHP NCG:	Virtueller Handlungspunkt NetConnect Germany
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU:	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB:	Verteilernetzbetreiber
VNG:	Verbundnetz Gas AG
VP:	Virtueller Handlungspunkt

W

WAR:	Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen
WEG:	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
WIBERA:	WIBERA WIRtschaftsberatung AG
Wingas Transport:	Wingas Transport GmbH & Co. KG

Z

Zeebrugge:	Hub Zeebrugge, Handelsplatz in Belgien
------------	----------------------------------------

9 Zitierte Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur

vor 2008

1. März 2006 Gemeinsame Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6 bis 10 EnWG
26. Juni 2007 Untersagung der Belieferung gemäß § 5 Satz 4 EnWG (Az. BK6-07-008; ASCARD GmbH, Pennystrom)
11. Juli 2006 Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (Az. BK6-06-009, GPKE)
20. August 2007 Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas (Az. BK7-06-067, GeLi Gas)

2008

Leitfaden/Auslegungsgrundsätze

21. Oktober 2008 Konkretisierung der gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6 bis 10 EnWG
29. Januar 2008 Leitfaden für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber [aktualisiert am 23. Juni 2008 „Version 1.1“]
19. Dezember 2008 Leitfaden zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 StromNEV 2009

Entscheidungen

28. Mai 2008 Festlegung in Sachen Ausgleichleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u. a.) [Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor – GABi Gas]
17. Dezember 2008 Allgemeinverfügung nach § 52 Satz 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 Satz 1 EnWG – Gas

Berichte/Gutachten

8. Januar 2008 Bericht gemäß § 63 Absatz 4a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber
5. Februar 2008 Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)
- April 2008 Statistikbericht Jahresendabrechnung 2006 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

2009

Leitfaden/Positionspapier/Auslegungsgrundsätze

5. Januar 2009 Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung – Elektrizität
12. März 2009 Leitlinien für Innovation und Wettbewerb mit intelligenten Zählern
- Mai 2009 Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Absatz 4 Nr. 1 i. V. m. § 10 ARegV
15. Mai 2009 Leitfäden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 Absatz 3 ARegV im Bereich Elektrizität und Gas
22. Mai 2009 Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt (Eckpunktepapier)
- Oktober 2009 Leitfaden zur Findung sachgerechter Sonderregelungen in den Fällen der Kostenwälzung nach § 14 Absatz 2 S. 3 StromNEV
2. Oktober 2009 Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Absatz 2a EnWG – Elektrizität

Entscheidungen

25. Februar 2009 Freistellung von der Regulierung (Az. BK7-08-009; BK7-08-010)
[Änderungsbeschlüsse jeweils vom 7. Juli 2009]
10. März 2009 Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung betreffend das Verfahren zu Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (Az. BK6-08-183a) – Elektrizität
12. Mai 2009 Festlegung zum Bilanzkreis für Energie nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (Az. BK6-08-226) – Elektrizität
10. Juni 2009 Festlegung von Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (Az. BK6-07-002)
28. August 2009 Verfahren wegen Umsetzung der rechtlichen und operationellen Entflechtung, §§ 7 und 8 EnWG (Az. BK6-07-031; BK6-06-062)
10. August 2009 Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung betreffend die Beschaffung von Lastflusszusagen für die Marktgebietskooperation NetConnect Germany (Az. BK7- 09-003) – Gas
19. Mai 2009 Besondere Missbrauchsaufsicht nach § 31 Absatz 1 EnWG – Stadtwerke Bühl GmbH./EnBW Regional AG (Az. BK8-07/029) – Elektrizität
11. August 2009 Besonderes Missbrauchsverfahren gemäß § 31 EnWG i. V. m. § 19 Absatz 3 StromNEV – MD Papier GmbH ./ E.ON Bayern AG (Az. BK4-08-482) – Elektrizität

Berichte/Gutachten

- Jan. 2008/Juni 2009 Standardlastprofile (SLP) für unterbrechbare, temperaturabhängige Verbrauchseinrichtungen (Heizstrommarkt)
31. Juli 2009 Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2007 nach dem EEG
2. Oktober 2009 Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten (Einsatz von Regelenergie) – Elektrizität

10 Mitglieder und stellvertretende Mitglieder des Beirates bei der Bundesnetzagentur

Stand: 22. September 2009

Vorsitzender

Ulrich Junghanns Vorsitzender des Beirates bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Postfach 80 01 53105 Bonn	Ulrich Junghanns Minister für Wirtschaft des Landes Brandenburg Heinrich-Mann-Allee 107 14460 Potsdam
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Stellvertretender Vorsitzender

Klaus Barthel, MdB Platz der Republik 1 11011 Berlin	
------------------------------------------------------------	--

Geschäftsstelle

Beirat bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – Geschäftsstelle – Postfach 80 01 53105 Bonn	Ansprechpartnerin: Elisabeth Kopp Tel.: 0228 144569 Fax: 0228 146456
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------

