

Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht

Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
gem. § 63 Abs. 5 EnWG

Bonn, August 2006

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung/Wichtige Entwicklungen des vergangenen Jahres	7
1.1 Grundlegender organisatorischer Aufbau der Bundesnetzagentur	7
1.2 Wichtige Entwicklungen in den Bereichen Entflechtung und Verbraucherbelange.....	10
1.3 Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt	11
1.4 Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt	16
1.5 Arbeitsschwerpunkte Bundesnetzagentur	19
1.6 Arbeitsschwerpunkte Bundeskartellamt	28
2 Entflechtung	31
2.1. Grundlagen der Entflechtung	31
2.1.1 Gesetzesgrundlage und Normadressaten der Entflechtungsbestimmungen.....	31
2.1.2 Der Vollzug der Entflechtungsvorschriften durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden	31
2.2. Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen – Allgemeine Entwicklungen	32
2.2.1 Rechtliche Entflechtung	32
2.2.2 Operationelle Entflechtung.....	32
2.2.3 Informatorische Entflechtung	33
2.2.4 Buchhalterische Entflechtung.....	34
2.3. Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen – Elektrizitätsmarkt	35
2.3.1 Übertragungsnetzbetreiber	35
2.3.1.1 Rechtliche Entflechtung und Eigentum an den Energieversorgungsnetzen.....	35
2.3.1.2 Beschäftigte mit Netzaktivitäten	36
2.3.1.3 Bedeutung von sog. „Shared Services“ und externer Dienstleistungen für die Netzgesellschaft	36
2.3.1.4 Firmensitz und Internetauftritt der Netzgesellschaft	37
2.3.2 Verteilernetzbetreiber.....	37
2.3.2.1 Rechtliche Entflechtung und Eigentum an den Energieversorgungsnetzen.....	37
2.3.2.2 Beschäftigte mit Netzaktivitäten	38
2.3.2.3 Bedeutung von sog. „Shared Services“ und externer Dienstleistungen für die Netzgesellschaft	38
2.3.2.4 Firmensitz und Internetauftritt der Netzgesellschaft	39
2.4. Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen – Gasmarkt.....	40
2.4.1 Fernleitungsnetzbetreiber	40
2.4.1.1 Rechtliche Entflechtung und Eigentum an den Energieversorgungsnetzen.....	40

2.4.1.2 Beschäftigte mit Netzaktivitäten	40
2.4.1.3 Bedeutung von sog. „Shared Services“ und externer Dienstleistungen für die Netzgesellschaft	41
2.4.1.4 Firmensitz und Internetauftritt der Netzgesellschaft	41
2.4.2 Verteilernetzbetreiber	41
3 Regulierung und Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt	42
3.1 Regulierungsbezogene Fragen	42
3.1.1 Allgemeines	42
3.1.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen	42
3.1.2.1 Übertragungsnetze	42
3.1.2.2 Verteilernetze	55
3.1.3 Regulierung der Aufgaben der Übertragungs- und Verteilerunternehmen	56
3.1.3.1 Netzentgelte	56
3.1.3.2 Bilanzausgleich	59
3.1.3.3 Veröffentlichung angemessener Informationen	66
3.1.3.4 Hilfsdienste	69
3.1.4 Zeit für die Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen	73
3.1.4.1 Übertragungsnetze	73
3.1.4.2 Verteilernetze	73
3.1.5 Mindestanforderungen an Messeinrichtungen sowie Datenumfang und Datenqualität	74
3.2 Wettbewerbliche Fragen	76
3.2.1 Erzeugung	76
3.2.1.1 Situation im Erzeugungsbereich	76
3.2.1.2 Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern	79
3.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches	82
3.2.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches	82
3.2.2.2 Entwicklung Strompreis im Großhandelsbereich	83
3.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches	85
3.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches	85
3.2.3.2 Entwicklung Strompreis im Einzelhandelsbereich	94
3.2.4 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung	97

4 Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt.....	99
4.1 Regulierungsbezogene Fragen	99
4.1.1 Allgemeines	99
4.1.2 Übersicht Leitungssituation.....	99
4.1.3 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen	100
4.1.3.1 Neues Gasnetzzugangsmodell.....	100
4.1.3.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten.....	101
4.1.3.3 Berechnung von Transportkapazitäten.....	101
4.1.3.4 Bildung von Teilnetzen und Zuordnungsbeschränkungen	101
4.1.3.5 Kapazitätssituation und Engpassmanagement	104
4.1.3.6 Sekundärmarkt für Kapazitäten	107
4.1.3.7 Swap-Geschäfte, Regelungen der Transitverträge	107
4.1.4 Regulierung der Aufgaben der Übertragungs- und Verteilerunternehmen	108
4.1.4.1 Lieferantenwechsel.....	108
4.1.4.2 Netzentgelte	112
4.1.4.3 Bilanzausgleich.....	114
4.1.4.4 Veröffentlichung angemessener Informationen.....	119
4.1.5 Zeit für die Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen.....	122
4.1.6 Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas.....	125
4.1.7 Mindestanforderungen an Messeinrichtungen sowie Datenumfang und Datenqualität.....	125
4.2 Wettbewerbliche Fragen	127
4.2.1 Förderung und Import	127
4.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches	130
4.2.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches.....	130
4.2.2.2 Entwicklung Gaspreis im Großhandelsbereich.....	131
4.2.2.3 Einflussfaktoren Gaspreis.....	131
4.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches	132
4.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches	132
4.2.3.2 Entwicklung Gaspreis im Einzelhandelsbereich	138
4.2.3.3 Einflussfaktoren Gaspreis.....	141
5 Versorgungssicherheit	142
5.1 Versorgungssicherheit Elektrizität	142
5.1.1 Bereitstellung von notwendigen Informationen	142

5.1.2 Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage	143
5.1.3 Versorgungsstörungen.....	147
5.1.4 Schwachstellenanalyse, Netzzustand und –ausbauplanung	148
5.2 Versorgungssicherheit Gas	150
5.2.1 Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage	150
5.2.2 Systemverantwortung, Schwachstellenanalyse und Netzausbauplanung	151
6 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen	155
6.1 Erfüllung der Verpflichtungen zur Stromkennzeichnung	155
6.2 Verbraucheraspekte.....	158
6.3 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung.....	160
6.3.1 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung Elektrizität.....	160
6.3.2 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung Gas.....	160
6.4 Allgemeine Endnutzerpreise	160
6.4.1 Genehmigte Endnutzerpreise Elektrizität.....	160
6.4.2 Endkundenpreise Gas.....	162
6.5 Gewährleistung Transparenz Liefervertragsbedingungen.....	162
Tabelle der Indikatoren mit Definitionen.....	163
Glossar.....	178
Elektrizität und Gas	178
Elektrizität	179
Gas... ..	183
Abkürzungsverzeichnis	186
Quellenverzeichnis.....	189
Abbildungsverzeichnis	190
Tabellenverzeichnis	192

Vorbemerkung

Der vorliegende nationale Berichtsbeitrag zum 6. Benchmarkbericht der EU-Kommission basiert auf der vorgegebenen Struktur für die nationalen Berichte der Regulierungsbehörden an die Europäische Kommission vom 20.04.2006.

In den Bericht wurde hierzu der Monitoringbericht 2006 der Bundesnetzagentur nach § 63 Abs. 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) i.V.m. § 35 EnWG integriert. Darüber hinaus sind weitere Auswertungen der Bundesnetzagentur zu den Themenbereichen „Struktur des Groß- und Einzelhandelsbereiches für Elektrizität und Gas“ sowie „Genehmigte Endnutzerpreise Elektrizität“ hinzugefügt worden. Von Seiten des Bundeskartellamtes sind Beiträge zu den Themenfeldern „Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt“, „Arbeits-schwerpunkte Bundeskartellamt“, „Situation und Struktur im Elektrizitäts- und Gasbereich“, „EU-Emissionsrechte“, „Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung“, „Einflussfaktoren Gaspreise“ und „Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage im Elektrizitätsbereich“ erstellt worden. Im Bereich Entflechtung wurden die Ergebnisse einer Marktdatenerhebung der Bundesnetzagentur zum Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen integriert. Auch wurden bei der Darstellung des Elektrizitätsbereiches Auswertungen zu den „Regionalen Indikatoren“ im Rahmen der „Regionalen Initiativen“ von der European Regulators Group for Electricity and Gas ergänzt. Darüber hinaus sind in den vorliegenden Bericht Angaben von Branchenverbänden zum Elektrizitäts- und Gasbereich aufgenommen worden.¹

Der Bericht ist im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt gefertigt.

¹ Hinsichtlich dieser Verbandsangaben ist eine Bindungswirkung für zukünftige Entscheidungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes ausgeschlossen, da eine Prüfung im Einzelnen nicht erfolgt ist.

1 Zusammenfassung/Wichtige Entwicklungen des vergangenen Jahres

1.1 Grundlegender organisatorischer Aufbau der Bundesnetzagentur

Am 13.07.2005 ist als Teil des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts das neue 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 ist die Umsetzung der sog. Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas der EG² in nationales Recht.

Kern des neuen EnWG ist die Einsetzung einer Regulierungsbehörde für die Strom- und Gasnetze. 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).

Gemäß § 54 Abs. 3 EnWG ist die Bundesnetzagentur allgemeine Vollzugsbehörde des Energiewirtschaftsgesetzes und originär zuständig für Übertragungs- und Fernleitungsnetze.

Die den Ländern als eigene Angelegenheit im Sinne von Art. 83 GG zugewiesenen Aufgaben sind in § 54 Abs. 2 EnWG aufgezählt. Hierzu zählen - jeweils für Verteilernetze - 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), Feststellungen zum Vorliegen von Objektnetzen, die gemäß § 110 EnWG weitgehend von den Rechtsvorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes ausgenommen sind, sowie die Überwachung der Vorschriften zur Systemverantwortung der Verteilernetzbetreiber und der Gasfernleitungsnetzbetreiber (§§ 14 - 16a EnWG). Die Landeszuständigkeit setzt voraus, dass das Netz nicht über die Grenze eines Landes hinausreicht und dass weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

Des Weiteren übt die Bundesnetzagentur solche Kompetenzen aus, deren bundeseinheitliche Wahrnehmung zur Gewährleistung einer effizienten Marktaufsicht von besonderer Bedeutung ist. 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).

² 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 **Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden** unterstützen sich gegenseitig bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben. Um ein bundeseinheitliches Regulierungssystem zu gewährleisten, wurde gemäß § 8 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen bei der Bundesnetzagentur ein Länderausschuss gebildet, der sich aus je einem Vertreter der Landesregulierungsbehörden zusammensetzt. Der Länderausschuss, der mindestens einmal im halben Jahr zu einer nicht öffentlichen Sitzung zusammentreten soll, hat nach § 60a EnWG folgende Aufgaben:

- Er dient der Abstimmung zwischen der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden sowie zwischen den Landesregulierungsbehörden mit dem Ziel der Sicherstellung eines bundeseinheitlichen Vollzugs.
- Vor dem Erlass von Allgemeinverfügungen, insbesondere von Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG, durch die Bundesnetzagentur nach den Teilen 2 und 3 des EnWG ist dem Länderausschuss Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. In dringlichen Fällen können Allgemeinverfügungen erlassen werden, ohne dass dem Länderausschuss Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden ist; in solchen Fällen ist der Länderausschuss nachträglich zu unterrichten.
- Der Länderausschuss ist berechtigt, im Zusammenhang mit dem Erlass von Allgemeinverfügungen Auskünfte und Stellungnahmen von der Bundesnetzagentur einzuholen. Die Bundesnetzagentur ist insoweit auskunftspflichtig.
- Der Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Abs. 1 EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung ist im Benehmen mit dem Länderausschuss zu erstellen. Der Länderausschuss ist zu diesem Zwecke durch die Bundesnetzagentur regelmäßig über Stand und Fortgang der Arbeiten zu unterrichten.

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

Die Regulierungsentscheidungen der Bundesnetzagentur werden im wesentlichen von Beschlusskammern getroffen (§ 59 Abs. 1 EnWG). Sie entscheiden in der Besetzung mit einem oder einer Vorsitzenden und zwei Beisitzern. 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 eine Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. 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 legt die Aufgabenverteilung zwischen Kartell- und Regulierungsbehörden fest. Bundesnetzagentur und 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.

Bei verschiedenen Entscheidungen der Bundesnetzagentur sieht § 58 Abs. 1 S. 1 EnWG 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 zuständigen Behörde, in deren Bundesland der Sitz des betroffenen Netzbetreibers gelegen ist, rechtzeitig vor Ablauf des Verfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme (§ 58 Abs.1 S. 2 EnWG). Die Kartellbehörden geben gemäß § 58 Abs. 2 EnWG der Bundesnetzagentur Gelegenheit zur Stellungnahme.

Abbildung 1 zeigt den organisatorischen Aufbau der Energieregulierung in der Bundesnetzagentur. Sie wird von vier Beschlusskammern und zwölf Fachreferaten wahrgenommen.

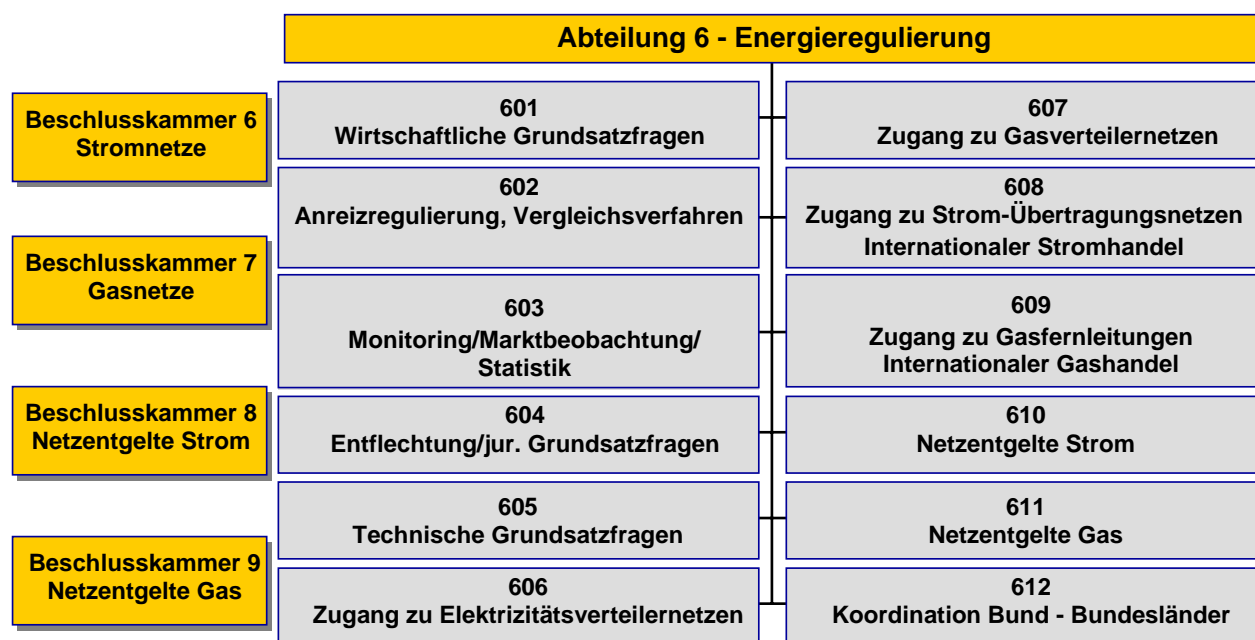


Abbildung 1: Organisatorischer Aufbau der Energieregulierung

Das Regulierungskonzept des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und der bislang vorliegenden Verordnungen stellt vor allem an die Betreiber von Strom- und Gasnetzen, aber auch an die Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder erhebliche, z.T. auch neuartige Anforderungen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur haben sich Unternehmen und Verbände durchweg mit außerordentlicher Kraftanstrengung und gutem Willen bemüht, der neuen Rechtslage Rechnung zu tragen; das gilt nicht zuletzt auch für kleinere Unternehmen. Auf diese Weise sind zwar deutliche Fortschritte erzielt worden, wobei auch die unterschiedliche Ausgangslage bei Strom und Gas in die Bewertung mit einzubeziehen ist. Andererseits bestehen aber auch noch deutliche Defizite, die es erforderlich machen, die Anstrengungen zur vollständigen Umsetzung des neuen Rechtsrahmens – im Interesse der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes – mit großer Intensität fortzusetzen.

