

## Unterrichtung durch die Bundesregierung

### Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung durch das Energiewirtschaftsgesetz

#### Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>A. Bilanz</b> .....	4
I. Der neue Ordnungsrahmen .....	4
II. Die ersten Erfahrungen .....	4
III. Die eingeleiteten Maßnahmen .....	4
<b>B. Handlungsempfehlungen</b> .....	6
<b>C. Allgemeine Erfahrungen mit der Regulierung der Energie- versorgungsnetze seit Inkrafttreten des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts</b> .....	7
I. Die Ausgangssituation: Selbständige Marktebenen nach Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes .....	8
II. Die bisherige Weiterentwicklung der normativen Grundlagen .....	8
III. Zeitliche Aspekte der Umsetzung des neuen Ordnungsrahmens .....	9
IV. Sachlich überholte Evaluierungsaufträge .....	9
1. Anreizregulierung (§ 112 Satz 3 Nr. 1 EnWG) .....	9
2. Notwendigkeit einer Ermächtigung zum Erlass einer Rechts- verordnung für die Planung des Verteilernetzausbaus (§ 112 Satz 3 Nr. 4 EnWG) .....	10
<b>D. Weichenstellungen zur Struktur der Übertragungs- netzbetreiber</b> .....	10
<b>E. Evaluierung nach § 112 Satz 3 EnWG</b> .....	11
I. Auswirkungen auf die Letztverbraucher (§ 112 Satz 3 Nr. 3 EnWG) .....	11

	Seite
1.    Transparenz und Zusammensetzung der Strom- und Gaspreise . . . .	11
a)   Die Höhe der Preisbestandteile . . . . .	11
b)   Bisherige Erfahrungen bei den Netzentgelten . . . . .	13
c)   Getrennte Ausweisung der Netzentgelte in Energielieferverträgen . .	13
d)   Umsetzung des Artikel 13 Abs. 2 und 3 der EDL-Richtlinie . . . . .	14
2.    Möglichkeiten zum Lieferantenwechsel . . . . .	14
3.    Verbrauchszähler und Messung . . . . .	14
a)   Überprüfung der Messpreise im Rahmen der Netzentgeltregulierung	15
b)   Technische Aspekte und Mindestanforderungen im Vertrag zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber . . . . .	15
c)   Öffnung für Wettbewerb . . . . .	16
II.   Auswirkungen auf die Umweltverträglichkeit der Energie- versorgung (§ 112 Satz 3 Nr. 2 EnWG) . . . . .	17
III.   Bedingungen der Beschaffung und des Einsatzes von Aus- gleichsenergie im Strombereich (§ 112 Satz 3 Nr. 5 EnWG) . . . . .	17
IV.   Umsetzbarkeit von Vorschlägen zur Entwicklung eines netz- übergreifenden Regelzonenmodells bei Elektrizitätsver- sorgungsnetzen (§ 112 Satz 3 Nr. 6 EnWG) . . . . .	18
1.    Status quo . . . . .	19
2.    Das Für und Wider eines Zusammenschlusses zu einer Regelzone . .	19
a)   Das Phänomen des Gegeneinanderregelns . . . . .	19
b)   Netzstabilität . . . . .	19
c)   Netzführung . . . . .	19
d)   Beschaffung sonstiger Systemdienstleistungen . . . . .	20
e)   Investitionsplanung . . . . .	20
f)   Lastflussberechnung . . . . .	20
g)   Bilanzkreisführung und Teilnahme an Regelenergiemärkten . . . . .	20
h)   Entstehen innerdeutscher Engpässe durch gemeinsame Aus- schreibung von Regelenergie . . . . .	20
i)   Koordinierter Einsatz von Regelenergie . . . . .	20
j)   Regulatorischer Aufwand . . . . .	21
3.    Strukturwandel durch Regionale Netzbetreiber? . . . . .	21
4.    Handlungsbedarf . . . . .	21
V.    Möglichkeit zur Einführung eines einheitlichen Marktgebiets bei Gasversorgungsnetzen (§ 112 Satz 2 Nr. 3 EnWG) und Aspekte der Gasnetzentgeltregulierung . . . . .	21
1.    Netzzugang und Einführung eines einheitlichen Marktgebiets . . . . .	21
a)   Status quo . . . . .	21
b)   Ansätze zur Reduzierung der Marktgebiete . . . . .	22
c)   Handlungsbedarf . . . . .	22
2.    Aspekte der Gasnetzentgeltregulierung . . . . .	22
a)   Umsetzung des § 20 Abs. 1b Satz 6 EnWG in der GasNEV . . . . .	22
b)   Regelungen des § 3 GasNEV zum Vorhandensein tatsächlichen oder potentiellen Leitungswettbewerbes zwischen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern . . . . .	23
VI.   Wettbewerb bei Gasspeichern (§ 112 Satz 3 Nr. 7 EnWG) . . . . .	23
1.    Hintergrund . . . . .	23
2.    Status quo . . . . .	24
3.    Handlungsbedarf . . . . .	24

	Seite
VII. Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas (§ 112 Satz 3 Nr. 7 EnWG) .....	24
1. Hintergrund .....	24
2. Status quo .....	24
3. Handlungsbedarf .....	25

## A. Bilanz

Der vorliegende Bericht evaluiert die Erfahrungen mit der Regulierung der Energieversorgungsnetze seit Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes am 13. Juli 2005<sup>1</sup> (EnWG). Er beruht auf dem gesetzlichen Auftrag des § 112 EnWG.

### I. Der neue Ordnungsrahmen

Das EnWG sowie Rechtsverordnungen zum Netzzugang und zu Netzentgelten haben im Jahre 2005 grundlegend neue Rahmenbedingungen für die leitungsgebundene Energiewirtschaft geschaffen. Damit wurden die Binnenmarktlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG in nationales Recht umgesetzt. Zu den zentralen Neuerungen gehören:

- Auf Bundes- und Landesebene sind Regulierungsbehörden eingerichtet worden, die nach dem Vorbild der allgemeinen Kartellbehörden organisiert sind. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist, wie das Bundeskartellamt, eine selbständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und trifft justizähnliche Entscheidungen.
- Vorschriften zur gesellschaftsrechtlichen, organisatorischen, informationellen und buchhalterischen Entflechtung sollen die Neutralität des Netzbetreibers gewährleisten.
- EnWG und Netzzugangsverordnungen enthalten die rechtlichen Grundlagen für einen diskriminierungsfreien und transparenten Zugang zu den Energieversorgungsnetzen.
- Die Netzentgelte unterliegen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörden. Sie werden nach kosten- und effizienzorientierten Kriterien gebildet.

### II. Die ersten Erfahrungen

Die neuen Rahmenbedingungen zeigen bereits Erfolge, allerdings auch noch einige Defizite, wobei der Erfahrungszeitraum relativ kurz ist.

Im Rahmen der ersten bundesweiten Genehmigungsrunde wurden die von den Netzbetreibern zunächst beantragten Entgelte teilweise erheblich gekürzt. Dadurch sind die durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland, insbesondere auch für die Belieferung von Haushaltskunden, im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Bei den oberen Spannungsebenen ist im Strombereich allerdings für die Zukunft ein auch gegenläufiger Trend zu befürchten.

Eine ex-ante-Genehmigung der Entgelte der Betreiber der überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber findet derzeit nicht statt. Sofern die Fernleitungsnetzbetreiber tatsächlichem oder potentielltem Leitungswettbewerb ausgesetzt sind, dürfen sie ihre Entgelte marktorientiert bilden.

Ob die Voraussetzungen für diese Annahme erfüllt sind, ist von der BNetzA zu prüfen. Bis zu einer Entscheidung der BNetzA über das Vorliegen von Leitungswettbewerb dürfen die Unternehmen, die das Vorliegen von Leitungswettbewerb bei der BNetzA angezeigt haben, die bisherigen Entgelte beibehalten. Der Abschluss der entsprechenden Prüfverfahren vor der BNetzA wird für Ende des Jahres erwartet.

Seit 2005 ist das Energiewirtschaftsrecht bereits weiterentwickelt worden, insbesondere in Bezug auf die Wettbewerbsbedingungen bei der Belieferung von Haushaltskunden. Durch den Erlass der Rechtsverordnungen zur Ausgestaltung von Netzanschluss, Anschlussnutzung und Grundversorgung wurden die Verbraucherrechte deutlich gestärkt und die Rahmenbedingungen für Lieferantenwechsel weiter verbessert. Hinzu kommen die Bemühungen der BNetzA um eine weitere Standardisierung der Geschäftsprozesse. Derzeit ist zu erwarten, dass der Wettbewerb in diesem Bereich an Fahrt gewinnt. Dieses Anliegen unterstreichen entsprechende Appelle aus Politik und Verbraucherverbänden. Durch einen Lieferantenwechsel können Verbraucher auch selbst dazu beitragen, dass der Marktmacht von Energieversorgern Grenzen gesetzt werden.

Ein günstiges Preisniveau ist nicht allein durch die Netzregulierung zu erreichen, da Netzentgelte nur einer von mehreren Kostenblöcken eines Energielieferanten sind. Im Strombereich werden im Haushaltskundenbereich bereits etwa 40 Prozent des Preises (einschließlich Umsatzsteuer von 19 Prozent) durch staatlich veranlasste Maßnahmen bestimmt. Bei Industriekunden sorgen weitreichende Entlastungen sowie die Tatsache, dass Unternehmen in der Regel zum Vorzugssteuerabzug bei der Umsatzsteuer berechtigt sind, dafür, dass der staatlich getriebene Staatsanteil, insbesondere bei stromintensiven Unternehmen (hier etwa 10 Prozent), relativ niedrig ist. Das derzeitige Preisniveau ist aber nicht allein durch die staatlich veranlassten Preisbestandteile und die Entwicklung der Primärenergiekosten begründbar, sondern auch ein Hinweis darauf, dass der Wettbewerb insbesondere in den Bereichen Erzeugung und Großhandel noch intensiviert werden muss.

Im Gasbereich musste, anders als im Strombereich, zunächst einmal ein Netzzugangsmodell eingeführt werden, das für flächendeckenden Wettbewerb geeignet ist. Die umfassende Umsetzung des Modells wird nunmehr erst zum 1. Oktober 2007 erfolgen und stellt eine wichtige Bewährungsprobe dar. Spätestens dann sollen die Rahmenbedingungen für flächendeckenden Wettbewerb auch bei Haushaltskunden greifen. Bislang sind auch im Gasbereich in den Bereichen Förderung, Import und Vertrieb noch ungenügende Wettbewerbsentwicklungen zu verzeichnen.

### III. Die eingeleiteten Maßnahmen

Der 2005 neu geschaffene Rechtsrahmen muss weiterentwickelt werden. Dies ergibt sich zum einen bereits aus dem EnWG selbst. Zum anderen sind die Ergebnisse noch nicht zufrieden stellend. Daher hat die Bundesre-

<sup>1</sup> Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, 3621.

gierung unter Federführung des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie ein Maßnahmenpaket zur Intensivierung des Wettbewerbs im Bereich der leitungsgelassenen Energieversorgung auf den Weg gebracht. Dazu gehören

- die Anreizregulierung der Netzentgelte,
- die Verschärfung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht,
- die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung sowie
- Maßnahmen zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Stromhandels.

Dieses Maßnahmenpaket wird nun nach und nach umgesetzt.

Die Anreizregulierungsverordnung nach § 21a EnWG ist vom Bundeskabinett im Juni 2007 beschlossen worden und liegt dem Bundesrat zur Zustimmung vor. Ziel der Anreizregulierung ist es, den Netzbetreibern Anreize für einen effizienten Betrieb der Strom- und Gasversorgungsnetze zu setzen. Hierzu sollen den Netzbetreibern ab 1. Januar 2009 Obergrenzen für die Erlöse vorgegeben werden, die auf der Grundlage eines bundesweiten Effizienzvergleichs ermittelt werden. Mit der von der Bundesregierung beschlossenen Verordnung ist ein ausgewogenes Konzept auf den Weg gebracht worden, das berechnete Interessen der Verbraucherseite mit dem Investitionsbedürfnis in Energieversorgungsnetze in einen Ausgleich bringt. Auch die Interessen kleinerer kommunaler Unternehmen wurden durch ein für diese vorgesehenes vereinfachtes Verfahren berücksichtigt, das einen übermäßigen Bürokratieaufwand vermeidet.

Die GWB-Novelle, die auch der Verschärfung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht im Energiebereich dient, ist vom Bundeskabinett im April 2007 beschlossen worden. Der Entwurf wurde vom Bundesrat unterstützt und liegt nunmehr dem Deutschen Bundestag vor. Ziel der Novelle ist es, die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen für Energieversorger befristet zu verschärfen, bis die eingeleiteten strukturellen Maßnahmen für mehr Wettbewerb greifen. Vorgesehen sind ein größerer Handlungsspielraum der Kartellbehörden bei der Anwendung des Vergleichsmarktkonzeptes (Erweiterung des Kreises der Vergleichsunternehmen und der Vergleichsmärkte), ein ausdrückliches Verbot von Entgelten, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten, eine Beweislastumkehr zulasten der Energieversorger bei Rechtfertigungsgründen und die sofortige Vollziehbarkeit von kartellbehördlichen Missbrauchsverfügungen. Hinsichtlich des gerichtlich bereits anerkannten Prüfungskonzepts, ob Entgelte die Kosten in unangemessener Weise überschreiten, wird klargestellt, dass insoweit anerkannte ökonomische Grundsätze zu beachten sind. Bei dem Prüfungskonzept der Kostenkontrolle handelt es sich mithin insbesondere auch nicht um eine neue Form der Preisaufsicht.

Die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung nach § 17 Abs. 3 EnWG ist im Juni 2007 in Kraft getreten. Sie zielt auf längerfristige strukturelle Verbesserungen der Wettbewerbsverhältnisse bei der Stromerzeugung. Die Verordnung soll neue Kraftwerks-Projekte erleichtern und zu mehr Wettbewerb insbesondere durch neue Anbieter beitragen. Sie schafft eine höhere Planungssicherheit für alle Beteiligten und eine verfahrensmäßige und kostenmäßige Entlastung neuer Kraftwerke beim Netzanschluss.

Zur Unterstützung der Anbietervielfalt in Deutschland ist auch eine Verbesserung des grenzüberschreitenden Stromaustausches erforderlich. Das BMWi arbeitet deshalb mit den Nachbarstaaten und der Europäischen Kommission an einem verbesserten Management grenzüberschreitender Engpässe. Fortschritte in diesem Bereich wurden beispielsweise im Rahmen des Pentilateralen Energieforums zwischen Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten erzielt. Gemeinsam mit den Regulierungsbehörden, den Netzbetreibern und den Strombörsen haben diese fünf Mitgliedstaaten im Juni 2007 eine Absichtserklärung unterzeichnet, deren Ziel ist, bis Ende 2008 eine gemeinsame Plattform für den grenzüberschreitenden Stromaustausch zu entwickeln.

Nicht vom vorliegenden Berichtsauftrag erfasst sind Fragen der Verbesserung der Markttransparenz im Stromgroßhandel. Diese stellen sich auf nationaler wie auf europäischer Ebene. Derzeit befassen sich die Bundesregierung und die Wirtschaftsministerkonferenz mit der Frage struktureller Unzulänglichkeiten, die auch die Funktion der Strombörse EEX negativ beeinflussen können. So hat die Wirtschaftsministerkonferenz Anfang Juni des Jahres die Absicht der Europäischen Kommission begrüßt, weitere verbindliche Transparenzleitlinien einzuführen. Auch hat sie es für erforderlich gehalten, die Standards zur Beaufsichtigung börslicher Waren- und Warenderivatemarkte auszuweiten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat daher eine Bund-Länder-Arbeitsgruppe einberufen, die den nationalen Handlungsbedarf herausarbeiten soll. Die Arbeitsgruppe wird der Wirtschaftsministerkonferenz auf deren nächster Sitzung berichten. Insbesondere wird geprüft, wie bei Stromspotmarkthandel ein Insiderhandel aufgrund von Informationsvorsprüngen einzelner Marktteilnehmer verhindert werden kann. In diesem Zusammenhang wird auch untersucht, welche Maßnahmen auf die bereits geltenden Transparenzvorschriften, insbesondere die Engpassmanagement-Leitlinien nach der Verordnung (EG) Nr. 1228/03, gestützt werden können.

