

**Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit**

**in Zusammenarbeit mit**

**Bundesnetzagentur**

**und**

**Bundeskartellamt**

**Benchmark-Bericht  
zu den Strom- und Gasmärkten  
gemäß Anforderung der GD TREN vom 2. Juni 2005**

**Berlin/Bonn, den 24. August 2005**

## 1 Vorwort

*Kurzer Vermerk als Einleitung zum Bericht*

Die Europäische Kommission hat um einen nationalen Berichtsbeitrag zur Integration der Strom- und Gasmärkte auf der Basis der Binnenmarkttrichtlinien Strom und Gas gebeten. Hiermit wird ein gemeinsamer Bericht der zuständigen deutschen Behörden, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) und Bundeskartellamt vorgelegt.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Die Angaben zur Marktsituation/-entwicklung im Jahre 2004 beruhen auf von den Verbänden VDEW/VDN und BGW aggregierten Daten, soweit nicht anders angegeben. Hinsichtlich dieser Verbandsangaben ist eine Bindungswirkung für zukünftige Entscheidungen der BNetzA und des BKartA ausgeschlossen, da eine Prüfung im Einzelnen nicht erfolgt ist.

## **2 Zusammenfassung / wichtigste Entwicklungen des vergangenen Jahres**

### **Grundlegender organisatorischer Aufbau der Regulierungsbehörde**

Am 13. Juli 2005 ist als Teil des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Kraft getreten. Ziel des Gesetzes ist die Schaffung von diskriminierungsfreiem Netzzugang sowie fairen und effizienten Netzentgelten bei möglichst sicherer, preisgünstiger, verbraucherfreundlicher, effizienter und umweltverträglicher leitungsgebundener Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas. Es regelt insbesondere die Regulierung und Entflechtung des Netzbetriebs auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt.

Diese Neuordnung des deutschen Energiewirtschaftsrechts beruht in wesentlichen Teilen auf der Umsetzung der Anforderungen der sog. Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas der EG<sup>2</sup> in nationales Recht, nachdem die Verhandlungen der Verbände gescheitert waren und deswegen die konkrete Umsetzung erst 2004 beginnen konnte.

Kern des neuen EnWG ist die Einsetzung einer Regulierungsbehörde für die Energienetze: Die Regulierungszuständigkeit ist nach dem EnWG zwischen Bund und Ländern aufgeteilt. Auf Seiten des Bundes wird dabei die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur), auf Seiten der Länder jeweils eine Landesregulierungsbehörde tätig (siehe unten). Die Bundesnetzagentur ist die Nachfolgebehörde der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post, die bisher nur für die Regulierung der Telekommunikations- und Postmärkte zuständig war.

Gemäß § 54 EnWG ist die Bundesnetzagentur allgemeine Vollzugsbehörde des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 54 Abs. 3 EnWG). Sie ist originär zuständig für Übertragungs- und Fernleitungsnetze, sowie für Verteilernetze, die sich über mindestens eine Grenze eines Bundeslandes erstrecken oder an die mehr als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind sowie in allen Fällen, in denen eine Aufgabe nicht ausdrücklich einer anderen Behörde zugewiesen ist.

---

<sup>2</sup> Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG; Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG

Die den Ländern als eigene Angelegenheit im Sinne von Art. 83 GG zugewiesenen Aufgaben sind in § 54 Abs. 2 EnWG aufgezählt. Hierzu zählen insbesondere die Entgeltregulierung (§§ 23a, 21a EnWG), die besondere Missbrauchsaufsicht einschließlich der Vorteilsabschöpfung (§§ 30 f., 33 EnWG), die Überwachung der Entflechtung integrierter Energieversorger (§§ 6 - 10 EnWG), die Überwachung der Vorschriften zum Netzanschluss (§§ 17 - 19 EnWG), die Überwachung der Vorschriften zur Systemverantwortung der Verteilnetzbetreiber und der Gasfernleitungsnetzbetreiber (§§ 14 – 16a EnWG) sowie die Feststellungen zum Vorliegen von Objektnetzen, die gemäß § 110 EnWG weitgehend von den Rechtsvorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes ausgenommen sind.

Des Weiteren übt die Bundesnetzagentur auch solche Kompetenzen aus, deren bundeseinheitliche Wahrnehmung zur Gewährleistung einer effizienten Marktaufsicht von besonderer Bedeutung sind. Hierzu zählen u.a. das Monitoring zur Herstellung von Markttransparenz (§ 35 EnWG), die Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission und den Regulierungsbehörden anderer EU-Mitgliedsstaaten (§ 57 EnWG), die Unterrichtung der Öffentlichkeit über den Stand der Liberalisierung auf den Energiemärkten (§ 63 EnWG) sowie die Entwicklung des Systems der Anreizregulierung.

Die Bundesnetzagentur nimmt auch die in der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten übertragenen Aufgaben wahr (§ 56 EnWG).

Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden unterstützen sich gegenseitig bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben. Um ein einheitliches Regulierungssystem zu gewährleisten, wird ein Länderausschuss eingesetzt.

Die Regulierungsentscheidungen der Bundesnetzagentur werden von Beschlusskammern getroffen (§ 59 Abs. 1 EnWG). Dies gewährleistet eine justizähnliche Unabhängigkeit der Entscheidungsmechanismen. Sie entscheiden in der Besetzung mit einem oder einer Vorsitzenden und zwei Beisitzenden. Vorsitzende und Beisitzende müssen Beamte sein und die Befähigung zum Richteramt oder für eine Laufbahn des höheren Dienstes haben. Die Mitglieder der Beschlusskammern dürfen weder ein Unternehmen der Energiewirtschaft innehaben oder leiten noch dürfen sie Mitglied des Vorstandes oder Aufsichtsrates eines Unternehmens der Energiewirtschaft sein.

Die Bundesnetzagentur hat ihren Sitz in Bonn und ist wie zuvor die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post eine Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesmi-

nisteriums für Wirtschaft und Arbeit. Damit untersteht sie der Rechts- und Fachaufsicht des Bundesministeriums. Allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für den Erlass oder die Unterlassung von Verfügungen sind zur Herstellung von Transparenz wegen ihrer grundsätzlichen Bedeutung mit Begründung im Bundesanzeiger zu veröffentlichen (§ 61 EnWG).

§ 58 EnWG regelt die Zusammenarbeit zwischen Bundesnetzagentur und Kartellbehörden. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt wirken auf eine einheitliche und den Zusammenhang mit dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen wahrende Auslegung des Gesetzes hin. Sie können unabhängig von der jeweils gewählten Verfahrensart untereinander Informationen einschließlich personenbezogener Daten und Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse austauschen, soweit dies zur Erfüllung ihrer jeweiligen Aufgaben erforderlich ist, sowie diese in ihren Verfahren verwerten.

§ 58 Abs. 1 Satz 1 EnWG sieht bei verschiedenen Entscheidungen der Bundesnetzagentur ein Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt vor; bei Entscheidungen der Regulierungsbehörde zur Regulierung des Netzbetriebs (Teil 3 des EnWG) gibt die Bundesnetzagentur dem Bundeskartellamt und der nach Landesrecht zuständige Behörde, in deren Bundesland der Sitz des betroffenen Netzbetreibers gelegen ist, rechtzeitig vor Ablauf des Verfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme (§ 58 Abs.1 Satz 2 EnWG).

Die Kartellbehörden geben gemäß § 58 Abs. 2 EnWG der Bundesnetzagentur Gelegenheit zur Stellungnahme.

Der neue Energierechtsrahmen hat für das Bundeskartellamt Veränderungen seiner Aufgaben gebracht, indem die Zuständigkeit für die Regulierung der Netzbereiche der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft und für die Entflechtung der Netzmonopole von den wettbewerblich gestalteten Geschäftsbereichen bei den Regulierungsbehörden begründet worden ist. Das Bundeskartellamt – und die Landeskartellbehörden – sind auch nach Inkrafttreten des neuen EnWG weiterhin für die wettbewerbliche Aufsicht über den Stromhandel sowie die Erzeugungs- bzw. Beschaffungsmärkte und den Vertrieb von Strom und Gas zuständig; ebenso wie für die Anwendung von Artikel 81, 82 EG-Vertrag. Die Fusionskontrolle verbleibt ebenfalls in der Zuständigkeit des Bundeskartellamtes.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit führt gemäß § 51 EnWG ein Monitoring der Versorgungssicherheit der leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Gas durch. Bereits im Vorfeld der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts hat das BMWA am 01. September 2003 dem Deutschen Bundestag einen Monitoringbericht über die Marktentwicklungen bei den leitungsgebundenen Energien Strom und Gas vorgelegt.

Im Hinblick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung sollen unter anderem das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Entwicklung von Nachfrage und verfügbarem Angebot, Netzwartung, Netzstörungen, Bewältigung von Nachfragespitzen und von Ausfällen einzelner Versorger betrachtet werden.

## **Wichtigste Entwicklungen auf den Strom- und Erdgasmärkten**

### Strom

Auf den Strommärkten für die Belieferung von Weiterverteilern und Stromgroßkunden sind keine erheblichen Stromdurchleitungen behindernde Praktiken der Netzbetreiber mehr festzustellen. Die räumlichen Märkte können daher bundesweit abgegrenzt werden. Auf ihnen dominieren aber die vier großen Stromunternehmen E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW. Sie verfügen zusammen über rd. 80 % der inländischen Stromerzeugungskapazitäten (ohne vertraglich langfristig gesicherte Kraftwerkskapazitäten) und haben fast das gesamte Höchstspannungsnetz (ab 220 kV) in ihrem Besitz. Sie bilden jeweils eigene sog. Regelzonen, innerhalb derer Stromhändler den Stromverbrauch der von ihnen belieferten Kunden bilanzieren können und in denen der Regelzonenbetreiber i.d.R. die zum Ausgleich von in das Netz eingespeisten Mindermengen benötigte Regelenergie bereitstellt.

Nach Auffassung des Bundeskartellamtes<sup>3</sup> besitzen E.ON und RWE auf den deutschlandweiten Märkten der Belieferung von industriellen/gewerblichen Stromgroßkunden sowie den Märkten für die Belieferung von Stromweiterverteilern (regionale Stromversorgungsunternehmen und Stadtwerke) gemeinsam eine marktbeherrschende Stellung (Duopol). Zusammenschlüsse unter Beteiligung auch nur eines der beiden Oligopolisten begegneten daher regelmäßig erheblichen wettbewerblichen Bedenken des Kartellamtes. Wesentliche Erwerbungen an Weiterverteilern haben daraufhin im Berichtszeitraum nicht oder in einigen Fällen nur unter Auflagen und Bedingungen stattgefunden.

Die Zahl der nach Marktöffnung neu in den Markt eingetretenen Stromanbieter hatte sich in den Vorjahren wieder deutlich verringert; im Berichtszeitraum gab es keine belastbaren Hinweise für weitere wesentliche Änderungen.

---

<sup>3</sup> Vgl. Tätigkeitsbericht des Bundeskartellamtes 2003/2004, BT-Drucks. 15/5790, S. 22, 126 f., 128 ff.

Das Bundeskartellamt beobachtet fortlaufend die Entwicklung der Stromgroßhandelspreise; aufgrund von konkreten Beschwerden prüft es derzeit, ob die E.ON Energie AG, München, und die RWE AG, Essen, als marktbeherrschende Unternehmen ihre Marktstellung auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von Strom-Großkunden im Zusammenhang mit dem CO<sup>2</sup>-Emissionshandel missbrauchen. Der Vorwurf besteht im Kern darin, dass die großen Stromkonzerne die von der Bundesregierung unentgeltlich zugeteilten CO<sup>2</sup>-Emissionszertifikate mit dem sehr hohen Börsenpreis als Kosten in den Strompreis einkalkulieren.

Generell hat das Bundeskartellamt im Berichtszeitraum eine deutliche Dämpfung des bei Beginn der Liberalisierung aufgekommenen Wettbewerbs um Weiterverteilern und um industrielle Stromgroßkunden beobachtet. Ferner ist ein Wiederanstieg der Preise festzustellen. Neben dem Anstieg von Primärenergiekosten, Steuern und anderen staatlich veranlassenen Belastungen ist auch zu berücksichtigen, dass die in Monopolzeiten bestehenden Überkapazitäten im Wesentlichen abgebaut sind.

Positive Effekte könnten hier künftig von - angekündigten und zum Teil auf den Weg gebrachten - Kraftwerksneubauprojekten ausgehen.

Das Bundeskartellamt legt im Stromkleinkundenbereich u.a. auch aufgrund der niedrigen Wechselrate bei der Beurteilung des Wettbewerbsgeschehens in diesem Bereich seit einiger Zeit (2002) wieder regionale/lokale Märkte, bezogen auf das Niederspannungsnetz eines Stromversorgungsunternehmens, zugrunde. Dabei wird nicht verkannt, dass es auch im Kleinkundenbereich zu Preissenkungen im Rahmen der allgemeinen Tarife oder mittels Angeboten von "Sondertarifen" für bestimmte Abnehmergruppen gekommen ist und dies mit ein Grund für die schwache Wechselbereitschaft der Kleinkunden sein kann. Allerdings sind die seit der Marktöffnung zunächst verzeichneten Preissenkungen im Vergleich zu den Preissenkungen bei Stromgroßkunden deutlich geringer ausgefallen, was das Bundeskartellamt als Indiz gegen eine vergleichbare Öffnung der Niederspannungsnetze wertet. Außerdem sind die Preise für Stromkleinkunden bereits wieder gestiegen. Letztlich reicht nach Auffassung des Bundeskartellamtes eine solche Form von "Abwehrwettbewerb" der etablierten örtlichen Stromversorger nicht aus, um daraus einen bundesweiten Stromkleinkundenmarkt abzuleiten.

Nach Auffassung des Bundeskartellamtes dürfte die geringe Wechselquote im Stromkleinkundenbereich vor allem auf zwei Gründe zurückzuführen sein. Der Kunde kann nur geringe Einsparbeträge realisieren. Das Niveau der Netzentgelte im Niederspannungsbereich ist relativ hoch; für neue Stromanbieter ergeben sich daraus nur Aussichten auf geringe Margen.

Die Wirkungen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes können derzeit noch nicht beurteilt werden, da das Gesetz am 13. Juli 2005 in Kraft getreten ist.

## Gas

Die Angebotssituation im Gasbereich weist insbesondere wegen der starken Importabhängigkeit wesentliche Unterschiede zur Angebotssituation im Strombereich auf. Die Marktstruktur ist jedoch ähnlich wie im Strombereich durch vertikale Lieferketten und durch eine Vielzahl regionaler und lokaler Anbieter gekennzeichnet. Der Konzentrationsgrad in der Branche ist weiterhin hoch<sup>4</sup>.

Wettbewerb in der Gaswirtschaft hat sich bisher nur im Bereich größerer Abnehmer, aber auch dort nicht flächendeckend entwickelt. Die Anzahl der Durchleitungsfälle ist den letzten verfügbaren Informationen aus dem Jahr 2003 zufolge gering. Flächendeckender, alle Abnahmebereiche umfassender Preis- und Anbieterwettbewerb ist – gerade für die privaten Haushalte - nicht zu verzeichnen. Es kam nur zu wenigen Marktzutritten. Dies ist zum einen Folge von unzureichender Liquidität am Gasmarkt, zum anderen liegt es auch an den bestehenden Defiziten im Netzzugangsbereich.

Zur Steigerung der Liquidität wurde im Zusammenhang mit der Fusion E.ON/Ruhrgas ein zeitlich und mengenmäßig begrenztes Gas-Release-Programm durchgeführt. Die bestehenden Hindernisse im Netzzugangsbereich sollen durch den neuen energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen beseitigt werden. Auch wurden marktabschottende Wirkungen der langfristigen vertraglichen Bindungen auf den Märkten für die Belieferung von Weiterverteilern im Rahmen der Missbrauchsaufsicht vom Bundeskartellamt aufgegriffen.

Das Bundeskartellamt prüft derzeit, ob die Kopplung der Gas- an die Ölpreise von Gasversorgungsunternehmen zu sachlich nicht gerechtfertigten Preiserhöhungen missbraucht worden ist.

## Hauptfragen, mit denen sich das Bundeskartellamt befasst hat

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass RWE und E.ON auf den bundesweit abzugrenzenden Strommärkten für die Belieferung von Stromweiterverteilern und Stromgroßkunden zusammen über eine marktbeherrschende Stellung verfügen.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> Vgl. zu den verschiedenen Fusionskontrollverfahren des BKartA's, Tätigkeitsbericht 2003/2004, S. 135 f.

<sup>5</sup> Untersagungsverfügung vom 17. Januar 2002, WuW/E DE V 511 ff. "E.ON/Ruhrgas I"; Untersagungsverfügung vom 26. Februar 2002, WuW/E DE V 533 ff. "E.ON/Ruhrgas II"

Die Stromkleinkundenmärkte grenzt es wegen fehlender Entwicklung von Durchleitungswettbewerb in diesem Segment wieder lokal/regional ab. Dort verfügen die netzbetreibenden Versorger regelmäßig über marktbeherrschende Stellungen.<sup>6</sup>

Auch im Berichtszeitraum war das Bundeskartellamt ständig mit der Prüfung von Beteiligungen der Verbundunternehmen an nachgelagerten Weiterverteilern befasst. Als wettbewerbsrechtlich bedenklich stellten sich nach Auffassung des Bundeskartellamtes regelmäßig Beteiligungsvorhaben von E.ON und RWE dar.

Dies ergab sich aus folgender Überlegung des Bundeskartellamtes:

- Auf dem Stromweiterverteilermarkt erhöhen die Duopolisten mit jeder Beteiligung weiter den Grad der vertikalen Integration. Da ihnen die neue Beteiligung künftig bei einem weiteren Unternehmen eine erhöhte Chance einräumt, als künftiger Lieferant erneut oder erstmals zum Zuge zu kommen, sichern sie ihre Absatzstellung weiter ab und erschweren zunehmend die Marktchancen anderer Anbieter.
- Auf dem Stromgroßhandelsmarkt wird die marktbeherrschende Stellung der Duopolisten dadurch verstärkt, dass die Marktanteile, die von den Beteiligungsunternehmen dort realisiert werden, zusätzlich unter den Einfluss des erwerbenden Duopolisten geraten und damit der Außenwettbewerb weiter geschwächt wird.
- Auf den Stromkleinkundenmärkten wird die lokale marktbeherrschende Stellung des Beteiligungsunternehmens bei Beteiligungen von Unternehmen, die als realistische Durchleitungswettbewerber in örtlichen Niederspannungsnetzen in Betracht kommen - das sind nach Auffassung des Bundeskartellamtes neben der über ihre Haushaltskundenversorgerin Yello bundesweit tätige EnBW in erster Linie die in ganz Deutschland Strominteresse innehabenden Stromkonzerne E.ON und RWE - dadurch verstärkt, dass der potentielle Wettbewerb, der von den sich beteiligenden Unternehmen ausging, künftig wegfällt oder zumindest gedämpft wird.

Unter Zugrundelegung dieser Rechtsauffassung hat das Bundeskartellamt zwei angemeldete Zusammenschlussvorhaben untersagt. Das eine Beteiligungsvorhaben betrifft den Erwerb

---

<sup>6</sup> Vgl. Tätigkeitsbericht des Bundeskartellamtes 2001/2002, Bundestagsdrucksache 15/1226, S. 162 f

einer 33%igen Beteiligung der zum E.ON-Konzern gehörenden EAM Energie AG an der Stadtwerke Eschwege GmbH<sup>7</sup>, das andere den Erwerb einer Beteiligung in Höhe von 49,9 % durch die ebenfalls zum E.ON-Konzern gehörende E.ON Hanse AG an der Stadtwerke Lübeck GmbH<sup>8</sup>. Die Untersagungsverfügung in Sachen "Stadtwerke Lübeck" ist rechtskräftig geworden. Gegen die Untersagungsverfügung "Stadtwerke Eschwege" ist Beschwerde eingelegt worden. Die Sache ist zur Zeit noch beim Oberlandesgericht Düsseldorf anhängig. Diese Untersagungen tragen zur Offenhaltung der Energiemärkte bei und sollen weitergehende Marktverschließungseffekte verhindern<sup>9</sup>.

Einige Fälle sind nur unter Bedingungen und/oder Auflagen freigegeben worden, die die erwarteten Wettbewerbsbeschränkungen zumindest kompensiert haben (§ 40 Abs. 3 GWB). Beispielhaft sei hier auf die Freigabe<sup>10</sup> von von RWE angemeldeten Beteiligungserwerben bzw. -erhöhungen an der Wuppertaler Stadtwerke AG, der Stadtwerke Velbert GmbH, der Stadtwerke Remscheid GmbH und der Energieversorgung Oberhausen AG hingewiesen, die nur unter der aufschiebenden Bedingung der Veräußerung einer Beteiligung in Höhe von 40 % an der Stadtwerke Leipzig GmbH und unter der Auflage der Veräußerung einer 20%igen Beteiligung an der Stadtwerke Düsseldorf AG freigegeben worden sind. Bedingung und Auflage sind von RWE inzwischen erfüllt worden.

In weiteren Beteiligungsvorhaben ist von den beteiligten Unternehmen eine eingereichte Anmeldung zurückgenommen worden, nachdem das Bundeskartellamt seine wettbewerbsrechtlichen Bedenken im Rahmen des rechtlichen Gehörs mitgeteilt hatte. Zu nennen sind hier die beabsichtigte Beteiligung der zum E.ON-Konzern gehörenden Thüga AG in Höhe von 25,1 % an der Stadtwerke Ulm (SWU Energie GmbH), die beabsichtigte Beteiligung der zum E.ON-Konzern gehörenden E.ON Bayern AG in Höhe von 12 % an der Aschaffener Versorgungs GmbH sowie die beabsichtigte Erhöhung einer in Höhe von 25,1 % bestehenden Beteiligung der zum E.ON-Konzern gehörenden E.ON Hanse AG an der Stadtwerke Neumünster GmbH auf 49,9 %.<sup>11</sup>

Im Gasbereich<sup>12</sup> überprüft das Bundeskartellamt in einer Reihe von Verwaltungsverfahren von Amts wegen die kartellrechtliche Relevanz von langfristigen Gaslieferverträgen. Zudem überprüft das Bundeskartellamt im Rahmen der Missbrauchsaufsicht, ob die Kopplung des

---

<sup>7</sup> Verfügung vom 12. September 2003, WuW/E DE-V 823 ff. "E.ON/Stadtwerke Eschwege"

<sup>8</sup> Verfügung vom 20. November 2003, WuW/E DE-V 837 ff. "E.ON/Stadtwerke Lübeck"

<sup>9</sup> Vgl. Tätigkeitsbericht des Bundeskartellamtes 2003/2004, BT-Drucks. 15/5790, S. 22

<sup>10</sup> Verfügung vom 26. August 2003, WuW/E DE-V 831 ff. "RWE/Wuppertaler Stadtwerke"

<sup>11</sup> Vergleiche Tätigkeitsbericht des Bundeskartellamtes für die Jahre 2003/2004, S. 31; Bundestagsdrucksache 15/5790, S. 129

<sup>12</sup> Vgl. Tätigkeitsbericht des BKartA 2003/2004, S. 137 ff.