Bestehende wettbewerbliche Defizite außerhalb des o.g. Regulierungsbereiches des EnWG auf den Energiemärkten zu beseitigen, ist Gegenstand der intensiven Bemühungen der Wettbewerbsbehörden.

Eine Bestandsaufnahme der konkret erreichten Fortschritte sowie der noch bestehenden Defizite ergibt folgendes Bild:

1.2 Wichtige Entwicklungen in den Bereichen Entflechtung und Verbraucherbelange

Ob die zur Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen auf der Ebene der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber getroffenen Maßnahmen der Unternehmen die operationelle Unabhängigkeit der entstandenen Netzbetreiber von den anderen Aktivitäten der Unternehmen hinreichend gewährleisten, bedarf praktischer Erfahrungen und weiterer Beobachtung.

Die Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen in Bezug auf die rechtliche Entflechtung ist für Verteilernetzbetreiber erst ab Juli 2007 verpflichtend. Da die rechtliche Entflechtung sehr eng mit den anderen Entflechtungsbestimmungen verknüpft ist, insbesondere mit operationellen Maßnahmen, befindet sich die Mehrheit der Verteilernetzbetreiber noch in einem Umstrukturierungsprozess. Die buchhalterische und informatorische Entflechtung ist flächendeckend eingeführt. Die Implementierung des Gleichbehandlungsprogramms hat in den verpflichteten Unternehmen zu einer breiten Befassung mit den Anforderungen der Entflechtung geführt und die Umgestaltung der Geschäftsprozesse des Netzbetriebs angestoßen. Dieser Umgestaltungs- und Umdenkensprozess ist noch nicht abgeschlossen.

Rund 92 Prozent aller Energieversorgungsunternehmen, die für die Durchführung der **Grundversorgung** in ihrem Netzgebiet zuständig sind, geben an, ihren Veröffentlichungspflichten hinsichtlich der Allgemeinen Bedingungen und der Allgemeinen Preise für die Versorgung in Niederdruck oder Niederspannung nachzukommen. Bei der **Ersatzversorgung** haben dagegen nur 22 Prozent der befragten Unternehmen angegeben, dass sie ihren Veröffentlichungspflichten nachkommen. Die inhaltliche Gestaltung der Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung gemäß § 41 EnWG entspricht derzeit nur teilweise den gesetzlichen Vorschriften. Die Bundesnetzagentur fordert die Lieferanten von Strom und Gas nachdrücklich auf, jetzt rasch ihre gesetzlichen Verpflichtungen umzusetzen.

In den Verbraucheranfragen an den **Verbraucherservice der Bundesnetzagentur** werden in den letzten Monaten zunehmend Probleme, die sich beim Lieferantenwechsel ergeben, thematisiert. Insbesondere die Unzufriedenheit hinsichtlich fehlender Wechselmöglichkeiten bei Nacht-/Wärmespeicherstrom und bei Erdgas wird zunehmend von den Verbrauchern zum Ausdruck gebracht.

1.3 Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt

Zu dem Punkt „Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt“ führt die Bundesnetzagentur aus:

Engpässe existieren derzeit an allen deutschen Grenzen mit Ausnahme der österreichischen Grenze. An allen **Grenzkuppelstellen**, an denen ein Engpass vorliegt, wurde spätestens mit Beginn des Jahres 2006 ein nichtdiskriminierendes, marktbasierendes und koordiniertes Engpassmanagementverfahren angewendet. Verbesserungen im Vergleich zu 2005 wurden vor allem durch die verstärkte Koordinierung der Engpassmanagementverfahren erreicht. Ziel der Bundesnetzagentur ist es, die Koordinierung in der jeweils relevanten Region auf alle Bereiche des Engpassmanagements, von der Kalkulation bis zur Vergabe der Kapazität, auszudehnen. Ein weiterer Schwerpunkt wird sein, zu einer lastflussbasierten, regional koordinierten Kapazitätsbestimmung zu gelangen. Der Verbundgrad Deutschlands lag 2005 bei 15 Prozent. Er berechnet sich aus der Importkapazität dividiert durch die insgesamt in Deutschland installierte Kraftwerksleistung. Die Importkapazität lag in 2005 bei durchschnittlich 17 GW, als installierte Kraftwerksleistung weist der Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW 119,4 GW aus. Mit 15 Prozent liegt der Verbundgrad zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten deutlich über dem vom Europäischen Rat von Barcelona 2002 angestrebten Verbundgrad von 10 Prozent.

Die **Einnahmen aus Engpassmanagement** an den deutschen Grenzen sind von 200 Mio. Euro in 2004 auf 334 Mio. Euro in 2005 gestiegen. In 2005 wurden für Exportkapazitäten 119 Mio. Euro eingenommen, für Importkapazitäten 215 Mio. Euro. Deutschland exportierte den Strom in 2004 und 2005 hauptsächlich in die Niederlande, die Schweiz und nach Österreich. Wichtigste Importländer aus deutscher Sicht waren Polen, die Tschechische Republik und Frankreich. Nach Auskunft der deutschen Übertragungsnetzbetreiber werden die Einkünfte aus der Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungskapazität bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt.

Engpässe sind auf allen Spannungsebenen im **Verteilernetzbereich** auszumachen. Die relativ hohe Anzahl fehlender Angaben bei den befragten Verteilernetzbetreibern stellt ein Indiz für mangelnde Kenntnis der Situation im eigenen Netz dar. Dieser Sachverhalt muss sich zukünftig verbessern. Bis zur Beseitigung der Engpässe (mittels Netzausbau) haben einige Verteilernetzbetreiber ein Engpassmanagement eingeführt. Das Engpassmanagement wirkt sich auch auf dezentrale Erzeugungsanlagen, insb. im Industrie- und Kleinkundenbereich, aus.

Der Anteil der **Netzentgelte Strom** an den Gesamtpreisen (Stand 01.04.2006) ist abhängig von der abgesetzten Menge. Je geringer der Verbrauch, desto größer ist der Anteil der Netzkosten an den Gesamtpreisen für Letztverbraucher. Der Anteil der Netzkosten, also des Kostenbereiches für dessen Prüfung die Regulierungsbehörden zuständig sind, liegt vor Erteilung der ersten Strom-Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG in einem Bereich von ca. 14 bis 39 Prozent der Strom-Einzelhandelspreise.

Nach § 8 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die **Ausgleichsenergie** spätestens zwei Monate nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen abzurechnen. Nach den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber werden die für die Abrechnung erforderlichen Daten von den Verteilernetzbetreibern zurzeit nur verzögert oder unvollständig geliefert, was zu erheblichen zeitlichen Rückständen bei der Bilanzkreisabrechnung führt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher bei der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Verlängerung der Abrechnungsfrist bzw. Aussetzung der fristgerechten Abrechnung nach § 8 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung gestellt. Zwischenzeitlich hat der Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW ein zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und dem Verband Kommunaler Unternehmen e.V. abgestimmtes Konzept vorgelegt, das die Abrechnung der Bilanzkreise innerhalb der gesetzlichen Zwei-Monatsfrist ermöglichen soll. Die Bundesnetzagentur hat eine Konsultation des Konzeptes bei den beteiligten Marktteilnehmern durchgeführt, die zurzeit ausgewertet wird.

Ggf. danach wird die Bundesnetzagentur Festlegungen über die Pflichten im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung treffen.

Die **Ausgleichsenergiepreise** lagen in 2004 im Mittel bei 2,7 ct/kWh. In 2005 sind sie auf 3,1 ct/kWh im Mittel angestiegen. Neben den durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreisen ist bei drei der vier Übertragungsnetzbetreiber auch der maximal zu zahlende Ausgleichspreis deutlich gestiegen. Für positive Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise in 2005 zwischen 6,88 ct/kWh (EnBW Transportnetze AG) und 8,84 ct/kWh (Vattenfall Europe Transmission GmbH). Für negative Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zwischen 0,13 ct/kWh (RWE Transportnetz Strom GmbH) und 0,50 ct/kWh (EnBW Transportnetze AG).

Die gemeinsame Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber (www.regelleistung.net) zur gemeinsamen **Ausschreibung von Regelenergie** wurde bereits eingerichtet. Jedoch finden derzeit – unter Berufung auf die durchgeführten und noch durchzuführenden Konsultationen – noch keine gemeinsamen Ausschreibungen statt, sondern lediglich die jeweiligen Ausschreibungsergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber können abgerufen werden.

Überwiegend nutzen die Verteilernetzbetreiber das Internet zur **Veröffentlichung von Informationen/Daten**. Die Verteilernetzbetreiber sind jedoch ihren Veröffentlichungspflichten noch nicht vollständig nachgekommen. Verteilernetzbetreiber haben daher die für sie geltenden Veröffentlichungspflichten, die sie eigentlich mit In-Kraft-Treten des EnWG und der Verordnungen hätten publizieren müssen, nun unverzüglich zu erfüllen.

Die Ausgaben für die Summe aller **Hilfsdienste** sind in 2005 um 19,5 Prozent auf rd. 1.218 Mio. Euro angestiegen. Während die Kosten für Primärregelung und Blindleistung sogar leicht zurückgegangen sind, zeigen die Ausgaben für Sekundärregelung, Minutenreserve und Verlustenergie deutliche Steigerungen in Höhe von ca. 8 Prozent, 29 Prozent und 49 Prozent. Der leichte Rückgang im Bereich der Primärregelung ist mit der insgesamt im Vergleich zum Jahr 2004 leicht reduzierten Leistungsvorhaltung (v.a. RWE Transportnetz Strom mit 285 MW gegenüber 305 MW und E.ON Netz mit 163 MW gegenüber 190 MW), aber vor allem durch die sinkenden Leistungspreise zu begründen. Gründe für gestiegene Kosten der Sekundärregelung und Minutenreserve könnten insgesamt leicht gestiegene Leistungspreise und fehlender Wettbewerb sein. Der größte Anstieg in Höhe von ca. 49 Prozent im Bereich der Verlustenergie lässt sich mit einem leicht gestiegenen Bedarf und den im Jahr 2005 stark gestiegenen Strompreisen begründen. Die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve ist mit 6.456 Abrufen in 2005 gegenüber 12.737 Einsätzen in 2004 stark zurückgegangen.

Je höher die Spannungsebene ist, desto länger ist die durchschnittliche **Dauer für die Herstellung eines Anschlusses** an das Verteilernetz. Bei Reparaturmaßnahmen im Verteilernetz besteht der geringste Aufwand in der Hochspannungsebene, höhere Reparaturzeiten sind in der Mittel- und Niederspannung zu verzeichnen, die Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung zeigt die höchste durchschnittliche Reparaturzeit.

Knapp die Hälfte der Verteilernetzbetreiber hat bisher **Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber** festgelegt. Im Vergleich zur Gesamtzahl von Stromanschlüssen in Deutschland (knapp 49 Millionen) ist nur eine relativ geringe Anzahl (ca. 2000 Stück) von Anträgen für Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen bei Verteilernetzbetreibern zu verzeichnen. Dies könnte sich ändern, soweit von allen Verteilernetzbetreibern Bedingungen für die Tätigkeit als Messstellenbetreiber festgelegt werden und allen Interessierten in transparenter Weise, z.B. auf den Internetseiten der Verteilernetzbetreiber, zugänglich sind. Darauf wird die Bundesnetzagentur besonders achten.

Bislang wurden von 80 Prozent der Verteilernetzbetreiber konkrete **Bedingungen für den Netzanschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen** festgelegt. Dieser Verpflichtung sind bisher 19 Prozent der Verteilernetzbetreiber noch nicht nachgekommen. Ein Prozent der Verteilernetzbetreiber machten hierzu keine Angaben. Alle Übertragungsnetzbetreiber haben

Netzanschlussbedingungen festgelegt; auf Elektrizitätserzeuger entfallen hier Kosten für Machbarkeitsstudie, Netzanschluss sowie Netzausbau und ggf. zusätzlich Reservierungsprämie für die Netzanschlusskapazität, die bei Projektrealisierung angerechnet wird.

Seit 2003 ist eine Steigerung der **Anschlussbegehren von Erzeugungsanlagen** (im Höchstspannungsnetz besonders signifikant für Steinkohle im Jahr 2005) zu verzeichnen. Es besteht ein deutlicher Trend zu kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen im Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz. Für Anschlussbegehren hinsichtlich Windkraft ist im Vergleich zu 2003 eine abnehmende Entwicklung im Höchstspannungsnetz festzustellen.

Das Handelsvolumen am **Spot- und Terminmarkt der Strombörse EEX** sowie das Volumen des OTC-Clearings an der EEX stiegen in 2005 gegenüber 2004 deutlich (weitergehende Informationen siehe Kapitel 3.2.2.1) an. Am Spot- und Terminmarkt der EEX ist ein starker Preisanstieg zu verzeichnen. Die Jahresmittelwerte des Phelix Base und Phelix Peak stiegen im Vergleich 2005 zu 2004 um rund 61 bzw. 65 Prozent. Die Jahresmittelwerte der Baseload bzw. Peakload Futures für das Folgejahr sind in 2005 gegenüber 2004 um rund 23 bzw. 15 Prozent angestiegen.