Für künftige Änderungen wird der Gestaltungsspielraum des nationalen Gesetzgebers in zunehmendem Maße von der Dichte und den Inhalten weiterer Rahmenbedingungen für den Europäischen Binnenmarkt abhängen. Daher sollten die Entscheidungen über die künftige Ausgestaltung des deutschen Energiewirtschaftsrechts nicht ohne Blick auf die möglichen Weiterentwicklungen auf Europäischer Ebene getroffen werden, auf der bereits die Vorüberlegungen für ein Drittes Binnenmarktpaket im Bereich der leitungsgelassenen Energieversorgung angelaufen sind.

## B. Handlungsempfehlungen

Nach § 112 Satz 3 EnWG soll die Bundesregierung Vorschläge unterbreiten, sofern sich aus der Evaluierung die Notwendigkeit gesetzgeberischer Maßnahmen ergibt. Vorschläge für eine nähere Ausgestaltung sind anschließend im Rahmen der Rechtssetzungsverfahren zu erarbeiten.

Mit dem Maßnahmenpaket der Bundesregierung zur Intensivierung des Wettbewerbs im Bereich der leitungsgelassenen Energieversorgung sind bereits wichtige Vorhaben auf den Weg gebracht. Zudem befindet sich eine auch vom Bundesrat im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EnWG für notwendig erachtete Rechtsverordnung über den Netzanschluss von Letztverbrauchern und Arealnetzen nach § 17 Abs. 3 EnWG in Vorbereitung. Die bisherigen Erfahrungen unterstützen die Notwendigkeit einer Regelung.

### Entflechtung

Die Bundesregierung sieht Nachbesserungsbedarf hinsichtlich der bestehenden Entflechtungsregeln. Sie wird in einem stufenweisen Vorgehen zunächst auf der Grundlage der geltenden rechtlichen Entflechtung prüfen, wie die Unabhängigkeit der Netzbetreiber und die Führung der Netze als neutraler Markt gestärkt werden kann. Die Europäische Kommission hat Defizite der geltenden Entflechtungsregeln untersucht und identifiziert. Sie wird im Dritten Binnenmarktpaket dem Rat und dem Europäischen Parlament konkrete Regelungsvorschläge zur Entscheidung unterbreiten. Die Bundesregierung wird sich an den Verhandlungen auf EU-Ebene intensiv beteiligen, um zu angemessenen, EU-weit verpflichtenden Entflechtungsregeln zu gelangen. Ziel ist es, mit einer wirksamen Entflechtung und Regulierung sicherzustellen, dass das Netz ein neutraler Markt ist und Investitionen im erforderlichen Umfang erfolgen.

### Zählerbetrieb und Messung

Die Bundesregierung befürwortet eine unverzügliche vollständige Öffnung des Zähl- und Messwesens für Wettbewerb. Auf diese Weise können technische Innovationen beim Zähl- und Messwesen und Konzepte für intelligente Netze gefördert werden. Die bereits für den Zählerbetrieb vorhandene Öffnung für Wettbewerb soll durch eine Rechtsverordnung nach § 21b Abs. 3 EnWG noch in diesem Jahr auf den Bereich der Messung erweitert werden.

Zur notwendigen bundesweiten Standardisierung der Geschäftsprozesse erscheint auch eine Ergänzung des § 21b EnWG und des § 29 EnWG erforderlich, um eine Anwendung der Regulierungsinstrumente der BNetzA auf die Ausgestaltung der erforderlichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Messstellenbetreibern zu ermöglichen. Zudem soll in § 21b EnWG auch dem Anschlussnutzer ermöglicht werden, einen Wechsel des Messstellenbetreibers zu veranlassen, sofern er gegenüber dem Anschlussnehmer hierzu rechtlich befugt ist.

Die Letztverbraucher sollen durch die Marktöffnung auch die Möglichkeit erhalten, neue Zählertechnologien zu nutzen. Die Bundesregierung hat in Meseberg beschlossen, die Einführung intelligenter Zähler zu fördern und die für einen marktgetriebenen Prozess erforderlichen Rahmenbedingungen zu entwickeln.<sup>2</sup> Ziel ist es, dass über diesen Prozess nach einem Zeitraum von sechs Jahren solche intelligenten Zähler möglichst flächendeckend, auch unter Einsatz lastvariabler Tarife, zum Einsatz kommen. Der Einführungsprozess wird durch ein Monitoring über die Ergebnisse der Marktöffnung, auch für den Einsatz moderner Zählertechnologien, begleitet. Hierzu soll § 35 Abs. 1 Nr. 12 EnWG ergänzt werden.

### Transparenz der Strom- und Gasrechnung

Die Bundesregierung befürwortet eine gesetzliche Regelung der Transparenz des auf den Netzzugang entfallenden Entgelts auch für Gaslieferverträge. Außerdem sollte zur Verbesserung der Transparenz von Strom- und Gasrechnungen ein neuer § 40 EnWG vorgesehen werden, der die getrennte Ausweisung der Netzentgelte integriert und auch die zur Umsetzung des Artikel 13 Abs. 2 und 3 EDL-Richtlinie erforderlichen Vorgaben enthält.

### Ausgleichsenergie

Die Bedingungen für die Beschaffung der Ausgleichsenergie wurden seit Inkrafttreten des EnWG durch die BNetzA konkretisiert. Ein mangelnder Zugang zu Informationen beeinträchtigt das Funktionieren des Regelenergiemarktes. Daher ist eine Erweiterung von Veröffentlichungspflichten zu prüfen. Sollte sich bei der weiteren Anwendung des Gesetzes, im Rahmen der Konsultationen der BNetzA oder aus den Ergebnissen der von der Wirtschaftsministerkonferenz eingesetzten Arbeitsgruppe zur Markttransparenz weiterer Handlungsbedarf ergeben, wird die Bundesregierung diesen innerhalb ihrer Initiative zur Ergänzung oder Veränderung des Ordnungsrahmens aufgreifen.

### Netzübergreifende Regelzone

Durch eine Zusammenfassung von Regelzonen ließe sich das Problem des „Gegeneinander-Regelns“ vermeiden und ließen sich dadurch Kosteneinsparungen realisieren. Darüber hinaus ließe sich der Koordinierungsaufwand und der regulatorische Aufwand verringern. Die im Bericht dargestellten Überlegungen zeigen allerdings, dass die mit der Einführung einer einheitlichen Regelzone in Deutschland verbundenen Vorteile mindestens teilweise auch auf anderem Wege erreichbar wären. Bestimmte Vorteile würden sich außerdem erst längerfristig einstellen.

<sup>2</sup> Der Beschluss lautet: „Schaffung der notwendigen Grundlagen im Energiewirtschaftsrecht dafür, dass intelligente elektronische Zähler auch zugunsten eines breiteren Angebots lastvariabler Tarife, zunächst bei Gewerbe- und Industriekunden, zeitlich versetzt auch bei Haushaltskunden, eingeführt werden können, soweit sie wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar sind. Für die Umsetzung wird ein Übergangszeitraum von sechs Jahren vorgesehen, der von einem Monitoringprozess über die Ergebnisse der Liberalisierung begleitet wird.“

len. Die von der Europäischen Kommission vorgelegten Richtlinienvorschläge für ein Drittes Binnenmarktpaket enthalten Vorschläge, deren Umsetzung gleichfalls auf die Struktur der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) einwirken würde. Nationale Überlegungen müssen die künftigen europarechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigen. Die Bundesregierung ist bestrebt, die mit den getrennten Regelzonen verbundenen Nachteile zu beseitigen. Sie wird daher Vorschläge für die Rationalisierung bei der Beschaffung von Regelenergie auf den Weg bringen und alle Optionen für eine gemeinsame Regelzone entwickeln.

### **Gasnetzzugang und -entgelte**

Angesichts der Ausgestaltung des Netzzugangsmodells durch § 20 Abs. 1b EnWG und die konkretisierende Entscheidung der BNetzA wird eine Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und gegebenenfalls der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) erforderlich. Es wird unter anderem zu prüfen sein, ob zusätzliche Regelungen für das Engpassmanagement erforderlich sind oder ob die bestehenden Regeln und Eingriffsmöglichkeiten der Behörden ausreichen. Mit den Vorarbeiten soll unverzüglich begonnen werden. Dabei sind die praktischen Erfahrungen mit dem neuen Netzzugangsmodell (so genanntes „Zwei-Vertrags-Modell“) ab Oktober 2007 zu berücksichtigen.

Das BMWi wird daneben, sofern die Erfahrungen mit der Regelung des § 3 GasNEV aus den bei der BNetzA anhängigen Verfahren dies nahe legen, unverzüglich eine Revision dieser Vorschrift einleiten und für überregionale Ferngasnetze eine rein kostenorientierte Entgeltbildung vorschreiben.

### **Marktgebiete im Gasbereich**

Eine Reduzierung der Zahl der Marktgebiete in Deutschland würde zu weiteren Erleichterungen beim Gasnetzzugang und zu Verbesserungen der Rahmenbedingungen für mehr Wettbewerb führen. Sie ist daher grundsätzlich zu begrüßen, darf aber nicht zu einer Kapazitatsverringering im Netz führen. Um dies zu erreichen, müssen zunächst die Netzbetreiber die in der GasNZV vorgesehenen kapazitatsentlastenden Möglichkeiten ergreifen. Hierzu zählen z. B. vertragliche Zusicherungen bestimmter Lastflüsse durch Händler, um die Zahl der verfügbaren Kapazitäten zu erhöhen. Die den Regulierungsbehörden zur Verfügung stehenden Instrumente zur Verringerung der Anzahl der Marktgebiete wurden bisher nicht genutzt. Es wird geprüft, ob die Instrumente wirksamer auszugestalten sind.

### **Gasspeicher**

Die speicherbezogenen Regelungen des EnWG wurden durch die Regulierungsbehörden bisher noch nicht angewendet. Bei der BNetzA wurden keine förmlichen Anträge auf Einleitung eines Missbrauchsverfahrens gegen Speicherbetreiber gestellt. Die Erhebung zum Monitoringbericht der BNetzA hat allerdings gezeigt, dass es im vergangenen Jahr zu mehreren Zugangsverweigerungen

gekommen ist. Es konnte aufgrund fehlender Beschwerden nicht festgestellt werden, ob die Zugangsverweigerungen berechtigt oder diskriminierend waren. Sollte sich in der Praxis zeigen, dass die den Regulierungsbehörden zur Verfügung stehenden Möglichkeiten noch unzureichend sind, wäre eine Änderung der einschlägigen Vorschriften und auch die Einführung des regulierten Speichertzugangs zu prüfen. Dabei wären Vorgaben zu berücksichtigen, die sich aus dem Dritten Binnenmarktpaket der Kommission ergeben könnten.

### **Netzzugang für Biogasanlagen**

Der Bericht unterstreicht die Notwendigkeit, die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas zügig zu klären. Mit den betroffenen Verbänden wird eine Konkretisierung der entsprechenden Vorgaben im EnWG und in der GasNZV (u. a. Jahresbilanzausgleich und Definition der erforderlichen Gasqualität) entwickelt, um die Einspeisung von Biogas weiter zu erleichtern und bestehende Hindernisse zu beseitigen. Die Bundesregierung hat in Meseberg beschlossen, die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz zu erleichtern.

### **Effizienzmaßnahmen bei Netzbetrieb und Netzausbau**

Durch den Einsatz innovativer Technologien beim Netzbetrieb und Netzausbau sind neue Effizienzpotentiale erschließbar. Das Ziel der Bundesregierung ist es, dass diese Effizienzpotentiale, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist, realisiert werden. Die Netzbetreiber sind aufgefordert, Effizienz- und Nachfragesteuerungsmanahmen bei der Planung des Verteilnetzausbaus zu berücksichtigen und für einen effizienten Netzbetrieb auf Verteil- und Übertragungsnetzebene nach Möglichkeit auch innovative Technologien bei Netzbetrieb und Netzausbau zu nutzen. Die Bundesregierung wird gegebenenfalls weitere Schritte prüfen.

## **C. Allgemeine Erfahrungen mit der Regulierung der Energieversorgungsnetze seit Inkrafttreten des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts**

Die Netzregulierung dient im klassischen wettbewerbsrechtlichen Sinne zwei Zielen. Sie soll zum einen die Voraussetzungen für Wettbewerb in den dem Netz vor- und nachgelagerten Marktebenen schaffen sowie zum anderen die Netznutzer und Verbraucher im kartellrechtlichen Sinne vor einem Ausbeutungsmissbrauch durch die Netzbetreiber, also vor missbräuchlich überhöhten Preisen und unangemessenen Geschäftsbedingungen, schützen. Die Regulierung betrifft nur den Monopolbereich des Netzes und nicht die für Wettbewerb offenen Bereiche – insbesondere Erzeugung, Großhandel und Belieferung von Letztverbrauchern –, da dies dem Ziel zuwider laufen würde, in diesen Bereichen wettbewerbliche Strukturen zu schaffen.

Die BNetzA ist, wie das Bundeskartellamt, eine selbständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des BMWi und trifft justizahnliche Entscheidungen. Die Organisa-

tion der Landesregulierungsbehörden obliegt, wie die der Landeskartellbehörden, den jeweiligen Ländern. Die Landesregulierungsbehörden sind als unselbständige Organisationseinheiten der jeweils zuständigen Länderministerien eingerichtet. Sechs Länder<sup>3</sup> haben im Wege der Organleihe Regulierungsaufgaben auf die BNetzA übertragen. Bis zum Inkrafttreten des EnWG erfolgte auch über den Netzbereich eine kartellrechtliche Aufsicht allein nach den Vorschriften des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) durch die allgemeinen Kartellbehörden. Die Tätigkeit der neuen Regulierungsbehörden verdrängt nunmehr, um Doppelzuständigkeiten zu vermeiden, nach Maßgabe des § 111 EnWG im Bereich der Netzregulierung diese allgemeine kartellbehördliche Missbrauchsaufsicht. Die übrigen Aufgaben der allgemeinen Kartellbehörden, einschließlich der Anwendung des Europäischen Kartellrechts, sind unberührt geblieben. Sie sind nicht Gegenstand dieses Berichts.

Der vorliegende Bericht verzichtet angesichts weiterer in diesem Jahr erscheinender Berichte zu Fragen des Energiewirtschaftsrechts auf eine umfängliche Darstellung allgemeiner Marktentwicklungen. Vorgelegt sind oder werden die Tätigkeitsberichte des Bundeskartellamtes und der BNetzA, der Monitoringbericht der BNetzA, das Sondergutachten der Monopolkommission zur Wettbewerbssituation in den wettbewerblichen Ausnahmebereichen sowie die Monitoringberichte des BMWi zur Versorgungssicherheit bei Strom und Gas.

## I. Die Ausgangssituation: Selbständige Marktebenen nach Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes

Eine Analyse der heutigen Marktbedingungen im Bereich der leitungsgesunden Energieversorgung muss auf der durch den Netzzugang Dritter und die Entflechtung des Netzbetriebs vorgegebenen vertikalen Unterteilung des Marktes in grundsätzlich drei Marktebenen aufsetzen, die jeweils eigenen Rahmenbedingungen unterliegen. Für jede dieser Ebenen bedarf es einer eigenständigen Beurteilung der Marktsituation. Der vorliegende Bericht befasst sich vorrangig mit den Energieversorgungsnetzen.

### Erzeugung und Großhandel (für Wettbewerb offener Bereich)

Der den Energieversorgungsnetzen vorgelagerte Bereich umfasst in erster Linie die Erzeugung von Strom bzw. Exploration von Gas sowie den Energiegroßhandel einschließlich Import. Diesem Bereich sind darüber hinaus die Börsen sowie im Gasbereich der Betrieb von Gasspeichern i. S. d. § 28 EnWG zuzuordnen. Der den Energieversorgungsnetzen vorgelagerte Bereich ist für Wettbewerb offen und von den Regulierungsvorgaben des EnWG im Grundsatz nicht erfasst. Vielmehr dient die im EnWG vorgesehene Regulierung des Netzes der Öffnung dieses Bereichs für Wettbewerb. Daher erfolgt in diesem

<sup>3</sup> Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen.

Bereich die Aufsicht über marktmächtige Unternehmen nach den Vorschriften des GWB.