Gaspreises an den Heizölpreis sachlich gerechtfertigt ist und ob die Gas-Ölpreis-Kopplung in der Praxis missbrauchsfrei ausgestaltet wird. Im Bereich der Erdgaspreise für Haushalts- und Kleingewerbekunden hat das Bundeskartellamt im Berichtszeitraum gegen regionale/lokale Gasversorgungsunternehmen förmliche Untersagungsverfahren wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Gaspreise eingeleitet. Diese konnten aufgrund von Zusagen der Unternehmen, die Preise zu senken, eingestellt werden.

### **3 Regulierung und Marktergebnis auf dem Elektrizitätsmarkt**

#### **3.1 Regulierungsbezogene Fragen**

##### **3.1.1 Allgemeines**

Grad der Marktöffnung und voraussichtliche künftige Entwicklung, einschließlich des aktuellen Liberalisierungsgrads in % und der Zulassungsschwelle.

Seit 1998 ist der deutsche Markt im Gegensatz zu dem der meisten anderen EU-Mitgliedstaaten zu 100% geöffnet.

##### **3.1.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen**

###### Ausmaß der nationalen Engpässe

Innerhalb Deutschlands sind keine Beschränkungen des Handels durch Engpässe aufgetreten.

###### Ausmaß der Engpässe auf grenzüberschreitenden Verbindungen

Deutschland ist durch eine Vielzahl von Kuppelstellen mit dem UCTE-Netz verbunden. Für Deutschland besteht ein Verbundgrad von 14,4 %, bezogen auf die installierte Kraftwerksleistung.

Die Importkapazität betrug für den Zeitraum Winter 2004/05 ca. 16,6 GW (auf Basis der nach einem abgestimmten ETSO-Verfahren berechneten Net Transfer Capacity (NTC)-Werte). Die für den entsprechenden Zeithorizont für Deutschland zugrunde zu legende installierte Kraftwerksleistung betrug nach der UCTE-Leistungsbilanz 114,9 GW.

Der grenzüberschreitende Stromhandel ist durch einzelne Engpässe begrenzt. An den bestehenden Engpässen zu anderen EG-Mitgliedstaaten werden die Kapazitäten nach den Vorgaben von Art. 6 der EG-Verordnung 1228/03 marktbasiert im Rahmen von expliziten Auktionen vergeben.

Wesentlichen Einfluss auf die Höhe der verfügbaren Kapazitäten haben 2004 die deutlich gestiegenen Einspeisungen aus Windenergieanlagen und die durch grenzüberschreitenden Stromhandel ausgelösten Ringflüsse gehabt. Durch die unter Berücksichtigung der regional relevanten Netzsituation und in Absprache mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern erfolgte Ausweisung von Engpässen konnten übermäßige Belastungen des Netzes vermieden werden.

Aus Sicht der Bundesregierung ist ein Ausbau von grenzüberschreitenden Kuppelstellen zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern notwendig, um die bisherige teilweise Abschottung der jeweiligen nationalen Märkte zu überwinden.

Die wechselseitige Durchdringung der Märkte kann aber nicht allein an der Höhe des Verbundgrades festgemacht werden. Neben der Lieferung von Strom über die Interkonnektoren bestehen zusätzlich alternative diskriminierungsfreie Möglichkeiten des Markteintritts. Von Bedeutung ist insofern, ob ausländische Wettbewerber auch auf anderem Wege als über die Nutzung von Interkonnektoren Kunden beliefern können. Dies ist angesichts des Grades der Marktöffnung von 100 % in Deutschland der Fall. Die ausländischen Unternehmen haben ohne rechtliche Restriktionen die Möglichkeit, entweder eigene Erzeugungskapazitäten in Deutschland zu errichten oder sich an deutschen Unternehmen zu beteiligen.

### Engpassmanagement

In Übereinstimmung mit der EG-Verordnung 1228/03 über den grenzüberschreitenden Stromaustausch haben die deutschen ÜNB an allen EU-Grenzen, für die Engpässe deklariert sind, marktbasierete Verfahren zur Engpassvergabe eingeführt.

Die angewandten Auktionsverfahren an den deutschen Grenzübergabestellen lassen sich generell durch folgende Kriterien charakterisieren:

- Zeitraster der Auktionen: Jahr, Monat, Tag.
- Ausschließlich Kapazitätsreservierung („Option auf Nutzung“).
- Zeitplan orientiert sich an Marktbedürfnissen, z.B. Börsenzeiten.
- Gemeinsames Vorgehen der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber.
- „Use it or lose it“-Regel (UIOLI): Nicht genutzte Kapazitäten gehen an den Markt zurück.
- Alle relevanten Informationen werden im Internet veröffentlicht.
- Clearing-Preise, d.h. das jeweils letzte, akzeptierte Angebot bestimmt den Preis.

Die Erlöse aller Auktionen sind nach Maßgabe der EG-VO von den betroffenen ÜNB zu verwenden. Dies geschieht z.B. durch Vereinbarung von dem Lastfluss entgegen gerichteten Geschäften (Redispatch bzw. Countertrading) im laufenden Betrieb (kuratives Redispatch) in Absprache mit den betroffenen ÜNB. Die übrigen Einnahmen werden nach Abzug der Aufwendungen zur Auktionsdurchführung (Personal, IT) in der Erlösplanung berücksichtigt und verringern somit die Netzentgelte.

Bei der Bundesnetzagentur ist seit Frühjahr 2005 eine „Studiengruppe Engpassmanagement“ eingerichtet worden. Dieser gehören Vertreter von ÜNB, Börse, Elektrizitätswirtschaft, industrieller Kraftwirtschaft, Händlern, Regulierungsbehörde und Regierung an. Die Studiengruppe soll sich der Weiterentwicklung des Engpassmanagement widmen und greift dazu auf Entwicklungen im Florenz-Forum, insbesondere in den sog. Mini-Fora, CEER/ERGEG und nationalem Rahmen zurück.

#### Inwieweit ist das Engpassmanagement mit dem Funktionieren der Großhandelsmärkte verzahnt?

Durch die immer stärker international geprägte Teilnehmerstruktur an den Strombörsen und durch das Zusammenwachsen nationaler Märkte kommt dem Engpassmanagement zunehmende Bedeutung zu.

Die Engpasskapazitätsvergabe an den Außengrenzen Deutschlands erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber, der die betreffende Kuppelstelle betreibt. Die Vergabe der knappen grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten findet im Rahmen einer expliziten Auktion statt. Die Engpassauktionen an den deutschen Außengrenzen sind mit den jeweils benachbarten ausländischen Übertragungsnetzbetreibern bzw. den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt.

#### Bewertung der Berechnung der Übertragungskapazitäten durch die ÜNB

Zur Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazität wird von deutschen ÜNB das international anerkannte ETSO-Verfahren angewandt. Bei der Kalkulation wird auf eine Netzsimulation des gesamten europäischen Verbundnetzes zurückgegriffen. Die ermittelten Net Transfer Capacity (NTC)-Werte werden durch ETSO veröffentlicht.

### 3.1.3 Regulierung der Aufgaben der Übertragungs- und Verteilerunternehmen

In Deutschland gibt es zur Zeit ca. 950 Stromnetzbetreiber, darunter 4 Übertragungsnetzbetreiber, ca. 50 regionale und knapp 900 kommunale Verteilernetzbetreiber.

#### Netzentgelte

Das neue EnWG legt in § 21 Abs. 1 fest, dass die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein müssen und nicht ungünstiger sein dürfen, als sie von den Betreiber der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet oder tatsächlich kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.

§ 21 EnWG enthält Maßstäbe, die bei der Berechnung von Entgelten für den Netzzugang zu beachten sind. § 21 Abs. 2 EnWG konkretisiert die Maßstäbe der Entgeltfindung. Demnach werden die Entgelte gebildet auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden.

Nach der neuen Rechtslage (§§ 6 und 7 der jeweiligen Netzentgeltverordnung) ist für Anlagegüter, die ab 1.1.2006 aktiviert werden, das Prinzip der Realkapitalerhaltung anzuwenden. Für Anlagegüter, die bis zum 31.12.2005 aktiviert worden sind, kommt die bisher praktizierte Nettosubstanzerhaltung zur Anwendung.

Ausnahmen vom Prinzip der kostenorientierten Entgeltbildung sind zulässig, wenn diese auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens oder Wettbewerbs erfolgen. Sie können in einer Rechtsverordnung näher bestimmt werden.

Die Bundesnetzagentur bzw. die zuständigen Landesregulierungsbehörden haben alle Netzentgelte (§ 23a EnWG) zu überprüfen. Drei Monate nach Inkrafttreten der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) muss erstmalig ein Antrag der Elektrizitätsnetzbetreiber auf Genehmigung ihrer Netzentgelte vorliegen.

Nach § 21 Abs. 3 EnWG kann die Regulierungsbehörde in regelmäßigen zeitlichen Abständen Vergleiche der Entgelte, Erlöse oder der Kosten durchführen, um zu gewährleisten, dass sich die Entgelte für den Netzzugang an den Kosten einer Betriebsführung orientieren, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Soweit eine kostenorientierte Entgeltbildung erfolgt und die Entgelte genehmigt sind, findet nur ein Vergleich der Kosten statt. Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens sind bei der kostenorientierten Entgeltbildung zu berücksichtigen. Ergibt ein Vergleich, dass die Entgelte, Erlöse oder Kosten einzelner Netzbetreiber die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Betreiber von Energieversorgungsnetzen überschreiten, wird vermutet, dass sie einer Betriebsführung, die der eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entspricht, nicht entsprechen.

Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur den Auftrag, ein auf die spezifischen Anforderungen des deutschen Strom- und Gassektors zugeschnittenes Konzept für ein Anreizregulierungssystem zu entwickeln. Hierzu wird die Bundesnetzagentur gemäß § 112a EnWG der Bundesregierung ein Jahr nach Inkrafttreten des Gesetzes einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorlegen. Für die anschließende Umsetzung bedarf es dann einer Verordnung, die durch die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates erlassen wird.

Insbesondere im Rahmen der Konzeptionierung der Anreizregulierung wird besonderer Wert auf die Integration von Qualitätsparametern gelegt. Die Indikatoren für Netz- und Dienstleistungsqualität werden derzeit entwickelt.

Die Rolle des Regulierers bei der Messung des Erfolgs der Netze sollte (im Rahmen der Genehmigung der Entgeltmethoden) unter dem Aspekt der Regulierung der Dienstleistungsqualität (Indikatoren, Standards, Ausgleichszahlungen, Monitoring, Berichte über die Dienstleistungsqualität usw.) beschrieben werden.

Angegeben werden sollten Informationen über die Entwicklung der Indikatoren über die Dienstleistungsqualität, z. B. Daten über die Kontinuität der Versorgung ausgedrückt als durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung je Kunde.

Nach dem neuen Energiewirtschaftsgesetz müssen die Netzbetreiber ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz gewährleisten. Daraus ergeben sich Wartungs- und Ausbaupflichten. Deren Einhaltung wird durch die Regulierungsbehörde beaufsichtigt.

Die Regulierungsbehörde ist wie folgt eingebunden:

- Die Betreiber von Elektrizitätsübertragungsnetzen haben alle zwei Jahre, erstmals zum 1. Februar 2006, einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und diesen der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen. Auf Verlangen der Regulierungsbehörde ist ihr innerhalb von drei Monaten ein solcher Bericht auch über bestimmte Teile des Übertragungsnetzes vorzulegen (§ 12 Abs. 3a EnWG). Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen trifft diese Verpflichtung nur, wenn an ihr Netz mehr als 100.000 Kunden unmittelbar und mittelbar angeschlossen sind. In diesem Fall müssen sie den Bericht bis zum 1. August 2006 erstellen (§ 14 Abs. 1 EnWG).
- Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber müssen die Regulierungsbehörde sowie die unmittelbar Betroffenen über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zur Beseitigung von Netzstörungen unverzüglich informieren. Auf Verlangen sind der Regulierungsbehörde die vorgetragenen Gründe zu belegen (§ 13 Abs. 5 EnWG).
- Zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen haben Betreiber von Elektrizitätsübertragungsnetzen und Betreiber von Gasfernleitungsnetzen jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf dieser Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen. Über das Ergebnis der Schwachstellenanalyse und die notwendige Maßnahmen hat der Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde jährlich bis zum 31. August und der Gasfernleitungsnetzbetreiber auf Anforderung zu berichten (§§ 12 Abs. 7, 16 Abs. 5 EnWG). Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Betreiber von Gasverteilernetzen müssen die Schwachstellenanalyse nur auf Anforderung der Regulierungsbehörde erstellen und über das Ergebnis berichten (§§ 14 Abs. 1, 16a Abs. 1 EnWG).
- Betreiber von Energieversorgungsnetzen müssen der Bundesnetzagentur bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorlegen (§ 52 Abs. 1 EnWG).

Generell ist darauf hinzuweisen, dass Deutschlands Stromnetze engmaschig ausgelegt und deshalb weniger störanfällig als Netze vergleichbarer Industrieländer sind.

Welche Informationen über die Entgelte, Anschlussgebühren und –bedingungen stellen die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber den Marktteilnehmern zur Verfügung?

Schon bisher hatte jeder Netzbetreiber die aktuellen Tarife/Konditionen gemäß der Verbändevereinbarung VV II plus zu veröffentlichen. Dementsprechend werden die Netzentgelte, Kosten für den Netzanschluss sowie weitere Kostenbestandteile (z.B. Aufschläge für KWK)

durch die Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber im Internet veröffentlicht. Nach dem neuen EnWG sind die Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, die Bedingungen des Netzzugangs einschließlich Musterverträge und Entgelte im Internet zu veröffentlichen (§ 20 Abs. 1 Satz 1).

Die geschätzten landesweiten durchschnittlichen Netzentgelte<sup>13</sup> für den aktuellsten vorliegenden Zeitraum sollten gemäß folgenden Eurostat-Definitionen typischer Kundenkategorien mitgeteilt werden:

- Dc: Haushaltskunden mit einem jährlichen Verbrauch von 3 500 kWh/Jahr
- Ib: gewerbliche Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von 50 MWh/Jahr und einer Bestellmenge von maximal 50 KW
- gb: Industriekunden mit einem jährlichen Verbrauch von 24 GWh/Jahr und einer Bestellmenge von maximal 4000 KW

In Fällen, in denen kein Ausgleich der Netzentgelte vorgenommen wird, sollte eine geschätzte Bandbreite (Minimum – Maximum) angegeben werden<sup>14</sup>.

Seit 1999 wird in Deutschland ein Netzentgelt erhoben, das auch alle vorgelagerten Spannungsebenen abdeckt. Das bis dahin geltende Modell der "Durchleitung" von einzelnen Stromlieferungen durch die jeweiligen Netze wurde aufgegeben und durch ein sog. „Anschluss-Punkt-Modell“ ersetzt, das zu einer wesentlichen Vereinfachung des Netzzugangs führte. Der Netznutzer entrichtet ein Netznutzungsentgelt nur an den Netzbetreiber, an dessen Netz er unmittelbar angeschlossen ist, und erhält damit Zugang zum gesamten deutschen Stromnetz. Das Netzentgelt deckt die Netznutzung durch alle Spannungsebenen bis zur Höchstspannungsebene ab. Dies erfolgt dadurch, dass die Kosten der jeweils höheren Spannungsebene auf die angeschlossene niedrigere Netzebene weitergewälzt werden und dadurch in den Netznutzungsentgelten der unteren Ebene enthalten sind. Voraussetzung dafür war, dass sich die Netzbetreiber über technische, abrechnungstechnische und datentechnische Fragen verständigten und dies auch vertraglich regelten.

Auf der Grundlage verfügbarer Daten<sup>15</sup> ergeben sich für die Kundenkategorien folgende durchschnittliche Netzentgelte.

<sup>13</sup> In der Schätzung sollten die Übertragungs- und die Verteilerentgelte enthalten sein.

<sup>14</sup> Die durchschnittlichen Netzentgelte sind ausführlich zu erläutern, wobei alle Kosten (d. h. Übertragungskosten, Verteilerkosten, staatliche Abgaben wie kommunale Mieten, Verluste usw.) einzubeziehen sind und zwischen ihnen zu unterscheiden ist; Zahlungen für „stranded costs“ (z. B. CTC in Spanien und CMEC in Portugal) sollten speziell ausgewiesen und erläutert werden.

<sup>15</sup> Quelle: VDEW. Arithmetische Mittelwerte über die Abnahmefälle der erfassten Netzbetreiber, 679 Datensätze.

Kumentyp			Durchschnittliche Netzentgelte
<b>Dc</b>	3500 kWh / 4-9 kW	NS (Haushalt)	6,18 Ct/kWh
<b>Ib</b>	50000kWh / 50kW / 1000h	NS (Gewerbe- kunde) (für Deutschland eher untypisch)	5,33 Ct/kWh
<b>Ig</b>	24000000kWh / 4000kW / 6000h	HS (Sonderkun- de)	0,92 Ct/kWh

Eurostat Kundentypen	Verbrauch	Anschlusskapazität
<b>Dc</b>	3.500 kWh (1300 nächstens)	4-9 kW
<b>Ib</b>	50.000 kWh	50 kW
<b>Ig</b>	24.000.000 kWh	4.000 kW

### Anmerkungen zur Anwendung der EUROSTAT-Kategorien auf die deutsche Situation<sup>16</sup>

- \*) Die angegebenen Werte beziehen sich auf die Netznutzung des gesamten Netzes; es kann keine Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz angegeben werden. In Deutschland sind nach der Systematik des verhandelten Netzzugangs die Netzentgelte unter Einbeziehung der Nutzung der der Entnahme vorgelagerten Spannungsebenen berechnet. Für die angegebenen Abnahmefälle können separat keine reinen Übertragungsnetzkosten ermittelt werden, da Durchmischung und Kundenstruktur von entscheidender Bedeutung sind.
- \*\*) Nach Bewertung der anteiligen Kosten für die Übertragungsnetzebene aus den in Zeile 3 angegebenen Netzentgelten kann ein Band in Höhe von 4 bis 10 Euro/MWh je nach Benutzungsdauer angenommen werden.
- \*\*\*) Es handelt es sich hier um Gewerbekunden, die niederspannungsseitig beliefert werden. Solche Kunden sind überwiegend während der Werkzeuge am Netz und zahlen wegen ihres ungünstigen Lastverlaufs - ihre Spitze tritt gleichzeitig mit der der Indust-

<sup>16</sup> Quelle: VDEW

rie auf - und wegen der geringen Ausnutzungsdauer höhere Strompreise als die Haushalte. Der Fall ist mit einer Benutzungsdauer von nur 1000 Stunden in Deutschland eher untypisch.

In Deutschland werden derzeit Netzentgelte nur von den Verbrauchern erhoben, nicht von den Kraftwerken.

#### Bilanzausgleich

Die Regulierer sollten die von den ÜNB eingeführten Bilanzausgleichsregelungen zusammenfassend darstellen und die Funktion des Regulierers bei der Genehmigung der Methodik gemäß der Richtlinie beschreiben. Es sollte dargestellt werden, wie den Erfordernissen kleiner Marktteilnehmer und neuer Anbieter Rechnung getragen wurde. Die folgenden Indikatoren sollten mitgeteilt werden:

- Bilanzausgleichsintervall in Minuten
- eine Beschreibung der maßgeblichen Bilanzausgleichsgebiete
- Interaktion zwischen den Gebieten: Können die ÜNB Gebote aus anderen Gebieten oder Mitgliedstaaten annehmen und, falls ja, in welchem Umfang geschieht dies?
- Termin für die letzte Mitteilung der Fahrpläne
- Möglichkeiten für den Handel auf dem Intra-Tagesmarkt und zur Änderung von Nominierungen
- Preise, die Netznutzern für den Bilanzausgleich üblicherweise in Rechnung gestellt werden
- Verfahren und Zeitplan für den Bilanzausgleich

Welche Informationen müssen die ÜNB den Marktteilnehmern in Bezug auf den Bilanzausgleichsmechanismus mitteilen?

Bezüglich des Regelenergiemarktes müssen potentielle Anbieter ein sog. Präqualifizierungsverfahren durchlaufen. Die ÜNB schreiben in regelmäßigen Abständen die notwendigen Primär- und Sekundärleistungsreserven aus. Dabei wird auch eine die Regelzonen übergreifende Bereitstellung von Regelenergie bei Gewährleistung der Versorgungssicherheit realisiert.

Beschaffung der Regelenergie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen nach dem neuen EnWG und der StromNZV:

Das neue EnWG macht den Betreibern von Energieversorgungsnetzen in seinen §§ 22 und 23 grundlegende Vorgaben, die sie bei der Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen einzuhalten haben. Insbesondere werden die Betreiber von Energieversorgungsnetzen dazu verpflichtet, nach marktgerechten und transparenten Bedingungen vorzugehen. Zudem darf keine Diskriminierung erfolgen, auch nicht im Vergleich mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen. Ausdrücklich müssen die Betreiber von Energieversorgungsnetzen hierbei „dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung (...) besonderes Gewicht beimessen“ (§ 22 Abs.1 S. 2 EnWG).

Für die Beschaffung der Regelenergie enthalten das EnWG sowie die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) zusätzliche Detailregelungen, die sich an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) richten.

Es gelten folgende gesetzliche Regelungen:

- Ausschreibungsverfahren

Die Beschaffung von Regelenergie erfolgt durch ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren. Dabei müssen die ÜNB die Anforderungen, die sie an die Anbieter von Regelenergie stellen, im Rahmen des technisch Möglichen vereinheitlichen. Weiterhin sind die ÜNB verpflichtet, für die Ausschreibung eine gemeinsame Internetplattform einzurichten, was der Bundesnetzagentur auch anzuzeigen ist (§ 22 Abs. 2 EnWG).

- Pflicht zur Zusammenarbeit

Den ÜNB wurde – zusätzlich zur Vorgabe, eine gemeinsame Internetplattform zu schaffen - grundsätzlich auferlegt, zur Senkung des Aufwandes für die Beschaffung der Regelenergie zusammenzuarbeiten (§ 22 Abs. 2 S. 4 EnWG).

- Verordnung

§ 24 S. 1 Nr. 2, S. 2 Nr. 3 EnWG enthält die Grundlage für die Normierung von näheren Einzelheiten im Wege einer Rechtsverordnung. Für die Beschaffung von Regelenergie und zur Verringerung des Aufwandes für die Regelenergie können dabei explizit weitere Anforderungen an die Kooperationsverpflichtung der ÜNB gestellt werden (§ 24 Satz 4 EnWG).

Die StromNZV trifft für den Bereich der Regelenergie folgende Festlegungen:

- Transparenz bei der Preisbildung und Abrechnung

Sowohl die Primär- und die Sekundärregelung als auch die Minutenreserve sind getrennt nach positivem und negativem Regelenergiebedarf auszuschreiben (§ 6 Abs. 3 StromNZV). Einsatz und Abrechnung dieser Regelenergiearten haben sich an den Aus-

schreibungsergebnissen zu orientieren, wobei dem jeweils günstigsten Angebot der Vorrang gebührt (§§ 7, 8 Abs.1 StromNZV).