Im Kalenderjahr 2005 wurden ca. 826.000 **Lieferantenwechsel** von den befragten Verteilernetzbetreibern durchgeführt. Die durchschnittlichen Wechselkosten werden von den befragten Großhändlern und Lieferanten mit ca. 108 Euro angegeben. Diese hohen Kosten können teilweise durch den noch zu geringen Automatisierungsgrad und den Hindernissen bei der Neukundenakquisition erklärt werden. Bei Netzbetreibern und Lieferanten/Händlern offenbarte sich ein nahezu identisches Bild hinsichtlich eines niedrigen Automatisierungsgrades beim Lieferantenwechselprozess. Es wurden von 13 Prozent der Lieferanten hohe Transaktionskosten und von vier Prozent der Lieferanten fehlgeschlagene/verzögerte Lieferantenwechsel als gewichtigstes Hindernis bei der Neukundenakquisition genannt.³

Die Gesamtsumme der Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern in 2005 gemäß der Abfrage bei den Verteilernetzbetreibern Strom beträgt 31,18 TWh. Dies entspricht einem Anteil (Wechselquote) von 7,79 Prozent an der gesamten erfassten Entnahmemenge von Letztverbrauchern bei Verteilernetzbetreibern. Die Wechselquoten von 10,9 Prozent bzw. 11,42 Prozent in den beiden Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)“ sowie „Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)“ liegen dabei jeweils deutlich über der Wechselquote von 2,22 Prozent in der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)“.⁴

Die Gesamtsumme der **Vertragswechsel** von Letztverbrauchern gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten Strom liegt in 2005 bei 50,43 TWh. Dies entspricht einem Anteil (Vertragswechselquote) von 11,96 Prozent an der gesamten erfassten Absatzmenge an Letztverbraucher. Wie auch bei der Erhebung der Lieferantenwechsel ist die Vertragswechselquote in der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)“ im Vergleich zu den beiden anderen Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)“ und „Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)“ am geringsten (weitergehende Informationen siehe Kapitel 3.2.3.1).⁵

³ Der Indikator „Lieferantenwechsel“ stellt hier keinen treffsicheren Indikator für die Wettbewerbsintensität dar. Zu Lieferantenwechseln bereits gewertet werden die schlichte Änderung der Unternehmensbezeichnungen und Lieferantenwechsel innerhalb eines Konzernbereichs (d.h. zwischen Töchtern). Eine Änderung des Nachfrageverhaltens – z.B. im Rahmen eines Portfoliomanagements – kann eine Vielzahl von Beschaffungen indizieren, die als Lieferantenwechsel gewertet werden. Bei einem Lieferantenwechsel zu einem Händler ist hinsichtlich der wettbewerblichen Bewertung zwischen unabhängigen Händlern und solchen, die mit großen Versorgungsunternehmen verbunden sind, zu unterscheiden.

⁴ Die Unterscheidung zwischen mittelgroßen Industriekunden einerseits und großen bzw. sehr großen Industriekunden andererseits ist nur bedingt aussagefähig, da nicht immer bei einem Nachfrageverhalten des Industriekunden im Rahmen eines Portfoliomanagements zwischen diesen Kundengruppen anhand der nachgefragten Menge unterschieden werden kann.

⁵ Der Indikator „Vertragswechsel“ stellt hier keinen treffsicheren Indikator für die Wettbewerbsintensität dar. Ein Vertragswechsel ist hier so definiert, dass es sich um einen Wechsel zu einem Vertrag mit besseren Konditionen, allerdings mit demselben Lieferanten, handelt. Angesichts steigender Energiepreise dürften die Vertragswechsel hin

Der Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. hat im Zuge des Monitoring sechs Unternehmen benannt, die derzeit in Deutschland im Massen- bzw. Kleinkundenmarkt für Stromlieferungen aktiv sind und bei denen von einer Unabhängigkeit von in- und ausländischen Stromnetzbetreibern ausgegangen werden kann. Diese sechs Unternehmen beliefern nach Verbandsangaben derzeit insgesamt rund 352.000 Kunden. An der Strombörse EEX sind zurzeit 87 ausländische Unternehmen als Händler registriert.

Mit der Datenerhebung zum Monitoring wurde das aktuelle **Einzelhandelspreisniveau** (Preisstand 01.04.2006) für die Eurostat-Kundenkategorien Dc (Haushaltskunden, Jahresverbrauch 3.500 kWh/Jahr, Niederspannung), Ib (Gewerbliche Kunden, Jahresverbrauch 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast 50 kW, Niederspannung) und Ig (Industriekunden, Jahresverbrauch 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast 4.000 kW, Mittelspannung) inkl. aller Steuern und Abgaben erhoben. Die mengengewichteten Mittelwerte (weitergehende Informationen siehe Kapitel 3.2.3.2) unter Berücksichtigung der Absatzmenge des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2005 liegen für den Abnahmefall Dc bei 18,89 ct/kWh, für den Abnahmefall Ib bei 19,35 ct/kWh (Stromsteuerregelsatz) bzw. 18,44 ct/kWh (produzierendes Gewerbe) und für den Abnahmefall Ig bei 12,14 ct/kWh (Stromsteuerregelsatz) bzw. 11,12 ct/kWh (produzierendes Gewerbe).

Für den Zeitraum 2006 bis 2016 liegt der Anteil der insgesamt geplanten **Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten** mit einer Netto-Leistung von mindestens 25 MW bei 19,46 Prozent (23,23 GW) der gesamten inländischen Kraftwerksleistung von 119,4 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005. Allerdings wurde hier nicht zwischen Ersatzinvestitionen und zusätzlicher Nettokapazität unterschieden. Auch liegen z.Zt. Genehmigungen für nur 6,4 GW vor. Die installierte Netto-Leistung für Kraftwerke mit einer Nettoleistung von mindestens 25 MW stieg in 2005 insgesamt um rund 1,7 GW.

Für die Jahre 2007 bis 2009 wird vom VDEW/VDN ein Gesamtinvestitionsvolumen von schätzungsweise 13 – 15 Mrd. Euro für Erzeugung und Netzinfrastruktur sowie bebaute Grundstücke, Betriebs- und Geschäftsausstattung, Zähler- und Messwesen erwartet.

Gemäß einer Erhebung des Verbandes der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW weist Deutschland für 2004 mit einer mittleren **Unterbrechungshäufigkeit** (System Average Interruption Duration Index, SAIDI) bei ungeplanten Unterbrechungen von 22,9 Minuten pro Letztverbraucher und Jahr (sowie 6,5 Minuten bei geplanten Unterbrechungen) im internationalen Vergleich niedrige Werte auf. Gleiches gilt für die Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI) mit 0,44 ungeplanten und 0,04 geplanten Versorgungsunterbrechungen pro Letztverbraucher und Jahr.

Die **Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in die Netzinfrastruktur** liegen in 2005 mit rd. 643 Mio. Euro höher als in den vorangegangenen Jahren. Nachdem die Investitionen der Stromversorger in Fortleitung und Verteilung etwa seit Mitte der 90er Jahre tendenziell rückläufig sind, scheint sich hier eine Trendwende anzudeuten. In 2006 ist mit rd. 800 Mio. Euro ein Anstieg v.a. im Bereich Ausbau und Erneuerung zu verzeichnen.

Eine **Schwachstellenanalyse im Verteilernetz** haben sich bisher lediglich ca. 60 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber vorgenommen. Mit einer Schwachstellenanalyse sollte sich möglichst jeder Verteilernetzbetreiber auseinandersetzen. Dieses Instrument bietet die Gelegenheit, mögliche schwerwiegende Versorgungsstörungen zu erkennen und im Fall eines Auftretens durch einen geeigneten Maßnahmenplan zu verhindern.

Die **Umsetzung der Stromkennzeichnungspflichten** erfolgt entsprechend § 42 EnWG. Dabei wendet die große Mehrzahl der Unternehmen den Leitfaden des VDEW an. In der Regel

zu besseren Konditionen vor allem im Tarifkundenbereich (Strom) und HuK-Kundenbereich (Gas) die Ausnahme darstellen.

beschränken sich die Energieversorgungsunternehmen zurzeit auf die Nennung von Mindestangaben.

Der Anteil der gesamten Absatzmenge zu den Konditionen des Allgemeinen Tarifes/Allgemeiner Preise an der gesamten erfassten Absatzmenge der befragten Großhändler und Lieferanten Strom an Letztverbraucher betrug rund 19,7 Prozent in 2005. Das Monitoring umfasste auch die Erhebung der aktuellen Allgemeinen Tarife/Allgemeinen Preise mit Preisstand 01.04.2006 inkl. aller Steuern und Abgaben. Der arithmetische Mittelwert für das Segment „Haushaltsbedarf“ beträgt bei einer Abnahmemenge von 3.500 kWh/Jahr 19,40 ct/kWh, für das Segment „Landwirtschaftlicher Bedarf“ bei einer Abnahmemenge von 50.000 kWh/Jahr 17,21 ct/kWh und für das Segment „Gewerblicher, beruflicher und sonstiger Bedarf“ bei einer Abnahmemenge von 50.000 kWh/Jahr 17,88 ct/kWh.

Zu dem Punkt „Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt“ führt das Bundeskartellamt folgendes aus:

Die Wettbewerbssituation auf dem Elektrizitätsmarkt hat sich im Berichtszeitraum nicht wesentlich verbessert. Der Trend zu einer höheren Marktkonzentration, der insbesondere durch die angestrebte Vertiefung der vertikalen Integration der größten Stromversorgungsunternehmen und durch die Integration des Strom- und Gasgeschäfts bedingt ist, hält weiterhin an. Auf der regionalen und lokalen Ebene bündeln die weiterverteilenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stadtwerke insbesondere in Hinblick auf den Stromeinkauf ihre Kräfte. Dieser Strukturwandel ist weniger die Folge eines funktionierenden Wettbewerbs, sondern das Ergebnis betriebsstruktureller Anpassungen an veränderte Rahmenbedingungen.

Die Strukturen auf den Ebenen der Erzeugung und des Transports von Strom und die von Endkunden nachgefragten Absatzmengen sind im Wesentlichen unverändert geblieben. Geändert haben sich aber die Wege, auf denen der Strom von den Produzenten zu den Endabnehmern gelangt. Die gestiegene Bedeutung des Stromhandels hat sich im Berichtszeitraum damit fortgesetzt.

Als Anbieter an der Stromhandelsbörse EEX in Leipzig sind hauptsächlich die vier größten Stromversorgungsunternehmen, aber auch größere Stadtwerke tätig. Die vier größten Stromversorgungsunternehmen vereinigen dabei einen überragenden Anteil der Handelsangebote auf sich. Auf der Nachfragerseite sind einige wenige Großabnehmer, beschaffungsoptimierende Weiterverteiler und die großen Stromversorgungsunternehmen selbst aktiv. Die Entwicklung der Börsenpreise wird auch von Stromversorgern für den außerbörslichen Handel im Rahmen von OTC- Geschäften in die Preisverhandlungen eingebracht.

Die gestiegene Bedeutung des Stromhandels, die veränderte Struktur der Nachfrage (z.B. durch verschiedene Lieferverträge über unterschiedliche Lastbereiche) und eine strukturell andere Aufstellung der Nachfrager (z.B. in Form von Einkaufskooperationen oder Stadtwerken mit Handelsfunktion) ist nicht ohne Folgen für die Abgrenzung der Märkte, auf denen Weiterverteiler, Großkunden und Händler ihren Strom nachfragen. Künftig steht bei der wettbewerblichen Beurteilung der bundesweite Markt für den erstmaligen Absatz von Strom im Inland im Blickpunkt, auf dem die Weiterverteiler, Großkunden und Stromhändler als Nachfrager den stromerzeugenden Unternehmen und Importeuren als Anbieter gegenüberstehen.

Vor dem erstmaligen Absatz von Strom im Inland steht die Stromerzeugung und der Stromimport. Da Deutschland beim Strom Nettoexporteur ist und der Import ohnehin nur eine geringe Rolle spielt, ist die inländische Stromerzeugung für die Stromversorgung von großer Bedeutung. Von dieser Erzeugung entfällt ein Anteil von rund 60 Prozent auf die beiden großen Stromversorgungsunternehmen E.ON und RWE. Unter Einbezug von Vattenfall und EnBW erhöht sich dieser Anteil auf rund 90 Prozent. Von den verbleibenden Wettbewerbern, auf die zusammen ca. 10 Prozent des in Deutschland erzeugten Stroms entfällt, geht kein wesentlicher Wettbewerb aus, da sich dieses Marktvolumen auf eine Vielzahl oft regionaler und lokaler Stromversorger verteilt. Dabei spielt auch eine Rolle, dass die großen Stromversorgungs-

unternehmen überwiegend Kraftwerkstypen für den Grund- und Mittellastbereich nutzen, während die regionalen und lokalen Stromversorger eher Mittel- und Spitzenlastkraftwerke einsetzen, die über andere Kostenstrukturen verfügen. Auch auf der Ebene des Transports von Strom auf hoher Spannungsebene liegt eine vergleichbare Anteilsverteilung vor. Wettbewerber haben nicht die Möglichkeit, in bedeutendem Ausmaß auf alternative Produktionskapazitäten zurückzugreifen oder im Rahmen des internationalen Handels auf ausländische Anbieter auszuweichen. Alle Akteure auf der Handelsebene sind damit auf Lieferungen der großen Stromversorgungsunternehmen angewiesen. So ist es den großen Stromversorgungsunternehmen auch weiterhin möglich, die Absatzströme zu kontrollieren und - in Kombination mit einer Strategie der Absatzsicherung durch vertikale Integration - ihre dominante Marktstellung zu festigen. E.ON und RWE sind auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom im Inland im Duopol marktbeherrschend.

Auch auf den netzbezogen abzugrenzenden Märkten für die Belieferung von Haushalts- und Kleinkunden sind die Marktanteile der einzelnen Marktakteure – neben den größten Stromversorgungsunternehmen entfällt ein großer Anteil auf diesen Märkten auf die Gruppe der Stadtwerke - im Berichtszeitraum weitgehend unverändert geblieben. Der jeweilige von unabhängigen Händlern erreichte Marktanteil ist mit unter fünf Prozent auf diesen Märkten weiterhin sehr gering.⁶

1.4 Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt

Zu dem Punkt „Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt“ führt die Bundesnetzagentur folgendes aus:

In größerem Umfang erfolgen **Teilnetzbildungen** sowohl auf Fernleitungs- als auch auf Verteilernetzebene, wobei bei letzteren zudem Einschränkungen der Erreichbarkeit von Auspeisestellen auf der Verteilernetzebene vorliegen.