### Energieversorgungsnetze (Monopolbereich)

Im Zentrum der Evaluierung steht die Regulierung der Energieversorgungsnetze. Diese dienen dem Transport eingespeister Energie vom Ort der Einspeisung bis zum Ort des Letztverbrauchs und werden als natürliches Monopol betrachtet. Sie unterliegen den Regulierungsvorgaben nach Teil 3 des EnWG sowie der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003<sup>4</sup> und der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005<sup>5</sup>. Daneben gelten insbesondere die Wettbewerbsregeln des EG-Vertrages und das allgemeine Zivilrecht.

Übertragungs- und Fernleitungsnetze sowie größere Verteilernetze<sup>6</sup> müssen nach den Entflechtungsbestimmungen des Teils 2 des EnWG in rechtlich selbständigen Unternehmenseinheiten betrieben werden. Alle Netzbetriebe, auch die kleineren, sind buchhalterisch von den übrigen Tätigkeiten eines den Netzbetrieb durchführenden Unternehmens entflochten. Preise und Geschäftsbedingungen des Netzzugangs werden unabhängig von anderen geschäftlichen Aktivitäten bestimmt.

### Belieferung von Letztverbrauchern (für Wettbewerb offener Bereich)

Dem Netz nachgelagert ist die Belieferung der Letztverbraucher. Für den Wettbewerbsbereich der Belieferung von Letztverbrauchern gilt der allgemeine Ordnungsrahmen einschließlich des Kartellrechts. Ergänzende Regelungen enthalten Teil 4 des EnWG und die auf dessen Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen.

## II. Die bisherige Weiterentwicklung der normativen Grundlagen

### Energiewirtschaftsgesetz

Das EnWG wurde im Dezember 2006 durch das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz<sup>7</sup> ergänzt. Neben der Einfügung neuer Vorschriften zur Planungsbeschleunigung in den §§ 43 ff. EnWG enthält dieses Gesetz auch zusätzliche Regelungen in § 17 Abs. 2a EnWG und § 21a EnWG.

Artikel 2 des vom Bundeskabinett am 25. April 2007 beschlossenen Entwurfs eines Gesetzes zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels enthält berichtende Er-

<sup>4</sup> Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (ABl. EU Nr. L 176 S. 1).

<sup>5</sup> Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (ABl. EU Nr. L 289 S. 13).

<sup>6</sup> Nach § 7 Abs. 2 und 3 EnWG betrifft dies Verteilernetzbetreiber ab 100 000 unmittelbar oder mittelbar an das jeweilige Netz angeschlossenen Kunden.

<sup>7</sup> Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. Dezember 2006, BGBl. I S. 2833, 2847, v. 16. Dezember 2006.

gänzungen des EnWG, die den vom Gesetzgeber beabsichtigten Gleichklang bestimmter Vorschriften des GWB und des EnWG betreffen. Weitere Berichtigungen, die teilweise auf erst im Vermittlungsverfahren zur EnWG-Novelle 2005 eingefügten Änderungen beruhen, sind in der Stellungnahme des Bundesrates zum Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 8. Juni 2007 und der Gegenüberstellung der Bundesregierung vom 27. Juni 2007 angesprochen. Zusätzliche redaktionelle Änderungen wird die Bundesregierung demnächst in geeigneter Weise in das Verfahren geben.

### Rechtsverordnungen auf Grund des Energiewirtschaftsgesetzes

Seit dem Inkrafttreten des EnWG wurde der Rechtsrahmen durch ergänzende Rechtsverordnungen weiterentwickelt. In Kraft getreten sind bisher

- die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)<sup>8</sup>, die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)<sup>9</sup>, die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)<sup>10</sup> und die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)<sup>11</sup> nach § 24 EnWG im Juli 2005,
- die Energiewirtschaftskostenverordnung (EnWGKostV) nach § 91 EnWG<sup>12</sup>, im März 2006
- die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) und die Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) nach § 18 Abs. 3 EnWG<sup>13</sup> im November 2006,
- die Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) und die Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) nach § 39 Abs. 2 EnWG<sup>14</sup> im November 2006 sowie
- die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (Kraft-NAV) nach § 17 Abs. 3 EnWG<sup>15</sup> im Juni 2007.

Die Bundesregierung hat zudem am 13. Juni 2007 die Anreizregulierungsverordnung nach § 21a Abs. 6 EnWG

<sup>8</sup> Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2243.

<sup>9</sup> Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2210.

<sup>10</sup> Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2225.

<sup>11</sup> Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2197.

<sup>12</sup> Verordnung über die Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur nach dem Energiewirtschaftsgesetz (Energiewirtschaftskostenverordnung – EnWGKostV) vom 14. März 2006, BGBl. I S. 540.

<sup>13</sup> Verordnung zum Erlass von Regelungen des Netzanschlusses von Letztverbrauchern in Niederspannung und Niederdruck vom 1. November 2006, BGBl. I S. 2477.

<sup>14</sup> Verordnung zum Erlass von Regelungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung im Energiebereich vom 26. Oktober 2006, BGBl. I S. 2391.

<sup>15</sup> Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26. Juni 2007, BGBl. I S. 1187.

beschlossen,<sup>16</sup> die jetzt dem Bundesrat zur Zustimmung vorliegt.

### Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Außerhalb der Netzregulierung, bezogen auf die vor- und nachgelagerten Wettbewerbsbereiche, soll der vom Bundeskabinett am 25. April 2007 verabschiedete Entwurf eines Gesetzes zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels wirken,<sup>17</sup> der jetzt dem Deutschen Bundestag vorliegt. Der Bundesrat hat in erster Befassung am 8. Juni 2007 insoweit keine Änderungen des Gesetzentwurfs vorgeschlagen.

### III. Zeitliche Aspekte der Umsetzung des neuen Ordnungsrahmens

Eine Reihe der Vorgaben des EnWG sind aufgrund von Übergangsfristen schrittweise in Kraft getreten. Die insoweit verkürzten Erfahrungszeiträume sind bei der Evaluierung und den Erörterungen über mögliche Schlussfolgerungen zu berücksichtigen.

- Die Anträge zur Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG waren nach § 118 Abs. 1b Satz 1 EnWG im Strombereich erstmals drei Monate und im Gasbereich erstmals sechs Monate nach dem Inkrafttreten der StromNEV bzw. GasNEV zu stellen. Die Verfahren begannen damit im November 2005 bzw. Februar 2006.
- Die neuen Regelungen des § 20 Abs. 1b EnWG zum Gasnetzzugangsmodell waren nach § 118 Abs. 1a EnWG erst ab 1. Februar 2006 anzuwenden.
- Die neuen Vorschriften zur Bestimmung des Grundversorgers nach § 36 Abs. 2 EnWG konnten nach § 118 Abs. 3 EnWG erstmals zum 1. Januar 2007 wirken.
- Die Verpflichtung zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung größerer Verteilernetzbetreiber gilt nach § 7 Abs. 3 EnWG erst ab 1. Juli 2007. Welchen Beitrag diese Maßnahme für eine weitere Neutralisierung des Netzbetriebs im betroffenen Verteilernetzbereich leisten wird, kann daher noch nicht evaluiert werden.
- Die Ermächtigungsgrundlage des § 24 Satz 4 EnWG zur Ausgestaltung der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei der Beschaffung von Regelenergie ist nach § 118 Abs. 2 EnWG erst zum 1. Oktober 2007 anzuwenden.

### IV. Sachlich überholte Evaluierungsaufträge

#### 1. Anreizregulierung (§ 112 Satz 3 Nr. 1 EnWG)

Der Berichtsauftrag nach § 112 Satz 3 Nr. 1 EnWG zu Vorschlägen zur Anreizregulierung wurde durch das be-

<sup>16</sup> Bundesratsdrucksache 417/07 v. 15. Juni 2007.

<sup>17</sup> Bundesratsdrucksache 278/07 v. 27. April 2007.

reits eingeleitete Verfahren zum Erlass einer Rechtsverordnung zur Einführung der Anreizregulierung überholt.

## 2. Notwendigkeit einer Ermächtigung zum Erlass einer Rechtsverordnung für die Planung des Verteilernetzbaus (§ 112 Satz 3 Nr. 4 EnWG)

Der Berichtsauftrag nach § 112 Satz 3 Nr. 4 EnWG wurde bereits im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens zum EnWG durch die Aufnahme der Verordnungsermächtigung des § 14 Abs. 2 Satz 2 EnWG überholt. Die Berichtspflicht war im ursprünglichen Gesetzentwurf der Bundesregierung enthalten, der zunächst keine entsprechende Verordnungsermächtigung vorsah (Bundestagsdrucksache 15/3917, S. 15, 38). Diese wurde später auf Grundlage der Beschlussempfehlung des Bundestagsausschusses für Wirtschaft und Arbeit (Bundestagsdrucksache 15/5268, S. 26) durch den Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages vom 15. April 2005 (Bundratsdrucksache 248/05, S. 10) aufgenommen und blieb im anschließenden Vermittlungsverfahren unverändert.

Das Ziel der Bundesregierung ist es, dass Effizienzpotentiale beim Netzausbau und Netzbetrieb realisiert werden; u. a. durch Temperaturmonitoring, den Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel und Hochtemperaturleiterseilen kann die Übertragungsleistung im Netz erhöht werden. Erhebliche Steigerungen der Übertragungskapazitäten in Abhängigkeit von den örtlichen Verhältnissen sind durch solche Maßnahmen möglich. Die Netzbetreiber sind aufgefordert, Effizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen bei der Planung des Verteilernetzbaus zu berücksichtigen und für einen effizienten Netzbetrieb auf Verteil- und Übertragungsebene nach Möglichkeit auch innovative Technologien bei Netzbetrieb und Netzausbau zu nutzen. Die Bundesregierung wird gegebenenfalls weitere Schritte prüfen.

Bei der Frage nach Handlungsbedarf im Zusammenhang mit einem effizienzorientierten und nachfrageorientierten Verteilernetzbaus geht es nach den Erfahrungen der BNetzA aber derzeit weniger um Ermächtigungen zur Schaffung planerischer Vorgaben. Die BNetzA sieht dagegen Anzeichen, dass von der Verordnungsermächtigung nach § 17 Abs. 3 EnWG Gebrauch gemacht werden sollte.

- Zahlreiche Beschwerden bei der BNetzA von Kunden, die Netzanschluss oberhalb der Niederspannungsebene begehren, haben eine unterschiedliche Erhebungspraxis der Netzbetreiber bei Baukostenzuschüssen gezeigt. Deren Regelung könnte auch für diesen Bereich sachgerecht sein. Bisher ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen nur für den Bereich des Netzan schlusses von Letztverbrauchern in Niederspannung durch § 11 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) ausdrücklich geregelt.
- Die BNetzA wurde im Rahmen besonderer Missbrauchsverfahren außerdem wiederholt mit der Frage befasst, in welchem Umfang Netzbetreiber eine Veränderung ihrer bisherigen Nachfragestruktur hin-

zunehmen haben. Hier geht es beispielsweise um Begehren von Gewerbebetreibern oder von nachgelagerten Netzbetreibern, an eine für sie ökonomisch günstigere Spannungsebene angeschlossen zu werden.

## D. Weichenstellungen zur Struktur der Übertragungsnetzbetreiber

Im Strombereich kommt der Organisation der Übertragungsnetze besondere Bedeutung zu. Diese Netze gewährleisten nicht nur den grenzüberschreitenden Verbund nationaler Energieversorgungsnetze in der Europäischen Union und bilden so ein Rückgrat grenzüberschreitenden Handels. Sie dienen auch dem nationalen Stromtransport, beispielsweise des in küstennahen Kohle- und Gaskraftwerken und des in Offshore-Windparks erzeugten Stroms, zu den Verbrauchsschwerpunkten.

Die Funktionsfähigkeit der Übertragungsnetze ist daher die Grundlage einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung. Die Übertragungsnetze haben aber auch für die Durchführung des Stromhandels erhebliche Bedeutung. Zur Organisation des Netzzugangs bedarf es unter anderem des Abschlusses von Bilanzkreisverträgen mit dem jeweiligen ÜNB und der Zusammenarbeit zwischen ÜNB.

Derzeit sind die Übertragungsnetze in Deutschland in vier Regelzonen unterteilt. Die Grenzen der Regelzonen entsprechen den Eigentumsgrenzen der Übertragungsnetze der vier deutschen ÜNB, E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, EnBW Transportnetz AG und Vattenfall Europe Transmission GmbH.

Die ÜNB unterliegen den Entflechtungsvorschriften der §§ 6 ff. EnWG, die die entsprechenden Vorgaben des Zweiten Binnenmarktpaketes umgesetzt haben. Sie sollen den Netzbetrieb von den Aktivitäten auf den vor- und nachgelagerten Marktstufen trennen. So müssen die Übertragungsnetze in einer getrennten Gesellschaft mit eigener Rechtspersönlichkeit geführt werden. Dabei sind Vorgaben zur organisatorischen, informationellen und buchhalterischen Entflechtung des Netzbetriebs einzuhalten.

Derzeit wird diskutiert, ob die bestehenden Regelungen zur Neutralität der Übertragungsnetze ausreichend sind. Die Europäische Kommission hat im Rahmen des Energiepakets vom Januar 2007 für die Übertragungsnetze entweder eine vollständige Eigentumsentflechtung (Ownership Unbundling) oder alternativ die Errichtung so genannter unabhängiger Netzbetreiber (Independent System Operator) gefordert. Bei letzterem Konzept kann das Netz-Anlagevermögen in dem eigentumsrechtlich vertikal integrierten Unternehmen verbleiben, während die für den Netzbetrieb zuständigen Einheiten einschließlich der Entscheidungszuständigkeit über die Netzinstandhaltung und den Netzausbau auf einen unabhängigen Dritten übergehen sollen (Modell einer unabhängigen Netzsteuerung).

Die Europäische Kommission wird in Kürze dem Rat und dem Europäischen Parlament den Entwurf eines Dritten Binnenmarktpaketes zur Entscheidung vorlegen. Die Bundesregierung wird sich an den Verhandlungen auf EU-

Ebene mit dem Ziel angemessener EU-weiter Entflechtungsregeln intensiv beteiligen. Ziel ist, dass Netze als neutrale Marktplätze eingeführt werden und Investitionen im erforderlichen Umfang erfolgen. Letzteres ist insbesondere für die Integration von Erneuerbaren Energien, für die Erneuerung des Kraftwerksparks und den zunehmenden europäischen Stromhandel zwingend geboten.

Unabhängig davon sieht die Bundesregierung Nachbesserungsbedarf bei den bestehenden Entflechtungsregeln. Zu den Ansatzpunkten für eine Weiterentwicklung der geltenden Entflechtungsvorschriften gehören:

- Fragen der Weiterentwicklung der Vorgaben zur operationellen Entflechtung nach § 8 EnWG, die Verbesserungen bei der Sicherstellung der tatsächlichen Handlungsunabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers ermöglichen;
- Möglichkeiten der Rechtsformbegrenzungen für die nach § 7 EnWG getrennte Gesellschaft des Netzbetreibers, soweit diese seine Unabhängigkeit weiter stärken können;
- Vorgaben nicht nur hinsichtlich des Betriebs der Netze, sondern auch hinsichtlich der Eigentumsverhältnisse an den vom Netzbetreiber betriebenen Übertragungsnetzen im Konzernverbund;
- Möglichkeiten zur Stärkung der Funktion des Gleichbehandlungsbeauftragten nach § 8 EnWG;
- Möglichkeiten zur Stärkung der Transparenz hinsichtlich in Bezug auf die im Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten relevanten Netzdaten.

Im Zuge der Weiterentwicklung des Entflechtungsrahmens wird als Variante des Modells einer unabhängigen Netzsteuerung auch das Modell des Regionalen Transportnetzbetreibers (RTO) diskutiert. Die deutschen ÜNB haben in einer Presseerklärung ihre Bereitschaft zur Gründung eines RTO – über die nationalen Grenzen hinaus – signalisiert. Eine Verwirklichung grenzüberschreitender tätiger Netzbetreiber könnte allerdings erhebliche Auswirkungen auf die nationalen Marktstrukturen und den erforderlichen Regulierungsrahmen haben.

Beispiele für RTO, bei denen Transportnetze innerhalb eines Staatsgebietes gemeinsam betrieben werden, gibt es in einigen europäischen Ländern und in den USA. Gemeinsam sind allen RTO-Modellen folgende Strukturmerkmale:

- Das Eigentum an den Transportnetzen bleibt unberührt, d. h. Eigentum und Betrieb der Netze fallen auseinander.