- **Marktzutrittsschranken**

Vorkehrungen gegen etwaige Marktzutrittsschranken zu Lasten der – hierfür qualifizierten - Anbieter von Regelenergie finden sich in § 6 Abs. 4 StromNZV. Danach ist diesen Anbietern die Möglichkeit eröffnet, zeitlich und mengenmäßig Teilleistungen anzubieten, die jedoch die von den ÜNB festgelegten Mindestangebotsforderungen nicht unterschreiten dürfen. Selbst die Bildung einer Anbiertgemeinschaft, aufgrund derer erst diese Mindestangebotsbedingungen erfüllt werden können, ist zulässig.

- **Informations- und Publikationspflicht**

Die ÜNB müssen die Ausschreibungsergebnisse in einem einheitlichen Format erfassen und zum einen der Bundesnetzagentur auf Anforderung unverzüglich zur Verfügung stellen. Zum anderen muss diese Information in anonymisierter Form nach Ablauf von zwei Wochen auf der jeweiligen ÜNB-Internetseite veröffentlicht und dort für einen Zeitraum von drei Jahren vorgehalten werden. Zudem müssen die ÜNB auf ihrer gemeinsamen Internetplattform für jede Ausschreibung eine gemeinsame Angebotskurve veröffentlichen (§ 9 StromNZV).

Schließlich ist die Bundesnetzagentur unter Beachtung eines sicheren Netzbetriebes dazu ermächtigt, im Rahmen ihrer Festlegungsbefugnis aus § 27 StromNZV Maßgaben aufzustellen, z.B. zu den Ausschreibungsverfahren hinsichtlich der Mindestangebotsgrößen, zu den Ausschreibungszeiträumen, zu den einheitlichen Präqualifizierungsbedingungen für die Anbieter oder zum Einsatz der Regelenergie sowie zu dem Anteil der Ausgleichsenergie, der nicht über die einheitliche Internetplattform ausgeschrieben werden muss (§ 27 Abs. 1 Nrn. 2 und 3 StromNZV). Flankiert werden diese Befugnisse durch den Auftrag an die Bundesnetzagentur, ggf. die ÜNB zu weitergehenden Informationen zu verpflichten, sofern dadurch die Markttransparenz erhöht oder der Aufwand für den Einsatz der Regelenergie gesenkt werden kann (§ 27 Abs. 2 StromNZV).

### **3.1.4 Tatsächliche Entflechtung**

Entflechtungsanforderungen an die Netzgesellschaften und wie sie umgesetzt werden, wobei - soweit möglich - die folgenden Indikatoren heranzuziehen sind:

- Wurde die rechtliche Entflechtung der FNB und VNB bereits vorgenommen?
- Einzelheiten zu den Eigentumsverhältnissen der FNB und allgemeiner Überblick über die Eigentumsstruktur der VNB

- Befinden sich die FNB und üblicherweise die VNB an einem anderen Standort als die verbundenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen?
- Inwieweit stellen sich die FNB und VNB den Kunden gegenüber als gesonderte Rechträger vor: Name des Unternehmens, Logo, Internet-Auftritt usw.?
- Wird die entflochtene Rechnungslegung der FNB und VNB veröffentlicht?
- Legt der Regulierer detaillierte Vorschriften oder Leitlinien hinsichtlich der Kompilierung der entflochtenen Rechnungslegung (z. B. bezüglich der Kostenzuordnung) und der Folgen von Verstößen gegen diese Leitlinien fest?
- Ist die entflochtene Rechnungslegung Gegenstand einer gesonderten Buchprüfung eines vereidigten Wirtschaftsprüfers und inwieweit wird diese Buchprüfung den Anforderungen des Regulierers gerecht?
- Welche Rolle spielt dabei der für die Einhaltung der Entflechtungsvorschriften zuständige Mitarbeiter?
- Falls es keine rechtliche Entflechtung gibt: Wie hoch ist der Anteil der Kosten der Netzbetreiber, die üblicherweise mit anderen Geschäftsbereichen des Unternehmens geteilt werden?
- Falls es eine rechtliche Entflechtung gibt: Wie hoch ist der Anteil der Kosten der Netzbetreiber, die üblicherweise mit anderen verbundenen Unternehmen geteilt werden?
- Falls es eine rechtliche Entflechtung gibt: Wie hoch ist der Anteil der Kosten der Netzbetreiber, die üblicherweise für an andere verbundene Unternehmen im Unterauftrag vergebene Dienstleistungen aufgebracht werden?
- Über welche Sanktionsmöglichkeiten verfügen die Regulierer, wenn Unternehmen die Anforderungen an die Entflechtung des Managements oder der Rechnungslegung nicht erfüllen?

Die Entflechtungsvorschriften des neuen EnWG stellen Transparenz und diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs sicher. Gemäß §§ 6 – 10 EnWG muss der Netzbetreiber rechtlich, operationell, informatorisch und buchhalterisch von den vor- und nachgelagerten, im Wettbewerb stehenden Wertschöpfungsstufen der Strom- und Gasversorgung im vertikal integrierten Energieunternehmen getrennt sein.

Die Entflechtungsregelungen des neuen EnWG folgen strikt den Vorgaben der EG-Beschleunigungsrichtlinien. Ergänzend ist auf Folgendes hinzuweisen:

Im Rahmen der buchhalterischen Entflechtung hat der Abschlussprüfer gemäß § 10 Abs. 4 EnWG im Rahmen seiner Prüfung des Jahresabschlusses auch die getrennte interne Rechnungslegung zu überprüfen. Des Weiteren hat der Auftraggeber der Prüfung des Jahresabschlusses der Bundesnetzagentur unverzüglich eine Ausfertigung des geprüften Jahresab-

schlusses einschließlich des Bestätigungsvermerks oder des Vermerks über seine Versagung zu übersenden (§ 10 Abs. 5 EnWG).

Die Regulierungsbehörde kann Unternehmen oder Vereinigungen von Unternehmen verpflichten, ein Verhalten abzustellen, das den Bestimmungen des Gesetzes entgegensteht (§ 65 Abs. 1 EnWG).

Des Weiteren kann sie, wenn ein Unternehmen oder eine Vereinigung von Unternehmen seinen gesetzlichen Verpflichtungen nicht nachkommt, Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtung anordnen (§ 65 Abs. 2 EnWG) und mit den gesetzlichen Sanktionsmechanismen (§§ 94 ff. EnWG) durchsetzen.

## **3.2 Wettbewerbsrechtliche Fragen**

### **3.2.1 Beschreibung des Großhandelsmarktes**

Die Struktur des Erzeugungs- und des Großhandelsmarktes sollte unter Verwendung der folgenden Indikatoren beschrieben werden:

- Größe des relevanten nationalen Marktes in Bezug auf den Gesamtverbrauch (TWh) und die maximale Nachfrage (GW)
- installierte verfügbare Erzeugungskapazität (GW)
- Zahl der Unternehmen, die schätzungsweise einen Anteil von mindestens 5 % an der installierten verfügbaren Kapazität haben
- Anteil der drei größten Unternehmen an der installierten verfügbaren Erzeugungskapazität
- Beschreibung der Marktstruktur an verschiedenen Punkten der von den variablen Kosten abhängigen Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“) (z. B. Grundlastkraftwerk, Kraftwerk in mittlerer Position, Spitzenlastkraftwerk)
- Beschreibung des Marktes für Hilfsdienste (z. B. Häufigkeit der Inanspruchnahme) und, soweit möglich, für jedes Unternehmen Angabe des Anteils der gehandelten Hilfsdienste (im Idealfall nach Volumen und Wert) oder Angabe eines Konzentrationsindex (z. B. HHI)
- Menge des gehandelten Stroms:

- Auf der Grundlage standardisierter Strombörsenprodukte,<sup>17</sup>
  - Im Rahmen des außerbörslichen Handels mit Produkten für einen Zeitraum von einem Jahr bis fünf Jahre,
  - Im Rahmen längerfristiger Verträge zwischen Erzeugern und Versorgern.
- Das Bestehen einer aktiven nachfrageseitigen Beteiligung am Großhandelsmarkt (nach Volumen) sollte mitgeteilt werden.

In dem Bericht sollte auch der Grad der Integration mit den benachbarten Mitgliedstaaten geprüft und bewertet werden, inwiefern der Markt national oder subnational ist oder über die nationalen Grenzen hinausgeht. Die Preiskorrelation und die Handelsvolumen sollten als Indikatoren verwendet werden.

Eine Zusammenfassung der Informationen über vor kurzem erfolgte Fusionen und Zusammenschlüsse in der Branche und eine Bewertung ihrer Auswirkungen auf den Wettbewerb sind vorzulegen.

Der Absatz von Strom in Deutschland ist durch die vertikale Gliederung in überregionale Verbundunternehmen, regionale Stromversorgungsunternehmen und örtliche Verteilerunternehmen (Stadtwerke) geprägt.<sup>18</sup> Auf dem vom Bundeskartellamt abgegrenzten Weiterverleihermarkt treten in erster Linie die inländischen Stromverbundunternehmen als Stromerzeuger, Stromimporteure und Übertragungsnetzbetreiber als Anbieter auf. Als Anbieter sind aber auch regionale oder gar örtliche Stromversorgungsunternehmen in den Markt einzubeziehen, soweit sie ihrerseits Weiterverleiher beliefern und nicht lediglich als Absatzmittler für die Verbundunternehmen tätig sind, sondern über eigene Stromerzeugungskapazitäten, die sie für die Belieferung von Stadtwerken nutzen, verfügen.

Seit Beginn der Liberalisierung treten zudem neue Stromhändler ohne eigene Versorgungsnetze und Stromerzeugungskapazitäten als Stromanbieter auf diesem Markt auf. Als Nachfrager stehen diesen Anbietern netzbetreibende Regionalversorgungsunternehmen und Stadtwerke gegenüber. Der Stromabsatz an Stromhändler ohne eigene Verteilernetze und an andere Verbundunternehmen werden als Querlieferungen innerhalb der Anbieterseite nicht in den Markt der Belieferung von Stromweiterverteilern einbezogen.

---

<sup>17</sup> Soweit möglich sind die Produkte, die auf organisierten Märkten gehandelt werden, und der Liquiditätsgrad der einzelnen Produkte zu beschreiben.

<sup>18</sup> Der Antwort werden die in der Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes vorgenommene Abgrenzung eines „Marktes für die Belieferung von Stromweiterverteilern“ mit den zuletzt ermittelten Strukturdaten zugrundegelegt. Ergänzend werden Angaben zu den von der Kommission genannten Punkten gemacht, zu denen aus sonstigen Quellen Erkenntnisse vorliegen.

Ebenfalls nicht in diesen Markt einzubeziehen sind die seit Etablierung der nationalen Strombörsen und von Internetmarktplätzen gehandelten virtuellen Strommengen, da Verkäufe und Käufe nicht den physischen Energieaustausch widerspiegeln. Da solche Strommengen mehrmals in verschiedene Handelskontrakte zusammengefasst und mehrfach zwischen den Händlern gehandelt werden, übertrifft die gehandelte Menge die physischen Strommengen um ein Vielfaches. Dieser Stromhandel eigener Art ist einem gesonderten Markt zuzurechnen.

Auf dem so abgegrenzten Weiterverteilermarkt haben E.ON und RWE jeweils Marktanteile zwischen 25 und 30 %, Vattenfall Europe von unter 25% und EnBW einen Marktanteil von unter 10 % inne.

Die Stromhändler erreichen insgesamt einen Marktanteil von über 15 %<sup>19</sup>.

- Darstellung im Überblick: Gesamter (Netto-)Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2004: 527,7 TWh  
(Quelle: VDEW, Stromwirtschaft Deutschland, Frühjahr 2005)
- Summe der in Deutschland verfügbaren installierten Kraftwerksleistung im Jahr 2004: 101,1 GW (Quelle: VDEW aao.)
- Anzahl der Unternehmen, die mindestens 5 % Anteil an der verfügbaren installierten Kraftwerksleistung besitzen: 5 (Quelle: BKartA)

E.ON                    34 %

RWE                    27 %

Vattenfall Euro- 11 %  
pe

EnBW                   7 %

STEAG\*                7 %

\* Die STEAG Kraftwerkskapazität steht aufgrund vertraglicher Vereinbarung langfristig RWE zur Verfügung.

Zu den übrigen Indikatoren der Kommission liegen keine Erkenntnisse vor.

---

<sup>19</sup> Diese Marktanteile sind vom Bundeskartellamt auch im Berichtsjahr 2004 zugrunde gelegt worden. Sie beruhen auf Erhebungen auf dem Jahr 2002 bei einem für dieses Jahr ermittelten Marktvolumen von 194.223 GWh. Eine neue umfassende Markterhebung erfolgt im Herbst 2005. Mit ihr werden in erster Linie Strukturdaten erhoben, die für die bundesweiten Märkte für die Belieferung von Stromweiterverteilern und Stromgroßkunden von Bedeutung sind (Marktvolumina, Marktanteile der einzelnen Unternehmen, Verteilung der Stromerzeugungskapazi-

Der Weiterverteilermarkt ist aus Sicht des Bundeskartellamtes national abzugrenzen. Durchleitungsprozesse haben ein Ausmaß erreicht, aufgrund dessen nicht mehr von regionalen, netzbezogenen räumlichen Märkten auszugehen ist. Von grenzüberschreitenden Märkten ist aufgrund der nach wie vor beschränkten grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten (Interconnectoren) aber auch noch nicht auszugehen. Im Jahr 2003 wurden insgesamt 45,8 TWh Strom nach Deutschland importiert und 53,8 TWh Strom aus Deutschland exportiert.

- Größe des relevanten nationalen Marktes in Bezug auf den Gesamtverbrauch (TWh) und die maximale Nachfrage (GW)

	<b>Netto-Stromverbrauch 2004<sup>20</sup></b>
<b>Industrie</b>	246,5 TWh
<b>Private Haushalte:</b>	140,4 TWh
<b>Öffentliche Einrichtungen:</b>	43,2 TWh
<b>Handel und Gewerbe:</b>	73,3 TWh
<b>Verkehr</b>	16,2 TWh
<b>Landwirtschaft</b>	8,1 TWh
<b>Summe</b>	527,7 TWh

Die Jahreshöchstlast 2004 der allgemeinen Versorgung in Deutschland trat am Donnerstag, den 16. Dezember 2004, um 18:00 Uhr auf und betrug 77200 MW. Im Zahlenvergleich zur Jahreshöchstlast 2003 (Mittwoch, 3. Dezember 2003, um 17:45 Uhr) war sie 1,2% höher.

---

täten und der Stromverteilungskapazitäten (Netze), das Kundenwechselgeschehen zwischen den vier Verbundunternehmen sowie der aktuelle Stand der vertikalen Integration.  
<sup>20</sup> Quelle: VDEW

- installierte verfügbare Erzeugungskapazität (GW)

Gesamte installierte Netto-Engpassleistung

	Installed Net Capacity in MW 2004	
	Public Supply	Whole Electricity Industry
<b>NUCLEAR</b>	20.643	20.643
<b>CONVENTIONAL THERMAL</b>	67.015	76.890
<u>thereof:</u>		
Coal	25.070	
Lignite	19.700	
Gas	16.245	
Oil Products	6.000	
<b>HYDRO</b>	9.925	10.425
<u>thereof:</u>		
Run of River	2.880	3.380
Storage	1.335	1.335
Pumping Storage	5.710	5.710
<b>OTHER RENEWABLES</b>	550	18.030
<u>thereof:</u>		
Wind	200	16.400
Biomass	300	1.200
Solar	50	430
<b>OTHERS</b>	3.000	3.550
<b>TOTAL</b>	<b>101.133</b>	<b>129.538</b>

Quelle: VDEW

Die nach der VDN- und UCTE-Leistungsbilanzsystematik zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast verfügbare Kraftwerksleistung betrug 86000 MW.

- Zahl der Unternehmen, die schätzungsweise einen Anteil von mindestens 5 % an der installierten verfügbaren Kapazität haben

Siehe oben (Seite 25).

- Anteil der drei größten Unternehmen an der installierten verfügbaren Erzeugungskapazität

Der Anteil der vier größten Unternehmen an der installierten verfügbaren Erzeugungskapazität beträgt einschließlich Bezugsleistung rund 70%:

- EnBW: rd. 14,0 GW
- Vattenfall rd. 17,0 GW

- E.ON: rd. 26,0 GW
- RWE: rd. 34,0 GW

Bemerkung: Leistungen inklusive der Kapazitäten vollkonsolidierter Tochterunternehmen.

Quelle: Geschäftsberichte

- Beschreibung der Marktstruktur an verschiedenen Punkten der von den variablen Kosten abhängigen Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“) (z. B. Grundlastkraftwerk, Kraftwerk in mittlerer Position, Spitzenlastkraftwerk)

Auf die Angaben zur gesamten installierten Netto-Engpasseleistung wird verwiesen. Zur Deckung der Grundlast werden im Allgemeinen die Laufwasserkraftwerke, die Kernkraftwerke und die Braunkohlenkraftwerke, zur Deckung der Mittellast im Wesentlichen die Steinkohlenkraftwerke und für die Deckung der Spitzenlast besonders die Gasturbinenkraftwerke sowie die Speicherwasserkraftwerke eingesetzt.

- Beschreibung des Marktes für Hilfsdienste (z. B. Häufigkeit der Inanspruchnahme) und, soweit möglich, für jedes Unternehmen Angabe des Anteils der gehandelten Hilfsdienste (im Idealfall nach Volumen und Wert) oder Angabe eines Konzentrationsindex (z. B. HHI)

Zu den Systemdienstleistungen der Netzbetreiber gehören in Deutschland die Spannungs- und Frequenzhaltung sowie die Schwarzstartfähigkeit des Netzes innerhalb des Netzwiederaufbaukonzeptes. Durch die Einrichtung von Regelzonen (Arbeitsgebiet jedes Übertragungsnetzbetreibers) ist eine sichere und zuverlässige Versorgung gewährleistet. Die Übertragungsnetzbetreiber sind innerhalb ihrer Regelzonen zu 100 % für die Erbringung der Systemdienstleistungen verantwortlich.

- Menge des gehandelten Stroms:
  - auf der Grundlage standardisierter Strombörsenprodukte,<sup>21</sup>
  - im Rahmen des außerbörslichen Handels mit Produkten für einen Zeitraum von einem Jahr bis fünf Jahre,

<sup>21</sup> Soweit möglich sind die Produkte, die auf organisierten Märkten gehandelt werden, und der Liquiditätsgrad der einzelnen Produkte zu beschreiben.

Die Handelsvolumina an der EEX steigen seit der Gründung stetig an. Während im Jahr 2003 10 % der deutschen Stromnachfrage am EEX Spotmarkt gehandelt wurden, belief sich dieser Anteil im Jahre 2004 bereits auf 12 Prozent. Der überwiegende Anteil der Stromhandelsgeschäfte in Deutschland wird nach allgemeiner Einschätzung allerdings nach wie vor im OTC-Handel kontrahiert. Daher sind Zahlen, die allein auf den EEX-Umsatzanteil abstellen, nur bedingt aussagekräftig.

- Auf der Grundlage standardisierter Strombörsenprodukte an der EEX 2004:
  - 398 TWh gesamt
  - 157 TWh Futureshandel
  - 181 TWh OTC-Clearing
  - 60 TWh Spothandel
- Im Rahmen des außerbörslichen Handels mit Produkten für einen Zeitraum von einem Jahr bis fünf Jahre:  
Ein Mehrfaches des Börsenhandels wird Over-the-Counter (OTC) gehandelt.

Hinsichtlich der Handelsvolumina ist zu berücksichtigen, dass Strom oft mehrfach gehandelt wird, bevor er tatsächlich (physikalisch) geliefert wird (virtueller Handel). Das Gesamtvolumen der Verkäufe bzw. Käufe übersteigt daher die tatsächlich an Endverbraucher gelieferte Strommenge um ein Vielfaches.

Es gibt derzeit eine Diskussion über die Korrelation der Entwicklung von CO<sup>2</sup>-Emissionszertifikatspreisen und dem EEX-Strompreisniveau.

- Menge des gehandelten Stroms:
  - im Rahmen längerfristiger Verträge zwischen Erzeugern und Versorgern.

- Das Bestehen einer aktiven nachfrageseitigen Beteiligung am Großhandelsmarkt (nach Volumen) sollte mitgeteilt werden.

Die Anzahl der direkt an der EEX handelnden Industrieunternehmen ist derzeit noch gering. Allerdings ist auch der indirekte Zugang über einen Dienstleister möglich. Zahlreiche Stadtwerke sind im Großhandelsmarkt aktiv und auch direkte Handelsteilnehmer an der EEX. Die Marktteilnehmer können grundsätzlich sowohl Anbieter als auch Nachfrager sein, so dass eine eindeutige Zuordnung nicht immer gegeben ist.

Angaben zum Volumen nach Marktteilnehmern sind aufgrund der Anonymität der Börse nicht öffentlich verfügbar. Für OTC Geschäfte besteht ebenfalls keine Veröffentlichungspflicht.

In dem Bericht sollte auch der Grad der Integration mit den benachbarten Mitgliedstaaten geprüft und bewertet werden, inwiefern der Markt national oder subnational ist oder über die nationalen Grenzen hinausgeht. Die Preiskorrelation und die Handelsvolumen sollten als Indikatoren verwendet werden.

Die EEX wird auch von ausländischen Marktteilnehmern für grenzüberschreitende Geschäfte genutzt. Angaben zum Volumen nach Marktteilnehmern sind aufgrund der Anonymität der Börse nicht öffentlich verfügbar. Für OTC-Geschäfte besteht ebenfalls keine Veröffentlichungspflicht.

Eine Zusammenfassung der Informationen über vor kurzem erfolgte Fusionen und Zusammenschlüsse in der Branche und eine Bewertung ihrer Auswirkungen auf den Wettbewerb sind vorzulegen.

Im Jahr 2004 wurden beim Bundeskartellamt 45 Zusammenschlüsse innerhalb der Branche „Energieversorgung“ angezeigt. Bei „Energieversorgung“ wird bei dieser statistischen Erfassung nicht nach der Größe der Unternehmen, der vertikalen Integration oder dem betroffenen Markt unterschieden. Erfasst sind z.B. sowohl der Endkundenmarkt, der Großhandelsmarkt und der Markt für Contracting. Die Zahl umfasst die angezeigten Zusammenschlüsse und gibt keine Auskunft darüber, ob die Zusammenschlüsse auch tatsächlich letztlich realisiert wurden.

Von den im Jahr 2004 angezeigten Zusammenschlüssen hat das Bundeskartellamt einen Zusammenschluss untersagt (Fall Mainova AG/Aschaffenburgener Versorgungs-GmbH).

### 3.2.2 Beschreibung des Einzelhandelsmarktes

In der Beschreibung des Versorgungsmarktes für den Endverbraucher sollten die neuesten Informationen über die Hauptakteure und ihre Marktanteile in den folgenden Sektoren angegeben werden:

- Haushalte und Kleingewerbe (z. B. 50 MWh/Jahr und weniger)
- mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (z. B. bis zu 2 GWh/Jahr)
- große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)

Die Zahl der aktiven Unternehmen mit einem Marktanteil von mehr als 5 % und der Anteil der drei größten Versorger in jedem Marktsegment sollte angegeben werden; ferner sollte die Marktdurchdringung neuer, nicht nationaler Unternehmen bewertet werden, wobei darzustellen ist, ob sie eher durch ein „organisches“ Wachstum oder durch Übernahmen erreicht wurde.

In dem Bericht sollte ferner dargelegt werden, welchen Grad die Integration zwischen den Stromerzeugern und den Versorgern auf dem Markt angenommen hat.