Im nicht-örtlichen Gasnetz (Fernleitungsnetze oder regionale Verteilernetze) werden erhebliche vertragliche und physikalische **Engpässe** ausgewiesen. Konkrete Ausbaumaßnahmen werden demgegenüber nur sehr vereinzelt angekündigt. Die Verteilung der Buchung unterbrechbarer Verträge auf die einzelnen Netzbetreiber und Händler ist sehr uneinheitlich. Einige Netzbetreiber und viele Händler schließen überhaupt keine Verträge über unterbrechbare Kapazitäten. Das Rucksackprinzip kommt bei den nicht-örtlichen Gasnetzbetreibern bisher kaum zur Anwendung. Ein Versteigerungsverfahren für Kapazitäten haben in 2005 nur zwei nicht-örtliche Gasnetzbetreiber durchgeführt. Die in der Verordnung vorgesehenen Maßnahmen gegen Kapazitätshortung kommen in der Praxis bisher kaum vor. Zu Gründen hierfür kann derzeit keine Aussage getroffen werden. Der überwiegende Anteil der Fernleitungsnetzbetreiber hat die notwendigen Voraussetzungen für einen **Kapazitätshandel** geschaffen, ein Handel findet allerdings nur in geringem Umfang statt.

Nahezu 80 Prozent der Netzbetreiber (örtliche Verteilernetzbetreiber und nicht örtliche Netzbetreiber) teilten im Rahmen der Monitoringabfrage mit, dass bei ihnen in 2005 grundsätzlich die Möglichkeit bestand, einen **Lieferantenwechsel** durchzuführen. Aus der sehr geringen Anzahl Wechselverfahren und aus den entsprechend geringen Wechselmengen im Endkundenbereich lässt sich jedoch schließen, dass noch kein funktionsfähiger Wettbewerb um die Belieferung von Endkunden existiert (s. Fußnote 3, S. 13). Zur Gewährleistung eines massengeschäftstauglichen Lieferantenwechselprozesses kommt der Verwendung eines einheitlichen Formats als Basis der angestrebten größtmöglichen Automatisierung des elektronischen Datenaustausches der Marktpartner eine zentrale Bedeutung zu. Ein einheitliches Format für die Datenübertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten der Marktpartner in der Gaswirtschaft existiert derzeit noch nicht. Seit Ende letzten Jahres

⁶ Textbeitrag Bundeskartellamt.

erarbeiten die Branchenverbände Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft und Verband Kommunaler Unternehmen e.V. den Leitfaden „Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“. Ende Juni dieses Jahres legten die Verbände den endabgestimmten Leitfaden vor, der die Grundlagen für Lieferantenwechselprozesse und Datenaustauschformate enthält. Diesen hat die Bundesnetzagentur zum Ausgangspunkt dafür genommen, im Rahmen eines förmlichen Verfahrens einheitliche Standards für die Ausgestaltung des Lieferantenwechselprozesses und seiner informationstechnischen Abwicklung festzulegen.

Der Anteil der **Netzentgelte Gas** an den Gesamtpreisen (Stand 01.04.2006) ist abhängig von der abgesetzten Menge. Je geringer der Verbrauch, desto größer ist der Anteil der Netzkosten an den Gesamtpreisen für Letztverbraucher. Der Anteil der Netzkosten liegt vor Erteilung der ersten Gas-Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG in einem Bereich von ca. sieben bis 22 Prozent der Gas-Einzelhandelspreise.

Die Erhebung hat in Bezug auf die Belieferung von Kunden nach Standardlastprofilen zu folgenden Ergebnissen geführt: Insgesamt gaben 326 Unternehmen an, die Belieferungen von Kunden nach Standardlastprofilen vorzunehmen. Angesichts der Zahl von mehr als 700 örtlichen Verteilernetzbetreibern in Deutschland, die Endkundenbelieferungen vornehmen und demnach Standardlastprofile anwenden müssten, ist die Zahl der Rückmeldungen allerdings zu gering. Die gelieferten Daten zum Basisbilanzausgleich waren häufig unvollständig und teilweise widersprüchlich. Die Erhebung zeigt, dass 25 Prozent der Unternehmen angeben, keinen Basisbilanzausgleich anzubieten. Hier bestehen offenbar Umsetzungsdefizite, deren Hintergründe zu klären sind. In Bezug auf das Angebot eines erweiterten Bilanzausgleiches bestehen Umsetzungsdefizite, allerdings gibt es einige Netzbetreiber, die ihren Transportkunden mehrere Flexibilisierungsinstrumente anbieten. Der Rücklauf der Antworten zum Thema Beschaffung von Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen ist äußerst unbefriedigend, weniger als die Hälfte der Unternehmen beantworteten die Fragen zu diesem Thema. Die Beantwortung der Fragen zur Bepreisung des **Bilanzausgleichs** war so unzureichend, dass zu diesem Thema eine abschließende Bewertung nicht möglich ist.

Die gesetzlich vorgeschriebenen **Veröffentlichungspflichten** sind durch einen überwiegenden Anteil der örtlichen Gasverteilernetzbetreiber und auch durch einen Teil der nicht örtlichen Netzbetreiber noch nicht vollständig umgesetzt worden. Die Systematik der Internetauftritte ist weitgehend wenig transparent. Aufgrund der Bedeutung der Daten als Basis für einen diskriminierungsfreien Gasnetzzugang, insb. für Händler und Lieferanten, ist es notwendig, dass Übersichtlichkeit und Systematik sowie Vollständigkeit der zu veröffentlichenden Daten und Informationen erkennbar besser wird.

Die **Anschlussherstellungsdauer** liegt erwartungsgemäß bei Anschlüssen für nicht örtliche Verteilungsnetze deutlich höher als die von örtlichen Verteilungsnetzen. Zudem dauern erwartungsgemäß die Reparaturen an Gasnetzen für nicht örtliche Verteilung zumeist länger als an Gasnetzen der örtlichen Verteilung. In der örtlichen Verteilung gibt es insb. in den Druckstufen bis 0,1 bar und größer 0,1 bis 1 bar deutlich mehr Zahlenwerte, da es in diesen Druckbereichen zum einen mehr Netzbetreiber gibt und zum anderen mehr Rohrleitungen/Anschlüsse vorhanden sind. Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas haben nach eigenen Angaben 64 Prozent der Gasversorgungsnetzbetreiber bisher nicht erstellt. Zurzeit wird kein Biogas in das Erdgasnetz eingespeist, 50 Prozent der antwortenden Betreiber von Biogasanlagen planen die Einspeisung in das deutsche Erdgasnetz mit einer maximalen theoretischen Einspeisekapazität von insgesamt 14.000 m³/h.

Die laut § 21b Abs. 2 EnWG geforderten technischen und datenspezifischen **Mindestanforderungen an Messstellenbetreiber** wurden im Jahr 2005 nur von 41,5 Prozent der örtlichen und 66,7 Prozent der nicht örtlichen Netzbetreiber definiert. Sowohl auf der Ebene der örtlichen Gasverteilernetze als auch auf Ebene der nicht örtlichen Netze konnten in 2005 nahezu keine Anträge auf Übernahme des Messstellenbetriebs durch Dritte registriert werden.

Das **Erdgasaufkommen in Deutschland** (ohne Speichersaldo) überschritt 2005 das Niveau von 2004 (1.132 Mrd. kWh) mit 1.134 Mrd. kWh nur leicht. Die inländische Erdgasförderung ging um 3,4 Prozent auf 184 Mrd. kWh zurück und erreichte damit einen Anteil von rund 16 Prozent am deutschen Erdgasaufkommen. Der Ausgleich wurde durch zusätzliche Importe aus den europäischen Fördergebieten erreicht. Die statische Reichweite der deutschen Erdgasvorkommen beträgt zurzeit ca. 13 Jahre. Es wird davon ausgegangen, dass in Deutschland aufgrund der technischen Entwicklung und des höheren Preisniveaus weitere Erdgasvorkommen erschlossen und vorhandene Felder intensiver genutzt werden können. Die Exporte von Erdgas stiegen 2005 um 11,8 Prozent. Bei einem positiven Speichersaldo von 12 Mrd. kWh (Veränderung zum Vorjahr + 37 Mrd. kWh - d.h. Speicherentnahme - weitergehende Informationen siehe Kapitel 4.2.1) erhöhte sich der Inlandsverbrauch um 2,7 Prozent auf 1.045 Mrd. kWh.

Der durchschnittliche **Grenzübergangspreis für Erdgas**, der durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle veröffentlicht wird, stieg von ca. 1,18 ct/kWh in 2004 um 36,4 Prozent auf ca. 1,61 ct/kWh in 2005.

Die Gesamtsumme der **Lieferantenwechsel** von Letztverbrauchern in 2005 gemäß der Abfrage bei den Gasnetzbetreibern liegt bei 3,3 TWh. Dies entspricht einem Anteil (Wechselquote) von 0,4 Prozent an der gesamten erfassten Entnahmemenge von Letztverbrauchern bei Gasnetzbetreibern. Die höchste Wechselquote tritt mit 0,74 Prozent in der Kategorie „Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)“ auf. Die Wechselquoten in den Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr bis zu 10.000 MWh/Jahr)“ sowie „Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)“ sind mit 0,12 Prozent bzw. 0,01 Prozent deutlich niedriger.

Die Gesamtsumme der **Vertragswechsel** von Letztverbrauchern gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten Gas liegt in 2005 bei 76,29 TWh. Dies entspricht einem Anteil (Vertragswechselquote) von 9,44 Prozent an der gesamten erfassten Absatzmenge an Letztverbraucher. Die höchsten Vertragswechselquoten weisen die Kategorien „Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)“ und „Gaskraftwerke“ mit einem prozentualen Anteil der Vertragswechsel in 2005 von 15,74 bzw. 13,89 Prozent an der gesamten angegebenen Absatzmenge in diesen Kategorien auf. In den Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr und bis zu 10.000 MWh/Jahr)“ sowie „Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)“ sind die Vertragswechselquoten mit 5,22 bzw. 1,3 Prozent deutlich geringer (s. Fußnote 5, S. 14).⁷

Mit der Datenerhebung zum Monitoring wurde das aktuelle **Einzelhandelspreisniveau** (Preisstand 01.04.2006) für die Eurostat-Kundenkategorien I4-1 (Jahresverbrauch 116.300 MWh/Jahr, jährliche Inanspruchnahme 250 Tage), I1 (Jahresverbrauch 116,3 MWh) und D3 (Jahresverbrauch 23.260 kWh) inkl. aller Steuern und Abgaben abgefragt. Die mengengewichteten Mittelwerte (weitergehende Informationen siehe Kapitel 4.2.3.2) unter Berücksichtigung der Absatzmenge des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2005 liegen für den Abnahmefall I4-1 bei 4,28 ct/kWh, für den Abnahmefall I1 bei 5,67 ct/kWh und für den Abnahmefall D3 bei 6,14 ct/kWh.

Marktbezogene Maßnahmen kamen nur in geringem Umfang zur Sicherung der **Versorgungssicherheit** zum Einsatz. Die abgefragten netzbezogenen Maßnahmen konnten in die Kategorien vorbeugende und eingreifende Maßnahmen mit jeweils drei Gruppen (weitergehende Informa-

⁷ Die im Wege des Monitoring erhobenen Angaben zum Vertragswechsel bei Gaskraftwerken widersprechen den Erfahrungen des Bundeskartellamtes und entsprechenden Äußerungen aus der Branche im Zusammenhang mit dem Verfahren „Langfristige Gasverträge“ vor dem OLG Düsseldorf. So handelt es sich bei Verträgen von Lieferanten und Gaskraftwerken in der Regel um langfristig vereinbarte Lieferverträge mit festen Anpassungen hinsichtlich der Konditionen (z.B. Gas-Ölpreiskoppelung), die nicht ständig verändert werden und deshalb aus Finanzierungsgesichtspunkten von den Banken in eine Sicherheitenüberprüfung einbezogen werden.

tionen siehe Kapitel 5.2.2) eingeteilt werden. Von den antwortenden Betreibern von Fernleitungsnetzen (24), haben neun mit der Erstellung einer **Schwachstellenanalyse** bereits begonnen und planen, diese zwischen Juni 2006 und Januar 2007 abzuschließen. Die Bundesnetzagentur fordert alle Fernleitungsnetzbetreiber auf, ihre Verpflichtungen zu erfüllen.

Zum Punkt „Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt“ führt das Bundeskartellamt folgendes aus:

Die Wettbewerbssituation hat sich auf dem Gasmarkt im Berichtszeitraum nicht wesentlich verbessert. Ein alle Abnahmebereiche umfassender Wettbewerb ist nur in unzureichendem Ausmaß zu verzeichnen. Haushalts- und Kleinkunden ist es nach wie vor nicht möglich, den Gasanbieter frei zu wählen. Das Bundeskartellamt und einige Landeskartellbehörden haben deshalb Preishöhenmissbrauchsverfahren genutzt, um den Markteintritt für neue Wettbewerber im Rahmen einer Beistellungslösung als Übergangsszenario bis zur endgültigen Umsetzung des Durchleitungswettbewerbs zu ermöglichen (siehe Kapitel 1.6). Wettbewerb ist bisher vereinzelt nur im Bereich größerer Abnehmer zu beobachten, findet dort aber auch nicht flächendeckend statt.

Die Liquidität auf dem deutschen Gasmarkt ist gering. Hierzu trägt unter anderem die hohe Konzentration auf der Importstufe bei, auf der allein E.ON Ruhrgas als größtes deutsches Ferngasunternehmen einen Anteil von deutlich mehr als 50 Prozent auf sich zieht, sowie die Kombination aus langfristiger Vertragsbindung bei hoher Bedarfsdeckung, die die Gasimportunternehmen in der Regel mit den Weiterverteilern abschließen. Das Bundeskartellamt ist gegen diese langfristige Vertragsbindung im Rahmen von Missbrauchsverfahren gegen die Ferngasunternehmen vorgegangen (siehe Kapitel 1.6).

Im Berichtszeitraum hat sich der Trend steigender Endkundenpreise fortgesetzt. Das Bundeskartellamt und einige Landeskartellbehörden haben in diesem Zusammenhang Missbrauchsverfahren wegen des Verdachts auf Preishöhenmissbrauch (vor allem im Haushaltskundenbereich) gegen zahlreiche Gasversorgungsunternehmen durchgeführt. Die Verfahren konnten zum größten Teil eingestellt werden, nachdem die Unternehmen wettbewerbswirksame Zusagen (z.B. Tarifsenkungen) gemacht haben.⁸ Auch im Rahmen von zivilrechtlichen Verfahren wurden die Gaspreiserhöhungen von Gasversorgungsunternehmen auf der Grundlage des § 315 BGB überprüft. Die Verfahren befassten sich mit den Anforderungen an die Nachvollziehbarkeit der jeweiligen Preiskalkulation sowie der Frage, ob und inwieweit die geforderten Entgelte der Billigkeit entsprechen.⁹

1.5 Arbeitsschwerpunkte Bundesnetzagentur

Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen

Die Aufgabe der Regulierung der Stromnetze obliegt der Bundesnetzagentur. Förmliche Entscheidungen werden nach EnWG durch die Beschlusskammern getroffen.