- Der gemeinsame Betrieb mehrerer Transportnetze wird durch vertragliche Vereinbarungen an eine unabhängige Betriebsgesellschaft übertragen.
- Die inhaltliche Gestaltung dieser Verträge ist durch behördliche oder gesetzliche Festlegungen vorstrukturiert und begrenzt.

Zudem könnte auch ein beherrschender Einfluss durch ein Unternehmen, das parallel zu seinen Netzbetreiberaktivitäten Interessen in vor- und/oder nachgelagerten Wettbewerbsbereichen der Energiewertschöpfungskette (Erzeuger, Importeure, Großhändler, Lieferanten) verfolgt, im RTO-Modell ausgeschlossen werden.

RTO-Modelle unterscheiden sich jedoch erheblich in ihrer konkreten Ausgestaltung, insbesondere hinsichtlich der übertragenen Netzbetreiberfunktionen, die von rein operativ-koordinierenden Aufgaben bis hin zur strategischen Planung reichen können. Auch sind noch eine Reihe weiterer Fragen zu klären, beispielweise hinsichtlich der Vermeidung kartellrechtswidriger Abstimmungen und der Eigentümerstruktur eines RTO.

## **E. Evaluierung nach § 112 Satz 3 EnWG**

### **I. Auswirkungen auf die Letztverbraucher (§ 112 Satz 3 Nr. 3 EnWG)**

#### **1. Transparenz und Zusammensetzung der Strom- und Gaspreise**

##### **a) Die Höhe der Preisbestandteile**

Die BNetzA ist in ihrem Monitoring 2007 dem aktuellen Einzelhandelspreisniveau für jeweils drei Eurostat-Kundenkategorien bei Strom und Gas nachgegangen und hat auf der Grundlage der ihr zur Verfügung stehenden Informationen u. a. mengengewichtete Mittelwerte für diese Preise ermittelt, die im Folgenden dargestellt werden. Getrennt ausgewiesen werden zudem die Anteile, die auf Grundlage dieser Informationen rechnerisch auf Netzentgelte, staatlich veranlasste Preisbestandteile sowie den Wettbewerbsbereich der Energiebeschaffung und der Energielieferung entfallen. Die Angaben beziehen sich auf eine Erhebung des Preisstands vom 1. April 2007. In Klammern sind jeweils die von der BNetzA im Rahmen des Monitoring 2006 erhobenen Werte angegeben.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Weitergehende Ausführungen wird der Monitoringbericht 2007 der BNetzA enthalten.

## Strombereich

	Industriekunden (MS) <sup>19</sup>	Gewerbe (NS) <sup>20</sup>	Haushaltskunden (NS) <sup>21</sup>	
			Sonderverträge <sup>22</sup>	Grundversorgung <sup>23</sup>
Netzkosten (Netto- inkl. Verrechnungsentgelte)	12,91 % (14 %)	27,8 % (32,94 %)	31,48 %	31,51 % (38,64 %)
Strombezugskosten plus „Versorgungsmarge“ (Wettbewerbsbereich)	46,5 % (48,93 %)	34,63 % (32,11 %)	29,02 %	29,57 % (23,77 %)
Wegenutzungsentgelte nach KAV, EEG- und KWK-Zuschlag, Steuern (Stromsteuer und Umsatzsteuer)	40,59 % (37,07 %)	37,57 % (34,95 %)	39,5 %	38,91 % (37,59 %)
Gesamtpreis in ct/kWh	11,95 (12,14)	19,75 (19,35)	19,94 (2006 nicht erhoben)	20,12 (18,89) <sup>24</sup>

Die Zahlen zeigen drei Grundtendenzen. Die Netzentgelte für Nieder- und Mittelspannungskunden sind durch-

weg gesunken. Ihr Anteil beträgt jetzt bei einer Belieferung in Niederspannung im Durchschnitt etwa 30 Prozent und bei den in Mittelspannung belieferten Industriekunden nur noch etwa 13 Prozent am Gesamtpreis.<sup>25</sup> Der auf den Wettbewerbsbereich entfallende Anteil des Strompreises ist im Durchschnitt bei Niederspannungskunden gestiegen, aber bei in Mittelspannung belieferten Industriekunden gesunken. Gleiches gilt für den Gesamtpreis des gelieferten Stroms.

<sup>19</sup> Eurostat-Kundenkategorie Ig: Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, einer Höchstlast von 4000 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 6 000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV). Den Angaben liegt der Stromsteuer-Regelsatz zugrunde.

<sup>20</sup> Eurostat-Kundenkategorie Ib: Gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh, einer Jahreshöchstlast von 50 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 1 000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV). Den Angaben liegt der Stromsteuer-Regelsatz zugrunde. Sofern keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.

<sup>21</sup> Eurostat-Kundenkategorie Dc: Haushaltskunden (Haushaltsbedarf) mit einem Jahresverbrauch von 3 500 kWh, darunter 1 300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom), Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Standardwohnung 90 m<sup>2</sup>). Sofern keine Zweitarifmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung mit Eintarifmessung anzugeben.

<sup>22</sup> Wettbewerbsverträge außerhalb der Grundversorgung.

<sup>23</sup> Im Rahmen der Grundversorgung nach § 36 EnWG abgeschlossene Lieferverträge.

<sup>24</sup> Zum Preisstand 1. April 2006 wurde für den Abnahmefall Dc nicht zwischen einer Belieferung zu Allgemeinen Preisen und zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung unterschieden.

<sup>25</sup> Die Unterschiede der absoluten Höhe der Netzentgelte zwischen den in Nieder- und den in Mittelspannung belieferten Kunden folgt aus dem Wälzungsmechanismus der Netzentgeltkalkulation. Da für die Belieferung der Mittelspannungskunden das Niederspannungsnetz nicht benötigt wird, werden dessen Kosten allein auf die in Niederspannung belieferten Kunden umgelegt.

**Gasbereich**

	Industrie- kunden <sup>26</sup>	Gewerbe <sup>27</sup>	Haushaltskunden <sup>28</sup>	
			Sonderverträge	Grund- versorgung
Netzkosten <sup>29</sup> (Netto- inkl. Verrechnungsentgelte)	3,79 % (7 %)	16,25 % (18,36 %)	19,1 % (22,09 %)	18,29 %
Gasbezugskosten plus „Versorgungsmarge“ (Wettbewerbsbereich)	68,92 % (69,09 %)	58,29 % (58,29 %)	55,87 % (54,66 %)	54,57 %
Wegenutzungsentgelte nach KAV, Steuern (Erdgassteuer und Umsatzsteuer)	27,30 % (23,8 %)	25,47 % (23,35 %)	25,04 % (23,24 %)	27,14 %
Gesamtpreis in ct/kWh	4,23 (4,28)	5,74 (5,67)	6,25 (6,14) <sup>30</sup>	6,57

Auch im Gasbereich sind die Netzentgelte durchweg gesunken. Bei Industriekunden ergeben sich im Durchschnitt leicht gesunkene und bei den übrigen betrachteten Verbrauchsgruppen im Durchschnitt leicht gestiegene Preise.

**b) Bisherige Erfahrungen bei den Netzentgelten**

Letztverbraucher sind von der Zahlung der Netzentgelte unmittelbar betroffen, soweit sie selbst den für ihre Belieferung erforderlichen Netzzugang vereinbaren. Dieses Recht gibt ihnen § 20 Abs. 1 EnWG. Allerdings ist es insbesondere bei der Belieferung von Haushaltskunden und kleineren Gewerbetreibenden üblich, dass der Lieferant den Netzzugang vereinbart und den Letztverbrauchern einen Gesamtpreis für die Energiebelieferung einschließlich der vom Lieferanten an den Netzbetreiber gezahlten Netzentgelte in Rechnung stellt. Im Rahmen einer kartell-

<sup>26</sup> Eurostat-Kundenkategorie I4-1: Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 370 800 kWh, und einer Benutzungsdauer von 250 Tagen (4 000 Stunden).

<sup>27</sup> Eurostat-Kundenkategorie I1: Gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von 116 371 kWh, keine vorgeschriebene Benutzungsdauer, ggf. 115 bis 120 Tage.

<sup>28</sup> Eurostat-Kundenkategorie D3: Haushaltskunden (Haushaltsbedarf) mit einem Jahresverbrauch von 23 269 kWh (Ausstattung: Kochen, Warmwasserbereitung und Zentralheizung).

<sup>29</sup> Bei der Gasbeschaffung am Regio-/City-Gate wurden die Unternehmen nach Angaben der BNetzA aufgefordert, ihre Gasbezugskosten ohne ausgewiesene Netzkosten der vorgelagerten inländischen Netzebenen anzugeben und diese bei den Netzkosten zu berücksichtigen. In diesem Fall sollten die Anteile den Netzkosten zugerechnet werden. Es liegen der BNetzA erste Erkenntnisse vor, die den Schluss nahe legen, dass dies nicht oder nur zu einem Teil erfolgt ist. Dies führt zu einem geringeren Anteil an ausgewiesenen Netzkosten an den Gesamtpreisen und zu einem entsprechend erhöhten Anteil an Gasbezugskosten. Bis zur konsequenten Umsetzung des Zweivertragsmodells durch alle Marktteilnehmer werden sich insoweit die Netzkosten nicht eindeutig ermitteln lassen.

<sup>30</sup> Zum Preisstand 1. April 2006 wurde für den Abnahmefall D 3 nicht zwischen einer Belieferung zu Allgemeinen Preisen und zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung unterschieden.

behördlichen Missbrauchsaufsicht über die Strom- oder Gaspreise werden die Netzentgelte nach § 111 EnWG neutralisiert.

§ 23a EnWG sieht eine Genehmigung der Netzentgelte durch die Regulierungsbehörden vor. Die Genehmigung soll eine den Maßstäben des § 21 Abs. 2 EnWG entsprechende Berechnung gewährleisten. Die StromNEV und GasNEV konkretisieren die Berechnung des der Bestimmung der Netzentgelte zugrunde zu legenden Kostenblocks. In der ersten Genehmigungsrunde konnten durch Kürzungen der Netzentgelte preisdämpfende Wirkungen zugunsten der Letztverbraucher erreicht werden. Im Strom- und im Gasbereich sind die Netzentgelte vom 1. April 2006 zum 1. April 2007 nach den Erhebungen der BNetzA in den Beispielgruppen im Durchschnitt teilweise erheblich gesunken.

Allerdings beansprucht die Durchführung der ersten Runden der Netzentgeltgenehmigungen deutlich mehr Zeit als bei Verabschiedung des EnWG erwartet. Im Laufe der Genehmigungsrunde vorgenommene Kürzungen der beantragten Kosten zeigen, dass die beantragten Entgelte vielfach nicht am gesetzlichen Maßstab der Kosten einer Betriebsführung eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers ausgerichtet waren. Die erste Genehmigungsrunde ist noch nicht abgeschlossen. Noch nicht abschließend geklärt ist die Frage, wie vorzugehen ist, wenn ein Netzbetreiber durch eine gerichtliche Entscheidung rechtskräftig ein höheres Entgelt zuerkannt bekommt als ursprünglich genehmigt. Die von den Netzbetreibern dazu vorgesehenen Rückzahlungsklauseln werden von den Gerichten zum Teil nicht anerkannt.

**c) Getrennte Ausweisung der Netzentgelte in Energielieferverträgen**

Früher boten vertikal integrierte Lieferanten einen einheitlichen Preis an, der – abgesehen vom Grundpreis für Messung und Abrechnung – i. d. R. keine gesonderten Preisbestandteile auswies. Seit dem 15. Dezember 2005

verpflichtet § 42 Abs. 6 EnWG i. V. m. § 118 Abs. 4 EnWG Elektrizitätsversorgungsunternehmen, „in ihren Rechnungen an Letztverbraucher das Entgelt für den Netzzugang gesondert auszuweisen“. Das vom Lieferanten gesondert angegebene Netzentgelt weist einen für ihn in seiner Funktion als Lieferanten unbeeinflussbaren Preisbestandteil aus, den er an den Letztverbraucher weitergibt.

### Anwendung des § 42 Abs. 6 EnWG

Mit dem Transparenzziel nicht vereinbar erschiene eine netzübergreifende Angabe von Durchschnittsnetzentgelten. Der jeweilige Letztverbraucher könnte in diesem Fall die tatsächliche Zusammensetzung seines Strompreises nicht aus der Rechnung erschließen. Sollten sich die Vorgaben des § 42 Abs. 6 EnWG in der Anwendungspraxis insoweit als ungenau erweisen, wäre eine Klarstellung zu erwägen.

### Bisher keine Geltung im Gasbereich

Da sich § 42 EnWG insgesamt nur auf Stromlieferungen bezieht, fehlt eine § 42 Abs. 6 EnWG entsprechende Regelung für den Gasbereich. Eine sachliche Begründung für die unterschiedliche Behandlung von Strom- und Gasnetzentgelten ist nicht ersichtlich. Gasnetzentgelte werden wie Stromnetzentgelte nach § 23a EnWG genehmigt.

### d) Umsetzung des Artikel 13 Abs. 2 und 3 der EDL-Richtlinie

Artikel 13 Abs. 2 und 3 der EDL-Richtlinie<sup>31</sup> enthalten ergänzende Vorgaben für die Transparenz von Strom- und Gasrechnungen, die bis zum 17. Mai 2008 in das nationale Recht umzusetzen sind. Abrechnungen sollen den tatsächlichen Energieverbrauch auf klare und verständliche Weise wiedergeben und so häufig durchgeführt werden, dass die Kunden in der Lage sind, ihren Energieverbrauch zu steuern. Der Einsatz moderner Zählertechnologien soll auch dazu dienen, alle Verbraucher in die Lage zu versetzen, eine solche Verbrauchssteuerung durchführen zu können. Inhaltlich stehen diese Regelungen im Zusammenhang mit § 42 EnWG sowie Vorgaben der StromGVV und der GasGVV. Um eine sachwidrige Aufspaltung der Regelungen für die Gestaltung von Strom- und Gasrechnungen zu vermeiden, empfiehlt sich die Zusammenfassung der Vorgaben im EnWG.

## 2. Möglichkeiten zum Lieferantenwechsel

Die normativen Rahmenbedingungen für einen einfachen Wechsel des Strom- und Gaslieferanten sind durch den Erlass der NAV, NDAV, StromGVV und GasGVV vervollständigt worden. Die Rechtsverordnungen haben die Versorgungsbedingungen der Verordnung über Allge-

meine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBELtV) und der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden (AVBGasV) abgelöst. Sie ergänzen die gesetzlichen Bestimmungen und die Netzzugangsregeln der StromNZV und GasNZV. Erkannte Wechselhindernisse wurden beseitigt. Insbesondere im Strombereich ist derzeit nicht erkennbar, dass weitere normative Maßnahmen erforderlich sind. Sollte sich gleichwohl Handlungsbedarf ergeben, würde die Bundesregierung diesem nachgehen. Im Gasbereich dürfte eine bessere Einschätzung nach weiteren Erfahrungen mit dem beginnenden Wettbewerb um die Belieferung von Haushaltskunden möglich sein.<sup>32</sup>

Nach derzeitiger Einschätzung steht jetzt die praktische Anwendung des Ordnungsrahmens im Vordergrund. Hier geht es vor allem um die Standardisierung von Geschäftsprozessen. Transaktionskosten für Lieferantenwechsel sollten bei Wettbewerb um Haushaltskunden möglichst niedrig sein.

Im Gasbereich hat sich Wettbewerb noch nicht flächendeckend und für alle Kundengruppen entwickelt. Bis auf ein seit Anfang 2007 als bundesweiter Anbieter auftretendes Unternehmen sind Wettbewerbsangebote für Haushalts- und Kleingewerbekunden bisher regional begrenzt. Bei Industriekunden ist ein Wechsel des Gaslieferanten in größerem Umfang als Haushalts- und Kleingewerbekunden möglich. Ein Wettbewerbsimpuls wird mit der Anpassung der Gasnetzzugangsregeln erfolgen.

Die BNetzA treibt die Standardisierung der so genannten Lieferantenwechselprozesse für den Gasbereich voran. Ein entsprechender Beschluss zu den Geschäftsprozessen „Lieferantenwechsel Gas“ (GeLi Gas) liegt seit dem 29. August 2007 vor. Diese sollen, in Anlehnung an entsprechende Regelungen für den Strombereich, die Prozesse bis zum erfolgreichen Lieferantenwechsel netzbetreiberübergreifend vereinheitlichen und dadurch zu weiteren Erleichterungen beitragen. Die Auswirkungen der geplanten Festlegung der BNetzA auf das Wettbewerbsgeschehen bleiben abzuwarten.