In dem Bericht sollte angegeben werden, wie viele Versorger, die keine Beziehungen zu ÜNB oder VNB im Wege verbundener Unternehmen haben, im jeweiligen Mitgliedstaat seit der Einführung des Wettbewerbs neu auf den Markt eingetreten sind<sup>22</sup>.

Die geschätzte Zahl der Versorgerwechsel (vorzugsweise nach Strommenge) in den einzelnen Marktsegmenten sollte für den aktuellsten 12-Monats-Zeitraum und auch kumulativ für den Zeitraum seit der Marktöffnung angegeben werden.

Ferner sollte der Bericht Informationen über die für den Versorgerwechsel geltenden Verfahren (Höchstdauer bis zum Wechsel, Gebühren usw.) enthalten.

Darüber hinaus sind Informationen über das aktuelle Einzelhandelspreisniveau (gegebenenfalls unter Bezugnahme auf Eurostat-Daten) für die unter Punkt 3.1.3 genannten Kundenkategorien mitzuteilen. Anzugeben ist ferner eine geschätzte Aufteilung in

- Netzkosten
- in den Netzkosten enthaltene Abgaben
- Energiekosten plus Versorgungsmarge
- Steuern

---

<sup>22</sup> d. h. vollkommene eigentumsrechtliche Unabhängigkeit von jedwedem Netzunternehmen.

Dabei ist anzugeben, ob die Daten sich auf durch den Markt bestimmte Preise beziehen oder ob es sich um regulierte Endnutzerentgelte handelt.

Auch auf den Endkundenmärkten grenzt das Bundeskartellamt die Märkte anders ab als die Kommission. Eine starre Unterteilung in drei Verbrauchergruppen findet nicht statt. Deshalb liegen auch keine Erkenntnisse über Marktanteile in diesen Bereichen vor.

Vielmehr dient dem Bundeskartellamt das Merkmal der Leistungsmessung als Abgrenzungskriterium. Nach seiner Auffassung bilden daher die Belieferung von Stromkunden mittels Standardlastprofil aus den Niederspannungsnetzen (i.d.R. Kleinkunden) und die Belieferung von leistungsgemessenen Kunden (i.d.R. Großkunden) aus dem Mittelspannungsnetz und darüber liegenden Netzebenen eigene sachlich relevante Märkte. Im Stromendkundenbereich kommt dem Merkmal der Leistungsmessung deshalb entscheidende Bedeutung zu, weil sich das Strompreisniveau bei nicht leistungsgemessenen Stromendkunden und leistungsgemessenen Stromendkunden regelmäßig stark unterscheidet.

Nicht leistungsgemessene Kunden können wegen der fehlenden Leistungsmessung Strom nur zu einem pauschalen Preis beziehen, gleichgültig, inwieweit sie zu Lastspitzen oder in lastschwachen Zeiten beziehen. Dies bedeutet, dass diese Kundengruppe grundsätzlich keinen besonders günstigen Strom in Lasttälern nutzen kann.

Bei leistungsgemessenen Kunden ist wegen der Lastgangmessung eine Abrechnung zu unterschiedlichen Preisen möglich. Demnach ist es allen leistungsgemessenen Kunden möglich, ihren Stromverbrauch auf günstigere Zeiten zu konzentrieren. Hieraus resultiert, dass die leistungsgemessenen Kunden zu niedrigeren Preisen Strom beziehen können als die nichtleistungsgemessenen Kunden. Sie sind deshalb in der Regel preissensibler und wechselbereiter.

Wegen der Möglichkeit, bei Leistungsmessung die Energiekosten beeinflussen zu können, wird aus Kundensicht eine leistungsgemessene Abnahme und eine nichtleistungsgemessene Abnahme nicht als miteinander austauschbar angesehen werden können. Hinzu kommt, dass aufgrund des regelmäßig höheren Stromverbrauchs von leistungsgemessenen Kunden diese Kundengruppe häufig über professionelle Verhandlungsführer im Stromeinkauf verfügt. Deshalb besitzen sie auch eine bessere Verhandlungsposition. Dies spiegelt sich auch in der unterschiedlichen Vertriebsstrategie wieder, die die Stromversorgungsunternehmen zur Kundengewinnung verfolgen. Während bei den leistungsgemessenen Kunden die Preiswür-

digkeit im Vordergrund steht, beinhaltet die Kundenansprache im Bereich der nicht leistungsgemessenen Kleinkunden in starkem Maße auch die werbliche Differenzierung eines homogenen Produkts. Schließlich indiziert die Tatsache, dass ein gewisser Preiswettbewerb um nicht leistungsgemessene Kunden erst geraume Zeit später als um leistungsgemessene Kunden eingesetzt hat und inzwischen weitgehend wieder erlahmt ist, dass zwischen dem Markt für die Belieferung von Stromgroßkunden und dem Markt für die Belieferung von Kleinkunden keine wettbewerblich relevanten Wechselbeziehungen bestehen, die für die Annahme eines einheitlichen Marktes für die Belieferung von Letztverbrauchern sprechen würden.

Auf dem Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromendkunden hatten zum Zeitpunkt der letzten Erhebung (Jahr 2002)<sup>23</sup> ebenfalls die vier Verbundunternehmen die höchsten Marktanteile inne. RWE erzielte hier einen Marktanteil zwischen 25 und 30 %, E.ON einen Marktanteil zwischen 15 und 20 %, EnBW ebenfalls einen Marktanteil zwischen 15 und 20 % und Vattenfall Europe einen Marktanteil zwischen 5 und 10 %. Neben den hohen Marktanteilen der beiden führenden Unternehmen wird dabei ihre Bedeutung noch durch ihre hohe Zahl an Beteiligungen an anderen Stromversorgungsunternehmen (i.d.R. an Stadtwerken) aufgewertet (vgl. o. Abschnitt 2). Diese verschaffen ihnen einen so maßgeblichen Einfluss auf das Wettbewerbsverhalten der Beteiligungsunternehmen, dass zwischen ihnen und den Beteiligungsunternehmen kein wesentlicher Wettbewerb stattfindet.

Der Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromendkunden ist aufgrund weitgehend funktionierenden Durchleitungswettbewerbs aus Sicht des Bundeskartellamtes bundesweit, aber nicht grenzüberschreitend abzugrenzen. Unter den seit der Liberalisierung in den Markt eingetretenen neuen Lieferanten befinden sich auch ausländische Unternehmen mit allerdings marginalen Marktanteilen. Der größte Kundengewinn ist dabei durch die Übernahme existierender Versorger zu erzielen (z.B. die Übernahme der Stadtwerke Bremen durch Essent). Da die führenden Unternehmen auf diesem Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromendkunden identisch mit den führenden Unternehmen auf dem Weiterverteilermarkt sind, ist offenkundig, dass auch auf diesem Markt eine enge Verbindung zwischen einem hohen Anteil an der Stromerzeugungskapazität und einem hohen Marktanteil besteht.

Wechselbeziehungen von Kunden auf diesem Markt sind bis jetzt nur unvollkommen erfasst. Sie sollen mit der im Herbst 2005 stattfindenden Markterhebung ermittelt werden.

---

<sup>23</sup> Neue Markterhebung erst wieder im Herbst 2005 für die Jahre 2003/2004

Die Märkte zur Belieferung von nicht leistungsgemessenen (nach Standardlastprofil belieferten) Stromendkunden sind aufgrund des sich nicht entwickelnden Durchleitungswettbewerbs lokal, bezogen auf die Reichweite des Niederspannungsnetzes eines Versorgers abzugrenzen (vgl. oben Abschnitt 2). Auf ihnen haben die örtlichen Versorger fast immer noch Marktanteile von über 90 % inne.

Zur Kundenstruktur wird auf die Ausführungen zum "Netto-Stromverbrauch 2004" zu Kapitel 3.2.1 verwiesen.

Die Zahl der aktiven Unternehmen mit einem Marktanteil von mehr als 5 %

4 Unternehmen, siehe Rangfolge nach Stromabgabe an Letztverbraucher für das Jahr 2003 in der folgenden Tabelle:

- RWE,
- E.ON,
- EnBW,
- Vattenfall Europe.

Marktanteile der größten Unternehmen für die einzelnen Marktsegmente

Informationen zu Marktanteilen der größten Unternehmen für die einzelnen Marktsegmente liegen nicht vor.

Bewertung der Marktdurchdringung neuer, nicht nationaler Unternehmen

Neue ausländische Unternehmen im deutschen Strommarkt (alles Akquisitionen), siehe folgende Seite:

## Wesentliche ausländische Beteiligungen an deutschen Stromversorgern

ausländisches Unternehmen Land	Unternehmen	indirekt beteiligt über*	deutscher Stromversorger	Beteiligungs- quote in %
Belgien	Electrabel	Deutsche Electrabel AG	Energie SaarLorLux	51,0
Belgien	Electrabel	Deutsche Electrabel AG	EV Gera GmbH / Kraftwerke Gera GmbH	49,9
Dänemark	Dong		Energie und Wasser Lübeck GmbH	25,1
Frankreich	EDF		EnBW Energie Baden Württemberg AG	45,0
Frankreich	EDF	EnBW AG	ESAG Energieversorgung Sachsen Ost AG	31,0
Frankreich	EDF	EnBW AG	Schluchseewerk AG	22,5
Frankreich	EDF	EnBW AG	Energie- und Wasserwerke Bautzen	22,1
Frankreich	EDF	EnBW AG	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	15,8
Frankreich	EDF	EnBW AG	Elektrizitätswerke Mittelbaden GA	15,6
Frankreich	EDF	EnBW AG	Großkraftwerke Mannheim	14,4
Frankreich	EDF	EnBW AG	Stw. Düsseldorf	13,5
Frankreich	EDF	EnBW AG	Albwerke GmbH	11,3
Frankreich	Veolia Environnement		Braunschweiger Versorgungs AG	74,9
Frankreich	Veolia Environnement		Stw. Görlitz AG	74,9
Frankreich	Veolia Environnement		Stw. Weißwasser GmbH	74,9
Niederlande	Essent	Deutsche Essent GmbH	KOM-STROM, Leipzig (Stromhändler)	51,0
Niederlande	Essent	Deutsche Essent GmbH	swb AG, Bremen	51,0
Niederlande	Essent	Deutsche Essent GmbH / über swb AG, Bremen	Stw. Bielefeld GmbH	25,4
Niederlande	Essent	Deutsche Essent GmbH / über swb AG, Bremen	Stw. Soltau GmbH	25,3
Niederlande	Essent	Deutsche Essent GmbH / über swb AG, Bremen	Stromversorgung Greifswald GmbH	20,4
Niederlande	Essent	Deutsche Essent GmbH / swb AG & Stw. Bielefeld	Stw. Gütersloh GmbH	12,7
Niederlande	NUON	NUON Deutschland GmbH	NUON Heinsberg AG	100,0
Schweden	Vattenfall		Vattenfall Europe AG	91,5
Schweden	Vattenfall	Vattenfall Europe AG / über Bewag	Energie Südwest AG, Landau	45,8
Schweden	Vattenfall	Vattenfall Europe AG / über HEW	Wemag AG, Schwerin	73,5
Schweden	Vattenfall	Vattenfall Europe AG / über HEW	Städtische Werke AG, Kassel	22,8
Schweden	Vattenfall	Vattenfall Europe AG / über WEMAG	Stw. Rostock AG	9,2

\* bei indirekten Beteiligungen ist die indirekte Beteiligungsquote des ausländischen Unternehmens angegeben.  
Bsp.: Die EnBW hält 69% an der ESAG; ergibt eine indirekte Beteiligungsquote von 31% für EDF.

Quellen: Geschäftsberichte, Presse, VDEW

## Grad der Integration zwischen den Stromerzeugern und den Versorgern auf dem Markt

Der überwiegende Teil der Kraftwerke in Deutschland wird von den Stromversorgungsunternehmen betrieben. Ein wachsender Teil der Stromerzeugungskapazitäten wird inzwischen von unabhängigen Produzenten, z. B. Betreibern von Windkraftanlagen, bereitgestellt. Größere konventionelle Anlagen von unabhängigen Produzenten sind zurzeit in der Planung.

Anzahl der Versorger, die keine Beziehungen zu ÜNB oder VNB im Wege verbundener Unternehmen haben, im jeweiligen Mitgliedstaat seit der Einführung des Wettbewerbs neu auf den Markt eingetreten sind (Fußnote: D.h. Vollkommene eigentumsrechtliche Unabhängigkeit von jedwedem Netzunternehmen).

Im Sommer 2003 waren laut Monitoring-Bericht des BMWA (01. Sept. 2003) etwa 20 neue Unternehmen im Markt tätig, die bundesweit die Belieferung von Haushalten anboten. Es liegen keine Anhaltspunkte dafür vor, dass sich inzwischen diese Zahl signifikant geändert hätte. Der Bundesverband neuer Energieanbieter (BNE) geht von derzeit 13 neuen, bundesweit tätigen Marktteilnehmern aus.

Daneben gibt es Stromhändler, die mit Netzbetreibern verbunden sind und bundesweit agieren. Schließlich gibt es eine Reihe von Stadtwerken und Regionalversorgern, die vertikal integriert sind und neben ihren eigenen Gebieten noch in anderen Gebieten als Wettbewerber auftreten.

Geschätzte Zahl der Versorgerwechsel (vorzugsweise nach Strommenge) in den einzelnen Marktsegmenten für den aktuellsten 12-Monats-Zeitraum und auch kumulativ für den Zeitraum seit der Marktöffnung

Wechselraten kumuliert seit der Marktöffnung bis 2004<sup>24</sup>:

	<b>Versorgerwechsel</b>	<b>Abschluss eines günstigeren Vertrages mit dem bestehenden Versorger</b>
<b>Private Haushalte</b>	5%	25%
<b>Gewerbekunden</b>	7%	50%
<b>Industriekunden</b>	41%	59%

Versorgerwechsel seit 2000:

	<b>2000</b>	<b>2002</b>	<b>2004</b>
<b>Haushalte</b>	2 %	4 %	5 %
<b>Gewerbe</b>	4 %	6 %	7 %

Von Bedeutung ist, dass auch der Vertragswechsel (bei einem Versorger) als Zeichen von Wettbewerb angesehen werden muss. Ein neues Vertragsangebot ist immer auch eine Reaktion auf Wettbewerb. Noch höhere Wechselraten bestehen bei Industriekunden. Hier haben alle Kunden entweder den Versorger gewechselt oder einen neuen Vertrag mit ihrem alten Versorger abgeschlossen.

Informationen über die für den Versorgerwechsel geltenden Verfahren (Höchstdauer bis zum Wechsel, Gebühren usw.)

In Deutschland richtet sich das Verfahren bei einem Versorgerwechsel grundsätzlich nach dem zugrunde liegenden Stromlieferungsvertrag bzw. den gesetzlichen Vorschriften, die für die Versorgungsbedingungen anwendbar sind.

Hierbei muss zwischen verschiedenen Kundengruppen unterschieden werden. Kunden mit geringem Verbrauch wie z. B. für Haushalt, Landwirtschaft und Kleingewerbe, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, können einerseits zu den Allgemeinen Bedingungen und Preisen mit einheitlichen Verträgen versorgt werden. Diese Bedingungen sind in der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) geregelt. Entsprechende Verträge haben eine Mindestlaufzeit von einem Jahr und sind im Übrigen in ihrer Laufzeit nicht beschränkt, können aber beispielsweise bei einem

---

<sup>24</sup> Quelle: VDEW

Umzug des Kunden jederzeit gekündigt werden. Nach Ablauf der Mindestlaufzeit kann der Vertrag unter anderem mit einer Frist von einem Monat ordentlich gekündigt werden.

Kunden in diesem Kundensegment können auch Sonderkundenverträge außerhalb der allgemeinen Versorgung abschließen. Hier sind Verträge mit kurzer Mindestlaufzeit (z. B. drei bis 12 Monate) typisch. Vertragsklauseln in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen, die eine Vertragslaufzeit von mehr als zwei Jahren festlegen, sind unwirksam. In einzelnen Sonderfällen kann individuell mit den Kunden bei Vorliegen besonderer Umstände eine längere Vertragslaufzeit vereinbart werden. Die Kündigungsmöglichkeit richtet sich hierbei nach der Laufzeit der jeweiligen Verträge.

Bei größeren Kunden (Sondervertragskunden), die an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, wird die Vertragslaufzeit maßgeblich von den Wünschen des Kunden beeinflusst. Insgesamt sind aber auch den in diesem Kundenbereich vereinbarten Laufzeiten kartellrechtliche Grenzen gesetzt. Hier hängt die Wirksamkeit derartiger Vereinbarungen von den Umständen des Einzelfalls ab. Nachdem die Energiepreise zurzeit stetig ansteigen, wünschen die Kunden tendenziell längere Vertragslaufzeiten als zu Beginn der Marktöffnung, als die Strompreise gesunken sind. Auch hier hängt der Zeitpunkt der Kündigungsmöglichkeit vom jeweiligen Versorgungsvertrag ab.

Darüber hinaus haben die betreffenden Kunden im Einzelfall die ihnen nach dem Fernabsatzrecht und bei Haustürgeschäften zustehenden Widerrufsmöglichkeiten hinsichtlich der Stromlieferungsverträge, wenn die dort genannten Voraussetzungen vorliegen. Näheres ergibt sich aus den betreffenden EG-Richtlinien, die vollständig in das deutsche Recht umgesetzt worden sind.

Jeder Kunde hat außerdem grundsätzlich die Möglichkeit, den Versorger kostenlos zu wechseln.

Der neue Lieferant ist verpflichtet, dem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen spätestens einen Monat vor dem beabsichtigten Beginn der Lieferung alle Entnahmestellen seiner neuen Kunden sowie den beabsichtigten Beginn der Netznutzung mitzuteilen. Gleichzeitig hat er anzugeben, ob der Kunde ein Haushaltskunde ist.

Im Berichtszeitraum ergaben sich die Regelungen zum Lieferantenwechsel aus der VDN-Richtlinie Datenaustausch und Mengenbilanzierung – „DuM“ - (zu finden auf der Internetseite des VDN: [www.vdn-berlin.de](http://www.vdn-berlin.de)). Die Best Practice Empfehlungen zum Lieferantenwechsel, die

in einem Verbandsausschuss unter Leitung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit erarbeitet wurden, sind Bestandteil der DuM-Richtlinie.

Nach Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsrechts sind die wesentlichen Verfahrensschritte eines Lieferantenwechsels nunmehr gesetzlich im neuen EnWG und § 14 StromNZV geregelt.

Informationen über das aktuelle Einzelhandelspreisniveau (gegebenenfalls unter Bezugnahme auf Eurostat-Daten) für die unter Punkt 3.1.3 genannten Kundenkategorien)

Anzugeben ist ferner eine geschätzte Aufteilung in

- Netzkosten
- in den Netzkosten enthaltene Abgaben
- Energiekosten plus Versorgungsmarge
- Steuern

Dabei ist anzugeben, ob die Daten sich auf durch den Markt bestimmte Preise beziehen oder ob es sich um regulierte Endnutzerentgelte handelt.

Nr.	Eurostat Kundentypen	Dc	Ib <sup>***)</sup>	Ig
1	Großhandelsstrompreis oder Gestehungskosten	•	•	•
2	reine Übertragungsnetzkosten (exklusive Zeile 4) <sup>**)</sup>	4 –10 Euro / MWh		
3	Verteilungsnetzkosten (inklusive Zeile 2/exklusive Zeile 4) <sup>*</sup>	Durchschnitt 61,8 Euro/MWh	Durchschnitt 53,3 Euro/MWh	Durchschnitt 9,2 Euro/MWh
4	Regulatorische Zusatzkosten (Stromsteuer, MWSt) Abgaben (KA, EEG, KWKG)	45,1 €/MWh 26,7 €/MWh	38,5 €/MWh 9,9 €/MWh	25,1 €/MWh 7,2 €/MWh
5	Vertriebskosten	•	•	•
6	Gesamt (€/MWh)	178,5 €/MWh	190,0 €/MWh	92,7 €/MWh

<b>Eurostat Kundentypen</b>	<b>Verbrauch</b>	<b>Anschlusskapazität</b>
<b>Dc</b>	3.500 kWh (1300 nächstens)	4-9 kW
<b>Ib</b>	50.000 kWh	50 kW
<b>Ig</b>	24.000.000 kWh	4.000 kW

Quelle: VDEW

### **Anmerkungen zur Anwendung der EUROSTAT-Kategorien auf die deutsche Situation<sup>25</sup>**

- \*) Die angegebenen Werte beziehen sich auf die Netznutzung des gesamten Netzes; es kann keine Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz angegeben werden. In Deutschland sind nach der Systematik des verhandelten Netzzuganges die Netzentgelte unter Einbeziehung der Nutzung der der Entnahme vorgelagerten Spannungsebenen berechnet. Für die angegebenen Abnahmefälle können separat keine reinen Übertragungsnetzkosten ermittelt werden, da Durchmischung und Kundenstruktur von entscheidender Bedeutung sind.
- \*\*\*) Nach Bewertung der anteiligen Kosten für die Übertragungsnetzebene aus den in Zeile 3 angegebenen Netzentgelten kann ein Band in Höhe von 4 bis 10 Euro/MWh je nach Benutzungsdauer angenommen werden.
- \*\*\*) Es handelt es sich hier um Gewerbekunden, die niederspannungsseitig beliefert werden. Solche Kunden sind überwiegend während der Werkzeuge am Netz und zahlen wegen ihres ungünstigen Lastverlaufs - ihre Spitze tritt gleichzeitig mit der der Industrie auf - und wegen der geringen Ausnutzungsdauer höhere Strompreise als die Haushalte. Fall ist mit einer Benutzungsdauer von nur 1000 Stunden in Deutschland eher untypisch.
- Wegen unterschiedlicher Lastprofile der verschiedenen Kundentypen ist die Angabe eines Großhandelspreises nicht möglich. Die Gestehungskosten und die Vertriebskosten werden aus Wettbewerbsgründen von den Unternehmen nicht durchgehend veröffentlicht.

Die in obiger Tabelle enthaltenen Preisangaben (Zeile Gesamt) für die drei Verbrauchsfälle basieren in erster Linie auf frei im Markt gebildeten Preisen, wie sie für das Statistische Amt der Europäischen Gemeinschaften (Eurostat) zweimal jährlich gemeldet werden. Es handelt

---

<sup>25</sup> Quelle: VDEW

sich hierbei um nationale Durchschnittswerte. Die Angaben zu den Netzentgelten berücksichtigen die Preise von rd. 900 Netzbetreibern für die entsprechenden Verbrauchsfälle.

In Deutschland werden Netzentgelte derzeit nur von den Verbrauchern erhoben, nicht von den Kraftwerken.

Eine Verpflichtung von Lieferanten, bestimmte regulierte Energiepreise oder –tarife für Nichthaushalts-Endkunden von Strom anzubieten, sah das deutsche Energierecht schon bisher nicht vor; dies hat sich durch den neuen Ordnungsrahmen auch nicht geändert. Gemäß § 12 Abs. 2 der bis 1. Juli 2007 geltenden Bundestarifordnung Elektrizität (BTOEl) unterliegen lediglich die Allgemeinen Tarife der örtlichen Versorger für Haushaltskunden einer Genehmigungspflicht durch die zuständige Landesbehörde, wobei der genehmigte Preis ein Höchstpreis ist.