Bei der Bundesnetzagentur sind im Bereich „Zugang zu Stromnetzen“ aktuell 75 Verfahren anhängig und 56 Verfahren befinden sich im Stadium der Vorermittlung (Stand 30.06.2006).

Arbeitsschwerpunkte sind aktuell Fragen der Bedingungen und Einzelheiten des Netzzugangs, des Netzanschlusses und der Umsetzung von gesetzlichen Verpflichtungen der Netzbetreiber und Zugangsverweigerungen nach § 20 Abs. 2 S. 2 EnWG.

Bisher musste sie einige förmliche Entscheidungen in Missbrauchsverfahren nach §§ 30 Abs. 2 oder 31 Abs. 3 EnWG treffen. Durch informelle Maßnahmen gelang es häufig,

⁸ Textbeitrag Bundeskartellamt.

⁹ LG Bremen 8 – O – 1065/05 vom 24.03.2006 sowie LG Hamburg 301 O 32/05 vom 05.04.2006.

Missbrauchsvorwürfe aufzuklären und Netzbetreiber zum Abstellen des beanstandeten Verhaltens zu veranlassen bzw. eine Einigung zwischen den Beteiligten zu erzielen.

Schwerpunkt der förmlichen Entscheidungen sind bisher Festlegungen nach § 29 EnWG. Dies sind vom Einzelfall losgelöste Regelungen der Verhaltenspflichten von Netzbetreibern und anderen Akteuren auf dem Strommarkt, die für eine Mehrzahl bestimmbarer Adressaten gelten.

Thematisch beschäftigt sich die Bundesnetzagentur auch mit der Standardisierung von Geschäftsprozessen und elektronischem Informationsaustausch, mit Fragen der Sperrung des Netzzugangs, der Baukostenzuschüsse und des untertäglichen Fahrplanhandels. Insbesondere die kürzlich festgelegten Geschäftsprozesse und Datenformate für die Kommunikation der Marktteilnehmer spielen für die Förderung des Wettbewerbs im Elektrizitätsmarkt und für einen reibungslosen Lieferantenwechsel eine gewichtige Rolle. Streitfragen der Lieferantenrahmenverträge und der verschiedenen Bilanzkreisverträge einschließlich der Bilanzkreisabrechnung ist die Bundesnetzagentur nachgegangen und bereitet hier allgemeingültige Vorgaben in Form von Festlegungen und Standardverträgen vor. Zur Vorgabe eines Standardangebots nach § 28 StromNZV für den von den Übertragungsnetzbetreibern anzubietenden Bilanzkreisvertrag hat die Bundesnetzagentur eine öffentliche Konsultation zum diesbezüglichen Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Diese wird gegenwärtig ausgewertet und Grundlage einer künftigen Entscheidung sein. Auch zur Bilanzkreisabrechnung innerhalb von zwei Monaten (§ 8 Abs. 2 StromNZV), zu der bereits eine Konsultation mit den Marktteilnehmern durchgeführt wurde, wird die Bundesnetzagentur noch in diesem Herbst konkretisierende Festlegungen treffen.

Auch waren im Berichtszeitraum Fragen des Netzanschlusses zu klären, was sowohl für den Anschluss von Entnahmestellen als auch den Anschluss der unterschiedlichsten Erzeugungseinheiten gilt. Häufig richteten sich Netzanschlussbegehren bei bereits angeschlossenen Anschlussnehmern (nachgelagerte Netzbetreiber, Industriekunden) auf den Netzanschluss an eine höhere Spannungsebene. Die Bundesnetzagentur wurde von mehreren Kraftwerksbetreibern um Unterstützung bei ihren Netzanschlussbegehren an die Höchstspannung gebeten. Aufgrund von prognostizierten Netzengpässen in bestimmten Bereichen des Übertragungsnetzes soll nach Ansicht von Netzbetreibern zunächst die Beseitigung des Netzengpasses durch Netzausbaumaßnahmen auf Kosten der Anschlusspetenten erfolgen. Nach erster vorläufiger Prüfung sind derartige Forderungen der Netzbetreiber nicht berechtigt. Ebenfalls prüft die Bundesnetzagentur Optionen, die eine einvernehmliche Lösung ermöglichen könnten (beispielsweise durch eine zeitlich beschränkte Netznutzung für Einspeiser).

Die Bundesnetzagentur erarbeitet zurzeit Vorgaben für die Ausschreibung von Regelleistung in Form sowohl der Minutenreserve als auch der Primär- und Sekundärregelleistung. Auf der nach § 6 Abs. 1 StromNZV, § 22 EnWG von den ÜNB einzurichtenden gemeinsamen Internetplattform (www.regelleistung.net) für die Ausschreibung von Regelleistung finden jedoch – unter Berufung auf die durchgeführten und noch durchzuführenden Konsultationen - derzeit noch keine gemeinsamen Ausschreibungen statt. Nach Abschluss der Konsultation des von den ÜNB vorgelegten Konzepts für die gemeinsame Ausschreibung von Minutenreserve werden zum Zeitpunkt der Berichterstellung Festlegungen zu den Ausschreibungsmodalitäten für Minutenreserve durch die Bundesnetzagentur erarbeitet. Auch im Hinblick auf die Einführung der gemeinsamen Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelung hat es im Sommer dieses Jahres eine Konsultation des von den ÜNB vorgelegten Konzepts gegeben. Auch hier wird es noch in diesem Jahr zu Festlegungen der Bundesnetzagentur kommen.

Die Bundesnetzagentur beschäftigt sich aktuell auch mit Fragen des untertäglichen Fahrplanhandels. So gilt seit Anfang 2006 für regelzonenübergreifende Fahrplanänderungen eine von den Vorgaben nach § 5 Abs. 2 StromNZV abweichende Vorlaufzeit von 60 Minuten für regelzonenübergreifende untertägliche Fahrplanänderungen. Eine für die ÜNB erforderliche Übergangsfrist von einem Jahr zur Anpassung der Systeme und Prozesse an die gesetzlichen Vorgaben wurde von der Bundesnetzagentur akzeptiert, so dass ab Anfang 2007 die gesetzlichen Fristen für Fahrplanänderungen praktisch wirksam werden.

Eine weitere Aufgabe ist das Monitoring der Veröffentlichungspflichten welche durch das EnWG, die StromNZV und StromNEV sowie die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 vorgegeben sind. So wurde bereits im Jahre 2005 mit einem Monitoring über die Veröffentlichungspraxis der Stromnetzbetreiber begonnen. Darauf aufbauend wurden im Jahre 2006 einzelne Unternehmen aufgefordert, ihre gesetzlichen Verpflichtungen zu erfüllen.

Nach § 13 Abs. 7 EnWG sind Elektrizitätsnetzbetreiber zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen verpflichtet, jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf deren Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen, sowie der Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Schwachstellenanalyse vorzulegen. Weiterhin besteht die Verpflichtung, jährlich einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen.

Eine weitere Aufgabe ist die Durchführung eines Monitoring über die Erfüllung der Stromkennzeichnungspflichten nach § 42 EnWG.

Internationaler Stromhandel

Neben ihren nationalen Aufgaben ist die Bundesnetzagentur für den Vollzug der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 zuständig. Eine der Kernaufgaben im internationalen Kontext besteht darin, das von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte Engpassmanagement an den deutschen Kuppelstellen zum Ausland zu überwachen und ggf. weiter zu entwickeln. So wurden an den deutschen Außengrenzen, mit Ausnahme der Grenze nach Österreich, im Jahr 2005 in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur an allen engpassbehafteten Grenzkuppelstellen marktbasierende Engpassmanagementverfahren nach den Vorgaben von Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 angewendet bzw. wurden spätestens zu Beginn des Jahres 2006 eingeführt. Die Bundesnetzagentur nahm dabei Kompetenzen nach der Stromhandelsverordnung wahr und ging Fragen der langfristigen Lieferverträge und der Kriterien für die Berechnung der Kapazität von Grenzkuppelstellen nach.

Ein weiterer Schwerpunkt der internationalen Tätigkeit der Bundesnetzagentur ist die regionale Integration der europäischen Elektrizitätsmärkte. An die von der EU-Kommission im Rahmen des Florenz Forums 2004 ins Leben gerufenen Mini-Foren schließen sich nunmehr die von den europäischen Regulierungsbehörden Anfang 2006 initiierten Regionalen Initiativen an. Zu deren Hauptthemen zählen die Umsetzung der Leitlinien zum Engpassmanagement, die Harmonisierung der Transparenz der einzelnen Märkte und das Aufdecken von Markteintrittsbarrieren. Deutschland ist hier in vier (Nordeuropa, Zentralosteuropa, Zentralsüdeuropa, Zentralwesteuropa) der insgesamt sieben Regionen vertreten. Deutschland als zentraler Markt spielt somit eine wesentliche Rolle für die wettbewerbliche Entwicklung im Bereich der Elektrizität.

Netzentgelte Strom

Schwerpunkt der Aktivitäten der Bundesnetzagentur bezüglich der Netzentgelte Strom waren das Entgeltgenehmigungsverfahren Strom nach § 23a EnWG sowie das Vergleichsverfahren Strom nach § 21 Abs. 3 EnWG.

Die Bundesnetzagentur hat das nach § 23a EnWG vorgeschriebene Entgeltgenehmigungsverfahren für die Stromnetzentgelte vorbereitet und durchgeführt. Dabei hat die Bundesnetzagentur die seit dem 30.10.2005 eingegangenen Genehmigungsanträge (99 Anträge in eigener Zuständigkeit und 150 Anträge aus sog. Organleihe in Wahrnehmung der Aufgaben für die Landesregulierungsbehörden Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Thüringen) einer intensiven Prüfung anhand der Maßstäbe des EnWG sowie der Stromnetzentgeltverordnung unterzogen. Zur Prüfung der Entgeltgenehmigungsanträge gehörten u.a. die Vollständigkeitsprüfung der Anträge, die Erstellung von Prüfvermerken und die individuelle Antragsprüfung. Bei den Prüfungen haben sich zunächst erhebliche Defizite in der Vollständigkeit der von den Netzbetreibern eingereichten Antragsunterlagen gezeigt, die mit umfangreichen Nachfragen bei den Unternehmen einhergingen. Die Bundesnetzagentur hat sich bei ihrer Prüftätigkeit an einem mit den Landesregulierungsbehörden abgestimmten Prüfraster

orientiert, das bestimmte Prüfungsschwerpunkte definiert hat. Anfang Juni 2006 konnte auf dieser Basis die erste Entgeltgenehmigung an den Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe Transmission GmbH erteilt werden. Am 31.07.2006 hat die Bundesnetzagentur bei drei weiteren großen Stromnetzbetreibern die den beantragten Entgelten zugrunde liegenden Kosten um bis zu 14 Prozent gekürzt (weitergehende Informationen siehe Kapitel 3.1.3.1).

Neben der Tätigkeit im allgemeinen Stromnetzentgeltgenehmigungsverfahren lagen bei der Bundesnetzagentur im Berichtszeitraum 86 Anträge auf Genehmigung individueller Netzentgelte vor, von denen 14 entschieden oder anderweitig erledigt werden konnten. Ferner wurden zwei Missbrauchsverfahren im Zusammenhang mit der Preisstellung für Kunden mit singulär genutzten Betriebsmitteln entschieden.

Mit Hilfe des Vergleichsverfahrens Strom werden die deutschen Stromnetzbetreiber einer Effizienzbeurteilung unterzogen. Dabei wurden rund 900 deutsche Verteilernetzbetreiber zur Datenabgabe aufgefordert. Die eingegangenen Daten wurden durch die Bundesnetzagentur in mehreren Prüfrunden plausibilisiert. Dabei wurden die Netzbetreiber auf Unstimmigkeiten in den abgegebenen Daten hingewiesen und um evtl. Korrektur gebeten. Nach der Datenplausibilisierung wurden je Netzbetreiber strukturklassenbezogene Kennzahlen gebildet, welche erste Ansatzpunkte zur Effizienzbeurteilung geben.

Zugang zu Gasversorgungsnetzen

Gasnetzzugang und Zugangsmodell

Der wesentliche Schwerpunkt der Tätigkeit der Bundesnetzagentur im Bereich Gasnetzzugang war zwischen Sommer 2005 und Juni 2006 die Umsetzung der Regelungen des § 20 Abs. 1b EnWG zum Gasnetzzugangsmodell. Der zum 01.02.2006 in Kraft getretene § 20 Abs. 1b EnWG erfordert, dass der Zugang zu den deutschen Gasversorgungsnetzen durch Kooperation der Netzbetreiber untereinander zukünftig auf der Basis von nur zwei Verträgen und zwei Kapazitätsbuchungen zu erfolgen hat. Die Kooperationsverpflichtung der Netzbetreiber ist auf das technisch Mögliche und wirtschaftlich Zumutbare beschränkt. Mit dieser Neuregelung verfolgt der Gesetzgeber das Ziel einer grundsätzlichen Umstrukturierung und Vereinfachung des bisher bestehenden transaktionsabhängigen Zugangssystems.

Bereits im Vorgriff auf die gesetzliche Neuregelung hat die Bundesnetzagentur im Herbst 2005 einen Konsultationskreis mit Netzbetreiber- und Netznutzerverbänden eingerichtet (u.a. BGW, VKU, GEODE, VIK, EFET, VEA), der die Umsetzung der gesetzlichen Neuregelung begleiten und Umsetzungskonzepte diskutieren sollte. Dieser Konsultationskreis einschließlich der aus ihm gegründeten Arbeitsgruppen hat in einer ersten Gesprächsrunde bis Ende Januar 2006 und in einer zweiten Gesprächsrunde bis Ende Mai 2006 vielfach getagt und Anregungen zur Umsetzung der gesetzlichen Regelungen gegeben. Ende Januar 2006 konnte ein Basiskonzept für die Umsetzung des neuen Modells einschließlich Zeitplan vorgestellt werden. Dieser Zeitplan sah vor, dass der BGW/VKU der Bundesnetzagentur bis zum 23.03.2006 den Entwurf eines Kooperationsvertrages vorlegt, inklusive der Benennung von bis zu 20 Marktgebieten sowie dessen anschließende Veröffentlichung zum 01.06.2006. Innerhalb dieses Zeitraums fanden Gesprächsrunden zu speziellen Inhalten des Kooperationsvertrages und zur Reduzierung der zunächst vorgeschlagenen 28 Marktgebiete statt. Zum 01.06.2006 wurden von BGW/VKU dann Entwürfe für den Kooperationsvertrag sowie die Netzzugangstandardbedingungen veröffentlicht, die auch eine Liste mit 19 Marktgebieten enthalten. Der Zeitplan sieht eine Implementierung des neuen Gasnetzzugangssystems zum 01.08.2006, also zwei Monate vor dem neuen Gaswirtschaftsjahr, vor. Umsetzung und Fortentwicklung des neuen Gasnetzzugangsmodells werden auch zukünftig Arbeitsschwerpunkte der Bundesnetzagentur sein.