## 3. Verbrauchszähler und Messung

Die Messung der über einen Netzanschluss entnommenen Energie und der Betrieb des für diese Messung erforderlichen Zählers sind im Grundsatz Hilfsdienstleistungen. Sie fallen im Zusammenhang mit der Erbringung einer Hauptleistung an, die zum einen in der Gewährung des Netzzugangs durch den jeweiligen Netzbetreiber und zum anderen in der Energielieferung durch den jeweiligen Energielieferanten besteht. Die Erbringung dieser Hauptleistungen unterliegt unterschiedlichen Rahmenbedingungen. Da die für die Abrechnung der Netzentgelte und der Energielieferung erforderlichen Daten im Regelfall identisch sind, bedarf es für deren Messung im Grundsatz nur eines Zählers beim jeweiligen Kunden.

<sup>31</sup> Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, ABl. EU Nr. L 116 S. 64 v. 27. April 2006.

<sup>32</sup> Zum Anpassungsbedarf bei der GasNZV vgl. im Einzelnen C. V.

Nicht nur die Abrechnungen der Netzentgelte sowie der Strom- und Gaslieferungen beruhen auf der Messung. Auch die staatlich veranlassten Preisbestandteile, also z. B. die Steuern und die Wegenutzungsentgelte, werden auf der Grundlage dieser Messung abgerechnet.

Die Erfassung des Energieverbrauchs in Deutschland entspricht nicht dem technischen Entwicklungsstand. Im Haushaltsbereich werden beinahe ausschließlich elektromechanische Zähler eingesetzt, die keine Fernauslesung und elektronische Datenübermittlung ermöglichen. Insbesondere mit so genannten intelligenten Zählern („Smart meter“), die derzeit entwickelt werden, kann nicht nur eine zeitnahe Erfassung des Verbrauchs erfolgen, sondern der Letztverbraucher auch in die Lage versetzt werden, seinen Energieverbrauch zu steuern und auf diese Weise Kosten und Energie einzusparen. Intelligente Zähler bieten auch die Voraussetzungen für das Angebot verschiedener Tarifmodelle, die wirtschaftliche Anreize für einen effizienten Energieverbrauch der Letztverbraucher setzen können. Dies kann auch einen Beitrag zur Einführung intelligenter Energieversorgungssysteme leisten, deren Erforschung und Einführung z. B. auch über das Projekt E-Energy des BMWi gefördert werden. Die Bundesregierung hat in Meseberg beschlossen, die notwendigen Rahmenbedingungen für einen marktgetriebenen Prozess der Einführung und Nutzung moderner Zählertechnologien zu schaffen, um in einem Übergangszeitraum von sechs Jahren einen möglichst flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler zu erreichen, soweit sie wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar sind. Um nach der vollständigen Öffnung des Messwesens für Wettbewerb die Fortschritte der marktgetriebenen Einführung moderner Zählertechnologien zu überprüfen, hat die Bundesregierung ein Monitoring beschlossen.

Artikel 13 Abs. 1 der EDL-Richtlinie enthält künftig zu beachtende Anforderungen an den Einsatz von Zählern. Betroffen wären in erster Linie Haushaltskunden und kleinere Gewerbetreibende. Die Bundesregierung wird prüfen, ob sich hieraus Änderungsbedarf ergibt, der z. B. im Rahmen einer Rechtsverordnung nach § 21b Abs. 3 EnWG umgesetzt werden müsste.

#### **a) Überprüfung der Messpreise im Rahmen der Netzentgeltregulierung**

##### **Status quo**

§ 21b Abs. 1 EnWG weist die Aufgabe des Einbaus, Betriebs und der Wartung von Messeinrichtungen (Zählerbetrieb) sowie die Messung der gelieferten Energie im Grundsatz dem jeweiligen Netzbetreiber zu. Soweit der Netzbetreiber den Zähler betreibt und die Messung durchführt, unterliegen die vom Netzbetreiber hierfür geforderten Entgelte als Hilfsdienstleistungen des Netzbetriebs der Entgeltregulierung. Angesichts des der Netzregulierung zugrunde liegenden Prinzips der kostenorientierten Entgeltbildung fließen die Messkosten in diesem Rahmen nicht – wie in anderen Wirtschaftsbereichen üblich – in einen Gesamtpreis ein. Die Messentgelte werden vielmehr im Rahmen der Netzentgeltregulierung gesondert als Preisbestandteil erfasst und kontrolliert.

Die für den Zählerbetrieb und die Messung anfallenden Kosten sind von den Kosten der Abrechnung zu unterscheiden.<sup>33</sup> § 21b EnWG bezieht sich nicht auf Abrechnungskosten, da die Abrechnung unmittelbar mit der Geltendmachung der Forderungen durch den jeweiligen Gläubiger, also durch den Netzbetreiber bzw. Lieferanten, zusammenhängt. Die Abrechnung beruht auf den Messdaten.<sup>34</sup>

Im Rahmen der Netzentgeltregulierung wird ermittelt, welcher Anteil des früheren Verrechnungsentgelts auf die Kosten für Zählerbetrieb und Messung und welcher auf die Abrechnungskosten entfällt. Nach den Erfahrungen der BNetzA haben die Netzbetreiber unterschiedliche Schlüsselungen bei der Kalkulation der Mess- und Abrechnungsentgelte zugrunde gelegt. Die BNetzA hat zur intensiveren Prüfung der Zusammensetzung der Messentgelte im Rahmen künftiger Netzentgeltprüfungen Prozessschritte für die Bereiche Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung definiert.

##### **Handlungsbedarf**

Nach dem Wortlaut der StromNEV und GasNEV wird bei der Genehmigung der Netzentgelte nicht zwischen dem bereits für Wettbewerb geöffneten Bereich „Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen“ sowie der noch nicht für Wettbewerb geöffneten „Messung“ unterschieden. Erst durch Aufteilung der Entgeltkomponenten kann der Anschlussnehmer aber die Preise im Wettbewerbsbereich vergleichen. Falls die Aufteilung nicht in der Anwendungspraxis der BNetzA durchsetzbar sein sollte, ist eine Ergänzung der StromNEV und GasNEV zu regeln.

#### **b) Mindestanforderungen im Vertrag zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber**

##### **Status quo**

Wichtige Anforderungen an die Zähler ergeben sich aus dem Eichrecht. Weitere Vorgaben folgen für die Zählerleistungsgemessener Letztverbraucher<sup>35</sup> aus der StromNZV und GasNZV.<sup>36</sup> Bei dieser Kundengruppe ist zur Abrechnung der Netzentgelte der Einbau eines Lastgangzählers notwendig, während bei nach Standardlastprofilen versorgten Letztverbrauchern der Zähler nur die Arbeit

<sup>33</sup> Diese Bestandteile waren vor Inkrafttreten der Netzregulierung in der Regel in einem Verrechnungsentgelt zusammengefasst, so dass der unzutreffende Eindruck entstehen konnte, das Verrechnungsentgelt gäbe nur die Kosten für den Zähler und dessen Ablesung wieder.

<sup>34</sup> Abrechnungskosten sind Kosten der Weiterverarbeitung der Informationen im Unternehmen einschließlich der Geltendmachung der Forderung durch Übersendung der Rechnung.

<sup>35</sup> Im Strombereich gilt dies nach § 12 Abs. 1 i. V. m. § 18 Abs. 1 StromNZV im Regelfall für Anschlussnutzer mit einer Entnahme über 100 000 kWh/a, im Gasbereich nach § 29 Abs. 1 i. V. m. § 38 Abs. 1 GasNZV im Regelfall für Anschlussnutzer mit einer stündlichen Ausspeiseleistung über 500 kW bzw. einer Entnahme über 1,5 Mio. kWh/a.

<sup>36</sup> § 18 Abs. 1 Satz 2 und § 19 Abs. 1 StromNZV sowie § 38 Abs. 2 und 3 und § 39 Abs. 1 GasNZV.

messen muss. Bei diesen Kunden wird der Energieverbrauch nicht ¼-stündig zeitgenau, sondern als Gesamtverbrauch für den Abrechnungszeitraum, der in der Regel 12 Monate beträgt, ermittelt. Preisliche Unterschiede zwischen beiden Zählertypen bestehen hinsichtlich der Investitionskosten. Die Abrechnung nach Standardlastprofilen dient im Rahmen der Bestimmung der Netzentgelte dem Ziel möglichst niedriger Transaktionskosten.

Erste Energielieferanten beabsichtigen bereits, mit „Smart-Metern“ (intelligente, fernauslesbare Zähler) auch in den Markt für Haushaltskunden vorzudringen und solche Zähler in Verbindung mit Stromlieferverträgen anzubieten. Für einen möglichst flächendeckenden Einsatz müssen allerdings erst die Voraussetzungen geschaffen werden. Die rechtliche Öffnung für Wettbewerb nach § 21b EnWG richtet sich bisher nur auf den Zählerbetrieb, nicht aber auf die Messung. Daher kann sich ein preislicher Vorteil bisher auch nur hinsichtlich des auf den Zählerbetrieb entfallenden Anteils des Netzentgelts ergeben.

Bei fernauslesbaren Zählern mit registrierender Lastgangmessung besteht wegen der bisher vorgesehenen Ableseung des Zählers durch den Netzbetreiber technisch die Notwendigkeit, dass der Zähler mit dem jeweiligen technischen Standard des Netzbetreibers kompatibel ist. Es gibt bisher keinen bundesweit einheitlichen Standard der Netzbetreiber bei der Fernauslesung. Dies hat sich als ein Wettbewerbshindernis gezeigt. Im Rahmen der Netzregulierung werden bisher nur Geschäftsprozesse zwischen Netzbetreiber und Netznutzer standardisiert.

### Handlungsbedarf

Nach den Erfahrungen der BNetzA haben sich bei der Ausgestaltung der Mindestanforderungen in dem zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber nach § 21b Abs. 2 EnWG zu schließenden Vertrag zwei Problemfelder ergeben.

Zum einen gibt es noch keine einheitlichen Rahmenverträge zwischen Netzbetreibern und Messstellenbetreibern. Dadurch muss ein Messstellenbetreiber mit den jeweiligen Netzbetreibern Vertragsverhandlungen über die jeweiligen Inhalte führen. Drittanbieter haben sich nach Erfahrungen der BNetzA insbesondere über eine Vielzahl unterschiedlicher Vertragsgestaltungen und die Uneinheitlichkeit technischer Mindestanforderungen beschwert, die den Marktzutritt erschweren würden. Für eine Standardisierung der Vorgaben durch Festlegungen der BNetzA bietet zumindest § 21b EnWG bisher keine rechtliche Grundlage, da er Festlegungen über Inhalte der Verträge nach § 21b Abs. 2 Satz 7 EnWG nicht ermöglicht.

Zum anderen wurde von Marktteilnehmern kritisiert, dass die von den Netzbetreibern für erforderlich gehaltenen Vertragsbedingungen den Anschein erweckten, dass sie über Mindestanforderungen hinausgingen und einen Marktzutritt Dritter ohne sachlichen Grund erschweren würden.

Um diesen Schwierigkeiten zu begegnen, sollten der BNetzA zusätzliche Befugnisse eingeräumt werden.

### c) Öffnung für Wettbewerb

#### Status quo

§ 21b Abs. 2 EnWG hat den Einbau, Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen bereits für Wettbewerb geöffnet. Unter den geregelten Voraussetzungen kann der Zählerbetrieb durch einen Dritten durchgeführt werden. Dabei sind nach § 21b Abs. 2 Satz 7 EnWG der Messstellenbetreiber und der Netzbetreiber verpflichtet, zur Ausgestaltung ihrer rechtlichen Beziehungen einen Vertrag zu schließen. § 21b Abs. 2 Satz 5 Nr. 2 EnWG erlaubt es dem Netzbetreiber, einheitlich für sein Netzgebiet technische Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität vorzusehen. § 21b Abs. 3 Satz 1 EnWG ermöglicht die nähere Ausgestaltung der Rahmenbedingungen durch Rechtsverordnung. Die Öffnung der Messung<sup>37</sup> für Wettbewerb ist der Entscheidung durch Rechtsverordnung nach § 21b Abs. 3 Satz 2 EnWG überlassen.

#### Handlungsbedarf

Nach den bisherigen Erfahrungen stellt die noch fehlende Öffnung der Ablesung der Zähler ein erhebliches Hindernis für die Entwicklung von Wettbewerb auch im Zählerbereich dar. Die fehlende Öffnung der Ablesung für Wettbewerb scheint auch die Entscheidung zu beeinflussen, ob zumindest die Möglichkeiten der Öffnung beim Zählerbetrieb genutzt werden. Die Ermöglichung eines einheitlichen Geschäftsprozesses für Zählerbetrieb und Messung dürfte neuen Anbietern auch den Einstieg in den Markt für den Zählerbetrieb erleichtern und die Attraktivität des Angebots für die Letztverbraucher steigern. Dem kann durch eine Öffnung auch der Ablesung für Wettbewerb durch eine Rechtsverordnung nach § 21b Abs. 3 EnWG Rechnung getragen werden. Eine Öffnung für Wettbewerb kann zudem Innovationen und eine möglichst schnelle Einführung von „Smart-metering“-Konzepten fördern.

Zur Öffnung der Messung für Wettbewerb müssen die erforderlichen Geschäftsprozesse vorbereitet werden.

- Zu prüfen ist, ob Wettbewerb bei Zählerbetrieb und Messung Auswirkungen auf die Möglichkeit zum Lieferantenwechsel und die Ausgestaltung der Geschäftsprozesse im Falle des Umzugs des Letztverbrauchers haben kann. Wichtig ist, dass keine Hindernisse für einen Lieferantenwechsel oder für einen Letztverbraucher nicht vorhersehbare Nachteile bei einem Wohnungswechsel entstehen. Gewisse Vorkehrungen trifft § 21b Abs. 2 EnWG, indem er das Recht zur Beauftragung eines neuen Messstellenbetreibers dem Anschlussnehmer, nicht dem Anschlussnutzer, zuordnet.

<sup>37</sup> Auslesen der Daten aus dem Messgerät sowie deren weitere Verarbeitung und Übermittlung zur Ermöglichung der Abrechnung der Netzentgelte bzw. Energielieferung.

Allerdings führt das Auseinanderfallen der Berechtigten bei der Öffnung von Zählerbetrieb und Messung zu zusätzlichem Aufwand. Da die Wahl der Messeinrichtung vorrangig im Interesse des Anschlussnutzers liegt, ist zu prüfen, ob dem Anschlussnutzer entsprechende eigene Rechte einzuräumen sind.

- § 9 Abs. 1 EnWG verpflichtet Netzbetreiber zur vertraulichen Behandlung von Informationen. Daher ist zu fragen, ob ein Messstellenbetreiber ähnlichen Restriktionen unterliegen sollte, soweit er über entsprechende Informationen verfügt. Gegebenenfalls wäre zu entscheiden, ob solche Informationen im eigenen Unternehmen als Ergebnis eigener Leistung für den Messstellenbetreiber nutzbar sein sollen oder ob die Neutralität des Messstellenbetreibers im Vordergrund stehen soll.
- Je umfangreicher die Daten sind oder werden, die ein Messstellenbetreiber durch die Messung erhält, desto relevanter könnte zudem die Frage nach dem Umgang mit diesen Daten werden. Hier bedarf es einer Analyse der Auswirkungen. Bestehende Verbraucherschutzstandards sind zu wahren.

Eine bundesweit einheitliche Ausgestaltung der Mindestbedingungen der zwischen den Netzbetreibern und Messstellenbetreibern abzuschließenden Verträge könnte im Rahmen der vorgeschlagenen Rechtsverordnung unterstützt werden. Im Hinblick auf den sich noch entwickelnden Markt erscheint es sachgerecht, der BNetzA durch eine Änderung des § 21b EnWG eine ergänzende Festlegungsbefugnis zur Vorgabe von Mindeststandards im Sinne des § 21b EnWG einzuräumen.

## II. Auswirkungen auf die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung (§ 112 Satz 3 Nr. 2 EnWG)

Maßgebliche praktische Erfahrungen mit Auswirkungen der Anwendung der Vorschriften der Netzregulierung auf die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung lagen im Berichtszeitraum noch nicht vor.