Es findet keine Preiskontrolle hinsichtlich der Energiepreise für Nicht-Haushalts-Endkunden statt. Es gelten die Vorschriften der allgemeinen kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht.

### **3.2.3 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung**

Im Bericht sollte dargelegt werden, welche Vorschriften für das Verhalten der Erzeugungsunternehmen auf den Großhandelsmärkten gelten, u. a. mit Ausführungen zu folgenden Punkten:

- Transparenz (welche Informationen über die verfügbaren Kapazitäten werden benötigt, wie nah an der Echtzeit müssen sie sein, sind Prognosen erforderlich?)
- Bieterverhalten
- Marktüberwachung
- Erfahrung mit virtuellen Kraftwerks-Auktionen oder sonstigen Maßnahmen zur Freigabe von Kapazitäten.

Im Bericht sollte ferner dargelegt werden, welche Vorschriften für das Verhalten der Versorgungsunternehmen gelten, darunter in folgenden Bereichen:

- Transparenz
- Vorschriften für die Vertragsstruktur

- Bereitstellung von Informationen

Im Bericht sollten wettbewerbspolitische Maßnahmen im Großhandels- und im Einzelhandelssektor ausführlich dargelegt werden.

Die Marktteilnehmer an der Strombörse EEX unterliegen den Regelungen des Börsengesetzes und der Marktaufsicht der Börse. Es besteht des Weiteren eine generelle Zuständigkeit des Bundeskartellamtes nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB).

Hinsichtlich der vorgenannten Weiterverteiler- und Endkundenmärkte dient zunächst die präventiv wirkende – Fusionskontrolle der Vermeidung eines Missbrauchspotenzials, welches sich aus der Entstehung oder Verstärkung marktbeherrschender Stellungen ergeben kann. Verfahren zur Bekämpfung konkreter Missbräuche wurden auf den vorgelagerten Märkten für Netznutzung und auf dem Markt für Regelenergie geführt.

### Netzentgelte

Ein wesentliches Problem für Wettbewerb auf den Strommärkten sind nach Einschätzung des Bundeskartellamtes im Berichtszeitraum überhöhte Netzentgelte gewesen, die durch Spielräume der Kalkulationsmethode nach der Verbändevereinbarung II plus gestützt wurden.

Solche überhöhten Netzentgelte engen den preislichen Gestaltungsspielraum konkurrierender Stromanbieter ein, Endkunden attraktive Angebote zu machen.

Im Jahr 2004 erließ das Bundeskartellamt Entscheidungen im Rahmen der Überprüfung der Netzentgelte und zur Klärung des Netzzugangs für Arealnetzbetreiber.

Im Verfahren gegen die TEAG AG hatte das Oberlandesgericht Düsseldorf die Vorgabe einer Erlösobergrenze als Ergebnis einer Kostenkontrolle nicht anerkannt. Hier können nach Auffassung des Gerichts zudem andere nicht in voller Höhe angesetzte Kostenpositionen die überhöhten Kostenpositionen ausgleichen. In einem Präzedenzverfahren zum Vergleichsmarktkonzept, welches sich gegen die Stadtwerke Mainz AG richtete, lehnte das Oberlandesgericht neben der Festsetzung einer Erlösobergrenze auch RWE als Vergleichsunternehmen ab. Der Bundesgerichtshof hob diese Entscheidung am 28. Juni 2005 auf und bestätigte die Methode des Vergleichsmarktkonzepts im Wege eines Erlösvergleichs zwischen

Netzbetreibern. Das Verfahren wurde an das Oberlandesgericht Düsseldorf zurückverwiesen.

Der Anspruch von sog. Arealnetzbetreibern auf Anschluss an das Mittelspannungsnetz wurde vom Oberlandesgericht Düsseldorf und durch Entscheidung vom 28. Juni 2005 vom Bundesgerichtshof anerkannt. Die Entscheidung ist rechtskräftig.

### Regelenergie

Regelenergie dient dem kurzfristigen Ausgleich von Abweichungen zwischen der prognosebasierten Stromeinspeisung der Lieferanten und der tatsächlichen Stromentnahme durch die Endkunden in der jeweiligen Regelzone. Man unterscheidet drei Arten von Regelenergie: Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve. Deutschlandweit verursacht Regelenergie – bei einer vorgehaltenen Regelleistung von 7.000 MW – pro Jahr ein Kostenvolumen von ca. 1 Mrd. Euro.

Die Beschaffung von Regelenergie erfolgt durch die vier Übertragungsnetzbetreiber E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW individuell in ihrer jeweiligen Regelzone.

Ab 2001 setzte das Bundeskartellamt Ausschreibungen bei der Beschaffung von Regelenergie durch. Der Markt verzeichnete in den vergangenen Jahren erhebliche Preissteigerungen.

Der Regelenergiemarkt ist gekennzeichnet durch eine geringe Zahl von Bietern. So traten 2003/2004 in den einzelnen Regelzonen für Primärregelung nicht mehr als vier Bieter, für Sekundärregelung nicht mehr als zwei Bieter auf. In beiden Märkten kamen die Gebote nur von den Verbundunternehmen. In allen drei Regelenergiemärkten hatte das mit dem jeweiligen regionalen Übertragungsnetzbetreiber verbundene Erzeugungsunternehmen mit seinem Marktanteil stets eine vorherrschende Stellung inne. Auf Beschwerden des VIK und von Stadtwerken hin leitete das Bundeskartellamt Ermittlungen unter dem Gesichtspunkt des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung ein. Im Zuge der Umsetzung der EU-Beschleunigungsrichtlinie Strom hat der deutsche Gesetzgeber mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz jedoch zwischenzeitlich eine über kartellrechtliche Befugnisse hinausgehende Regulierung des Regelenergiemarktes verabschiedet. Unter anderem wurden eine regelzonenübergreifende Ausschreibung von Regelenergie unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie umfassende Befugnisse der neuen Bundesnetzagentur für die Festlegung von Präqualifikationsbedingungen statuiert.

Mit dem Inkrafttreten des neuen Gesetzes am 13. Juli 2005 ging die Zuständigkeit für die Aufsicht über Netzentgelte und über den Regenergiemarkt von den Kartellbehörden auf die neue Bundesnetzagentur über.

### Transparenz

Erzeugung, Vertrieb und Handel sind als wettbewerbliche Märkte organisiert; staatliche Transparenzvorschriften finden sich in Deutschland deshalb gegenwärtig weder für Erzeugungsunternehmen noch für Stromlieferanten.

Bezüglich der Strom- und Gasnetze sehen die am 29. Juli 2005 in Kraft getretenen Verordnungen zum EnWG bestimmte Veröffentlichungspflichten vor.

Damit wird für den Bereich des Strom- und Gashandels die Markttransparenz unter Aufsicht der Bundesnetzagentur erhöht.

So verlangt § 27 der Stromnetzentgeltverordnung die Veröffentlichung von Strukturmerkmalen der Netze (Einwohnerzahl, Leitungslänge etc.). § 17 der Stromnetzzugangsverordnung verlangt u.a. die regelmäßige Offenlegung der Netzlast, der Jahreshöchstlast, der Ausfälle und Revisionen im Übertragungsnetz sowie der prognostizierten und tatsächlichen Einspeisung von Windstrom. Ähnliche Regelungen gelten im Gasbereich (§ 27 GasNEV, §§ 20, 21 GasNZV).

## 4 Regulierung und Marktergebnis auf dem Erdgasmarkt

### 4.1 Regulierungsbezogene Fragen

#### 4.1.1 Allgemeines

Grad der Marktöffnung und voraussichtliche künftige Entwicklung, einschließlich des aktuellen Liberalisierungsgrads in % und der Zulassungsschwelle.

Seit 1998 ist der deutsche Markt zu 100% geöffnet.

#### 4.1.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen

- Das Ausmaß der Engpässe sollte sowohl für den nationalen Bereich als auch für die grenzüberschreitenden Verbindungen bewertet werden. In dem Bericht sollte bezugnehmend auf Daten über die tatsächlichen Erdgasflüsse bewertet werden, ob die Engpässe physikalischer Art sind oder das Ergebnis langfristiger Kapazitätsbuchungen, die bedeuten würden, dass ungenutzte Kapazitäten dem Markt auf unterbrechbarer Basis bereitgestellt werden können<sup>26</sup>.
- Die Vorschriften, die gemäß der Richtlinie (und nach dem Inkrafttreten der Erdgasverordnung) gelten oder gelten werden, sollten dargelegt werden, einschließlich der Vorschriften für das Informieren des Marktes durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)<sup>27</sup>.
- Für die grenzüberschreitenden Verbindungen, bei denen ein großer Anteil (>50%) der Kapazität langfristig gebucht ist, sollte im Bericht beschrieben werden, welche Entgelte der etablierte Betreiber für den Verkauf von Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt in Rechnung stellt. Der Sekundärmarkt für Kapazitätsrechte sollte bewertet werden, einschließlich der Bestimmungen über die Transparenz, den "use-it-or-lose-it"-Grundsatz und sonstige Maßnahmen des Engpassmanagements.
- Es sollte für den Fall von Engpässen auf grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen die Rolle von Swapgeschäften bei der Vermeidung überlasteter Netzstellen bewertet

<sup>26</sup> Physikalische Engpässe bedeuten, dass es im Netz eine Stelle gibt, an der die physikalischen Flüsse Sicherheitsgrenzen erreicht haben, die die zulässigen Transaktionen einschränken. Eine vertraglicher Engpasssituation bedeutet, dass die Einschränkungen das Ergebnis der Art der Verwendung langfristiger Kapazitätsrechte sind.

<sup>27</sup> Beispiel: aggregierte Gasflüsse, verfügbare Kapazitäten, Nachfrageprognosen, Wartungszeitpläne.

werden, insbesondere, ob die Wirkung de facto diskriminierend ist.

- Im Bericht sollte angegeben werden, ob es verschiedene Regelungen für Transitverträge gibt, die gemäß Artikel 3 Absatz 1 der Richtlinie 91/296 geschlossen wurden, und inwiefern Fernleitungskapazitäten durch solche Verträge gebunden werden. Sofern möglich, sollte angegeben werden, wann solche Verträge auslaufen.
- Die FNB-Methodik für die Bewertung der technischen Höchstkapazität sollte unter dem Aspekt ihrer „Robustheit“ bewertet werden.

Engpässe physikalischer Art (Gasqualitätsunterschiede, fehlender Netzverbund, dauerhafte Netzrestriktionen) führen zur Abgrenzung von Netzen und Netzteilen wie in der Netzzugangsverordnung Gas vorgesehen. Engpässe durch langfristige Kapazitätsbuchung sind bislang nicht bekannt, drohen aber – sofern nicht Leitungsverstärkungen vorgenommen werden – auf der TENP und der Stegal.

- Entry-/Exit-Modell:

Kern der Netzzugangsverordnung Gas ist ein flexibles Entry-/Exit-Modell, d.h. ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades. § 20 Abs. 1b EnWG sieht ein bundesweit wirkendes Entry-Exit-Modell für den Gasnetzzugang vor. Betreiber von Gasversorgungsnetzen müssen danach Ein- und Ausspeisekapazitäten anbieten, die unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind, ohne dass sich der Transportkunde auf einen bestimmten, transaktionsabhängigen Transportpfad festlegen muss.

Nach der im neuen Energiewirtschaftsgesetz vorgesehenen Regelung des § 20 Abs. 1b muss ein Erdgaskunde zukünftig nur noch zwei Verträge abschließen, einen am Ein- und einen am Ausspeisepunkt, es sei denn, die dazu erforderliche Zusammenarbeit der Netzbetreiber ist technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar. Sofern der Ausspeisepunkt bei einem Verteilernetzbetreiber gebucht wird, muss sich der Transportkunde nicht an einen bestimmten Ausspeisepunkt binden.

Die netzinterne Abwicklung der Gasströme sowie die Ausgestaltung der Koordinierung regeln die Netzbetreiber untereinander. Um sicherzustellen, dass das Entry-Exit-Modell auf der Grundlage nur jeweils eines Einspeise- sowie Ausspeisevertrages auch praktisch umgesetzt wird, bestehen Koordinationsanforderungen der Netzbetreiber. Insbesondere sind alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen verpflichtet, in dem Maße verbindlich zusammen zu arbeiten, das erforderlich ist, damit der Transportkunde zur Abwicklung eines Transports

auch über mehrere, durch Netzkopplungspunkte miteinander verbundene Netze nur einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag abschließen muss, es sei denn, diese Zusammenarbeit ist technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar.

Der Netzbetreiber weist jedem Ein- und Ausspeisepunkt in seinem Netz/Teilnetz eine Kapazität zu (§ 6 Abs. 1 GasNZV). Kommt er bei der Berechnung der Kapazitäten zu dem Ergebnis, dass Kapazitäten nicht oder nicht in ausreichendem Maße im gesamten Netz frei zuordenbar angeboten werden können, muss er Maßnahmen prüfen, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten im gesamten Netz zu erhöhen. Vorrangig hat der Netzbetreiber die Pflicht, wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen und vorzunehmen, mittels derer das Angebot flexibler Kapazitäten wieder erhöht werden kann. Solche Maßnahmen können vertragliche Zusagen von Dritten sein, die bestimmte Lastflüsse zusichern. Des Weiteren kann der Netzbetreiber Ein- und Ausspeisepunkte mit bestimmten Zuordnungsvorgaben verknüpfen, oder – wenn dies keinen Erfolg verspricht – einzelne Ein- und Ausspeisepunkte von der frei zuordenbaren Nutzungsmöglichkeit ausschließen.

Die Bildung von Teilnetzen ist nur auf Grund technischer Unmöglichkeit oder wirtschaftlicher Unzumutbarkeit zulässig. Die Zahl der Netze und Teilnetze ist möglichst gering zu halten. Nach § 6 Abs. 4 GasNZV ist die Bundesnetzagentur verpflichtet, das Vorliegen der Voraussetzungen einer Teilnetzbildung zu überprüfen und ggf. ein Verfahren einzuleiten. Sie ist befugt, die Zusammenfassung von Teilnetzen anzuordnen, wenn dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist.

- Vergabe von Kapazitäten, Rucksackprinzip:

Die Zuteilung von Kapazität für den Regelfall, dass keine vertragliche Engpasssituation besteht, erfolgt nach den in § 9 GasNZV dargelegten Grundsätzen. Kapazitäten werden nach der zeitlichen Reihenfolge des Eingangs von verbindlichen Anfragen vergeben. Der Lieferant muss sicherstellen, dass Entscheidungen über die Zuteilung von Kapazitäten rechtzeitig erfolgen (§ 9 Abs. 9 GasNZV).

§ 20 Abs. 1b des neuen EnWG regelt das sog. Rucksackprinzip: Bei einem Wechsel des Lieferanten kann der neue Lieferant vom bisherigen Lieferanten die Übertragung der für die Versorgung des Kunden, vom bisherigen Lieferanten gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten verlangen, wenn ihm die Versorgung des Kunden entsprechend der von ihm eingegangenen Lieferverpflichtung ansonsten nicht möglich ist. Zusätzlich bestimmt § 9 Abs. 7 GasNZV, dass dies nicht gilt, sofern der bisherige Lieferant nachweist, dass er, sofern durch

die Rückgabe der Kapazitäten eine Reduzierung von Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten erfolgen müsste, die Kapazitäten zur Erfüllung vertraglicher Pflichten oder zur Ausübung vertraglicher Rechte aus Gasimportverträgen benötigt.

- Engpassmanagement/Maßnahmen gegen Kapazitätshortung:

Liegt ein vertraglicher Kapazitätsengpass vor, so kommt ein anderes System der Kapazitätsvergabe zur Anwendung. Ein solcher vertraglicher Engpass liegt gem. § 10 Abs. 1 GasNZV vor, wenn die täglich eingehenden Kapazitätsanfragen die freie Kapazität an bestimmten Einspeise- oder Ausspeisepunkten für ein Netz oder Teilnetz übersteigen. Den Netzbetreiber trifft die Pflicht zur Einführung und Veröffentlichung eines Informationssystems zur Erkennung von Engpässen sowie Verfahren zur Durchführung von Versteigerungen, um eine diskriminierungsfreie und transparente Vergabe der knappen Kapazitäten zu gewährleisten. Bereits im Vorfeld eines möglichen Engpasses, nämlich wenn die Buchungen 90 % der verfügbaren technischen Kapazität übersteigen, greifen diese Verfahren. Dies beinhaltet insbesondere eine Sperrfrist von 24 Stunden für die weitere Vergabe.

§ 13 GasNZV dient der Freigabe ungenutzter Kapazitäten. Zur Überwindung von Kapazitätsengpässen ist bei langfristigem Nichtgebrauch der gebuchten Kapazitäten das Freigabeverfahren nach § 13 Abs. 2 GasNZV einzuleiten. Im Falle einer Null-Nominierung können die Kapazitäten für den Folgetag als unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden.

- Sekundärmarkt:

Das neue Energiewirtschaftsrecht sieht vor, dass die Netzbetreiber für den Handel mit Kapazitätsrechten bis zum August 2006 eine gemeinsame elektronische Plattform einrichten. Bis zu diesem Zeitpunkt haben die Betreiber von Fernleitungsnetzen im Internet für ihr Netz eine elektronische Plattform für den Handel einzurichten, die auch Online-Verknüpfungen zu den Handelsplattformen der mit dem betreffenden Netz über Netzkopplungspunkte verbundenen Netze enthalten muss. Die Entgelte für gehandelte Kapazitäten dürfen gemäß § 14 Abs. 3 GasNZV die ursprünglich mit den Netzbetreibern vereinbarten Entgelte nicht wesentlich überschreiten.

- Swap-Geschäfte, Regelungen der Transitverträge und die Berechnung von technischen Höchstkapazitäten:

Swap-Geschäfte dienen der Kapazitätsentlastung und dem Risikoausgleich in einem markt-basierten Verfahren. Erkenntnisse über Verfälschungen oder Diskriminierungen liegen hier nicht vor.

#### **4.1.3 Regulierung der Aufgaben der Fernleitungs- und Verteilerunternehmen**

Zahl der verschiedenen Arten von Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber (z. B. regional, national). Falls relevant, Unterscheidung zwischen Netzbetreibern und Netzeigentümern<sup>28</sup>.

In Deutschland gibt es zur Zeit 23 Fernleitungs- und 686 Verteilernetzbetreiber.

---

<sup>28</sup> Die Fernleitungsgesellschaften sollten sowohl die nationalen als auch die regionalen Fernleitungsgesellschaften einbeziehen, wenn diese unter die Definition der Richtlinie fallen.

## Netzentgelte

Sowohl für die Erdgasfernleitung als auch die –verteilung sollten die Methodik und das Verfahren für die Festlegung der Fernleitungsnetzentgelte kurz beschrieben werden.

- Welche Daten werden erhoben?
- Wie werden sie bewertet?
- Welche Instrumente werden für die Analyse potenzieller Effizienzsteigerungen verwendet?
- Wie lange bestehen Ertrags- oder Preisobergrenzen?
- Wie ist der Regulierer an der Festlegung der tatsächlichen Entgeltstruktur beteiligt?

Die geschätzten landesweiten durchschnittlichen Netzentgelte für den aktuellsten vorliegenden Zeitraum sollten gemäß folgenden Eurostat-Definitionen typischer Kundenkategorien mitgeteilt werden.

I4-1	116 300 MWh	Lastfaktor 250 Tage, 4000 Stunden
I1	116,3 MWh	kein Lastfaktor angegeben, gegebenenfalls 115-200 Tage
D3	23 260 KWh	kein Lastfaktor angegeben

Gibt es viele Verteilernetzbetreiber in einem Mitgliedstaat, sollte eine geschätzte Bandbreite (Minimum – Maximum) angegeben werden.

Die Rolle des Regulierers bei der Messung des Erfolgs der Netze sollte (im Rahmen der Genehmigung der Entgeltmethoden) unter dem Aspekt der Regulierung der Dienstleistungsqualität (Indikatoren, Standards, Ausgleichszahlungen, Monitoring, Berichte über die Dienstleistungsqualität usw.) beschrieben werden.

Angegeben werden sollten Informationen über die Entwicklung der Indikatoren über die Dienstleistungsqualität, z. B. Daten über die Kontinuität der Versorgung ausgedrückt als durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung je Kunde<sup>29</sup>.

Typisierte Netzentgelt-Daten zum Berichtszeitraum liegen nicht vor.

Gasnetzentgelte wurden auf Grundlage der Verbändevereinbarung VV II Gas vereinbart.

Gemäß §§ 21, 23a des neuen EnWG werden die Bundesnetzagentur und ggf. die Länderregulierungsbehörden in Zukunft die Netzentgelte kontrollieren.

Wie bereits unter 3.1.3 dargestellt, müssen die Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein und dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den

---

<sup>29</sup> Beispiel: durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je Kunde und Jahr.

Netzbetreibern in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet oder tatsächlich kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden. Das Gesetz geht bei der Entgeltfindung vom Grundsatz der kostenbasierten Entgeltermittlung aus.

§ 21 Abs. 2 EnWG enthält die Maßstäbe zur Berechnung der Entgelte. Demnach werden die Entgelte gebildet auf Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Es dürfen des Weiteren nur die Kosten und Kostenbestandteile in die Entgelte eingehen, die sich auch im Wettbewerb eingestellt hätten. Parallel zur Kostenprüfung wird daher durch die Bundesnetzagentur ein Vergleichsverfahren (§ 21 Abs. 3 EnWG) durchgeführt, das auf einem Vergleich von Netzentgelten, Erlösen oder Kosten des Netzbetreibers beruht. Beim Vergleichsverfahren werden die Netzbetreiber in Strukturklassen unterteilt und innerhalb der Strukturklassen miteinander verglichen. Liegt ein Unternehmen oberhalb des Durchschnitts seiner Strukturklasse, muss es die in die Entgeltberechnung eingebrachten Kosten und damit die Entgelte senken.

Betreiber von überregionalen Gasfernleitungsnetzen können die Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze abweichend vom Prinzip der kostenbasierten Entgeltermittlung bilden, wenn das Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potentiellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Voraussetzung für die Feststellung von wirksamem bestehenden oder potentiellen Wettbewerb ist zumindest, dass die überwiegende Zahl der Ausspeisepunkte dieses Netzes in Gebieten liegt, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können, oder die überwiegende Menge des transportierten Erdgases in Gebieten ausgespeist wird, die auch über überregionale Gasfernleitungsnetze Dritter erreicht werden oder unter kaufmännisch sinnvollen Bedingungen erreicht werden können. Betreiber von Gasfernleitungsnetzen, die ihre Entgelte nicht kostenorientiert bilden, müssen der Bundesnetzagentur unverzüglich ab dem 1. Januar 2006 und danach in Abständen von zwei Jahren das Vorliegen dieser Voraussetzungen nachweisen. Die Bundesnetzagentur hat dies zu prüfen. Stellt sie fest, dass die Voraussetzungen nicht vorliegen, kann sie Aufsichtsmaßnahmen ergreifen.

Die Bundesnetzagentur führt gemäß § 26 Abs. 2 GasNEV jährlich einen Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber durch, die ihre Entgelte marktbasierend bilden. Hierbei kann sie auch

Netzbetreiber in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union als Benchmark heranziehen. Dieses Vergleichsverfahren bezieht sich lediglich auf Entgelte und Erlöse, nicht auf die Kosten der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber.