Hinweis: Dieses Verzeichnis wird bei Veränderungen aktualisiert und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Mitglieder und stellvertretende Mitglieder aus dem Bundestag

Mitglied	Stellvertreter
Adam , Ulrich Platz der Republik 1 11011 Berlin	Schröder , Dr. Ole Platz der Republik 1 11011 Berlin
Bareiß , Thomas Platz der Republik 1 11011 Berlin	Deittert , Hubert Platz der Republik 1 11011 Berlin
Kaster , Bernhard Platz der Republik 1 11011 Berlin	Lämmel , Andreas G. Platz der Republik 1 11011 Berlin
Krogmann , Dr. Martina Platz der Republik 1 11011 Berlin	Wegner , Kai Platz der Republik 1 11011 Berlin
Pfeiffer , Dr. Joachim Platz der Republik 1 11011 Berlin	Meister , Dr. Michael Platz der Republik 1 11011 Berlin
Singhammer , Johannes Platz der Republik 1 11011 Berlin	Dobrindt , Alexander Platz der Republik 1 11011 Berlin
Barthel , Klaus Platz der Republik 1 11011 Berlin	Dressel , Dr. Carl-Christian Platz der Republik 1 11011 Berlin
Dörmann , Martin Platz der Republik 1 11011 Berlin	Lösekrug-Möller , Gabriele Platz der Republik 1 11011 Berlin
Hempelmann , Rolf Platz der Republik 1 11011 Berlin	Hovermann , Eike Platz der Republik 1 11011 Berlin
Kelber , Ulrich Platz der Republik 1 11011 Berlin	Zöllmer , Manfred Platz der Republik 1 11011 Berlin
Berg , Ute Platz der Republik 1 11011 Berlin	Krüger , Dr. Hans-Ulrich Platz der Republik 1 11011 Berlin
Wolff , Waltraud Platz der Republik 1 11011 Berlin	Bierwirth , Petra Platz der Republik 1 11011 Berlin
Kopp , Gudrun Platz der Republik 1 11011 Berlin	Otto , Hans-Joachim Platz der Republik 1 11011 Berlin
Brüderle , Rainer Platz der Republik 1 11011 Berlin	Friedrich , Horst Platz der Republik 1 11011 Berlin
Hill , Hans-Kurt Platz der Republik 1 11011 Berlin	Bulling-Schröter , Eva Platz der Republik 1 11011 Berlin
Andreae , Kerstin Platz der Republik 1 11011 Berlin	Höhn , Bärbel Platz der Republik 1 11011 Berlin

Mitglieder und stellvertretende Mitglieder aus dem Bundesrat

Mitglied	Stellvertreter
Pfister, Ernst Minister für Wirtschaft des Landes Baden-Württemberg Theodor-Heuss-Str. 4 70174 Stuttgart	Drautz, Richard Staatssekretär im Ministerium für Wirtschaft des Landes Baden-Württemberg Theodor-Heuss-Str. 4 70174 Stuttgart
Zeil, Martin Bayerischer Staatsminister für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie 80525 München	Hessel, Katja Staatssekretärin im Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie 80525 München
Wolf, Harald Bürgermeister und Senator für Wirtschaft, Technologie und Frauen des Landes Berlin 10820 Berlin	Nehring-Venus, Almuth Staatssekretärin bei der Senatsverwaltung für Wirtschaft, Technologie und Frauen des Landes Berlin 10820 Berlin
Junghanns, Ulrich Minister für Wirtschaft des Landes Brandenburg Heinrich-Mann-Allee 107 14460 Potsdam	Richter, Michael Ministerialdirigent und Amtschef im Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg Heinrich-Mann-Allee 107 14460 Potsdam
Nagel, Ralf Senator für Wirtschaft und Häfen der Freien Hansestadt Bremen Postfach 101529 28015 Bremen	Loske, Dr. Reinhard Senator für Umwelt, Bau, Verkehr und Europa der Freien Hansestadt Bremen Ansgaritorstr. 2 28195 Bremen
Gedaschko, Axel Präses der Behörde für Wirtschaft und Arbeit und Senator der Freien und Hansestadt Hamburg Postfach 112109 20421 Hamburg	von Welck, Prof. Dr. Karin Präses der Behörde für Kultur, Sport und Medien und Senatorin der Freien und Hansestadt Hamburg Hohe Bleichen 22 20354 Hamburg
Posch, Dieter Staatsminister im Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung Postfach 3129 65021 Wiesbaden	Saebisch, Steffen Staatssekretär im Hessischen Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung Postfach 3129 65021 Wiesbaden
Seidel, Jürgen Minister für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus des Landes Mecklenburg-Vorpommern 19048 Schwerin	Rudolph, Dr. Stefan Staatssekretär im Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus des Landes Mecklenburg-Vorpommern 19048 Schwerin
Rösler, Dr. Philipp Minister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr des Landes Niedersachsen Postfach 101 30001 Hannover	Sander, Hans-Heinrich Minister für Umwelt und Klimaschutz des Landes Niedersachsen Postfach 4107 30041 Hannover