Wesentliche Fragen der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung betreffen die Planung und Errichtung für Energieanlagen. Der Gesetzgeber hat mit dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz u. a. § 43 Satz 3 EnWG eingefügt, der die Verlegung von Erdkabeln in einem 20 km-Korridor von Nord- und Ostsee zwischen der Küstenlinie und dem nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt betrifft. Das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz lässt offen, ob durch Landesrecht weitere Planfeststellungsverfahren eingeführt werden können, die über die nach den Vorschriften des EnWG bestehende örtliche Begrenzung hinausgehen. Die in diesem Zusammenhang vorgesehenen Regelungen nach den §§ 43 ff. EnWG und nach § 49 EnWG werden von den jeweils zuständigen Landesbehörden und nicht von der Bundesnetzagentur angewendet.

Im Rahmen der Netzregulierung kann sich die Frage nach der Anerkennungsfähigkeit von Kosten der Verlegung von Erdkabeln stellen. Diese Frage ist von der einer etwa-

igen planungsrechtlichen Genehmigung eines solchen Erdkabels zu unterscheiden. Ob Mehrkosten eines Erdkabels im Rahmen der Netzentgeltregulierung als Kosten einer im Sinne des § 21 Abs. 2 EnWG effizienten Netzbetriebsführung berücksichtigungsfähig sind, ist im Grundsatz eine Frage des Einzelfalls, der von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde zu entscheiden ist.

Im Hinblick auf die bevorstehende Einführung der Anreizregulierung wurde im Rahmen des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes § 21a Abs. 4 Satz 3 EnWG eingefügt.

Für den Netzanschluss von Offshore-Windanlagen wurde durch das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz mit § 17 Abs. 2a EnWG eine Sonderregelung in die Bestimmungen zur Netzanschlussregulierung aufgenommen, die am 17. Dezember 2006 in Kraft getreten ist.

## III. Bedingungen der Beschaffung und des Einsatzes von Ausgleichsenergie im Strombereich (§ 112 Satz 3 Nr. 5 EnWG)

### Status Quo

Seit dem 1. Dezember 2006 gelten die von der BNetzA am 29. August 2006 festgelegten neuen Ausschreibungsmodalitäten für die Erbringung von Minutenreserve.<sup>38</sup> Neben der Vorgabe einer auf einer gemeinsamen Internetplattform zu erfolgenden einheitlichen Ausschreibung aller Übertragungsnetzbetreiber, einer auf 15 MW reduzierten Mindestlosgröße sowie einheitlicher Zeitscheiben wurde den Übertragungsnetzbetreibern u. a. auch die Veröffentlichung aller anonymisierten Angebote mit Angabe von Leistungspreis, Arbeitspreis, angebotener Leistung sowie der Information über die Zuschlagerteilung unmittelbar im Anschluss an die tägliche Ausschreibung aufgegeben. Die Ausschreibungsergebnisse mit den Angebotslisten sind unter der zu diesem Zweck von den Übertragungsnetzbetreibern eingerichteten Internetseite [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) einsehbar.

Ab dem 4. Dezember 2006 war ein extrem starker Preisanstieg zu beobachten. So wurde ein Sprung der täglichen Leistungspreise von etwa 100 bis 200 Euro/MW pro Tag auf über 1 000 Euro/MW pro Tag ersichtlich. Bei einem Ausschreibungsvolumen von 3 300 MW ergaben sich hierdurch Mehrkosten von etwa 3 Mio. Euro pro Tag.

Bei dem starken Preisanstieg handelte es sich nach Darstellung der BNetzA um einen temporären Effekt, der durch ein Zusammentreffen zweier Faktoren ausgelöst worden sein dürfte. So bestand Anfang Dezember 2006 ein kurzfristiger Liquiditätsengpass auf dem Minutenreservemarkt, wodurch auch Angebote einen Zuschlag erhielten, die eher spekulativer Natur waren. Zum selben Zeitpunkt hatten zudem die großen Anbieter dieser Form von Regelenergie ihre Angebotspreise deutlich angehoben, da sie sich auf Grund ihrer Marktinformationen und ihrer Größe erhebliche Preissetzungsspielräume ausrechnen konnten.

<sup>38</sup> Verfahren BK6-06-012.

Zwischenzeitlich wurden diese Preissteigerungen wieder abgebaut. Die Preise für Minutenreserve lagen mit Stand 20. März 2007 fast durchweg unter dem Ausgangsniveau vom 30. November 2006, so dass zu diesem Zeitpunkt eine deutliche Entlastung der Netznutzungsentgelte in Bezug auf die Kosten der Regelenergie im Vergleich zum Ausgangsniveau des 30. November 2006 festzustellen war. Allerdings ist diese Marktentwicklung nicht unumkehrbar; die Preisentwicklung kann sich auch jederzeit wieder in eine andere Richtung wenden.

Des Weiteren weist die BNetzA auf nach wie vor hohe Preise für negative Regelenergie an Wochenenden hin. Die hohen Preise an diesen Tagen sind aus Sicht der BNetzA durch die für einen echten Preiswettbewerb immer noch nicht ausreichende Angebotsmenge zu erklären. Normalerweise führen derartige Preissignale zu verstärkten Markteintritten und Angebotsausweitungen. Dass dies am Wochenende nicht geschieht, bedarf der weiteren Beobachtung und Analyse.

Die gleichzeitig zu allen Ausschreibungszeiten zu beobachtende Annäherung der günstigsten Angebote an den Grenzpreis verteuert zwar die Beschaffung der Minutenreserve, entspricht aber aus Sicht der BNetzA einer normalen Entwicklung auf Wettbewerbsmärkten und wird von ihr insofern als Indiz für das Funktionieren der Ausschreibungsbedingungen gewertet.

Die im Rahmen der Analyse der bisherigen Preisentwicklung durch die BNetzA angestellten Überlegungen laufen darauf hinaus, dass die mit den neuen Ausschreibungsbedingungen verbundene und viel diskutierte Steigerung der Markttransparenz sowohl Auslöser der Preissteigerungen als auch Ursache für deren Abbau gewesen sein könnte. So sprechen durchaus einige Indizien dafür, dass Auslöser für Preiserhöhungen, wie etwa eine Angebotsknappheit, sehr schnell bekannt werden und damit marktweite Preisanhebungen erfolgen. Gleichzeitig sorgt das schnelle Bekanntwerden der Preissteigerungen auch für eine relativ zügige Angebotsausweitung und legt damit wieder den Grundstein für eine Absenkung des Preisniveaus.

Allerdings verläuft nach den bisherigen Beobachtungen der Abbau von Preisspitzen nicht in der gleichen Geschwindigkeit wie deren Entstehen. Hier gibt es Ansätze, die eine weitere und vor allem schnellere Absenkung des Preisniveaus für möglich halten, wenn auf das „pay as bid“-System des § 8 Abs. 1 Satz 2 StromNZV verzichtet würde. Dies bedarf aber noch einer sorgfältigen Analyse.

Unter den Begriff der Ausgleichsenergie fallen gemäß § 3 Nr. 1 EnWG auch die Aufwendungen für den Ausgleich von Verlusten und für die zum Ausgleich der schwankenden EEG-Einspeisung erforderlichen Energiemengen. In diesen Bereichen wird die BNetzA Konsultationen über die zweckmäßigste Art, diese Energiemengen zu beschaffen, durchführen. Die Konsultationen sollen zur Festlegung von marktorientierten, transparenten und nicht diskriminierenden Beschaffungsverfahren führen. Ob weitergehender normativer Handlungsbedarf besteht, kann derzeit noch nicht beantwortet werden.

## Handlungsbedarf

Vor diesem Hintergrund wird die Zugänglichkeit und Transparenz von Marktinformationen zukünftig verbessert werden. Dabei ist auch zu prüfen, welche Maßnahmen zur Verbesserung der Transparenz im Regelenergiemarkt getroffen werden können, insbesondere in Bezug auf den Zeitpunkt der Verfügbarkeit von Daten für die Marktteilnehmer und auf den Inhalt der Veröffentlichungspflichten (z. B. in Bezug auf Volumina für Regelenergie, die laufende Aktualisierung von Prognosen für die Einspeisung und zur Netzlast). Es muss ausgeschlossen sein, dass ÜNB aufgrund von Informationsvorsprüngen infolge der Teilnahme am Regelenergiemarkt Vorteile zukommen.

Zur generellen Frage der Markttransparenz hat die Wirtschaftsministerkonferenz eine Arbeitsgruppe eingesetzt. Die Arbeitsgruppe hat zur Herbstkonferenz der Wirtschaftsminister zu berichten.

Die BNetzA hat im Rahmen der Region Nordeuropa einen Transparenzbericht erstellt, der mit präzisen Definitionen über Art und Zeitpunkt der zu veröffentlichenden Informationen sowie der Art der Veröffentlichung dazu beiträgt, dass in den betroffenen Mitgliedsländern eine Liste von Informationen in gleicher Weise für den Stromgroßhandelsmarkt verfügbar ist (Realisierung ab 1. Januar 2008). Auch die Europäische Kommission hat mit ihrem aktuellen Energiepaket Vorschläge zur Verbesserung der Transparenz angekündigt. Sie prüft auch eine Überarbeitung oder Ausweitung der Verordnung (EG) 1228/03 mit erneut überarbeiteten Leitlinien, die als Anhang zur EU-Verordnung in Deutschland unmittelbar gelten. Vorschläge der Europäischen Kommission für die Überarbeitung der Leitlinien sind noch für dieses Jahr geplant. Die Bundesregierung wird die Beratungen der Vorschläge auf europäischer Ebene aktiv mitgestalten.

## IV. Umsetzbarkeit von Vorschlägen zur Entwicklung eines netzübergreifenden Regelzonenmodells bei Elektrizitätsversorgungsnetzen (§ 112 Satz 3 Nr. 6 EnWG)

Nach § 112 Satz 3 Nr. 6 EnWG sollen Vorschläge zur Entwicklung eines netzübergreifenden Regelzonenmodells bei Elektrizitätsversorgungsnetzen geprüft werden. § 3 Nr. 30 EnWG definiert eine Regelzone im Bereich der Elektrizitätsversorgung als das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie (UCTE) verantwortlich ist. Der Stromhandel ist für den bundesdeutschen Markt bereits jetzt (weitgehend) uneingeschränkt möglich.<sup>39</sup> Entsprechend konzentrieren sich die nachfolgenden Überlegungen auf Fragen des Regelenergiemarktes.

<sup>39</sup> Änderungen könnten sich hier in den kommenden Jahren durch innerdeutsche Engpässe ergeben, die ggf. durch zusätzlichen Ausbau von Windenergie und den Anschluss neuer konventioneller Kraftwerke entstehen könnten.

## 1. Status quo

Derzeit ist Deutschland in vier Regelzonen unterteilt. Die Grenzen der Regelzonen entsprechen den Eigentums- und Übertragungsnetzen der vier deutschen ÜNB E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, EnBW Transportnetz AG und Vattenfall Europe Transmission GmbH. Somit beruht die heutige Abgrenzung der Regelzonen nicht auf wirtschaftlich oder technisch begründeten Voraussetzungen, sondern ist historisch gewachsen. Dies hat u. a. auch dazu geführt, dass die technische Ausstattung der Regelzonenführung unterschiedlich ist. Jede der vier deutschen Regelzonen zählt gemessen an der jeweils in der Regelzone stattfindenden Stromerzeugung zu den größten in Europa.

Bereits im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EnWG waren die Vor- und Nachteile einer durch Regulierung herbeigeführten einheitlichen Regelzone in Deutschland intensiv erörtert worden. Den in der damaligen Diskussion je nach Auffassung sehr unterschiedlichen theoretischen Einsparpotenzialen wurden die mit einer Zentralisierung der Regelenergiebeschaffung möglicherweise verbundenen Risiken für die Versorgungssicherheit und gegebenenfalls erforderliche Investitionen in den Leitungsbau gegenübergestellt. Im EnWG konzentrierten sich die getroffenen Maßnahmen daher zunächst auf eine Optimierung der Beschaffungsbedingungen in den jeweiligen Regelzonen. Die Möglichkeit der Einführung eines netzübergreifenden Regelzonenmodells wurde als Prüfungsauftrag für den vorliegenden Bericht vorgesehen.

## 2. Das Für und Wider eines Zusammenschlusses zu einer Regelzone

Die Frage der Errichtung einer einheitlichen Regelzone in Deutschland durch entsprechende regulatorische Vorgaben bewegt sich im Spannungsfeld zwischen Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Sicherheit der Energieversorgung. Die Frage steht zudem in einem Zusammenhang mit anderen Aspekten der Struktur und Organisation von Übertragungsnetzen. Anhand der unterschiedlichen Aufgaben, die ein ÜNB wahrzunehmen hat, kann gezeigt werden, wo es zu Veränderungen durch die Errichtung einer Regelzone kommen kann.

### a) Phänomen des Gegeneinanderregelns

Zweck der Regelenergie ist die Aufrechterhaltung der Netzstabilität. Sie wird eingesetzt, um Spannung und Frequenz möglichst gleich bleibend zu halten. Gelänge dies nicht, wäre mit Netzstörungen und ggf. mit Netzausfällen zu rechnen.

Derzeit kann es zum so genannten Gegeneinanderregelns kommen. Hiervon wird gesprochen, wenn innerhalb einer Regelzone positive Regelenergie angefordert wird, während in einer anderen Regelzone negative Regelenergie benötigt wird. Dieses Phänomen tritt auf, da die ÜNB vor der Beschaffung der Regelenergie keinen regelzonenübergreifenden Ausgleich von Regelenergie vornehmen, um gegenläufigen Kraftwerkseinsatz zu vermeiden, der zu höheren Gesamtkosten führt. Bisher führen die ÜNB

die Ausregelung von Erzeugung und Verbrauch jeweils für ihre Regelzone durch. Abgesehen von der Primärregelung werden alle anderen Regelenergiearten nach dem Verursachungsprinzip, d. h. in der Regelzone, die für das Ungleichgewicht verantwortlich ist, eingesetzt. Grundsätzlich beruht das Phänomen des „Gegeneinanderregelns“ auf der Schaffung von jeweils unabhängig zu führenden Regelgebieten, die als solche stabil gehalten werden sollen.

Da zur Untersuchung der tatsächlichen Auswirkungen des „Gegeneinanderregelns“ nur die viertelstündlichen Durchschnittswerte der abgerufenen positiven und negativen Sekundärregelleistung herangezogen werden können und innerhalb einer Viertelstunde positiver und negativer Bedarf nacheinander auftreten können, ist eine Auswertung hierzu zwangsläufig mit Fehlern behaftet. Daher können die tatsächlich einzusparenden Kosten nicht genau beziffert werden. Eine exakte Quantifizierung der Kosten ist auf Basis der Internet-Veröffentlichungen der ÜNB nicht möglich, hierfür wäre eine höhere Auflösung der Daten erforderlich.

Die Kosten für die Regelenergie könnten sinken, da ein Abruf seltener erfolgen muss. Das „Gegeneinanderregelns“ verursacht Kosten für den Bilanzausgleich, die zumindest zum Teil hätten vermieden werden können. Denn die Höhe der abgerufenen Menge und der dafür zu zahlende Arbeitspreis beeinflusst die Kosten der Bilanzkreisverantwortlichen.

Nach erster Einschätzung müsste zur Verhinderung des „Gegeneinanderregelns“ die Ausregelung der Regelzonen von einer gemeinsamen Koordinierungsstelle durchgeführt werden. Dort müssten alle Messwerte der Austauschleistung mit den ausländischen Regelzonen „online“ vorliegen. Ebenso müssten alle Erzeugungseinheiten „online“ an diese Koordinierungsstelle angebunden sein.

### b) Netzstabilität

Der Einsatz der Regelenergie dient der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung. Änderungen des Beschaffungsverhaltens wären daher auch hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Zwecke der Regelenergie zu prüfen. Regelenergie ist erforderlich, um Stromverbrauch und -erzeugung stets in Übereinstimmung zu halten. Damit wird verhindert, dass die Instabilität eines Gebietes nicht zu einem Zusammenbruch des gesamten Netzes führt.