Ausnahmegenehmigungen für neue Infrastrukturen

Im Zusammenhang mit der Freistellung von neuen Infrastrukturen von der Regulierung gemäß § 28a EnWG (Art. 22 Richtlinie 2003/55/EG) hat die Bundesnetzagentur zahlreiche Gespräche mit interessierten Unternehmen geführt. Hierbei wurden den Unternehmen seitens der

Bundesnetzagentur die wesentlichen Anforderungen an eine Freistellung von der Zugangs- und Entgeltregulierung sowie die verfahrensrechtlichen Besonderheiten erläutert. Anträge von Unternehmen sind bisher nicht eingegangen.

Marktüberwachung, Veröffentlichungs- und Mitteilungspflichten

Seit Juli 2005 überwacht die Bundesnetzagentur fortlaufend die Entwicklung der Zugangssituation zu den Gasnetzen und -speichern. Hierzu hat sie u.a. eine Datenbank über von Netzbetreibern gemeldete Netzzugangsverweigerungen eingerichtet und Lastflussprotokolle von den Netzbetreibern für die Einschätzung der Kapazitätssituation abgerufen. Sie hat mit mehreren Schreiben an Netzbetreiber und Hinweisen im Amtsblatt auf die Einhaltung der gesetzlichen Veröffentlichungspflichten hingewirkt. Gleichzeitig führte die Bundesnetzagentur intensive Gespräche mit den Verbänden zur Veröffentlichung und Gestaltung der gemeinsamen Gasnetzkarte der Netzbetreiber.

Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel Gas

Gemäß § 37 GasNZV „Lieferantenwechsel“ sind Gasnetzbetreiber verpflichtet, einheitliche Verfahren zur Vereinfachung des Lieferantenwechsels sowie einheitliche standardisierte Formate zur Datenübermittlung zu entwickeln. Ziel ist die Sicherstellung der Massengeschäftstauglichkeit des Lieferantenwechselprozesses, der dementsprechend eine größtmögliche Automatisierung der Vorgänge zur Bearbeitung von Kundendaten voraussetzt. Anders als im Strombereich existieren im Gasbereich derzeit keine einheitlichen Prozessdefinitionen für den Lieferantenwechsel. Ein erster Prozessentwurf des BGW ist Ende 2005 der Bundesnetzagentur vorgestellt worden.

Die Bundesnetzagentur steht zu dem Thema Geschäftsprozesse und Datenformate im Dialog mit den Prozessbeteiligten sowie Herstellern von Softwaresystemen und Dienstleistern, um eine zeitnahe und rechtsverbindliche Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben zu forcieren. Darüber hinaus erarbeitet die Bundesnetzagentur Prozessgrundlagen, wobei ein besonderes Augenmerk bei der Ausgestaltung der Mechanismen des Lieferantenwechsels liegt. Wesentliche Eckpunkte, die diesen Geschäftsprozess prägen, sind die Fristenregelungen, die Regelungen zum Datenaustausch und Sonder- bzw. Problemfälle, z.B. bei Lieferantenkonkurrenz.

Darüber hinaus bildet die Anwendung von standardisierten Lastprofilen gemäß § 29 GasNZV durch die Marktbeteiligten eine wesentliche Grundvoraussetzung für eine massengeschäftstaugliche Abwicklung des Lieferantenwechsels bei Endkunden. Die Bundesnetzagentur begleitet den Prozess der Einführung von Lastprofilen durch ein inhaltliches Monitoring der Umsetzung der entsprechenden gesetzlichen Vorgaben durch die Marktpartner. Auf europäischer Ebene findet ein intensiver Erfahrungsaustausch zur Entwicklung des Lieferantenwechsels im Gasbereich und zur generellen Entwicklung des liberalisierten Gasmarktes statt.

Missbrauchsverfahren

Im Mai 2006 hat die Bundesnetzagentur ein erstes förmliches Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG wegen Verweigerung des Zugangs auf Basis fester Kapazitäten zu einem Gasfernleitungsnetz entschieden. Hintergrund des von EnBW Trading GmbH angestrebten Missbrauchsverfahrens war der ungehinderte Transport von Gasmengen, welche die EnBW Trading GmbH aus dem Gas Release-Programm ersteigert hatte. Die Durchführung eines solchen Gas Release-Programms war Teil der Ministererlaubnis im Zusammenschlussverfahren E.ON AG/Ruhrigas AG im Jahr 2002. Mit der Entscheidung hat die Bundesnetzagentur die Auffassung der EnBW Trading GmbH bestätigt, wonach sich die E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG bei der Vergabe diskriminierend und damit missbräuchlich verhalten hat. Maßgeblich für diese Entscheidung war vor allem die Auslegung der Auflagen aus der Ministererlaubnis. Danach enthält die Ministererlaubnis die unbedingte Verpflichtung zum Transport von Gasmengen aus dem Gas Release-Programm, soweit der Käufer der Gasmengen dies wünscht. Dies gilt auch dann, wenn keine bisherigen Liefermengen der E.ON Ruhrgas ersetzt werden sollen. Entgegen der Bewertung der E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG ist die Transportverpflichtung damit nicht auf das sogenannte Rucksackprinzip beschränkt. Begrüßenswert ist, dass die E.ON Ruhrgas-Gruppe bei der diesjährigen Gas-Auktion, die wenige Tage nach Erlass

der Entscheidung stattfand, allen Ersteigerern feste Transportkapazitäten zugesagt hat. Damit entfaltete die Entscheidung auch über den konkreten Anlass hinaus eine wettbewerbsbelebende Wirkung. Dies zeigt sich nicht zuletzt daran, dass nach Unternehmensangaben diesmal eine Rekordnachfrage für das versteigerte Erdgas zu verzeichnen war. Hierdurch konnte in diesem Jahr die gesamte angebotene Gasmenge von 39 Milliarden Kilowattstunden veräußert werden. Demgegenüber blieben in der ersten Auktion 18 Milliarden Kilowattstunden unverkauft, von denen jeweils ein Drittel in den Folgeauktionen zusätzlich angeboten wurde. Die Entscheidung der Bundesnetzagentur ist noch nicht bestandskräftig.

Internationaler Gashandel

Ein weiterer Schwerpunkt der Tätigkeit der Bundesnetzagentur ist die Mitarbeit in den europäischen Regulierungsgremien von CEER und ERGEG. Die Bundesnetzagentur hat mit eigenen Vorschlägen an der Entwicklung von Leitlinien für die Bilanzierung mitgewirkt und die zweite Umsetzungskontrolle der europäischen Speicherleitlinien durchgeführt, was auch die Erstellung eines nationalen Berichtes durch die Bundesnetzagentur selbst umfasste. Im Rahmen der Kapazitätsarbeitsgruppe hat die Bundesnetzagentur an der Erhebung der Kapazitätssituation und des Engpassmanagements auf den wesentlichen grenzüberschreitenden Transit-routen in Deutschland mitgewirkt. Darüber hinaus hat sie diverse Stellungnahmen zu den Auslegungshinweisen der Kommission zu der am 01.07.2006 in Kraft getretenen EG-VO 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen abgegeben, insbesondere zu den Auslegungshinweisen zur Tarifierung gem. Art. 3 der Verordnung (Thema Benchmarking) sowie in Teilbereichen zu den Auslegungshinweisen zur Kapazitätsallokation und zum Engpassmanagement. Die Bundesnetzagentur hat an den Stellungnahmen zum Grünbuch der Kommission und zu den Ergebnissen der Sector Inquiry mitgewirkt. Ein Schwerpunkt der europäischen Tätigkeit war die Mitarbeit an dem Aufbau der sog. Regionalinitiative von ERGEG, was in der Mitarbeit an dem „Road Map Paper“ seinen Anfang nahm und mit der Gründung der „Regional Coordination Committees“ im Juni 2006 einen wesentlichen Meilenstein darstellt. Die Bundesnetzagentur wird aktiv an der Gestaltung der Regionalinitiative Nord/Nordwest teilnehmen, die das Ziel verfolgt, als Zwischenziel zur Etablierung eines europäischen Binnenmarktes das Funktionieren regionaler Märkte zu verbessern.

Netzentgelte Gas

Soweit eine kostenorientierte Entgeltbildung i.S.d. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG erfolgt, bedürfen die Entgelte für den Netzzugang einer Genehmigung. Die Bundesnetzagentur hat nach Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes ein Konzept für die Datenerhebung sowie ein Berichtsraster für die Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG entwickelt und mit Unternehmensverbänden und der Wirtschaft konsultiert. Eine entsprechende Festlegung erfolgte am 20.12.2005. Betreiber von Gasversorgungsnetzen hatten erstmals zum 30.01.2006 einen entsprechenden Antrag zu stellen (§ 118 Abs. 1b EnWG). Es handelt sich um Anträge von rund 220 Betreibern von Gasversorgungsnetzen. Rund 60 Anträge sind im Rahmen der originären Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zu bearbeiten; die Übrigen im Rahmen der Organleihe, d.h. die betreffenden Bundesländer haben die Wahrnehmung ihrer Aufgaben im Rahmen eines Verwaltungsabkommens auf die Bundesnetzagentur übertragen.

Besondere Schwerpunkte bei der Prüfung der Entgeltanträge sind u.a. die Bewertung des Anlagevermögens, die Eigenkapitalverzinsung und die Gewerbesteuer. Darüber hinaus treibt die Bundesnetzagentur den Verfahrensabgleich entgeltbezogener Fragestellungen mit den Landesregulierungsbehörden voran.

Die Bundesnetzagentur entwickelte ein Konzept für die Datenabfrage im Vergleichsverfahren. Nach der Konsultation der Unternehmensverbände und der Wirtschaft wurde eine Festlegung dieser Datenabfrage bekannt gegeben. Nach Eingang der Daten wurden diese auf Vollständigkeit und Plausibilität geprüft. Nachfolgend wurden Kennzahlen für den Vergleich gebildet. Des Weiteren wurden sechs Strukturklassen (hohe, mittlere und niedrige Absatzdichte in der Belegenheit Ost und West) gebildet und die Netzbetreiber wurden diesen Strukturklassen

zugeordnet. Anschließend wurden vorläufige Ergebnisse des Vergleichsverfahrens mit den Verbänden der Netzbetreiber konsultiert und eine Veröffentlichung und Präsentation der Ergebnisse vorbereitet. Bei der Durchführung des Vergleichsverfahrens kam es zu Beschwerden und es wurden Klagen gegen die Ergebnisveröffentlichung eingereicht.

Aufgrund vorliegender Anträge beim OLG Düsseldorf zur vorbeugenden Unterlassung der vollumfänglichen Veröffentlichung der Ergebnisse der Vergleichsverfahren mit Einzeldaten und Nennung der Netzbetreiber ist eine Amtsblattveröffentlichung der Bundesnetzagentur vorerst gestoppt. Form und Zeitpunkt der Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens sind somit abhängig von der Entscheidung des OLG Düsseldorf.

Betreiber von überregionalen Gasfernleitungsnetzen, die in tatsächlichem oder potenziellem Leitungswettbewerb stehen, sind nach § 3 Abs. 3 GasNEV von dem Grundsatz der kostenorientierten Entgeltbildung und der Entgeltgenehmigungspflicht nach § 23a EnWG ausgenommen. Nach Eingang der Anzeigen von 13 Unternehmen Anfang 2006 prüft die Bundesnetzagentur gegenwärtig das Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen. Die Unternehmen wurden inzwischen zur Übermittlung weiterer Unterlagen aufgefordert, die ausgewertet werden. Darüber hinaus wurden die Informationen aus Auskunftersuchen an in- und ausländische Gashändler, Industriekunden und Stadtwerke ausgewertet.

Die Bundesnetzagentur hat inzwischen ein Unternehmen, welches das Vorliegen von Leitungswettbewerb gemäß § 3 Abs. 3 GasNEV angezeigt hatte, ablehnend beschieden, da es sich bei dem anzeigenden Unternehmen nicht um einen überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber i.S.v. § 2 Nr. 3 GasNEV handelte. Hinsichtlich der übrigen Unternehmen prüft die Bundesnetzagentur derzeit, ob das jeweilige Netz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb ausgesetzt ist.

Entflechtung

Die Tätigkeiten der Bundesnetzagentur auf dem Gebiet der Entflechtung lassen sich für den Zeitraum Juli 2005 – Juni 2006 folgendermaßen zusammenfassen:

- Aktive Begleitung des Entflechtungsprozesses durch Konsultationen mit Unternehmen und Verbänden
- Veröffentlichung von Auslegungsgrundsätzen der Regulierungsbehörden im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt zu den Entflechtungsbestimmungen
- Überwachung der Einführung der Gleichbehandlungsprogramme und Gleichbehandlungsberichte gemäß § 8 Abs. 5 EnWG
- Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen einer Marktdatenerhebung nach dem Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen (§§ 6-10 EnWG) gefragt (siehe Kapitel 2).

Versorgungsqualität

Seit In-Kraft-Treten des neuen EnWG im Juli 2005 sind Netzbetreiber verpflichtet, Versorgungsunterbrechungen für Letztverbraucher in ihrem Netz an die Bundesnetzagentur zu melden. In diesem Zusammenhang war eine der Hauptaufgaben der Bundesnetzagentur die Definition, Konsultation und Festlegung der Erhebung für die Versorgungsunterbrechungen Strom nach § 52 EnWG. Die Bundesnetzagentur hat hierzu im März 2006 präzisierende und konkretisierende Vorgaben zu Inhalt und Form der ihr zu meldenden Daten zu Versorgungsunterbrechungen veröffentlicht.

Weiterhin haben die Netzbetreiber, für die die Bundesnetzagentur zuständige Regulierungsbehörde ist, die Verpflichtung, Großstörungen (nach §13 EnWG Versorgungsstörung für lebenswichtigen Bedarf) unverzüglich bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. In 2005 betraf dies nur den mehrtägigen Stromausfall im Münsterland nach dem 25.11.2005. Es wurde eine umfangreiche Untersuchung des Großstörfalles Münsterland unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit durchgeführt (weitergehende Informationen siehe Kapitel 5.1.3).

Konzeptionierung der Anreizregulierung

Die Bundesnetzagentur hat durch das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 07.07.2005 den Auftrag erhalten, der Bundesregierung bis zum 01.07.2006 einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorzulegen, der ein im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben umsetzbares Konzept enthält.

Vorbereitungsarbeiten

Für die Konzeptionierung der Anreizregulierung wurden zum einen umfangreiche Recherchen hinsichtlich der existierenden Methoden durchgeführt. Dies sowohl im Rahmen von Literaturrecherchen bei einschlägigen wissenschaftlichen Instituten als auch im Erfahrungsaustausch mit anderen Regulierungsbehörden. Dieser Austausch erfolgte sowohl auf bilateraler Basis als auch im Rahmen des Workstreams „Efficiency Benchmarking“ der Information Exchange and Benchmarking Task Force (IEB TF) des CEER. Zum anderen wurde die erforderliche Datenabfrage zur Konzeptionierung der Anreizregulierung vorbereitet.