Im Rahmen der Konzeptionierung der Anreizregulierung wird besonderer Wert auf die Integration von Qualitätsparametern gelegt. Die Indikatoren für Netz- wie Dienstleistungsqualität werden derzeit entwickelt.

Bezüglich der Netzsicherheit sind Netzbetreiber gemäß § 11 Abs. 1 EnWG verpflichtet, die Wartung und den Ausbau eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzes zu gewährleisten.

Ergänzend wird auf die Ausführungen zu Strom im Kapitel 3.1.3 verwiesen.

Störfallbedingte Versorgungsunterbrechungen kommen laut Verbandsaussage in Deutschland nur in so geringfügigem Maße vor, dass keine Notwendigkeit gesehen wurde, den Aufwand für eine statistische Erfassung zu betreiben.

Gemäß § 52 des neuen EnWG sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen.

#### Bilanzausgleich

Die Regulierer sollten die von den FNB eingeführten Bilanzausgleichsregelungen zusammenfassend darstellen und die Funktion des Regulierers bei der Genehmigung der Methodik gemäß der Richtlinie beschreiben. Es sollte dargestellt werden, wie den Erfordernissen kleiner Marktteilnehmer und neuer Anbieter Rechnung getragen wurde.

Die folgenden Informationen sollten mitgeteilt werden:

- Wie werden die Bilanzausgleichsentgelte bestimmt?
  - Wie werden die Vertragsstrafen bestimmt?
  - Gibt es Toleranzwerte? Wenn ja, welche?
  - Wie beschaffen die FNB/VNB die von ihnen für die Durchführung ihrer Aufgaben benötigte Energie und zu welchen Kosten (freier Markt, Ankauf zu welchen Bedingungen von wem)? [Der Bilanzausgleich ist gemäß Artikel 25 Absatz 2 der zweiten Gasbinnenmarktrichtlinie ein regulierter Geschäftsbereich.]

- Wie bestimmen die FNB/VNB ihren echten Netzbedarf und über welche Ressourcen (gespeichertes Gas) verfügen sie diesbezüglich?
- Welche Anreize geben die FNB/VNB den Netznutzern, damit diese ihre Gasein- und –ausspeisung in ausgewogener Weise vornehmen?
- Bilanzausgleichsintervall (z. B. stündlich, täglich usw.)
- Beschreibung der relevanten Bilanzausgleichsgebiete, falls diese nicht mit dem jeweiligen Fernleitungs- oder Verteilernetz übereinstimmen
- Interaktion zwischen den Gebieten: Können die FNB Gebote aus anderen Gebieten oder Mitgliedstaaten annehmen und, falls ja, in welchem Umfang geschieht dies?
- Inwieweit können Versorger Mengenabweichungen im Rahmen einzelner Netznutzungsverträge gruppieren, d. h. Mengenabweichungen ex ante und ex post zusammenlegen?
- Verfahren und Zeitplan für den Bilanzausgleich

Welche Informationen müssen die FNB den Marktteilnehmern in Bezug auf den Bilanzausgleichsmechanismus mitteilen?

§ 22 des neuen EnWG regelt die Bedingungen für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsdienstleistungen. Demnach müssen die Betreiber von Energieversorgungsnetzen diese Energie nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene und assoziierte Unternehmen nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren beschaffen.

Die Erbringung der Ausgleichsleistungen des Netzbetreibers gegenüber dem Transportkunden ist wie folgt ausgestaltet: Betreiber von Fernleitungsnetzen und regionalen Verteilernetzen müssen gemäß § 30 Abs. 1 GasNZV einen Basisbilanzausgleich im Rahmen der ihnen und dem Transportkunden auf Grund der Buchung des Transportkunden zur Verfügung stehenden Kapazität anbieten. Dieser Bilanzausgleich muss sich mindestens innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von zehn Prozent und einer kumulierten Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge jeweils bezogen auf den niedrigeren Wert von gebuchter Ein- und Ausspeiseleistung bewegen. Betreiber von örtlichen Verteilernetzen sind nur dann verpflichtet, einen Basisbilanzausgleich anzubieten, wenn der Rahmen der technischen Möglichkeiten ihres Netzes dies zulässt und der Verteilernetzbetreiber auch einen erweiterten Bilanzausgleich anbietet.

Der Basisbilanzausgleich ist eine erforderliche Systemdienstleistung nach § 5 Abs. 2 GasNZV. Er ist Teil des Netzentgelts.

Abweichungen, die sich am Ende des Vertragszeitraums und innerhalb der Toleranzgrenzen als Mehr- und Mindermengen ergeben, werden vom Netzbetreiber mit dem gleichen Preis vergütet oder in Rechnung gestellt. Für Differenzmengen, die sich außerhalb der Toleranzgrenzen ergeben, können auf den Arbeitspreis angemessene Auf- und Abschläge erhoben werden (§ 30 Abs. 2 GasNZV).

Der Transportkunde hat ein Wahlrecht, auf welcher Netzebene der Transportkette er einen Netzbetreiber mit dem Bilanzausgleich beauftragen will (§ 30 Abs. 2 GasNZV). Der vom Transportkunden gewählte Netzbetreiber muss auf Wunsch des Transportkunden den Bilanzausgleich auch für Ein- und Ausspeisungen der Abnehmer des Transportkunden in den seinem Netz nachgelagerten Netzen durchführen. Dies erfordert eine Zusammenarbeit zwischen dem beauftragten Netzbetreiber und dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Letztverbraucher angeschlossen sind. Daher müssen dem Netzbetreiber, der im Auftrag des Transportkunden den Basisbilanzausgleich durchführt, die Messdaten des letzten Ausspeisepunktes in der Transportkette vom jeweiligen Netzbetreiber im Wege des automatisierten Abrufs über das Internet zur Verfügung gestellt werden. Des Weiteren sind alle an einer Transportkette beteiligten Netzbetreiber verpflichtet, an den Netzkopplungspunkten zusammen zu arbeiten.

Um die Minimierung des Bedarfs an Ausgleichsleistungen für einen Transportkunden zu erreichen, kann der Transportkunde alle Ein- und Ausspeisungen in einem Bilanzkreis saldieren. Hierzu legen die Netzbetreiber Bilanzzonen fest, in denen Bilanzkreise gebildet werden können, wobei eine Bilanzzone mindestens ein Teilnetz umfasst (§ 31 Abs. 1 GasNZV). Die Netzbetreiber müssen die Anzahl der Bilanzzonen im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten so gering wie möglich halten.

Der Bilanzausgleich wird auf Basis eines Bilanzkreisvertrages zwischen Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem erbracht (§ 32 Abs. 1 GasNZV). Der Bilanzkreisverantwortliche ist ein bei dem Netzbetreiber angemeldeter Transportkunde, mit dem ein Bilanzkreisvertrag abgeschlossen wurde. Er trägt neben den Transportkunden des Bilanzkreises die wirtschaftliche Verantwortung für Mehr- und Mindermengen im Bilanzkreis.

Eine unverzügliche Datenbereitstellung ist für den Transportkunden unerlässlich, damit er oder ein von ihm beauftragter Dritter in der Lage ist, rechtzeitig Ausgleichsmaßnahmen zu treffen. Große Letztverbraucher (jährliche Entnahme von mindestens 1,5 Millionen Kilowattstunden), für die Lastprofile nicht zur Anwendung kommen, werden vom Netzbetreiber mit

Datenübertragungssystemen ausgestattet, die die Ausspeisewerte stündlich in maschinenlesbarer Form an Transportkunden und die an der Erbringung von Ausgleichsleistungen beteiligten Netzbetreiber übermitteln (§ 33 Abs. 3 GasNZV).

Ein erweiterter Bilanzausgleich, der separat bepreist wird, ist gemäß § 5 Abs. 3 Nr. 3 GasNZV als Hilfsdienst vorgesehen.

#### **4.1.4 Zugang zur Speicherung, zur Netzpufferung und anderen Hilfsdiensten<sup>30</sup>**

Das Regulierungssystem für die Nutzung von Speicheranlagen sollte unter Verwendung folgender Indikatoren beschrieben werden:

- Handelt es sich um einen in erster Linie geregelten Netzzugang Dritter oder um einen Netzzugang auf Vertragsbasis und welche Einrichtungen/welcher Teil der Anlagen sind/ist gemäß Artikel 2 Absatz 9 der Richtlinie 2003/55/EG davon ausgenommen?

Nach dem neuen EnWG (§ 26) erfolgt der Zugang zu Speicheranlagen auf vertraglicher Grundlage. Im Rahmen dieses verhandelten Speicherzugangs müssen die Speicherbetreiber anderen Unternehmen den Zugang zu den Speicheranlagen zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen gewähren, sofern der Zugang für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist (§ 28 Abs. 1 EnWG). Dies kann die Bundesnetzagentur ex post nach § 31 EnWG überprüfen. § 28 Abs. 3 EnWG enthält verschiedene Veröffentlichungspflichten der Speicherbetreiber, nämlich bzgl. des Standorts des Speichers, der Informationen über verfügbare Kapazitäten sowie der wesentlichen Geschäftsbedingungen. Die Marktparteien haben sich am 18. März 2005 im Rahmen der sog. Joint Working Group des Madrid-Forums auf freiwillige Leitlinien für eine gute fachliche Praxis beim Speicherzugang geeinigt. Die Europäische Kommission hat daraufhin die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas (ERGEG) gebeten, die Implementierung der Leitlinien im Rahmen eines Monitorings zu bewerten. Dieses Monitoring wird derzeit von ERGEG durchgeführt. Es setzt auf 3 Fragebögen auf: ein Fragebogen für die Speicherbetreiber, ein Fragebogen für die Speichernutzer sowie einen weiteren für die nationalen Regulierungsbehörden. Die Auswertung der Antworten der Fragebögen erfolgt derzeit durch ERGEG.

---

<sup>30</sup> Die Kommission hat die Regulierer gebeten, die Übereinstimmung der Regelungen für den Zugang zu Speicheranlagen mit den GGPSO („Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators“, Leitlinien für die gute Praxis für den Netzzugang Dritter für Speicheranlagenbetreiber) zu prüfen und darüber auf der nächsten Sitzung des Madrider Regulierungsforums zu berichten.

- Welchen rechtlichen Status hat der Speicheranlagenbetreiber? Unabhängiger Betreiber? Betreiber, der gemäß Artikel 5 der Richtlinie 2003/55/EG mit einem FNB/VNB/einer LNG-Anlage kombiniert oder Teil eines vertikal integrierten Unternehmens ist, das auch in anderen Bereichen des Gasgeschäfts (z. B. Versorgung, Handel, Gewinnung usw.) tätig ist?
- Falls der Speicheranlagenbetreiber Teil eines vertikal integrierten Unternehmens ist: Wie wird der Grundsatz der Nichtdiskriminierung und der Vertraulichkeit gegenüber allen Speicheranlagennutzern, auch gegenüber neuen Anbietern, gewährleistet?

Der Markt für Speicherdienstleistungen unterliegt der Missbrauchsaufsicht der BNetzA gemäß den §§ 30 ff. des neuen EnWG. Zusätzlich gelten nach dem neuen EnWG für die Betreiber von Speicheranlagen in vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen gemäß § 6 Abs. 1 EnWG die Vorschriften zur informationellen und buchhalterischen Entflechtung.

- Falls der Speicheranlagenbetreiber Teil eines vertikal integrierten Unternehmens ist: Hat der Speicheranlagenbetreiber eine Unterlage ausgearbeitet, in der alle Bedingungen in Bezug auf die Speichernutzung durch das verbundene Unternehmen festgehalten sind und die der zuständigen nationalen Regulierungsbehörde zur Verfügung gestellt wird?

Gemäß den Leitlinien für gute fachliche Praxis für den Speicherzugang (GGPSSO) haben sich die Betreiber verpflichtet, bis zum 1.9.2005 diese Bedingungen auf Verlangen vorzulegen. Diese Frist ist noch nicht verstrichen und vorab sind noch keine Unterlagen vorgelegt worden.

- Welche Produkte werden in transparenter Weise bereitgestellt?

Eine Übersicht der einzelnen Produkte wird bei den staatlichen Behörden nicht geführt.

- Liegen den meisten Verträgen tatsächlich die veröffentlichten Preise zugrunde?

Die Preise werden marktbasierend im Rahmen individueller Verträge festgelegt.

---

Diese Informationen werden auch für den Bericht 2005 verwendet werden..

- War es den neuen Anbietern möglich, Speicherkapazitäten zu erlangen?

Hierzu liegen keine belastbaren Erkenntnisse vor.

- Beschreibung der wichtigsten Gasspeicheranlagen (Typ, Kapazitäten), der relevanten Speicheranlagenbetreiber, der angebotenen Dienstleistungen (standardmäßig gebündelte Dienstleistungseinheiten, ungebündelte Dienstleistungen, verbindlich zugesagte und unterbrechbare Dienstleistungen) und des Hauptzwecks der jeweiligen Anlagen (Ausgleich saisonaler Schwankungen, Glättung von Lastspitzen, Bilanzausgleich)

Die folgenden Darstellungen basieren auf dem Erdöl-Erdgas-Jahresbericht 2004 des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung.

Deutschland ist mit einem Arbeitsgasvolumen von 18.600 Mio. m<sup>3</sup> die viertgrößte Speichernation der Welt nach den USA, Russland und der Ukraine.

Bei der Art der Untertagespeicher unterscheidet man zwischen Poren- und Kavernenspeichern. Grundsätzlich werden Porenspeicher zur saisonalen Grundlastabdeckung und Kavernenspeicher besonders für Spitzenlastabdeckungen genutzt.

Tabelle 1 fasst die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicher zusammen.

Tabelle 1 (Stand: 31.12.2004)

	<b>Porenspeicher</b>	<b>Kavernenspeicher</b>	<b>Summe</b>
Arbeitsgasvolumen in Betrieb	12,6	6,3	18,9
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“ (A)	13,1	7,1	20,2
Maximale Entnahmerate, Mio m <sup>3</sup> (V <sup>n</sup> )/d	201,7	263,3	465
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases <sup>31</sup> , Tage	62	24	41
Anzahl der Speicher „in Betrieb“	23	20	43

<sup>31</sup> Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“.

Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“ (B), Mrd. m <sup>3</sup> (V <sup>n</sup> )	0,2	3,2	3,4
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	2	13	15
Summe Arbeitsgas (A) + (B), Mrd. m <sup>3</sup> (V <sup>n</sup> )	13,3	10,3	23,6

Im Jahr 2004 waren in Deutschland 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Die Kavernenspeicher bestehen derzeit aus 149 Einzelkavernen. Das momentan technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 18,9 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>). Das „Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau“ hat sich gegenüber 2003 von 19,6 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) um 0,6 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) auf 20,2 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) erhöht. Etwa 3,4 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) mit Schwerpunkt auf den Kavernenspeichern sind auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne in Planung oder in Bau. Wie in den Vorjahren sind etwa <sup>2</sup>/<sub>3</sub> des Arbeitsgases in Porenspeichern und <sup>1</sup>/<sub>3</sub> in Kavernenspeichern verfügbar.

Die Kenndaten zu den einzelnen Gasspeichern in Deutschland sind in den Tabellen 2 und 3 aufgelistet.

Tabelle 2: Erdgas-Porenspeicher

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>A</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>A</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>A</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
<b>in Betrieb</b>								
Allmenhausen	Gasversorgung Thüringen GmbH	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	369	55	60	65
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	857	428	426	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750-1000	Buntsandstein	1 085	780	780	450
Bierwang	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1580	Tertiär (Chatt)	2 457	1 300	1 300	1 200
Breitbrunn/Eggstädt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2 075	1 080	1 080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570-610	Buntsandstein	223	160	160	110
Dötlingen	ExxonMobil Production Germany GmbH (EMPG) für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und MEEG	ehem. Gasfeld	2650	Buntsandstein	4 058	1 665	2 025	840
Eschenfelden	E.ON Ruhrgas AG, N-ergie Aktiengesellschaft	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferogas AG	Aquifer	600	Jungtertiär II (A-Sand)	170	60	70	100
Fröhofen-Illmensee	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH (GdFPEG) für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1750-1800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	143	38	70	75
Hähnlein	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE Dea AG für E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	680-880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	315	315	450
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	190	190	125
Lehrte	Avacon, E.ON	ehem. Ölfeld	1000-1150	Dogger (Cornbrash)	120	40	74	100
Rehden	Wintershall AG, WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900-2250	Zechstein	7 000	4 200	4 200	2 400
Reitbrook	GdFPEG und MEEG für E.ON Hanse AG	ehem. Ölfeld	640-725	Oberkreide	521	350	350	350
Sandhausen	E.ON Ruhrgas AG für Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	GdFPEG für Stadtwerke München	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stoockstadt	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stoockstadt	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1 220	660	750	310
Woltersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	538	320	320	210
<b>Summe</b>					<b>23 358</b>	<b>12 606</b>	<b>13 137</b>	<b>8 403</b>
<b>in Planung oder Bau</b>								
Frankenthal	Saar-Ferogas AG	Aquifer	1000	Jungtertiär I (C-Sand)	130	35	35	-
Woltersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	130	130	130	90
<b>Summe</b>					<b>260</b>	<b>165</b>	<b>165</b>	<b>-</b>

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2004

\* : Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen

Tabelle 3: Erdgas-Kavernenspeicher

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>A</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>A</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>A</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
<b>in Betrieb</b>								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780-950	Zechstein 3	857	546	546	929
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	30	500-700	Zechstein 2	1 107	848	848	1 458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050-1350	Zechstein	90	73	73	160
Bremen-Lesum	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2	1315-1780	Zechstein	269	204	204	360
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	560	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	1300-1800	Zechstein 2	183	146	171	300
Epe	E.ON Ruhrgas AG	32	1090-1420	Zechstein 1	2 109	1 661	1 976	2 450
Epe	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	7	1100-1420	Zechstein 1	373	291	291	520
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	900-1100	Zechstein 2	841	560	560	1 310
Harsefeld	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	1150-1450	Zechstein	186	140	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	5	850-1400	Zechstein	201	139	139	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1250-1600	Rotliegend	100	60	60	100
Kraak	E.ON Hanse AG	2	900-1100	Zechstein	130	117	250	440
Krummhörn	E.ON Ruhrgas AG	3	1500-1800	Zechstein 2	73	51	320	100
Neuenhuntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	750-1000	Zechstein	33	17	17	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950-1300	Zechstein	1 243	930	930	1 300
Peckensen	EEG- Erdgas Erdöl GmbH	1	1300-1450	Zechstein	105	80	80	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	2	800-1100	Zechstein 1	130	82	82	100
Staufurt	Kavernenspeicher Staufurt GmbH, RWE WVE Netzservice GmbH	4	400-1130	Zechstein	254	210	210	250
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1000	Zechstein	220	190	190	260
<b>Summe</b>		<b>149</b>			<b>8 509</b>	<b>6 328</b>	<b>7 070</b>	<b>10 972</b>
<b>in Planung oder Bau</b>								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	7	500-700	Zechstein 2	406	308	308	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300-1800	Zechstein 2	145	113	113	-
Epe	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	3	1300	Zechstein 1	262	206	206	-
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	1000-1400	Zechstein	194	151	151	-
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	1000-1300	Zechstein	1 000	700	700	-
Kiel/Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	1	1250-1600	Rotliegend	90	54	54	-
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	950-1300	Zechstein	226	177	177	-
Peckensen	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	10	1100-1400	Zechstein	1 050	600	600	-
Reckrod	Gas-Union GmbH	1	720-940	Zechstein 1	50	30	30	-
Reckrod-Wolf	Wintershall AG	2	700-900	Zechstein 1	150	120	120	-
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	900-1200	Zechstein	360	300	300	-
Staufurt	Kavernenspeicher Staufurt GmbH	4	850-1150	Zechstein	380	290	290	-
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH	5	1000	Zechstein	150	125	125	-
<b>Summe</b>		<b>51</b>			<b>4 463</b>	<b>3 174</b>	<b>3 174</b>	<b>-</b>

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2004

\* : Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen

Das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung, das sich mit geologischen Themen in Deutschland befasst, hat in seiner Zuständigkeit einen Artikel zu „Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland“ auf seiner Internetseite veröffentlicht ([http://www.nlfb.de/rohstoffe/downloads/erdgasspeicherung\\_2004.pdf](http://www.nlfb.de/rohstoffe/downloads/erdgasspeicherung_2004.pdf)), der u.a. Auskünfte zu der Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland bzw. nach Größe der Erdgasspeicher gibt.

#### 4.1.5 Tatsächliche Entflechtung

Entflechtungsanforderungen an die Netzgesellschaften und wie sie umgesetzt werden, wobei - soweit möglich - die folgenden Indikatoren heranzuziehen sind:

- Wurde die rechtliche Entflechtung der FNB und VNB bereits vorgenommen?
- Einzelheiten zu den Eigentumsverhältnissen der FNB und allgemeiner Überblick über die Eigentumsstruktur der VNB
- Befinden sich die FNB und üblicherweise die VNB an einem anderen Standort als die verbundenen Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen?
- Inwieweit stellen sich die FNB und VNB den Kunden gegenüber als gesonderte Rechtsträger vor: Name des Unternehmens, Logo, Internet-Auftritt usw.?
- Wird die entflochtene Rechnungslegung der FNB und VNB veröffentlicht?
- Legt der Regulierer detaillierte Vorschriften oder Leitlinien hinsichtlich der Kompilierung der entflochtenen Rechnungslegung (z. B. bezüglich der Kostenzuordnung) und der Folgen von Verstößen gegen diese Leitlinien fest?
- Ist die entflochtene Rechnungslegung Gegenstand einer gesonderten Buchprüfung eines vereidigten Wirtschaftsprüfers und inwieweit wird diese Buchprüfung den Anforderungen des Regulierers gerecht?
- Welche Rolle spielt dabei der für die Einhaltung der Entflechtungsvorschriften zuständige Mitarbeiter?
- Falls es keine rechtliche Entflechtung gibt: Wie hoch ist der Anteil der Kosten der Netzbetreiber, die üblicherweise mit anderen Geschäftsbereichen des Unternehmens geteilt werden?
- Falls es eine rechtliche Entflechtung gibt: Wie hoch ist der Anteil der Kosten der Netzbetreiber, die üblicherweise mit anderen verbundenen Unternehmen geteilt werden?
- Falls es eine rechtliche Entflechtung gibt: Wie hoch ist der Anteil der Kosten der Netzbetreiber, die üblicherweise für an andere verbundene Unternehmen im Unterauftrag vergebene Dienstleistungen aufgebracht werden?
- Über welche Sanktionsmöglichkeiten verfügen die Regulierer, wenn Unternehmen die Anforderungen an die Entflechtung des Managements oder der Rechnungslegung nicht erfüllen?

Die Entflechtungsvorschriften des neuen EnWG für Gasnetzbetreiber entsprechen denen für Elektrizitätsnetzbetreiber. Es wird daher auf die Ausführungen zu Strom in Kapitel 3.1.4 verwiesen.