### c) Netzführung

Zwischen den vier deutschen ÜNB bestehen teilweise Unterschiede in der Netzführung. Es gibt Unterschiede in der Art und Weise (manuell oder automatisch), im Umfang der zu überprüfenden (n-1)-Sicherheit mittels der Ausfallvariantenrechnung sowie unterschiedliche Schutzkonzepte im Netzbetrieb. Die langjährigen Investitionszyklen im Netzbetrieb verhindern aber eine rasche Anpassung der technischen Ausstattung auf einen gemeinsamen Standard. Eine Angleichung der Schutz-

konzepte dürfte sich ebenfalls als schwierig gestalten, da sich nach der bisherigen Praxis kein angewandtes Schutzkonzept als ungeeignet erwiesen hat. Langfristig kann eine gemeinsame Regelzone die Unterschiede in der Überwachung und Netzführung des deutschen Verbundnetzes beseitigen.

Die Kooperation und Koordination der deutschen ÜNB ist ein wichtiger Bestandteil für einen sicheren Netzbetrieb. Beim Stromausfall vom 4. November 2006 verlief die Koordination und Kommunikation zwischen den ÜNB nicht optimal. Es muss ein permanenter Datenaustausch zwischen den ÜNB gewährleistet sein, um den eigenen Netzbetrieb zu sichern und zu optimieren. Verbesserungen sind demnach nötig und möglich. Die Empfehlung zur Ausweitung und Intensivierung der Koordination und Kommunikation zwischen den Netzbetreibern findet sich im Bericht der BNetzA zum Stromausfall vom 4. November 2006 wieder. Sie wird derzeit von den ÜNB umgesetzt.

Inwieweit sich der Koordinations- und Kommunikationsaufwand durch die Etablierung einer einheitlichen Regelzone reduzieren bzw. die Koordination und Kommunikation verbessern bzw. vereinfachen würde, ist ebenfalls von der organisatorischen Ausgestaltung abhängig und ohne eine tiefer gehende Untersuchung nicht abschätzbar.

#### **d) Beschaffung sonstiger Systemdienstleistungen**

Neben der Beschaffung der unterschiedlichen Regelenergiearten ist der ÜNB auch für die Organisation aller weiteren Systemdienstleistungen wie „Windveredelung“, Verlustenergie etc. verantwortlich. Die Vereinheitlichung würde ein konsistentes System herbeiführen und könnte die Transaktionskosten für die Marktakteure reduzieren.

#### **e) Investitionsplanung**

Jeder ÜNB ist für die Investitionsplanung innerhalb seines Netzgebietes verantwortlich. Im Status quo könnte das im theoretischen Extremfall zu vier weitgehend unabhängig voneinander durchgeführten und verantworteten Investitionsplanungen führen. In der Praxis berücksichtigen die ÜNB aber mindestens an den Schnittstellen die Planung der anderen. Im Bereich der Genehmigungsverfahren könnte der Übergang zu einer Regelzone möglicherweise zur Verringerung des Koordinierungsaufwandes zwischen den ÜNB bei Planung und Bau neuer Leitungen, die über die Grenzen der Regelzonen hinausgehen, führen.

#### **f) Lastflussberechnung**

Die Durchführung der Lastflussberechnung in einem System mit vier Regelzonen erfordert einen höheren Aufwand. Zwar arbeiten die ÜNB auch derzeit bei der Durchführung der Lastflussberechnung zusammen. Dies erfordert jedoch die Abstimmung zwischen den jeweils benachbarten ÜNB. Dieser Koordinierungsaufwand könnte verringert werden, wenn nur noch eine Lastflussberechnung für das gesamtdeutsche Netz durchgeführt

werden müsste, ohne dass eine Koordinierung zwischen den ÜNB erforderlich wäre.

#### **g) Bilanzkreisführung und Teilnahme an Regelenergiemärkten**

##### **Bilanzkreisführung**

In der jetzigen Situation mit vier Regelzonen muss ein Händler, der am Stromhandel teilnehmen will, in jeder Regelzone, in der er aktiv werden möchte, einen Bilanzkreisvertrag abschließen und einen Bilanzkreis führen. Gäbe es nur eine Regelzone, wäre entsprechend nur ein Bilanzvertrag und nur ein Bilanzkreis je Händler erforderlich. Dadurch würden die Transaktionskosten der Händler gesenkt.

##### **Teilnahme am Regelenergiemarkt**

Durch die im Gesetz verankerte Ausschreibung der Regelenergie auf einer gemeinsamen Internetplattform wurden Transaktionskosten eingespart, indem eine Anlaufstelle für die Ausschreibung von Regelenergie geschaffen wurde. Dadurch wurde der Koordinierungsaufwand verringert und eine Erleichterung für die Marktteilnehmer geschaffen. Für sie ist es nicht mehr erforderlich, an mehreren Ausschreibungen teilzunehmen.

#### **h) Entstehen innerdeutscher Engpässe durch gemeinsame Ausschreibung von Regelenergie**

Ein Problem kann bei der gemeinsamen Ausschreibung jedoch dadurch entstehen, dass für den regelzonenübergreifenden Einsatz der Regelenergie höhere Leitungskapazitäten zwischen den Regelzonen für die Austauschleistung vorgehalten werden müssen. Dies kann das Entstehen innerdeutscher Engpässe für den Handel begünstigen. Bislang wurde diesem Problem mit der Definition von Kernanteilen begegnet, die sich an den historisch gewachsenen Regelzongrenzen und nicht an technisch begründeten potentiellen Engpässen orientieren.

#### **i) Koordinierter Einsatz von Regelenergie**

Eine weitere, sich durch eine einheitliche Regelzone ergebende Lösungsmöglichkeit wäre der zentral koordinierte bedarfsgerechte Einsatz der Regelenergie unter technisch-wirtschaftlich optimalen Gesichtspunkten. Bei dieser Lösungsvariante wäre es allerdings erforderlich, dass beim Abruf von Regelenergie von der Merit Order abgerückt werden kann. Diese Vorgehensweise wird von der BNetzA unter technischen Gesichtspunkten als sinnvoll erachtet. So kann es in der Praxis nach Einschätzung der BNetzA sinnvoll sein, statt den nächst billigeren Anbieter abzurufen, einen Sprung in der Merit Order zu machen. So können z. B. die Abrufzeiten verkürzt werden, wenn weniger Telefonate geführt werden müssen; in anderen Fällen kann es sinnvoll sein, einen räumlich nahe an der Störung gelegenen Anbieter zur Leistung der Regelenergie abzurufen, statt einen weit entfernten, aber billigeren Anbieter. Bei dieser Variante könnten die Austauschleistungen für Regelenergie zu Gunsten des

Handels minimiert und damit auch die Gefahr des Entstehens innerdeutscher Engpässe verringert werden.

#### j) Regulatorischer Aufwand

Neben den Effizienzsteigerungen, die aus der Etablierung einer Regelzone entstehen könnten, ist auch der Aspekt eines möglicherweise geringeren regulatorischen Aufwands zu berücksichtigen. Für die BNetzA ist es einfacher, nur einen ÜNB beaufsichtigen zu müssen. Zudem sinkt der Koordinierungsaufwand, da die BNetzA nur mit einem ÜNB in Kontakt treten muss. Zugleich würde die Möglichkeit für ein Benchmarking zwischen deutschen ÜNB entfallen.

### 3. Strukturwandel durch Regionale Netzbetreiber?

Die Realisierung einer einheitlichen Regelzone für Deutschland anhand eines derzeit im Zuge der Weiterentwicklung des Entflechtungsrahmens diskutierten RTO ist eine Option, bei der es maßgeblich auf die Ausgestaltung der Aufgaben der RTO-Gesellschaft ankommt, um die aufgeführten Vorteile zu verwirklichen. Durch eine gesetzliche Anordnung zur gemeinsamen Regelung der Übertragungsnetze innerhalb Deutschlands würde zugleich der Zusammenschluss der vier bestehenden Regelzonen erreicht. Ein solches Vorgehen wäre unter dem Gesichtspunkt der Regelzonen als Vertiefung bzw. Weiterführung der im EnWG bereits verankerten Kooperationspflichten zu verstehen. Die deutschen ÜNB haben in einer Presseerklärung ihre Bereitschaft zur Gründung eines RTO – allerdings über die nationalen Grenzen hinaus – signalisiert. Anders als bei einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit zwischen den ÜNB müsste bei einem bundesweiten Zusammenschluss allerdings allein der nationale Ordnungsrahmen berücksichtigt werden. Ein nationaler Zusammenschluss erschiene mit den Vorgaben der EU-Richtlinie 2003/54/EG vereinbar.

### 4. Handlungsbedarf

Die weitere nationale Diskussion sollte auf den Richtlinienvorschlägen der Europäischen Kommission für ein Drittes Binnenmarktpaket aufsetzen, die die Europäische Kommission in Kürze unterbreiten will. Ein zentraler Gegenstand wird die Frage einer weiteren Entflechtung der ÜNB sein. Nationale Vorgaben für die Organisation der Übertragungsnetze sollten an den europarechtlichen Rahmenbedingungen anknüpfen. Zudem können manche Folgewirkungen einer etwaigen einheitlichen Regelzone in Deutschland auf Grundlage der bisherigen Erfahrungen der BNetzA noch nicht abschließend beurteilt werden. Durch eine Zusammenfassung von Regelzonen ließen sich allerdings das Problem des „Gegeneinander-Regelns“ vermeiden und dadurch Kosteneinsparungen realisieren. Die Grenze der organisatorischen und technischen Machbarkeit einer Umsetzung neuer Regelungen durch die Unternehmen muss im Interesse der Netzsicherheit bei einer Ausgestaltung Beachtung finden. Die Bundesre-

gierung ist bestrebt, die mit den getrennten Regelzonen verbundenen Nachteile zu beseitigen. Sie wird daher Vorschläge für die Rationalisierung bei der Beschaffung von Regelenergie auf den Weg bringen und alle Optionen für eine gemeinsame Regelzone entwickeln.

## V. Möglichkeit zur Einführung eines einheitlichen Marktgebiets bei Gasversorgungsnetzen (§ 112 Satz 3 Nr. 6 EnWG) und Aspekte der Gasnetzentgeltregulierung

### 1. Netzzugang und Einführung eines einheitlichen Marktgebietes

#### a) Status quo

Das EnWG hat das Netzzugangsmodell im Gasbereich grundlegend verändert. Das EnWG verpflichtet die Netzbetreiber seit dem 1. Februar 2006 in dem Ausmaß verbindlich zusammenzuarbeiten, das für eine Transportabwicklung auf der Basis von nur zwei Verträgen erforderlich ist. Diese Verpflichtung ist durch die technische Unmöglichkeit oder die wirtschaftliche Unzumutbarkeit begrenzt. Das neue Entry-Exit-Modell, das das transaktions- und entfernungsabhängige „Punkt-zu-Punkt-Modell“ abgelöst hat, wird derzeit schrittweise in die Praxis überführt. Ziel ist es, spätestens zum Herbst 2007 bundesweiten Wettbewerb um die Belieferung aller Kundengruppen zu ermöglichen.

Um dem Erfordernis eines flexiblen Entry-Exit-Modells gerecht zu werden, sind umfassende Regeln zur Kooperation der Netzbetreiber untereinander erforderlich. Mit ihrer Entscheidung vom November 2006 erklärte die BNetzA die auf das so genannte Einzelbuchungsmodell bezogenen Teile einer, erst im Juni 2006 vorgelegten, ersten Kooperationsvereinbarung für nicht gesetzeskonform, da sie noch wesentliche Elemente des „Punkt-zu-Punkt“-Modells enthielten und ein diskriminierungsfreier Netzzugang nicht gewährleistet war. Die BNetzA gab den Verbänden der Netzbetreiber auf, die Kooperationsvereinbarung entsprechend zu überarbeiten. Eine überarbeitete Vereinbarung liegt jetzt vor und kann mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/08 erstmals angewandt werden.

Mit der neuen Kooperationsvereinbarung wird die Frage nach der Anzahl der Marktgebiete, die aus technisch bzw. wirtschaftlichen Gründen von den Netzbetreibern als gerechtfertigt angesehen werden, noch nicht gelöst. Ein Marktgebiet ist eine Verknüpfung mehrerer Netze, die über Netzkopplungspunkte verbunden sind. In dem Marktgebiet kann ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausseispunkten flexibel nutzen.

Die gegenwärtige Unterteilung der Marktgebiete entspricht im Wesentlichen den historischen Eigentumsgrenzen. Die Netzbetreiber begründen dies mit den unterschiedlichen Gasqualitäten (L- und H-Gas) und dauerhaften Engpässen, die sich nicht durch die in § 6 GasNZV vorgesehenen Maßnahmen beseitigen ließen.

## b) Ansätze zur Reduzierung der Marktgebiete

Aus wettbewerblichen Erwägungen muss es das Ziel sein, die Zahl der Marktgebiete so weit wie möglich zu reduzieren. Marktgebietsüberschreitende Transporte erfordern momentan, abweichend vom grundsätzlichen Konzept des Gasnetzzugangs, mehr als zwei Verträge, und zwar jeweils einen Ein- und einen Ausspeisevertrag je Marktgebiet. Hierdurch erhöht sich der mit einem Gastransport verbundene vertragliche Aufwandsaufwand sowie eventuell auch die Gesamthöhe der zu zahlenden Netzentgelte. Die Marktgebietszahl muss daher auf das aufgrund von dauerhaften, nicht zu überwindenden technischen Restriktionen absolut notwendige Mindestmaß beschränkt werden. Die Netzbetreiber haben zum Teil bereits eine Reduktion der Marktgebiete angekündigt. Die BNetzA bleibt allerdings gefordert, gegebenenfalls formelle Verfahren, auch im Hinblick auf unternehmensübergreifende Kooperationen, gegen einzelne Netzbetreiber einzuleiten. Die BNetzA hat bereits angekündigt, dass sie solche Verfahren in Betracht ziehen wird, soweit kurzfristig keine Reduzierung der Marktgebietszahl erreicht wird.

Theoretisch denkbar wäre auch eine Zusammenlegung aller Marktgebiete, ohne Berücksichtigung der Gasqualitäten und Netzengpässe, durch eine legislative Maßnahme. Eine derartige Maßnahme zur Errichtung eines einheitlichen Marktgebietes würde aber die technischen Gegebenheiten außer Acht lassen. Soweit tatsächlich dauerhaft technische Engpässe bestehen, würde eine Zusammenlegung zu einem einheitlichen Marktgebiet erhebliche Einschränkungen bei der Flexibilität des Netzzugangsmodells zur Folge haben und könnte letztlich zu einer Verringerung der verfügbaren Transportkapazitäten führen. Vorzuziehen ist daher, dass eine Zusammenlegung von Marktgebieten auf Grund von Einzelfallprüfungen durch die Unternehmen selbst bzw. auf Veranlassung der BNetzA erfolgt.

## c) Handlungsbedarf

Angesichts der Ausgestaltung des Netzzugangsmodells durch § 20 Abs. 1b EnWG und die konkretisierende Entscheidung der BNetzA wird eine Änderung der GasNZV und gegebenenfalls der GasNEV erforderlich. Der bestehende Anpassungsbedarf muss unter Einbeziehung der praktischen Erfahrungen mit der Umsetzung der Entscheidung der BNetzA sowie der Anwendung der überarbeiteten Kooperationsvereinbarung gründlich analysiert werden. Die möglichen Weiterentwicklungen auf europäischer Ebene müssen berücksichtigt werden. Mit den Vorarbeiten für die Novellierung der Verordnungen soll unverzüglich begonnen werden. Die notwendige Überarbeitung der Vorschriften sollte nicht auf Fragen des Netzzugangs beschränkt bleiben, sondern auch andere Themen, wie z. B. die Bilanzierungs- und Nominierungsregeln, adressieren. Hierbei muss allerdings vermieden werden, dass ein theoretisches Konzept nur durch ein anderes, vorläufig ebenfalls rein theoretisches, ersetzt wird. Bislang ungenutzte Instrumente zur Zusammen-

legung von Marktgebieten sind auf eine mögliche wirksamere Ausgestaltung zu prüfen.