Datenauswahl und -erhebung

Eine umfassende und belastbare Datenbasis für die Konzeptionierung der Anreizregulierung und für die Erstellung des Berichts gemäß § 112a Abs. 1 EnWG ist unabdingbar. Aus diesem Grunde erfolgte eine Abfrage der erforderlichen Daten bei den Netzbetreibern. Im Rahmen von Beratungsprojekten wurden die Daten auf ihre Plausibilität geprüft und für eine Vergleichsanalyse (Benchmarking) selektiert.

Konsultationsprozess

Die Bundesnetzagentur hat für die Konzeptentwicklung einen fachöffentlichen Konsultationsprozess gestartet. Im August 2005 startete eine monatliche Abfolge von Abstimmungs- und Konsultationsgesprächen in zwei wesentlichen Gremien: In einem Arbeitskreis Anreizregulierung stellte die Bundesnetzagentur Vertretern der öffentlichen Hand ihre Vorarbeiten zu den Grundzügen des auszugestaltenden Systems der Anreizregulierung zur Diskussion. In diesem Gremium wurden Prozesse der technisch-ökonomischen Methodenentwicklung analysiert und mit den Ergebnissen der parallel laufenden inhaltlichen Beratungen eines Konsultationskreises und mit externen Beratern zusammengeführt.

Im Konsultationskreis Anreizregulierung waren neben den Mitgliedern des Arbeitskreises Anreizregulierung Vertreter von 15 Verbänden und Unternehmensgruppen der betroffenen Wirtschaftskreise beteiligt. Gegenstand der Konsultation waren neben den Arbeiten der Bundesnetzagentur sieben Gutachten und Beratungsprojekte. Das Ziel des Konsultationsprozesses war es, eine möglichst große Zahl unterschiedlicher Standpunkte und Positionen im Prozess der Konzeptentwicklung zu berücksichtigen sowie möglichst eine Vielzahl fachlicher Beiträge in die Diskussion aufzunehmen und in die Konzepterarbeitung einfließen zu lassen.

Referenzberichte

Zu folgenden Themen wurden Referenzberichte vorab veröffentlicht, damit den betroffenen Wirtschaftskreisen – neben den Diskussionen im Rahmen des Konsultationskreises – bereits vor Vorlage des abschließenden Berichtsentwurfs auf schriftlicher Basis Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben werden konnte:

- Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze
- Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung
- Kostentreiberanalyse zur Bestimmung von Benchmarking-Parametern (WIK)
- Qualitätsregulierung im Rahmen der Anreizregulierung.

Internationale Erfahrungen

Ihrem gesetzlichen Auftrag folgend hat die Bundesnetzagentur eine breite Analyse internationaler Erfahrungen durchgeführt. Neben der Vergabe eines entsprechenden Gutachtens erfährt dies eine weitere Konkretisierung durch die Initiierung einer Arbeitsgruppe der

europäischen Regulierungsbehörden unter dem Vorsitz der Bundesnetzagentur. In dieser Arbeitsgruppe wurden u.a. die Erfahrungen in Großbritannien, den Niederlanden, Schweden, Österreich, Spanien, Finnland, Polen, Luxemburg und Italien behandelt. Mit der norwegischen Regulierungsbehörde wurde zudem ein ganztägiger Workshop durchgeführt.

Einbindung der Wissenschaft

Die Einbindung der Wissenschaft erfolgt insbesondere über den Wissenschaftlichen Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) der Bundesnetzagentur. Des Weiteren erfolgte im Rahmen eines Ausschreibungsprojektes eine Expertenbefragung. Darüber hinaus veranstaltete die Bundesnetzagentur vom 25.-26.04.2006 in Bonn eine wissenschaftliche Konferenz mit dem Thema: „Anreizregulierung in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft – Effizienz und Zuverlässigkeit als Maßstab“.

Entwurf des Gesamtkonzeptes

Die bislang einzeln konsultierten Elemente wurden zum Entwurf des Gesamtkonzeptes (Berichtsentwurf) zusammengefasst. Dieser Entwurf des Gesamtkonzeptes bildete die Grundlage zur Stellungnahme, zu der die Bundesnetzagentur ausdrücklich anregte. Alle eingegangenen Stellungnahmen wurden ausgewertet und im abschließenden, am 30.06.2006 fristgemäß der Bundesregierung übermittelten Bericht, berücksichtigt.

Monitoring

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 35 Abs. 1 EnWG erstmalig ein Monitoring über die in § 35 Abs. 1 Nr. 1 bis 12 EnWG genannten Bestimmungen und Themen, zu denen auch Transparenz und Wettbewerb gehören, durchgeführt. Unter Monitoring wird dabei die Herstellung von Markttransparenz durch die Erhebung, Auswertung und zusammenfassende Darstellung relevanter Daten der Marktteilnehmer auf den Elektrizitäts- und Gasmärkten in Deutschland verstanden. Mit dem Monitoring soll die Marktentwicklung beobachtet sowie die Umsetzung und Funktionsweise des EnWG überprüft werden.

Die genauen Dateninhalte des Monitoring wurden von der Bundesnetzagentur nach Konsultationen mit Marktteilnehmern, Verbänden und Institutionen festgelegt. Dabei wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme eingeräumt, um einen möglichst breiten Konsens bei der Datenabfrage zu ermöglichen.

Im Zeitraum vom 22.03.2006 bis zum 19.04.2006 wurden zur Durchführung des Monitoring auf der Internetseite der Bundesnetzagentur Fragebögen für die Marktteilnehmer zur Beantwortung veröffentlicht. Die Fragebögen waren nach den Themengebieten Elektrizität und Gas und den unterschiedlichen Gruppen von Marktteilnehmern differenziert worden.

Die Abfrage richtete sich an die einzelnen Tätigkeitsbereiche der Unternehmen bzw. der jeweiligen Konzerngesellschaften. Eine zusammenfassende Beantwortung durch Obergesellschaften bei Konzernen war nicht vorgesehen.

Die Erhebung der Daten erfolgte auf elektronischem Wege durch Download der entsprechenden Fragebögen durch die Marktteilnehmer unter Verwendung der vorgegebenen Tabellenformate. Die beantworteten Fragebögen wurden nach Eingang bei der Bundesnetzagentur automatisiert in eine Auswertungsdatenbank übertragen. Auf Basis dieser Datenbank sind die zusammengefassten Auswertungen für den Monitoringbericht erstellt worden, welche die Grundlage für die Berichtsbeiträge darstellen. Insgesamt wurden 2656 beantwortete Fragebögen aus den verschiedenen Markt Bereichen ausgewertet.

Die Marktabdeckung der eingegangenen Fragebögen in den jeweiligen Markt Bereichen im Verhältnis zu ausgewählten Gesamtmarktdaten wird in den einzelnen Kapiteln des Monitoringberichts dargestellt. Sofern ein Vergleich zu bekannten Gesamtmarktdaten möglich war, liegt die Marktabdeckung der Monitoringabfrage in einer Bandbreite von 76 bis 100 Prozent.

Über das Ergebnis veröffentlicht die Bundesnetzagentur nach § 63 Abs. 4 EnWG in 2006 erstmals einen Monitoringbericht.

1.6 Arbeitsschwerpunkte Bundeskartellamt

Im Rahmen des Beschwerdeverfahrens zu dem Fusionskontrollverfahren E.ON/Stadtwerke Eschwege¹⁰ hat das Bundeskartellamt im Berichtszeitraum eine umfassende neue Marktdatenerhebung auf dem Elektrizitätsmarkt bezogen auf die Jahre 2003 und 2004 durchgeführt. Die Erhebung hat ergeben, dass die Strukturen auf den Ebenen der Erzeugung und des Transports von Strom und bei den von Endkunden nachgefragten Absatzmengen nahezu unverändert geblieben sind. Verändert haben sich lediglich die Wege, auf denen Strom von den Erzeuger- und Verteilerebenen hin zum Endkunden gelangt, sowie die Arten, in welcher Form Strom neben klassischen Lieferverträgen angeboten wird. Dieser Befund bestätigt die Feststellung einer kollektiv marktbeherrschenden Stellung von E.ON und RWE für den erstmaligen Absatz von Strom im Inland, so dass die Voraussetzungen für die Untersagung des Zusammenschlussvorhabens nach Ansicht des Bundeskartellamtes weiter vorliegen. Das Verfahren ist zurzeit beim OLG Düsseldorf anhängig, eine für Mai 2005 terminierte mündliche Verhandlung ist aus Gründen, die die Unternehmensseite zu vertreten hatte, vom Gericht abgesetzt worden.

Im Berichtszeitraum beabsichtigten die großen Versorgungsunternehmen auch auf dem Gasmarkt, die Strategie der vertikalen Integration zur Sicherung der Absatzmärkte weiter voranzutreiben und Kooperationen mit benachbarten Versorgungsunternehmen durch Beteiligungen abzusichern. Aus Sicht des Bundeskartellamtes ist diese Strategie wettbewerbsrechtlich bedenklich:

- Auf den Märkten für die Belieferung von Regional- und Ortsgasversorgern, die räumlich regional nach den Netzgebieten der beteiligten Unternehmen abgegrenzt werden, führt die vertikale Integration zu einer Absicherung der Absatzposition des Vorlieferanten (zumeist ein regionales Ferngasunternehmen). Insbesondere ist zu erwarten, dass der Vorlieferant durch die Integration mit seinem Abnehmer Informationsrechte erwirbt, die Wettbewerbern nicht zur Verfügung stehen und seine Position stärken. Weiterhin besteht die Gefahr, dass potentielle Wettbewerber durch die Beteiligung entmutigt werden, in den Markt einzutreten.
- Auf den Märkten für die Belieferung von Großkunden und die Belieferung von Haushalts- und Kleinkunden, die ebenfalls räumlich nach den Netzgebieten der beteiligten Unternehmen abgegrenzt werden, führt die vertikale Integration zu einer Beeinträchtigung des potentiellen Wettbewerbs, der von dem Vorlieferanten auf das Stadtwerk ausgeübt wird.

Im Berichtszeitraum hat das OLG Düsseldorf die Beschwerde der beteiligten Unternehmen im Fusionskontrollverfahren Mainova AG/Stadtwerke Aschaffenburg rechtskräftig zurückgewiesen¹¹, die sich gegen die Untersagung einer Beteiligung der Mainova AG an den Stadtwerken Aschaffenburg durch das Bundeskartellamt¹² richtete. Demnach ist bei der Beurteilung der wettbewerblichen Verhältnisse immer auf die tatsächlichen Umstände im konkreten Einzelfall abzustellen. Eine Änderung der Marktverhältnisse ist nicht alleine durch eine Fortentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen gegeben. Weiterhin kann auch ein begrenzter potentieller Wettbewerb, wie er beispielsweise durch den zumindest theoretischen Bau einer Sticheitung gegeben ist, die marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens nicht gefährden.

¹⁰ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Benchmark-Bericht zum Strom- und Gasmarkt gemäß Anforderungen der GD TREN vom 2. Juni 2005 (2005), hier S. 9.

¹¹ Beschluss vom 23.11.2005, WuW/E DE-R 273-277.

¹² Verfügung vom 22.07.2004, WuW/E DE-V 983-988.

Die Anmeldung des Erwerbs einer Beteiligung an den Stadtwerken Ludwigsburg durch EnBW¹³, die im Berichtszeitraum erfolgte, wurde nach dem Urteil des OLG Düsseldorf im Fall Mainova AG/Stadtwerke Aschaffenburg zurückgenommen. Ebenfalls wurde im Berichtszeitraum die Aufstockung der Anteile von EWE an den Stadtwerken Eberswalde¹⁴ angemeldet. Nachdem das Bundeskartellamt seine Bedenken mitgeteilt hatte, haben die Zusammenschlussbeteiligten die Anmeldung zurückgenommen.

Strom

Im Berichtszeitraum sind deutliche Preissteigerungen auf den Stromgroßhandelsmärkten zu verzeichnen. Das Bundeskartellamt führt Ermittlungen durch, die der Frage nachgehen, ob die Energieversorgungsunternehmen den seit 01.03.2005 etablierten Handel mit CO₂-Zertifikaten dazu nutzen, die kostenlos zugeteilten Emissionszertifikate einzupreisen und ungerechtfertigte Erlöse zu erzielen. Das Bundeskartellamt hatte im Vorfeld der Ermittlungen eine Vielzahl von Beschwerden aus der Industrie erhalten. Im Rahmen der Ermittlungen wurden auch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) befragt. Am 30.03.2006 hat das Bundeskartellamt eine öffentliche Anhörung mit allen beteiligten Parteien durchgeführt. Zurzeit werden die gewonnenen Erkenntnisse ausgewertet (vgl. auch Kapitel 3.2.2.2).

Ungeachtet der Missbrauchsaufsicht der Landeskartellbehörden werden die Stromtarife gemäß der BTOElt derzeit durch die entsprechenden Aufsichtsbehörden in den Ländern genehmigt. Im Haushaltskundenbereich wurden im Berichtszeitraum kaum noch Fälle der Wechselbehinderung beobachtet, jedoch ist ein Anbieterwechsel beim Bezug von Strom für Nachtspeicherheizungen in der Regel nicht möglich. Trotz des in diesem Segment fehlenden Wettbewerbs wurden bisher jedoch keine Preishöhenmissbrauchsverfahren eingeleitet, da die Preise für Heizstrom deutlich unter den Tarif- bzw. Produktpreisen des jeweiligen Unternehmens liegen und die Gewinnmargen hier geringer ausfallen. Im Rahmen der Preisgenehmigungsverfahren, die die Energieaufsichtsbehörden der Länder für die allgemeinen Tarife durchführen, wurden die beantragten Strompreiserhöhungen im Berichtszeitraum oftmals nur mit Abschlügen genehmigt.

Gas

Im Gasbereich hat das Bundeskartellamt die kartellrechtliche Prüfung der langfristigen Gaslieferverträge, die die Importgesellschaften mit den Weiterverteilern abschließen, fortgeführt. Hierzu wurde zunächst mit den 15 betroffenen Ferngasunternehmen eine Konsenslösung angestrebt, die Ende 2005 am Widerstand von E.ON Ruhrgas scheiterte, nachdem sich bereits alle anderen Ferngasunternehmen zu dieser Konsenslösung bekannt hatten. Daraufhin hat das Bundeskartellamt Anfang 2006 zunächst gegen E.ON Ruhrgas als größtes deutsches Ferngasunternehmen eine Untersagungsverfügung erlassen. Dieses Verfahren hat Mustercharakter für die gesamte Branche.