## 4.2 Wettbewerbsrechtliche Fragen

### 4.2.1 Beschreibung des Großhandelsmarktes<sup>32</sup>

Die Struktur des Großhandelsmarktes für jedes einzelne FNB-Gebiet sollte unter Verwendung der folgenden Indikatoren beschrieben werden:

- Größe des relevanten nationalen Marktes in Bezug auf den Gesamtverbrauch (bcm/Jahr)

Der Gesamtverbrauch betrug in Deutschland: (1 bcm = 9,7692 kWh)

2001	98,4 bcm
2002	98,1 bcm
2003	101,6 bcm
2004	101,9 bcm

Höhe der Gewinnungs- und Importkapazitäten (bcm/Jahr)

Die Gewinnungskapazitäten betragen in Deutschland:

2001	20,2 bcm
2002	20,4 bcm
2003	21,1 bcm
2004	19,5 bcm

Zu Importkapazitäten sind keine Daten verfügbar.

- Beschreibung der Haupterdgasquellen (einheimisch, aus Russland, Algerien, den Niederlanden, Norwegen, sonstige Nordsee, sonstige LNG ...)

Die Haupterdgasquellen Deutschlands bestehen aus 16 % Eigenproduktion, sowie Importen aus Russland 35%; Norwegen 24%; Niederlande 19%; Großbritannien, Dänemark u. a. 6%.

Liquified Natural Gas (LNG) spielt in Deutschland keine Rolle.

---

<sup>32</sup> Dieser wird definiert als Markt, der sich auf jede Gastransaktion zwischen Marktteilnehmern mit Ausnahme von Endkunden erstreckt.

- Zahl der Unternehmen, die auf dem betreffenden Gasmarkt einen geschätzten Anteil von mindestens 5 % haben
- Anteil der drei größten Unternehmen an der verfügbaren Gaskapazität
- Anteil der Gewinnungs- und Importkapazitäten, der den drei größten Unternehmen zugeordnet wird

6 Unternehmen haben auf dem betreffenden Gasmarkt einen geschätzten Anteil von mindestens 5 %.

Der Anteil der drei größten Unternehmen an der verfügbaren Gaskapazität beträgt ca. 80 %.

- Anteil der Gewinnungs- und Importkapazitäten, der den drei größten Unternehmen zugeordnet wird

Belastbare Angaben sind nicht verfügbar.

- Zahl der ausländischen Unternehmen (EU und Nicht-EU), die auf dem Markt tätig sind, und ihr jeweiliger geschätzter Marktanteil

Belastbare Angaben sind nicht verfügbar.

- Wie sind ausländische Unternehmen (EU und Nicht-EU) auf dem jeweiligen nationalen Markt tätig (gemeinsame Marketing-Aktivitäten, eigene Marketing-Aktivitäten, Gemeinschaftsunternehmen, Stammaktien usw.)?

Es sind keine statistischen Erhebungen vorhanden. In Deutschland sind u.a. folgende Unternehmen unmittelbar oder mittelbar mit wachsender Tendenz am Marktgeschehen beteiligt: Gazprom, BP, Shell, Exxon-Mobil, GdF, DONG, ESSENT, Nuon, Natgas, Trianel.

Innerhalb des vertikal gegliederten Verteilungssystems in der Gaswirtschaft (importierende Ferngasunternehmen/regionale Verteiler und örtliche Verteiler) werden kartellrechtlich die Märkte für die Belieferung von Weiterverteilern und Endabnehmern sachlich unterschieden.

Dabei wird die Belieferung von Weiterverteilern unterteilt in die erstmalige Belieferung von Weiterverteilern durch überregionale Ferngasunternehmen (Gasproduzenten und Gasimporteure) und auf der zweiten Stufe die Belieferung von örtlichen Weiterverteilern (in der Regel von Stadtwerken) durch die auf der ersten Stufe von überregionalen Ferngasunternehmen belieferten Weiterverteiler (regionale Ferngasunternehmen).

Die Annahme zweier sachlich voneinander abzugrenzender Weiterverteilermärkte in Deutschland steht auch im Einklang mit der ständigen Praxis der EU-Kommission.<sup>33</sup>

Die Belieferung von Endkunden wird ihrerseits unterteilt in die Belieferung von Gasgroßkunden (industrielle und gewerbliche Sondervertragskunden) und Gaskleinkunden (HuK-Kunden und Heizgas-Kunden).

In räumlicher Hinsicht grenzt das BKartA die sachlich relevanten Gasmärkte regional nach den Netzgebieten der beteiligten Unternehmen ab. Bei dieser Marktabgrenzung wird nicht von einem vollständigen Fehlen von Wettbewerb ausgegangen. In Einzelfällen ist eine Durchleitung bei der Belieferung von Sondervertragskunden festzustellen.

Bereits mit der Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts im Jahr 1998 ist die Legalisierung wettbewerbsbeschränkender Absprachen zur Abschottung von Belieferungsgebieten entfallen und besteht mit § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB die Möglichkeit, die missbräuchliche Verweigerung einer Durchleitung zu verbieten. Dennoch haben sich bei der Entwicklung der tatsächlichen Marktverhältnisse noch keine durchgreifenden Änderungen ergeben.

Es ist davon auszugehen, dass die Möglichkeiten für einen funktionierenden Wettbewerb im Gasmarkt nach Umsetzung der EG-Beschleunigungsrichtlinie und der damit verbundenen Verordnungen deutlich steigen werden. Abzuwarten bleibt allerdings nach Auffassung der Kartellbehörden, ob der neue Ordnungsrahmen zu einem Durchleitungswettbewerb mit einer höheren Wettbewerbsintensität im Gasbereich führen wird, die eine Änderung der derzeitigen Marktabgrenzungspraxis nahelegen würde.

Deshalb halten die Kartellbehörden zunächst an ihrer räumlichen Marktabgrenzung - trotz des im Juli 2005 in Kraft getretenen neuen Energierechtsrahmens, mit dem weitere Schritte in Richtung eines effizienteren Gas zu Gas-Wettbewerbs gemacht worden sind - weiter fest. Eine Änderung der durch regional begrenzte Märkte bestimmten Marktverhältnisse tritt nicht

---

<sup>33</sup> Zuletzt: Kommissionsentscheidung vom 17. Dezember 2002 COMP/M. 2822 "ENBW/ENI/GVS" Tz. 13 ff.

notwendigerweise bereits mit der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen ein, die bislang die regionale Begrenzung der Märkte ermöglicht haben.

### Konzentrationsentwicklung

Erhebliche Veränderungen der Marktstruktur ergaben sich auch im Berichtszeitraum aus dem im Jahre 2003 vollzogenen Erwerb sämtlicher Anteile der Ruhrgas AG durch den E.ON-Konzern. Der Zusammenschluss führte einerseits zu einer Verbindung zwischen Ruhrgas, dem größten deutschen Ferngasunternehmen mit einem Marktanteil auf der Ferngasstufe von rund 58 %, und den E.ON-Unternehmen der Regional- und Weiterverteilstufe.

Mit den im Rahmen der Ministererlaubnis für diesen Zusammenschluss verfüigten Entflechtungsaufgaben wurden aber zugleich die Strukturen der Ferngasstufe grundlegend entflochten und damit Voraussetzungen für mehr Wettbewerb geschaffen.

Die wichtigste Auflage betraf die Veräußerung der Ruhrgas-Anteile an der VNG Verbundnetz Gas, Leipzig, (VNG) an die EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg (EWE).

An VNG beteiligt sind neben EWE und VUB (Anteil insgesamt 25,80 %) jetzt lediglich noch Wintershall mit 15,79 % und (jeweils mittelbar) die Gaz de France und die russische Gazprom mit je 5,26 %.

Durch die Verbindung von EWE mit VNG wird in der deutschen Gaswirtschaft ein Unternehmen geschaffen, das in absehbarer Zeit in der Lage sein wird, auch auf räumlichen Ferngasmärkten als ernstzunehmender Wettbewerber aufzutreten.

Neben E.ON Ruhrgas und VNG sind auf der Ebene der überregionalen, importierenden Ferngasunternehmen noch BEB, Wingas und RWE Gas tätig.

Durch die Veräußerung der von E.ON und von Ruhrgas gehaltenen Beteiligung an der Bayerngas GmbH an die fünf an ihr bereits beteiligten Stadtwerke München, Augsburg, Regensburg und Ingolstadt sowie der Stadt Landshut konnte ein neuer unabhängiger Regionalversorger im Eigentum der beteiligten Kommunen entstehen.

Das Bundeskartellamt hat das von der Mainova AG angemeldete Vorhaben, 17,5 % der Anteile an der Aschaffener Versorgungs-GmbH (AVG) zu erwerben, mit Beschluss vom 22. Juli 2004 untersagt. Die Prüfung des Vorhabens hat ergeben, dass die beabsichtigte Beteiligung regional und lokal die Verstärkung marktbeherrschender Stellungen beim Absatz von Gas erwarten lässt. Auf dem regionalen Gasweiterverteilmarkt, der entsprechend dem Stand des Durchleitungswettbewerbs in der Gaswirtschaft räumlich begrenzt nach der

Reichweite des für die Belieferung von Weiterverteilern geeigneten Gasnetzes der Mainova abzugrenzen ist, hat die Mainova mit einem Marktanteil von derzeit über 95 % eine marktbeherrschende Stellung inne. Aufgrund des weiterhin überragenden Marktanteils der Mainova und des aufgrund des Leitungseigentums überragenden Zugangs zu den Stadtwerke-Kunden, ist davon auszugehen, dass sie in ihrem Netzgebiet nach wie vor über einen gegenüber aktuellen und potentiellen Wettbewerbern überragenden Verhaltensspielraum verfügt. Die Beteiligung verstärkt die marktbeherrschende Stellung der Mainova, da sie ihren bereits bestehenden Gasabsatz an die AVG absichert.

Die Thüga AG, München, hatte die Absicht angemeldet, 25,1 % der Anteile an der SWU Energie GmbH, Ulm, zu erwerben. Aufgrund der wettbewerblichen Bedenken des Bundeskartellamtes hat die Thüga AG die Anmeldung des Zusammenschlussvorhabens zurückgenommen.

### Netzentgelte

Im Bereich des Netzzugangs und der Netzentgelte ist es aufgrund von Beschwerden zu einzelnen Missbrauchsverfahren des Bundeskartellamtes gekommen, die in zwei Fällen aufgrund von Vereinbarungen mit den Netzbetreibern zu einer Einstellung der Verfahren geführt haben. Dabei haben die Unternehmen zugesagt, die entfernungsabhängige Tarifkomponente bei längeren Durchleitungsstrecken zu dämpfen bzw. die Entry-Fee als entfernungsunabhängigen Tarifbestandteil im Ergebnis zu senken.

### Marktabschottung durch langfristige Lieferverträge

Eine wesentliche Ursache für die schleppende Entwicklung des Wettbewerbs im Gassektor liegt aus Sicht des Bundeskartellamtes darin begründet, dass auf den Märkten für die Belieferung von Gasweiterverteilern langfristige vertragliche Bindungen eine Marktöffnung zugunsten von Wettbewerbern verhindern. Wegen dieses kartellrechtlich bedenklichen Abschottungseffekts ist die Wirksamkeit von langfristigen Gasverträgen bereits Gegenstand verschiedener Kartellzivilverfahren gewesen.

Nach der kurzfristigen Revisionsrücknahme im Kartellzivilverfahren Thyssengas GmbH ./ STAWAG Stadtwerke Aachen AG (Az. des Bundesgerichtshofs: KZR 26/01) hat sich das Bundeskartellamt entschlossen, die Problematik langfristiger Gaslieferungsverträge aus eigenem Ermessen aufzugreifen. Es hat deshalb eine Reihe von Verwaltungsverfahren von Amts wegen eingeleitet. Zur Prüfung der Abschottungswirkung wurden Daten aus den Lie-

ferverträgen der Gaswirtschaftsjahre 2000/2001 und 2001/2002 erhoben, die zwischen den damals 14 in Deutschland tätigen Ferngasgesellschaften und den 4 Erdgasförderungsgesellschaften als Lieferanten und den regionalen und lokalen Weiterverteilern als Abnehmern geschlossen wurden.

Die Erhebung hat ergeben, dass es sich bei fast drei Vierteln der betroffenen Lieferverträge um Gesamtbedarfsdeckungs- oder Quasi-Gesamtbedarfsdeckungsverträge handelt.

Aus Sicht des Bundeskartellamtes bewirken die hier in Rede stehenden – an sich im Vertikalverhältnis geschlossenen – Vereinbarungen zwischen den etablierten Gaslieferanten und den Weiterverteilern hinsichtlich Laufzeit und Menge der Gasbelieferung eine Beschränkung des Wettbewerbs bei der (erstmaligen) Belieferung von Weiterverteilerkunden zulasten der anderen Gaslieferanten, und zwar im Sinne einer mit Art. 81 Abs. 1 EGV unvereinbaren Marktabschottung. Denn die bereits etablierten Gaslieferanten binden ihre Kunden mittels der Vereinbarungen über Laufzeit und Menge in einer Weise an sich, dass weite Teile ihrer Netzgebiete dritten Lieferanten als Operationsgebiet entzogen werden.

Wie bereits in seinen Stellungnahmen im Rahmen der beiden Kartellzivilverfahren Stadtwerke Schwäbisch Hall ./ Gasversorgung Süddeutschland und Thyssengas ./ Stadtwerke Aachen deutlich gemacht, sieht das Bundeskartellamt solche Gaslieferverträge als unzulässig an, die

- a. mit einer Laufzeit von mehr als zwei Jahren und einer Bedarfsdeckung von über 80% sowie
  - b. mit einer Laufzeit von mehr als vier Jahren und einer Bedarfsdeckung von über 50% bis 80%
- verbunden sind.

Nach eingehender Diskussion der Sach- und Rechtslage mit den betroffenen Unternehmen hat das Bundeskartellamt im Januar 2005 ein Diskussionspapier mit „Beurteilungsgrundsätzen zu langfristigen Gasverträgen“ vorgelegt, das einige Eckpunkte für eine aus Sicht des Bundeskartellamtes kartellrechtskonforme Vertragsgestaltung enthält.

Das Papier, das an die betroffenen Unternehmenskreise (u.a. nahezu 600 Stadtwerke), Verbände und Wissenschaftsvertreter versandt und auch in das Netzwerk der europäischen Kartellbehörden eingestellt wurde, hat in der Branche lebhaftere Reaktionen hervorgerufen.

Auf Basis der oben genannten Grundsätze und der eingegangenen Reaktionen erörtert das Amt zur Zeit in Einzelverhandlungen mit den betroffenen Ferngasunternehmen die Möglichkeit, zum Gaswirtschaftsjahr 2005/2006 eine kartellrechtskonforme Ausgestaltung der Vertragslandschaft auf einvernehmlichem Wege zu erreichen und so ansonsten anstehenden Untersagungsverfügungen vorzubeugen.

- Volumen des gehandelten Erdgases:
    - auf der Grundlage standardisierter Erdgasbörsenprodukte<sup>34</sup>
    - im Rahmen des außerbörslichen Handels
    - im Rahmen langfristiger Verträge zwischen Produzenten/Importeuren und Versorgern (geschätzter Anteil)
- Im Bericht sollte auf Erfahrungen mit Gasfreigabemechanismen unter dem Aspekt der Auswirkungen des Freigabeprogramms in Bezug auf die Liquidität und den Wettbewerb eingegangen werden<sup>35</sup>.
- Darüber hinaus sollten die wichtigsten Bedingungen, unter denen die Gasfreigabeprogramme durchgeführt wurden, kurz beschrieben werden.

#### Entwicklung der Liquidität auf den Gasmärkten

Zur Erhöhung der Liquidität am Gasmarkt ist die Ruhrgas AG im Ministererlaubnisverfahren durch Auflage verpflichtet worden, über einen Zeitraum von sechs Jahren insgesamt 200 Mrd. kWh Erdgas aus ihren langfristigen Lieferverträgen zu versteigern (Gas-Release-Programm).

Dabei sind von E.ON Ruhrgas in sechs separaten jährlichen Auktionen, erstmals im Jahr 2003, insgesamt 200 Mrd. kWh Erdgas aus ihren langfristigen Lieferverträgen zur Versteigerung anzubieten. Die Übergabe der Erdgasmengen soll für jeweils drei Auktionen in Bunde/Emden und in Waidhaus sein. Im Mai dieses Jahres erfolgte die dritte Auktion, diesmal mit Übergabepunkt in Bunde/Emden. Die internetgestützten Gas-Release-Auktionen werden transparent und diskriminierungsfrei durchgeführt und haben zu einer höheren Liquidität im Gasmarkt sowie zu einer Intensivierung des Wettbewerbs beigetragen.

---

<sup>34</sup> Beschreibung der Produkte, die auf organisierten Märkten gehandelt werden, und des Liquiditätsgrads der einzelnen Produkte.

<sup>35</sup> Welche Preise wurden gezahlt, welche Unternehmen waren erfolgreich und wie waren die Auswirkungen auf den Markt?

Im Rahmen der dritten Auktion des Gas-Release-Programms der E.ON Ruhrgas AG wurden im Mai 2005 39 Mrd. Kilowattstunden Erdgas mit einer Vertragslaufzeit von drei Jahren am Übergabepunkt Emden/Bunde angeboten. In diesem Jahr wurde, wie bereits in der Auktion 2004, zusätzlich ein Drittel der im Jahr 2003 nicht nachgefragten Mengen (insges. rund 18 Mrd. kWh) versteigert, so dass sich der Umfang von 33 Mrd. kWh auf 39 Mrd. kWh erhöhte. Dabei wurde erstmals eine zweite Preisrunde durchgeführt.

Die Liquidität auf dem nationalen Gasmarkt ist unzureichend. Anders als im Strombereich mit der EEX in Leipzig hat sich auf dem inländischen Gasmarkt bisher - abgesehen von den Auktionen des Gas-Release-Programms - nahezu kein Handelsplatz etabliert. Am Gashandelsplatz Eurohub Bunde werden nach Auskunft der Betreibergesellschaft lediglich marginale Mengen gehandelt.

Das Auftreten neuer Anbieter hatte bisher nur einen sehr geringen Einfluss auf die Marktstruktur.

Neue nationale und europäische Gashandelsunternehmen wie Trianel, Natgas, BP Sempra, Essent und Nuon haben am Gasmarkt noch nicht zu grundlegenden strukturellen Veränderungen geführt.

Der neue Ordnungsrahmen für Netz- und Speicherzugang ist für die Verbesserung der Liquiditätssituation sowie für die Entwicklung einer Börsenfähigkeit von Erdgas von grundlegender Bedeutung. Der Liquidität dienen auch die oben genannten Aktivitäten des Bundeskartellamts im Hinblick auf langfristige Lieferverträge.

#### Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis

Das Bundeskartellamt hat Ermittlungen eingeleitet, um im Rahmen der Missbrauchsaufsicht zu prüfen, ob die Kopplung des Gaspreises an den Heizölpreis aufgrund der Entwicklungen auf dem Gebiet der Wärmeversorgung noch berechtigt ist und wie die Gas-Ölpreis-Kopplung in der Praxis ausgestaltet wird.

Aufgrund der Gespräche mit der Gaswirtschaft zur Untersuchung der Gas-Ölpreis-Kopplung haben sich Zweifel daran ergeben, ob die Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis auch immer missbrauchsfrei umgesetzt wird. Es ergaben sich konkrete Hinweise, dass in der Vergangenheit Senkungen des Heizölpreises im Einzelfall nicht zugunsten der Haushalts- und Kleinkunden berücksichtigt wurden. In den daraufhin eingeleiteten Preismissbrauchsverfahren gegen Gasversorgungsunternehmen wird deshalb untersucht, ob bei den gegenwärtigen

Preiserhöhungsrunden tatsächlich nur die gestiegenen Gasbezugskosten an die Verbraucher weitergegeben wurden und inwieweit in der Vergangenheit ölpreisbedingte Bezugskostensenkungen an die Abnehmer nicht weitergewälzt und die vom Vorlieferanten gewährten Nachlässe zum Ausgleich des Doppelbesteuerungseffektes bei der Energiesteuer nicht berücksichtigt wurden<sup>36</sup>.

Sollte sich zeigen, dass die Gas-Ölpreis-Kopplung in der Vergangenheit zu Lasten des Verbrauchers angewendet wurde, wird das Bundeskartellamt die Gas-Ölpreis-Kopplungspraxis auch grundsätzlich unter Missbrauchsgesichtspunkten auf den Prüfstand stellen.

---

<sup>36</sup> Vgl. Tätigkeitsbericht des BKartA, BT-Drucks. 15/5790, S. 138 f.

#### 4.2.2 Beschreibung des Einzelhandelsmarktes

In der Beschreibung des Einzelhandelsmarktes sollten für den aktuellsten verfügbaren Zeitraum die Hauptakteure und ihre Marktanteile in den folgenden Sektoren angegeben werden:

- Gaskraftwerke
- Haushalte und Kleingewerbe (z. B. 50 MWh/Jahr und weniger)
- mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (z. B. bis zu 1 mcm)
- große und sehr große Industriekunden (mehr als 25 mcm/Jahr)

Die Zahl der aktiven Unternehmen mit einem Marktanteil von mehr als 5 % und der Anteil der drei größten Versorger in jedem Marktsegment sollte angegeben; ferner sollte die Marktdurchdringung neuer, nicht nationaler Unternehmen bewertet werden, wobei darzustellen ist, ob sie eher durch ein „organisches“ Wachstum oder durch Übernahmen erreicht wurde.

In dem Bericht sollte angegeben werden, wie viele Versorger, die keine Beziehungen zu FNB oder VNB im Wege verbundener Unternehmen haben, im jeweiligen Mitgliedstaat seit der Einführung des Wettbewerbs neu auf den Markt eingetreten sind<sup>37</sup>.

In dem Bericht sollte ferner dargelegt werden, welchen Grad die Integration zwischen den Erdgasproduzenten und -importeuren und den Versorgern auf dem Markt angenommen hat.

Die geschätzte Zahl der Versorgerwechsel (vorzugsweise nach Volumen) für jedes einzelne Marktsegment sollte für den aktuellsten 12-Monats-Zeitraum und kumulativ für den Zeitraum seit der Marktöffnung angegeben werden.

Ferner sollte der Bericht Informationen über die für den Versorgerwechsel geltenden Verfahren (Höchstdauer bis zum Wechsel, Gebühren usw.) enthalten.

Schätzungen des Umfangs, in dem der Wettbewerb auf dem Einzelhandelsmarkt durch langfristige Verträge unterbunden wird.

Anhaltspunkte für wettbewerbfeindliches Bündeln von Dienstleistungen (z. B. Weigerung, L-Gas bereitzustellen, wenn der Kunde nicht auch H-Gas kontrahiert, Weigerung, Netzkapazitäten getrennt vom Gas bereitzustellen), diskriminierendes Gewähren von Nachlässen oder sonstige diskriminierende Praktiken.

Darüber hinaus sind Informationen über das aktuelle Einzelhandelspreisniveau (gegebenenfalls unter Bezugnahme auf Eurostat-Daten) für die unter Punkt 4.1.3 genannten Kundenkategorien mitzuteilen. Anzugeben ist ferner eine geschätzte Aufteilung in

---

<sup>37</sup> d. h. vollkommene eigentumsrechtliche Unabhängigkeit von jedwedem Netzunternehmen.