## 2. Aspekte der Gasnetzentgeltregulierung

### a) Umsetzung des § 20 Abs. 1b Satz 6 EnWG in der GasNEV

#### Status Quo

§ 20 Abs. 1b Satz 6 EnWG verpflichtet die Netzbetreiber, bei der Kosten- und Entgeltwälzung eng zusammen zu arbeiten, um die Abwicklung eines Gastransports auf der Basis von nur zwei Verträgen zu ermöglichen. Die Vorgaben für die Kalkulation der Gasnetzentgelte müssen den veränderten Gasnetzzugangsbedingungen<sup>40</sup> Rechnung tragen. Da zur Abwicklung eines Gastransportes nur zwei Verträge abgeschlossen werden müssen, muss das Entgelt des Netzbetreibers, in dessen Netz die Ausspeisung erfolgt (i. d. R. der örtliche Verteilernetzbetreiber), auch alle Entgelte enthalten, die für die Inanspruchnahme von Netzen auf vorgelagerten Ebenen entstanden sind. Diese in vorgelagerten Netzen entstandenen Kosten und Entgelte müssen verursachungsgerecht weitergewälzt werden (Kosten- und Entgeltwälzung).

Die GasNEV enthält bisher keine explizite Regelung zur Kosten- und Entgeltwälzung. Die überarbeitete Kooperationsvereinbarung enthält aber Regelungen darüber, wie diese Wälzung zu erfolgen hat<sup>41</sup>. Nach § 6 der Kooperationsvereinbarung erfolgt die Wälzung von „oben nach unten“, d. h. der jeweils vorgelagerte Netzbetreiber gibt die Kosten, die dem dem jeweils nachgelagerten Netzbetreiber vorgelagerten Netz zugerechnet werden können, an diesen weiter. Grundsätzlich bildet im Kostenwälzungssystem jeder Netzbetreiber in seiner Kalkulation einen Kostenblock „Wälzung“, in den er die von ihm an den vorgelagerten Netzbetreiber zu zahlenden Netzentgelte und Entgelte für kapazitätsentlastende Maßnahmen, die in der Kooperationsvereinbarung abschließend aufgezählt werden, einstellt. Dieses gilt nicht für die Netzbetreiber, die ein Marktgebiet aufspannen, da deren Netzen keine Netze vorgelagert sind.

Der nachgelagerte Netzbetreiber, auf den die in § 6 Kooperationsvereinbarung bezeichneten Kosten gewälzt werden, stellt die Gesamtsumme dann als Gesamtblock in seine Kostenkalkulation für die Netzentgelte ein. Dieses Vorgehen wird über alle Netzebenen bis zu den örtlichen Verteilernetzen grundsätzlich entsprechend angewendet. Das Netzentgelt des örtlichen Verteilernetzes enthält daher auch die Entgelte aller vorgelagerten Netze.

Die theoretische Möglichkeit, dass innerhalb eines Netzes unterschiedliche Netzentgelte für die Belieferung vergleichbarer Kunden zu entrichten wären, weil das betrachtete Netz an zwei verschiedene vorgelagerte Netze mit unterschiedlichen Kosten angeschlossen ist, wird

<sup>40</sup> Siehe C. V.

<sup>41</sup> § 6 der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der Änderungsfassung vom 25. April 2007; abzurufen u. a. auf [www.bgw.de](http://www.bgw.de).

ebenfalls adressiert. Für diesen Fall sieht die Kooperationsvereinbarung vor, dass es auch in dieser Situation in einem Netz nur ein Netzentgelt geben soll. Es bleibt abzuwarten, ob diese Regelung in der Praxis handhabbar ist. Erkenntnisse mit Blick auf die Praxistauglichkeit der Kostenwälzungsregelung in der Kooperationsvereinbarung könnten gegebenenfalls bei einer Novellierung der GasNEV berücksichtigt werden.

### Handlungsbedarf

Eine verursachungsgerechte Kosten- und Entgeltwälzung ist zur Durchführung des Zweivertragsmodells beim Gasnetzzugang erforderlich. Um sicherzustellen, dass unterschiedliche Systeme der Kosten- und Entgeltwälzung keinen behindernden bzw. ineffizienten Mehraufwand verursachen, ist ein einheitliches Wälzungssystem sinnvoll. Hierbei ist insbesondere zu prüfen, inwieweit wegen der Bedeutung einer diskriminierungsfreien Ausgestaltung eine Regelung in der GasNEV selbst erfolgen sollte.

Hierbei sind in jedem Fall auch die ersten praktischen Erfahrungen, die mit der Anwendung der Wälzungsregelung gemacht wurden, zu berücksichtigen.

### b) **Regelungen des § 3 GasNEV zum Vorhandensein tatsächlichen oder potentiellen Leitungswettbewerbes zwischen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern**

#### Status Quo

§ 3 GasNEV ermöglicht es überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern, ihre Entgelte abweichend vom Grundsatz der kostenorientierten Entgeltbildung nach marktorientierten Kriterien zu berechnen, wenn ihr Netz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Die Vorschrift beschreibt die Voraussetzungen, unter denen dieses angenommen werden kann. Die Prüfung, ob Leitungswettbewerb besteht, wurde durch die Regelungen der GasNEV auf die BNetzA übertragen. Bis zu einer Entscheidung der BNetzA sind die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber von der kostenorientierten ex-ante-Entgeltgenehmigung ausgenommen und dürfen die von ihnen bisher berechneten „Entry-Exit“-Entgelte beibehalten.

Der Gesetzgeber hat sich bei § 3 GasNEV von dem Gedanken leiten lassen, dass eine kostenorientierte Regulierung der Netzentgelte nur dann zwingend erforderlich ist, wenn der Netzbereich keinem wirksamen Wettbewerb ausgesetzt ist. Zur Feststellung, ob die Entgelte, die die im Leitungswettbewerb stehenden Unternehmen verlangen, nicht ungünstiger sind als die Entgelte vergleichbarer Unternehmen, enthalten die §§ 19 und 26 der GasNEV ein besonderes Vergleichsverfahren. In dieses Verfahren können auch strukturell vergleichbare Netzbetreiber in anderen Mitgliedstaaten der europäischen Union einbezogen werden.

Entsprechend ihrem gesetzlichen Auftrag untersucht die BNetzA derzeit in förmlichen Verfahren, ob die Voraussetzungen für wirksamen Leitungswettbewerb vorliegen. Bisher ist ein Fall ablehnend beschieden worden, da der Anzeigende die Kriterien für die Anerkennung als überregionaler Fernleitungsnetzbetreiber nicht erfüllte. In den übrigen Verfahren führt die BNetzA Gespräche mit den Verfahrensbeteiligten und Anhörungen durch. Diese Verfahren sollen nach Angaben der BNetzA bis Ende dieses Jahres abgeschlossen werden.

### Handlungsbedarf

Sofern die Erfahrungen mit der Regelung des § 3 GasNEV aus den bei der BNetzA anhängigen Verfahren dies nahe legen, wird unverzüglich eine Revision dieser Vorschrift eingeleitet und für überregionale Ferngasnetze eine rein kostenorientierte Entgeltbildung vorgeschrieben.

## VI. **Wettbewerb bei Gasspeichern (§ 112 Satz 3 Nr. 7 EnWG)**

### 1. **Hintergrund**

Betreiber von Speicheranlagen<sup>42</sup> werden durch § 28 EnWG verpflichtet, Dritten den Zugang zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zu ermöglichen, soweit der Zugang zu der Speicheranlage für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung von Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist. Die Zugangsgewährung erfolgt dabei nicht zu regulierten, sondern zu verhandelten Bedingungen. Um die Diskriminierungsfreiheit des Zuganges Dritter zu den Speicheranlagen zu gewährleisten, unterliegen die Speicheranlagen einer ex-post-Missbrauchskontrolle durch die Regulierungsbehörden.

Hintergrund der unterschiedlichen Behandlung von Netzbetreibern und Speicherbetreibern ist die Annahme gewesen, dass es sich beim Speicherbereich, anders als beim Netzbereich, nicht um ein natürliches Monopol, sondern um einen Wettbewerbsmarkt handelt. In Deutschland sind ausreichende geologische Formationen vorhanden, die den Ausbau von Speicherkapazitäten über den Bestand hinaus ermöglichen. Den Nachfragern nach Speicherdienstleistungen im Hinblick auf die Belieferung von Kunden steht im Unterschied zum Netzbetrieb zudem theoretisch nicht lediglich ein Anbieter, sondern eine größere Zahl von Anbietern von Speicherdienstleistungen gegenüber, zwischen denen der Nachfrager grundsätzlich auswählen kann. Voraussetzung hierfür ist allerdings ein einfacher Gastransport auch über Marktgebietsgrenzen hinweg.

<sup>42</sup> Speicheranlage ist eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas, einschließlich des zu Speicherzwecken genutzten Teils von LNG-Anlagen, jedoch mit Ausnahme des Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird; ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind.

## 2. Status quo

Speicher dienen im Wesentlichen der Erfüllung von zwei Aufgaben:

- Spitzenlastabdeckung, d. h. Ausgleich von konstanten Lieferungen/Produktionsmengen und Schwankungen beim Verbrauch (Winter, Sommer, Wochentags/Wochenende, Tag/Nacht);
- Verfügbarkeit bei Störungen in der Produktion und/oder beim Transport, d. h. Sicherstellung der kurzfristigen Versorgung.

Die Versorgung der Endkunden ist in Deutschland flächendeckend technisch nicht möglich, ohne auf Speicherkapazitäten zurückzugreifen. Aus Sicht von Versorgungsunternehmen ohne eigene Netzinfrastruktur bedeutet dies, dass sie für eine Versorgung zwingend auf den Zugang zu Gasspeichern angewiesen sind. Dies gilt ebenso in wirtschaftlicher Hinsicht. Danach ist der Zugang zu Speicherkapazitäten insbesondere deshalb von enormer Bedeutung, weil der Gaseinkaufspreis im Winter sehr viel höher ist als im Sommer. Wettbewerbsfähige Angebote gegenüber Endkunden können nur unterbreitet werden, wenn für die Belieferung zumindest teilweise auf im Sommer eingekaufte Gasmengen, die bis zum Winter in einem Porenspeicher eingelagert werden, zurückgegriffen werden kann. Die Nutzung der Speicher ist somit essentielle Voraussetzung für einen liquiden Gashandel.

Seit Anfang der 90er Jahre wurden insgesamt gut 40 Mrd. Euro in die deutsche Gasinfrastruktur investiert.

Derzeit sind in Deutschland 43 Erdgasspeicheranlagen in Betrieb, die eine Gesamtarbeitsgaskapazität von rund 20 Mrd. m<sup>3</sup> aufweisen. Gegenwärtig befinden sich mehrere Speicheranlagen im Bau oder in der Planung (z. B. Wölfersberg durch RWE DEA für Bayerngas, Bernburg durch Verbundnetz Gas AG, Epe u. a. durch Trianel Gasspeichergesellschaft mbH & Co. KG, Nuon Epe GmbH, Essent Energie Gasspeicher GmbH, Reckrod-Wölf durch Wintershall Holding AG, Rüdersdorf durch EWE). Das vorhandene Arbeitsgasvolumen wird sich durch die geplanten Ausbaumaßnahmen voraussichtlich um 24 Prozent gegenüber dem heutigen Wert erhöhen. Die von den großen Ferngasgesellschaften (E.ON Ruhrgas, Wintershall, Verbundnetz Gas, ExxonMobil/Shell, RWE) betriebenen Speicher decken rund 75 Prozent der gesamten Speicherkapazität ab.

Nach Erhebungen der BNetzA waren zum 1. Januar 2007 ca. 98 Prozent des installierten Arbeitsgasvolumens gebucht. Erkenntnisse über dauerhafte Zugangsverweigerungen zu Speichern, die mit vollständig gebuchten Kapazitäten begründet wurden, liegen nicht vor. Die BNetzA hat in diesem Zusammenhang bisher keine formellen Verfahren eingeleitet. Die Erhebung zum Monitoringbericht der BNetzA hat allerdings gezeigt, dass es im vergangenen Jahr zu mehreren Zugangsverweigerungen gekommen ist. Es konnte aufgrund fehlender Beschwerden nicht festgestellt werden, ob die Zugangsverweigerungen berechtigt oder diskriminierend waren.

Im Madrid Forum wurden auf EU-Ebene freiwillig anzuwendende Leitlinien für den diskriminierungsfreien Speicherzugang (Guidelines for Good Practice for Storage Operators, GGSSO) geschaffen, deren vollständige Umsetzung abzuwarten bleibt.

## 3. Handlungsbedarf

Die Wirksamkeit der gesetzlich vorgesehenen ex-post-Missbrauchskontrolle für Gasspeicher kann noch nicht abschließend bewertet werden. Die Regulierungsbehörden haben von diesem Instrument noch keinen Gebrauch gemacht, weil formelle Beschwerden bisher nicht vorlagen. Sollte sich in der Praxis zeigen, dass die den Regulierungsbehörden zur Verfügung stehenden Möglichkeiten noch unzureichend sind, wäre eine Änderungen der einschlägigen Vorschriften und auch die Einführung des regulierten Speicherzugangs zu prüfen. Hierbei werden insbesondere Erkenntnisse, die sich hinsichtlich des Zugangs zu Flexibilitätsdienstleistungen aus der Praxis der BNetzA ergeben können, sowie die weitere Entwicklung der Rechtslage auf EU-Ebene zu berücksichtigen sein.

## VII. Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas (§ 112 Satz 3 Nr. 7 EnWG)

### 1. Hintergrund

Biogas, d. h. Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas, ist Gas im Sinne des EnWG. Auf netzkompatibles Biogas finden daher alle gasbezogenen Vorschriften Anwendung. In einigen Fällen wird Gas aus Anlagen zur Erzeugung von Biogas (Biogasanlagen) vorrangig behandelt. Um vor allem die dezentrale Einspeisung von Biogas zu erleichtern, bestimmt § 8 GasNZV, dass Verträge über den Zugang zu örtlichen Verteilernetzen vorrangig mit solchen Kunden abzuschließen sind, die Biogas einspeisen. Zudem sieht § 34 Abs. 1 Satz 2 GasNZV vor, dass Netzbetreiber einen erweiterten Bilanzausgleich für Transportkunden von Biogas mit einem Bilanzierungszeitraum von zwölf Monaten diskriminierungsfrei anzubieten haben. Bevor eine Einspeisung von Biogas oder Erdgas in die Gasversorgungsnetze erfolgen kann, ist vom Transportkunden allerdings sicherzustellen, dass das einzuspeisende Gas den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht und mit dem bereits im System befindlichen Gas insbesondere hinsichtlich Druck und Gasqualität kompatibel ist.

### 2. Status Quo

Nach einer durch den Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. (BGW) in Auftrag gegebenen Studie sollen bereits rund 10 Prozent des heutigen Erdgasaufkommens durch Biogas ersetzt werden können. Seit 2006 speisen zwei Anlagen, je eine im Raum Aachen und München, Biogas in das Erdgasversorgungsnetz ein; dies erfolgt zumindest durch die Anlage in Aachen zu Zwecken der Gasversorgung. Im Raum München wird das eingespeiste Biogas gezielt zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Weitere Anlagen sind in der Projektierungsphase.

Der Einsatz von Biogas als Austausch für oder Zusatz zum Erdgas ist allerdings nur eine von mehreren energetischen Nutzungsmöglichkeiten, von denen einige bereits intensiv (z. B. Erzeugung von EEG-Strom) genutzt werden. Zudem bestehen auch Nutzungskonkurrenzen zwischen der stofflichen (Nahrungsmittelproduktion) und der energetischen Verwertung.

### **3. Handlungsbedarf**

Bei der Einspeisung von Biogas erweisen sich die Fragen der Netzkompatibilität (Angleichung des Biogases an die Qualität des bereits im Netz befindlichen Erdgases) und des Bilanzierungszeitraumes für Biogas (stündlich oder jährlich) als Problemfelder, die eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz erschweren. Mit diesen Fragen be-

fasst sich derzeit unter Moderation des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie eine Arbeitsgruppe, an der insbesondere die Einspeiser von Biogas und die Netzbetreiber beteiligt sind. Ziel dieser Gespräche ist es festzustellen, ob noch bestehende Schwierigkeiten durch einvernehmliche Lösungen zügig beseitigt werden können. Die Bundesregierung hat in Meseberg Maßnahmen für die Erleichterung der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz beschlossen. Diese beinhalten eine marktorientierte Vergütung, Ziele für den Biogasanteil am Erdgasverbrauch, die Konkretisierung von Vorrangregeln (Anschluss, Abnahme und Durchleitung), Qualitätsvorgaben sowie die Präzisierung der Regelungen zum Jahresbilanzausgleich und zur Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte.