n o c h Mitglieder und stellvertretende Mitglieder aus dem Bundesrat

Mitglied	Stellvertreter
<p>Krautscheid, Andreas Minister für Bundesangelegenheiten, Europa und Medien des Landes Nordrhein-Westfalen 40190 Düsseldorf</p>	<p>Baganz, Dr. Jens Staatssekretär im Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen Haroldstr. 4 40213 Düsseldorf</p>
<p>Stadelmaier, Martin Staatssekretär Chef der Staatskanzlei des Landes Rheinland-Pfalz Postfach 3880 55028 Mainz</p>	<p>N. N. Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau des Landes Rheinland-Pfalz Postfach 3269 55022 Mainz</p>
<p>Rippel, Joachim Minister für Wirtschaft und Wissenschaft des Saarlandes Postfach 100941 66009 Saarbrücken</p>	<p>Ege, Dr. Christian Staatssekretär im Ministerium für Wirtschaft und Wissenschaft des Saarlandes Postfach 100941 66009 Saarbrücken</p>
<p>Jurk, Thomas Staatsminister für Wirtschaft und Arbeit des Freistaates Sachsen Postfach 100329 01073 Dresden</p>	<p>Mangold, Dr. Hartmut Staatssekretär im Ministerium für Wirtschaft und Arbeit des Freistaates Sachsen Postfach 100329 01073 Dresden</p>
<p>Haseloff, Dr. Reiner Minister für Wirtschaft und Arbeit des Landes Sachsen-Anhalt Postfach 391144 39135 Magdeburg</p>	<p>Pleye, Thomas Staatssekretär im Ministerium für Wirtschaft und Arbeit des Landes Sachsen-Anhalt Postfach 391144 39135 Magdeburg</p>
<p>Biel, Dr. Jörn Minister für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein Postfach 7128 24171 Kiel</p>	<p>de Jager, Jost Staatssekretär im Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein Postfach 7128 24171 Kiel</p>
<p>Reinholz, Jürgen Minister für Wirtschaft, Technologie und Arbeit des Freistaates Thüringen Postfach 900225 99105 Erfurt</p>	<p>Juckenack, Prof. Dr. Christian C. Staatssekretär im Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Arbeit des Freistaates Thüringen Postfach 900225 99105 Erfurt</p>

11 Mitglieder des Wissenschaftlichen Arbeitskreises für Regulierungsfragen

<p>Prof. Dr. Dres. h. c. Arnold Picot Universität München Institut für Information, Organisation und Management Ludwigstraße 28 80539 München</p>	<p>Prof. Dr. Juergen B. Donges Institut für Wirtschaftspolitik an der Universität zu Köln Pohligstr. 1 50969 Köln</p>
<p>Prof. Dr. Torsten J. Gerpott Gerhard Mercator Universität Duisburg Fachbereich für Wirtschaftswissenschaft Lotharstr. 65 47057 Duisburg</p>	<p>Prof. Dr. Ludwig Gramlich Technische Universität Chemnitz Professur für öffentliches Recht und Öffentliches Wirtschaftsrecht Reichenhainer Str. 39 09126 Chemnitz</p>
<p>Prof. Dr. Herbert Kubicek Universität Bremen Fachbereich 3: Mathematik und Informatik Bibliothekstr. 1 28359 Bremen</p>	<p>Dr. Karl-Heinz Neumann Geschäftsführer und Direktor des (WIK) Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH Postfach 20 00 53588 Bad Honnef <i>oder</i> Rhöndorfer Str. 68 53604 Bad Honnef</p>
<p>Prof. Dr. Charles B. Blankart Humboldt-Universität zu Berlin Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät Institut für öffentliche Wirtschaft und Wirtschaftspolitik Spandauer Str. 1 10178 Berlin</p>	<p>Univ.-Prof. Dr. Bernd Holznagel, LL.M. Direktor des Instituts für Informations-, Telekommunikations- und Medienrecht (ITM) Öffentlich-rechtliche Abteilung Leonardo-Campus 9 48149 Münster</p>
<p>Prof. Dr.-Ing. Peter Vary Institut für Nachrichtengeräte und Datenverarbeitung RWTH Aachen 52056 Aachen</p>	<p>Univ.-Prof. Dr. Dr. Franz Jürgen Säcker Freie Universität Berlin Fachbereich Rechtswissenschaft Institut für deutsches und europäisches Wirtschafts-, Wettbewerbs-, und Energierecht Boltzmannstraße 3 14195 Berlin</p>
<p>Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich Leiter des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) Schinkelstraße 6 52056 Aachen</p>	<p>Seminar für Rechnungswesen und Prüfung Ludwig-Maximilians-Universität Ludwigstr. 28 RG 80539 München</p>
<p>Prof. Dr. Wolfgang Ströbele Universität Münster Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie Universitätsstr. 14–16 48143 Münster</p>	