- Netzkosten
- in den Netzkosten enthaltene Abgaben
- Energiekosten plus Versorgungsmarge
- Steuern

Dabei ist anzugeben, ob die Daten sich auf durch den Markt bestimmte Preise beziehen oder ob es sich um regulierte Endnutzerentgelte handelt.

Im Berichtszeitraum waren als Hauptakteure am Einzelhandelsmarkt beteiligt:

- Gaskraftwerke mit 25%
  - Haushalte und Kleingewerbe (z. B. 50 MWh/Jahr und weniger) mit 14%
  - mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (z. B. bis zu 1 mcm) und
  - große und sehr große Industriekunden (mehr als 25 mcm/Jahr)
- Die Industrie gesamt hat einen Anteil von 32%.

Es gab und gibt nur ein Unternehmen mit einem Marktanteil von mehr 5 %.

Nach Verbandsangaben gibt es keine Erhebungen zur Marktdurchdringung neuer Unternehmen. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit sind in Deutschland u.a. folgende Unternehmen unmittelbar oder mittelbar mit wachsender Tendenz am Marktgeschehen beteiligt:

Gazprom,  
BP,  
Shell,  
Exxon-Mobil,  
GdF,  
DONG,  
ESSENT,  
Nuon,  
Natgas.

Nach Verbandsangaben dürfte es sich um 4 – 10 Unternehmen handeln, die keine Beziehungen zu FNB oder VNB im Wege verbundener Unternehmen haben, die neu auf den Markt getreten sind.

Nach Verbandsangaben gibt es auf dem deutschen Markt mehrere Anbieter, die H-Gas und L-Gas liefern können.

Nach Verbandsangaben sind nur Zahlen für das summierte Einzelhandelspreisniveau vorhanden, die für die einzelnen Kundengruppen folgendermaßen lauten:

I4 3 Eurocent/kWh

I1 4,32 Eurocent/kWh

D3 5,03 Eurocent/kWh

#### Preisentwicklung: Überprüfung der Erdgaspreise für Haushalts- und Kleingewerbekunden

Die Preise für Erdgas zeigten im zweiten Halbjahr 2004 eine stark steigende Tendenz. Zur Jahreswende 2004/2005 wurde von Seiten der Gasversorgungsunternehmen aufgrund höherer Gasbeschaffungskosten bei den Ferngas- bzw. Regionalversorgungsunternehmen weitere Anhebungen der Gaspreise für Haushalts- und Kleinverbraucherkunden im Gaswirtschaftsjahr 2004/2005 angekündigt bzw. umgesetzt.

Die Gasversorgungsunternehmen begründeten ihre Preiserhöhungen mit der Gas-Ölpreis-Kopplung, die die Erdgaspreise in ihren Lieferverträgen an die Entwicklung der Preise für leichtes oder schweres Heizöl binden. Die Gaspreise für diesen Kundenkreis richten sich nicht unmittelbar nach einer Gaspreisgleitklausel, sondern werden von dem diese Kunden versorgenden Gasunternehmen einseitig fixiert.

Das Bundeskartellamt hatte zum Jahresende 2004 gegen regionale/lokale Gasversorgungsunternehmen förmliche Untersagungsverfahren wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Gaspreise eingeleitet. In diesen Missbrauchsverfahren wurde auch geprüft, ob diese Unternehmen, die binnen sechs Monaten zum Teil Erhöhungen von bis zu 0,6 ct/kWh brutto bzw. 14 % angekündigt und teilweise schon realisiert haben, lediglich erhöhte Erdgasbezugskosten weitergegeben, in der Vergangenheit auch Rückgänge der Bezugskosten berücksichtigt und ob sie Doppeleffekte der Energiesteuer bei ihren Kunden ausgeglichen haben.

Zuvor hatten drei Gasversorgungsunternehmen aus dem norddeutschen Raum im informellen Vorverfahren angekündigt, beabsichtigte Preiserhöhungen zu reduzieren bzw. in der laufenden Heizperiode keine weiteren Erhöhungen durchzuführen und Rückerstattungen an die Gaskunden vorzunehmen, wenn sich am Ende des Gaswirtschaftsjahres (Herbst 2005) herausstellt, dass die Erlöse aus den Preiserhöhungen über den tatsächlichen Gasbezugskostensteigerungen gelegen haben.

Die eingeleiteten Missbrauchsverfahren konnten aufgrund von Zusagen der Unternehmen eingestellt werden. Dabei wurde auf weitere Umwälzungen von Gaspreisbezugserhöhungen im laufenden Gaswirtschaftsjahr auf die Tarifkunden verzichtet sowie in Einzelfällen Festpreistarife eingeführt, die unter den an der Ölpreisentwicklung orientierten Standardtarifen lagen.

Die 16 Landeskartellbehörden, die für diejenigen Gasversorger zuständig sind, deren Leitungsnetze nicht über ein Bundesland hinausgehen (95 % aller rd. 700 Versorger in Deutschland), führen bzw. führten ebenfalls in rund 110 Fällen Überprüfungen einzelner Unternehmen in ihrem Gebiet durch.

Angesichts der im Laufe des Jahres 2005 weiter gestiegenen Heizölpreise wird das Bundeskartellamt die Preisentwicklung im Haushalts- und Kleinkundenbereich sorgfältig beobachten.

## 5 Versorgungssicherheit

### 5.1 Elektrizität<sup>38</sup>

Die Jahreshöchstlast 2004 der allgemeinen Versorgung in Deutschland trat am Donnerstag, den 16. Dezember 2004, um 18:00 Uhr auf und betrug 77200 MW. Im Zahlenvergleich zur Jahreshöchstlast 2003 (Mittwoch, 3. Dezember 2003, um 17:45 Uhr) war sie 1,2% höher. In den kommenden 3 Jahren wird mit einem Lastzuwachs von knapp 0,5%/Jahr gerechnet<sup>39</sup>.

Die nach der VDN- und UCTE-Leistungsbilanzsystematik zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast verfügbare Kraftwerksleistung betrug 86000 MW.

Für die Jahre 2006 bis 2008 wird ein Gesamtinvestitionsvolumen von schätzungsweise 12 Mrd. Euro erwartet.

- in den nächsten drei Jahren bevorstehende Investitionen in die Erzeugung:
  - genehmigte Investitionen
  - tatsächlich im Bau befindliche Projekte

Aktueller Erzeugungsmix und voraussichtliche Entwicklungen: Betrachtung der Arbeit:

#### Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung 2004<sup>\*40</sup>

Energieträger	ohne Einspeisungen Privater in TWh	%	mit Einspei- sungen Privater in TWh	%
<b>Kernenergie</b>	158,4	31,9	158,4	30,1
<b>Braunkohle</b>	143,4	28,9	143,4	27,3
<b>Steinkohle</b>	114,6	23,1	114,6	21,8

<sup>38</sup> In diesem Abschnitt kann, sofern zweckmäßig, auf von den ÜNB zusammengestellte Versorgungsnachfrageprognosen Bezug genommen werden.

<sup>39</sup> Quelle: VDEW

<sup>40</sup> Quelle: VDEW

<b>Mineralölprodukte</b>	2,8	0,6	2,8	0,5
<b>Erdgas</b>	45,1	9,1	45,1	8,6
<b>Wasser</b>	23,2	4,7	26,1	5,0
<b>Wind</b>	0,3	0,1	24,7	4,7
<b>Sonstige regenera- tive Energien</b>	2,6	0,5	5,2	1,0
<b>Übrige</b>	5,5	1,1	5,5	1,0
<b>Insgesamt</b>	495,9	100,0	525,8	100,0

\* geschätzte Anga-  
ben

Aktueller Erzeugungsmix und voraussichtliche Entwicklungen: Betrachtung der Leistung:

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004 ergaben sich nach Erhebungen des VDN im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik folgende prozentualen Anteile der installierten Leistung der Kraftwerkstypen an der gesamten installierten Kraftwerksleistung:

- Wasserkraft: ca. 8%
- Kernkraft: ca. 18%
- Konventionelle Wärmekraft: ca. 59%
- Erneuerbare Energieträger (ohne Wasser): 15%

Im Rahmen der Erhebungen für die Leistungsbilanz-Vorschau 2005 bis 2015 wurden folgende Werte ermittelt:

	<b>2007</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>
<b>Wasserkraft</b>	8%	7%	7%
<b>Kernkraft</b>	17%	14%	9%
<b>Konventionelle Wärmekraft</b>	58%	57%	56%
<b>Erneuerbare Energieträger (ohne Wasser)</b>	17%	22%	28%

Da den Angaben die installierte Leistung zugrunde liegt, ergibt sich ein starker Anstieg des Anteils erneuerbarer Energieträger (insbesondere betrifft das Windkraft). Von der gesamten installierten Leistung sind die Nichtverfügbarkeiten, Revisionen und Ausfälle bei Kraftwerken abzuziehen, um eine realistische Größe für die gesicherte Leistung zur Deckung der Last zu erhalten. Insbesondere bei Windenergie muss ein hoher Prozentsatz der installierten Leistung der so genannten "Nicht verfügbaren Leistung" zugerechnet werden, steht also der Deckung der Last nicht zur Verfügung.

Investitionen, die 2004 tatsächlich in Auftrag gegeben wurden, bzw. Kraftwerke, die 2004 vom Netz genommen wurden, darunter

- neue Netto-Kohle-/Erdöl-Kapazität (GW)
- neue Netto-Erdgas-Kapazität (GW)
- neue Netto-erneuerbare Energien-Kapazität (GW)
- neue Netto-KWK-Kapazität (GW)

	2004	
	Inbetriebnahme	Stilllegung
Kohle/Öl	+ 30 MW	-93 MW
Erdgas	+879 MW*	-531 MW
Erneuerbare	+2180 MW	0
KWK	s. "Erdgas"	0
Sonstige	+542 MW**	0
<b>GESAMT</b>	<b>+3631 MW</b>	<b>-624 MW</b>

\* elektrische Leistung an der KWK-Anlage

\*\* davon 528 MW Pumpspeicherwerk Goldisthal/Vattenfall Europe

Quelle: Pressemeldungen; Daten teilweise geschätzt.

Vorzusehen ist auch eine Beschreibung der Aufgabe der Regulierungsbehörden oder sonstigen Behörden, insbesondere hinsichtlich

- der Kriterien für die Genehmigung neuer Investitionen in Erzeugungsanlagen und der

Rolle einer langfristigen Planung

- impliziter und expliziter Anreize für den Bau von Kapazitäten (z. B. explizite Zahlungen, Kapazitätsoptionen, Konzipierung von Bilanzausgleichsmechanismen)

- Schließlich sollte der Regulierer auch über alle Fortschritte bei den Hauptinfrastrukturprojekten, vor allem bei wichtigen Verbindungsleitungsprojekten zwischen den Mitgliedstaaten oder innerhalb dieser berichten, auch über die ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen, unter denen sie betrieben werden sollen.

Main characteristics of the project <sup>41</sup>					Main characteristics of the feasibility study
Project name	Short description	Participation	Time schedule	Estimated investment cost	
Interconnection line: 02 – St. Peter (AT) – Isar (DE)	AC OHL double line 400-kV	E.ON Netz APG	Foreseen project (2020)		
Hamburg - Schwerin	AC OHL double line 380-kV	VE-T	Project under way till 2007		The dena study contains among others this project.
Lauchstädt-Vieselbach-Altenfeld-Redwitz	AC OHL double line 380-kV	VE-T / EON Netz	Project under way till 2010		Recently confirmed by results of the dena study.
Enniger - Gütersloh	1 x 380-kV	RWE TSO	2005		(under construction)
Niederrhein - Wittenhorst	2 x 380-kV	RWE TSO	2015		Upgrading from 220-kV to 380-kV
Ganderkesee – St. Hülfe	AC OHL double line 400-kV	E.ON Netz, RWE TSO	2011		
Hamburg/Nord - Dollern	AC OHL double line 400-kV	E.ON Netz	2011		
Wahle - Mecklar	AC OHL double line 400-kV	E.ON Netz	2015		
Diele - Niederrhein	AC OHL double line 400-kV	E.ON Netz RWE TSO	2015		
Paffendorf - Oberzier	1 x 380-kV	RWE TSO	2009		
Audorf (DE) - Kassø (DK)			2008		Upgrade of the line from 1600 A to 2000 A (Gross additional capacity 500 MVA)

<sup>41</sup> Quelle: VDEW

Neuenhagen (DE) – Krajnik (PL)	Upgrade from 220- to 400-kV	VE-T PSE-O	2010	100 Mio. € (on DE- side only – on PL-side will be eva- luated yet)	Recently confirmed by results of the dena study. Bilateral feasibility study concerning the effect on the NTC-values under preparation. Exten- sion to Bertikow and Neuenhagen by new OHL is planned.
Third interconnection line PL - DE	New 400-kV line	PSE-O VE-T	After 2010		Pre-feasibility study in 2004 showed no expected results on NTC. No activities at the moment.
Hagenwerder (DE) – Mikulowa (PL) and/or Krajnik (PL) – Vierraden (DE)	new phase shift transformers	VE-T PSE-O	After 2010		Location not yet decided. Requires feasibility study. No activities at the moment.

Ferner sollten die Verfahren der ÜNB für die Planung des Baus neuer Netze beschrieben werden, ebenso, wie sie mit dem Engpassmanagement und dem Funktionieren der Großhandelsmärkte verzahnt werden.

## 5.2 Erdgas

Allgemeine Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage einschließlich folgender Indikatoren (sofern vorhanden, sollte auf Prognosen der Fernleitungsnetzbetreiber Bezug genommen werden).

- derzeitige Höhe des Erdgasverbrauchs (bcm) und Erwartungen für die nächsten drei Jahre (2005-2008)
- derzeit verfügbare Erzeugungs- und Importkapazität (bcm)
- in den nächsten drei Jahren bevorstehende Investitionen in die Gewinnung und Einfuhr:
  - genehmigte Investitionen
  - tatsächlich im Bau befindliche Projekte

Vorzusehen ist auch eine Beschreibung der Aufgabe der in Richtlinie 2004/67 genannten Regulierungsbehörden oder sonstigen Behörden, insbesondere hinsichtlich

- der Anforderungen betreffend den Versorger letzter Instanz

- der Anreize zur Steigerung der Erzeugungs- und Importkapazität jeglicher Art
- Anforderungen bezüglich der Verfügbarkeit von Speichermöglichkeiten aus gemeinwirtschaftlichen Gründen.

Schließlich sollte der Regulierer auch über alle Fortschritte bei den Hauptinfrastrukturprojekten, vor allem bei wichtigen Verbindungsleitungsprojekten zwischen den Mitgliedstaaten oder innerhalb dieser berichten, auch über die ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen, unter denen sie betrieben werden sollen.

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz wurden neben den Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinie Gas auch zugleich die Vorgaben der EG-Gasversorgungssicherheitsrichtlinie umgesetzt.

Deutschland verfolgt hinsichtlich der Versorgungssicherheit einen im Wesentlichen privatwirtschaftlichen Ansatz; d.h. die Unternehmen sind in erster Linie gefordert, die Versorgungssicherheit zu garantieren. Erst wenn erkennbar wird, dass eine drohende Krise nicht mit marktwirtschaftlichen Mitteln zu beherrschen ist, greifen die Krisenmechanismen des Energiesicherungsgesetzes.

#### Security of supply evolution (gas)

	Total gas demand (bcm)	Production capacity (bcm)	Pipeline import capacity (bcm)	LNG import capacity (bcm)	Forthcoming new capacity (bcm)	
					authorised	under construction
<b>2000</b>	94,3	20,1**				
<b>2004</b>	103	19,5**				
<b>2006 est</b>						
<b>2008 est</b>						
<b>2010 est</b>	112*	18*				

\* Quelle: Prognos

\*\* Erdgasförderung. Quelle: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung

## 6 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen

Mit Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) werden die Vorgaben der EG-Binnenmarkt-Richtlinie vom 16. Juni 2003 einschließlich ihres Anhangs A umgesetzt. Für alle Elektrizitätsunternehmen, die Letztverbraucher beliefern, wird mit dem EnWG die Stromkennzeichnung verbindlich.

### Umsetzung der Kennzeichnungsvorschriften für Primärenergiequellen (Strom)

Der Gesetzgeber hat im § 42 EnWG Pflichten hinsichtlich Stromkennzeichnung und Transparenz der Stromrechnung für Elektrizitätsversorgungsunternehmen festgelegt. Demnach müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen in oder als Anlage zu ihren Rechnungen an Letztverbraucher und in an diese gerichtetem Werbematerial für den Verkauf von Strom folgende Informationen angeben:

- Anteil der einzelnen Energieträger (Kernkraft, fossile und sonstige Energieträger, erneuerbare Energien) an dem Gesamtenergieträgermix;
- Informationen über die Umweltauswirkungen in Bezug auf Kohlendioxidemissionen (CO<sub>2</sub>-Emissionen) und radioaktiven Abfall, die durch den gewählten Energieträgermix entstehen;
- Angabe der Durchschnittswerte der Stromerzeugung in Deutschland: Energieträgermix und Umweltauswirkungen;
- Für an Börsen oder außerhalb der EU gekauften Strom können die von den Strombörsen oder von den betreffenden Unternehmen für das Vorjahr vorgelegten Gesamtzahlen, ansonsten der UCTE-Strommix zugrunde gelegt werden;
- Gesonderte Ausweisung des Netzentgelts.

### Umsetzung der Kriterien des Richtlinien-Anhangs A

Die Anforderungen des Anhangs A sind aber schon bisher durch die strengen Anforderungen des alten EnWG und der auf seiner Grundlage erlassenen Allgemeinen Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) sowie der im Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) vorgesehenen Regelungen für allgemeine Geschäftsbedingungen für Verbraucher sichergestellt.

Der Gesetzgeber hat im EnWG zusätzliche Schutzmaßnahmen festgelegt:

- § 5 EnWG (Anzeige der Energiebelieferung) verpflichtet Energieversorgungsunternehmen, die Haushaltskunden mit Energie beliefern, die Aufnahme und Beendigung ihrer Liefertätigkeit bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Somit wird die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der EVU sichergestellt und der Haushaltskunde wird vor möglichen Unternehmensinsolvenzen besser geschützt.
- § 31 EnWG (Besonderes Missbrauchsverfahren) räumt Personen und Personenvereinigungen, die durch das Verhalten eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen erheblich berührt wurden, das Recht ein, einen Antrag auf Überprüfung dieses Verhaltens bei der zuständigen Regulierungsbehörde zu stellen.
- § 36 EnWG (Grundversorgungspflicht) verpflichtet die Energieversorgungsunternehmen, die für die Grundversorgung zuständig sind, Allgemeine Bedingungen und Allgemeine Preise für die Versorgung in Niederspannung öffentlich bekannt zu geben und im Internet zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen und Preisen jeden Haushaltskunden zu versorgen.
- § 38 EnWG (Ersatzversorgung mit Energie) verpflichtet Energieversorgungsunternehmen, die Energiebelieferung von Haushaltskunden im Rahmen einer Ersatzversorgung, zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen vorzunehmen.
- § 41 EnWG (Energiefieferverträge mit Haushaltskunden) enthält Bestimmungen für die Gestaltung von Energiefieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung.
- § 42 EnWG (Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnung) stellt konkrete Anforderungen an die Stromkennzeichnung und die Transparenz der Rechnung (z.B. Ausweisung des Netzentgelts, s.o.)

Angemessene Behandlung schutzbedürftiger Kunden
---

Die Thematik der Energieversorgung für sozial schwache Kunden wird nicht durch das EnWG, sondern von den Sozialgesetzen abgedeckt. In Deutschland hat die finanzielle Lage "benachteiligter" Kunden keinen Einfluss auf die Strompreise. Personen, die sozialbedürftig sind, erhalten nach dem Bundessozialhilfegesetz (BSHG) Leistungen aus dem Sozialsystem. Aus dem Regelsatz, der ihnen für den Lebensunterhalt gewährt wird, müssen sie auch die Stromrechnung bezahlen und sind damit den übrigen Kunden weitgehend gleichgestellt. In Ausnahmefällen übernehmen die für diese Kunden zuständigen Sozialämter die Kosten, damit die Gefahr der Versorgungseinstellung nicht besteht.

Daten über die Zahl der Fälle im Jahre 2004, in denen die Versorgung wegen Nichtzahlens abgestellt wurde

Die Zahl der Versorgungseinstellungen wegen offenen Stromrechnungen ist durch die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland in den letzten Jahren gestiegen. Sie ist stark von der Höhe der Arbeitslosigkeit im jeweiligen Versorgungsgebiet abhängig und betrifft in erster Linie das sog. Massenkundengeschäft (Haushalt und Gewerbe). Dem VDEW liegen keine genauen Zahlen vor. Einer Abschätzung des VDEW zufolge befinden sich weniger als 2 % der Tarifikunden in einem Mahnverfahren oder sind von der Einstellung der Versorgung akut bedroht. Dies entspricht weniger als 0,8 Mio. Kunden in Deutschland. Die wirtschaftlichen Auswirkungen dieser Entwicklung sind für die Versorgungsunternehmen nach Ansicht des VDEW nicht vernachlässigbar.

Kundenkategorien, für die noch regulierte Endnutzerpreise gelten

Die Allgemeinen Tarife für die Elektrizitätsversorgung von Tarifikunden müssen weiterhin von der zuständigen Landespreisbehörde vorab genehmigt werden. Die Tarifgenehmigung wird in § 12 der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) geregelt. Der genehmigte Preis ist als Höchstpreis zu verstehen. Die BTOElt wird am 1. Juli 2007 außer Kraft treten.

Die Allgemeinen Tarife für die Gasversorgung von Tarifikunden bedürfen keiner behördlichen Genehmigung, da die Bundestarifordnung Gas (BTOGas) im Jahre 1998 außer Kraft gesetzt worden ist. Endkundenpreise für Gas unterliegen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht.

Höhe der Preisobergrenzen

In der BTOElt wird der genehmigte Allgemeine Tarif als Höchstpreis festgelegt. Nach dem neuen EnWG hat der Grundversorger künftig Allgemeine Preise für die Versorgung von Haushaltskunden in Niederspannung oder Niederdruck festzulegen und zu veröffentlichen. Diese Allgemeinen Preise sind ebenfalls als Höchstpreise zu verstehen.

**Regulation of end user prices<sup>42</sup>**

	<b>Gas</b>			
	<b>power plants</b>	<b>large and very large</b>	<b>medium industrial and commercial</b>	<b>small commercial and household</b>
<b>Existence of regulated tariff (Y/N)</b>	Ja, ex post*	Ja, ex post*	Ja, ex post*	Ja, ex post*
<b>% customers still on tariff</b>	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt
<b>possibility to switch back to regulated tariff (Y/N)</b>	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt
<b>Number of suppliers covered by the obligation to supply at tariff (could be all suppliers)</b>	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt

\* Missbrauchsaufsicht nach GWB

Das neue Energiewirtschaftsgesetz sieht keine energierechtlichen Sonderregelungen bezüglich der Missbrauchsaufsicht im Bereich der Grund- und Ersatzversorgung mit Strom und Gas vor.

Es gelten, ergänzend zu den Regulierungsvorgaben des EnWG hinsichtlich der Netzzugangsbedingungen, die allgemeinen kartellrechtlichen Vorschriften der Ex-post-Missbrauchsaufsicht gemäß §§ 19, 20 GWB in diesem Bereich.

---

<sup>42</sup> Beitrag BGW