Mit dieser Verfügung hat das Bundeskartellamt festgestellt, dass die in den entsprechenden Verträgen enthaltenen Vereinbarungen hinsichtlich langfristiger Bezugsverpflichtung und Grad der tatsächlichen Vertriebsbedarfsdeckung in ihrer Kombination gegen Art. 81, 82 EG und § 1 GWB verstoßen. E.ON Ruhrgas wurde des Weiteren aufgegeben, diesen Verstoß spätestens mit Ablauf des laufenden Gaswirtschaftsjahres zum 30.09.2006 abzustellen. Der Abschluss neuer Verträge mit Regional- und Ortsgasunternehmen, deren Laufzeit vier Jahre überschreitet und deren tatsächlicher Vertriebsbedarf über 50 bis 80 Prozent der Nachfrage des Weiterverteilers abdeckt, und Verträge, deren Laufzeit bei einer Bedarfsdeckung von über 80 Prozent über zwei Jahre hinausgehen, werden untersagt. Aus Praktikabilitätsgründen werden Weiterverteiler ausgenommen, deren tatsächlicher Gesamtbedarf weniger als 200 GWh beträgt. Um das wirtschaftliche Risiko fair auf alle Lieferanten eines Weiterverteilers zu verteilen, sieht die Untersagungsverfügung zudem vor, dass die Risikoabdeckung bei Bezugsschwankungen im

¹³ Aktenzeichen B8-73/05.

¹⁴ Aktenzeichen B8-89/05.

Fälle der Belieferung durch mehrere Lieferanten mindestens der Höhe des Lieferanteils entsprechen muss. Um eine Umgehung dieser Grundsätze zu verhindern, sind mehrere Lieferverträge zwischen Lieferant und Kunde (so gen. Stapeln von Verträgen) als ein Vertrag anzusehen. Stillschweigende Verlängerungsklauseln sind verboten.

Die Untersagungsverfügung des Bundeskartellamtes ist in zeitlicher Hinsicht bis zum Ende des Gaswirtschaftsjahrs 2009/2010, d.h. bis zum 30.09.2010, begrenzt. Die Untersagungsverfügung fußt auf Art. 81, 82 EG sowie § 1 GWB und ist sofort vollziehbar. E.ON Ruhrgas geht gerichtlich gegen die Untersagungsverfügung selbst als auch gegen die sofortige Vollziehbarkeit vor. Das OLG Düsseldorf hat mit Beschluss vom 20.06.2006 den Sofortvollzug der Verfügung bestätigt und in den Entscheidungsgründen ausgeführt, dass keine ernstlichen Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Verfügung sowie an den sachlichen Voraussetzungen für die in der Verfügung gemachten Anordnungen bestehen. Das Gericht hat die Marktabgrenzung und die wettbewerbliche Analyse des Bundeskartellamts voll bestätigt. Nicht anders als das Bundeskartellamt hat auch der Kartellsenat in langfristigen Bezugsbindungen auf der Importseite kombiniert mit take or pay-Verpflichtungen keinen Grund für eine Abschottung der Absatzseite im Wege langfristiger Lieferverträge gesehen. Insbesondere die Versorgungssicherheit mit Gas wird nicht als gefährdet angesehen, wenn die Kombination von langfristigen Lieferverträgen und hoher Bedarfsdeckung auf der Absatzseite der E.ON Ruhrgas untersagt wird. Soweit die Verfügung des Amtes eine faire Risikoverteilung verlangt und eine Stapelbarkeit mehrerer Lieferverträge verwehrt, hat das OLG diese Maßnahmen für gerechtfertigt erachtet. Bereits die nun vorliegende Eilentscheidung rechtfertigt nach Auffassung des Gerichts ein Vorgehen gegen die anderen Ferngasunternehmen. Die Rechtsbeschwerde zum BGH wurde vom OLG Düsseldorf zugelassen.

Das Bundeskartellamt hat auch im laufenden Gaswirtschaftsjahr 2005/2006 erneut Verfahren wegen des Verdachts auf Preishöhenmissbrauch gegen insgesamt sieben Gasversorgungsunternehmen eingeleitet, nachdem diese Unternehmen die Preise seit Oktober 2005 zum Teil erheblich angehoben haben. Das Bundeskartellamt hatte zuvor mit den Landeskartellbehörden bundesweit die Gaspreise und gaswirtschaftliche Strukturdaten (z.B. Gasabsatz, Nutzungsstunden) von über 700 Gasversorgungsunternehmen erhoben und eine Gaspreisdatenbank erstellt, die allen Kartellbehörden zur Verfügung steht.¹⁵ Weitere 80 Verfahren haben die Landeskartellbehörden eingeleitet.

Die Verfahren des Bundeskartellamtes gegen die sieben Versorgungsunternehmen konnten im Februar 2006 eingestellt werden, nachdem die Unternehmen schriftlich zugesagt hatten, ab 01.04.2006 Wettbewerber in ihrem Netzgebiet im Rahmen einer Beistellungslösung zuzulassen. Im Rahmen der Beistellung schließt der private Endkunde einen Gasversorgungsvertrag mit einem alternativen Anbieter ab, der das Gas von dem etablierten örtlichen Netzbetreiber bezieht. Diese Zwischenlösung ermöglicht erste Kundenwechsel im Wege einer kaufmännischen Lösung bevor mit der Öffnung der Gasnetze durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden auch eine physische Durchleitung möglich wird.

Ein Großteil der von den Landeskartellbehörden eingeleiteten Missbrauchsverfahren konnte eingestellt werden, nachdem die Unternehmen die Preiserhöhungen zurückgenommen bzw. abgesenkt haben oder sich verpflichteten, alternative Tarife anzubieten oder die Märkte im Wege der Beistellungslösung für den Wettbewerb zu öffnen. Einige Unternehmen konnten auch den Missbrauchsverdacht ausräumen und zudem belegen, dass sie mit dem Ausmaß ihrer Erhöhungen bei den Abgabepreisen unterhalb des Preisanstiegs im Einkauf geblieben sind. Einige wenige Landeskartellbehörden sind bisher noch nicht zu einem Abschluss der Verfahren gekommen.¹⁶

¹⁵ Die Länderwirtschaftsministerkonferenz hat die Fortführung und Aktualisierung einer bundeseinheitlichen Gaspreisdatenbank durch das Bundeskartellamt beschlossen. Die Gaspreisdatenbank soll auch der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

¹⁶ Textbeitrag Bundeskartellamt Seite 28-31.

2 Entflechtung

2.1. Grundlagen der Entflechtung

2.1.1 Gesetzesgrundlage und Normadressaten der Entflechtungsbestimmungen

Die Entflechtungsbestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes (§§ 6 ff. EnWG) setzen die EG-Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG zur Liberalisierung des Elektrizitäts- bzw. Gasbinnenmarktes um. Ziel der Entflechtungsbestimmungen (§ 6 Abs. 1 EnWG) ist die Gewährleistung von Transparenz sowie die Unabhängigkeit des Netzbetreibers als Voraussetzung der diskriminierungsfreien Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs. Dies soll durch die in den §§ 7 bis 10 EnWG enthaltenen Maßnahmen der rechtlichen, operationellen, informatorischen und buchhalterischen Entflechtung erreicht werden.

Normadressaten der Entflechtungsbestimmungen der §§ 6 ff. EnWG sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen im Sinne des § 3 Nr. 38 EnWG, mithin die integrierten Energieversorgungsunternehmen aus den Sparten Energievertrieb, -transport, -verteilung, -erzeugung und ggf. alle zu einer integrierten EVU-Gruppe gehörenden rechtlich selbständigen Unternehmenseinheiten.

In drei Feldern hat der Gesetzgeber von den Umsetzungsspielräumen der Richtlinie Gebrauch gemacht:

- Ausnahme für de-minimis Unternehmen aus Art. 15 Abs. 2 der Richtlinie 2003/54/EG und Art. 13 Abs. 2 der Richtlinie 2003/55/EG (rechtliche Entflechtung § 7 Abs. 2 EnWG, operationelle Entflechtung § 8 Abs. 6 EnWG).
- Die Ausnahmebestimmungen für kleine Unternehmen mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden verlieren ihre Gültigkeit, wenn ein mit dem de-minimis Unternehmen verbundenes Energieversorgungsunternehmen durch seine Beteiligung bestimmenden Einfluss ausüben könnte und durch Hinzurechnung von dessen Kunden die Zahl von 100.000 überschritten wird („Verbundklausel“ gem. § 3 Nr. 38 EnWG). Diese Vorschrift entspricht der Definition aus Art. 2 Nr. 21 der Richtlinie 2003/54/EG und Art. 2 Nr. 20 der Richtlinie 2003/55/EG.
- Die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung gilt nach § 7 Abs. 3 EnWG für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen erst ab dem 01.07.2007 gem. Art. 30 Abs. 2 Richtlinie 2003/54/EG und Art. 33 Abs. 2 der Richtlinie 2003/55/EG.

2.1.2 Der Vollzug der Entflechtungsvorschriften durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden

Die Einhaltung der Entflechtungsbestimmungen wird entsprechend der in § 54 EnWG enthaltenen Zuständigkeitsverteilung von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden überwacht. Die Landesregulierungsbehörden sind für die Überwachung der Entflechtungsvorschriften zuständig, soweit ein Energieversorgungsunternehmen betroffen ist, an dessen Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz jeweils weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind und dessen Netz nicht über das Gebiet eines Bundeslandes hinausreicht.

Der Vollzug der Entflechtungsbestimmungen durch die Regulierungsbehörden umfasst im Berichtszeitraum unterschiedliche Maßnahmen:

- Normkonkretisierung: Die Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder haben im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt mit Datum vom 01.03.2006 Auslegungsgrundsätze zu den Entflechtungsbestimmungen des EnWG veröffentlicht.
- Information: Durch Mitteilungen und Veranstaltungen sowie in öffentlichen Vorträgen werden die betroffenen Wirtschaftskreise über die Anforderungen der Entflechtung informiert. Branchenverbände und Einzelunternehmen konsultieren Maßnahmen mit den Behörden.
- Maßnahmen: Wenn ein Unternehmen oder eine Vereinigung von Unternehmen den gesetzlichen Verpflichtungen aus den Entflechtungsbestimmungen nicht nachkommt, können die Regulierungsbehörden Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtung anordnen (§ 65 Abs. 2 EnWG).

Ihre Anordnungen können die Regulierungsbehörden mit Zwangsmitteln nach den Vorschriften der Verwaltungsvollstreckung durchsetzen (§ 94 EnWG). Zur Durchsetzung der Entflechtungsbestimmungen ist die Bundesnetzagentur bisher noch nicht mit förmlichen Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 EnWG gegen einzelne Energieversorgungsunternehmen vorgegangen. Im Zuge der Umsetzung der Verpflichtungen aus § 8 Abs. 5 EnWG hat die Bundesnetzagentur jedoch durch eine Mitteilung in ihrem Amtsblatt auf die bestehende Verpflichtung der Unternehmen zur Festlegung und zur Bekanntgabe eines Gleichbehandlungsprogramms hingewiesen. Darüber hinaus wurden in 26 Fällen Energieversorgungsunternehmen schriftlich zur Vorlage ihres Gleichbehandlungsprogramms aufgefordert. Dieser Aufforderung sind drei Unternehmen nicht nachgekommen. Gegen diese drei Unternehmen werden zurzeit Verfahren eingeleitet, die in eine entsprechende Aufsichtmaßnahme nach § 65 EnWG münden können.

2.2. Umsetzungstand der Entflechtungsbestimmungen – Allgemeine Entwicklungen

Durch Markterhebungen und einen kontinuierlichen Informations- und Datenaustausch mit der Energiebranche hat sich die Bundesnetzagentur einen Überblick über den allgemeinen Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen verschafft.

2.2.1 Rechtliche Entflechtung

Alle Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber sind bereits rechtlich entflochten. Die Umsetzung der rechtlichen Entflechtung ist für Verteilernetzbetreiber erst ab 01.07.2007 verpflichtend. Dennoch haben bereits eine Vielzahl der größeren vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen rechtlich selbständige Verteilernetzgesellschaften gegründet. Es ist eine Reihe von Netzkooperationen und Netzübernahmen im Zuge der Ausgliederung der Energieverteilernetze zu beobachten.

2.2.2 Operationelle Entflechtung

Die Vorgaben zur rechtlichen Entflechtung werden durch die in § 8 EnWG aufgeführten Maßnahmen zur operationellen Entflechtung, die auch als „organisatorische“ Entflechtung bezeichnet wird, ergänzt.

Im Rahmen der operationellen Entflechtung haben die Energieversorgungsunternehmen die Unabhängigkeit ihrer im Sinne von § 3 Nr. 38 EnWG verbundenen Netzbetreiber im Hinblick auf die Organisation, die Entscheidungsgewalt und die Ausübung des Netzgeschäftes sicherzustellen. Viele dieser Maßnahmen sind mit der rechtlichen Entflechtung eng verknüpft und befinden sich in der Umsetzung bis zum 01.07.2007. Dabei werden die Ausgestaltung der Pachtmodelle, die Managementverträge der Netzgesellschaften und Vergütungsanteile, die an

den Erfolg wettbewerblicher Bereiche des integrierten Energieversorgungsunternehmens gekoppelt sind, durch die Regulierungsbehörden kritisch beobachtet.

Weiterhin liegen der Bundesnetzagentur Gleichbehandlungsprogramme nahezu aller verpflichteten Energieversorgungsunternehmen aus ihrem Zuständigkeitsbereich vor. In drei Fällen wurden Vorverfahren eröffnet. Die Auswertung der Programme hat gezeigt, dass ein Großteil der Unternehmen bereits Maßnahmen zur personellen Entflechtung begonnen hat. Zentrale Punkte der Gleichbehandlungsprogramme sind:

- Pflichten der Mitarbeiter und Sanktionen bei Verstößen
- Pflichten der informatorischen Entflechtung
- Erläuterung des Grundsatzes der Nicht-Diskriminierung
- Installation einer Person oder Stelle zur Durchführung und Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms mit weitgehenden Rechten zur(m):
 - regelmäßigen Kontrolle der Einhaltung der Prozesse und Vorgaben des Gleichbehandlungsprogramms im Unternehmen,
 - Einsichtnahme in die laufenden und geplanten Geschäftsprozesse und
 - Zugang zu allen für seine Tätigkeiten erforderlichen Daten.

Insgesamt haben die EVU ihre Pflichten formal erfüllt.

Insbesondere bei Mehrspartenunternehmen wird erkennbar, dass in einigen Fällen die organisatorische Trennung des Leitungspersonals des Netzbetriebs im Energiebereich vollzogen wird, parallel jedoch Aufgaben etwa im Bereich Fernwärme oder Wasser übertragen werden.

Die ganz überwiegende Zahl der Gleichbehandlungsbeauftragten ist hierarchisch auf einer Ebene unmittelbar unterhalb der Geschäftsleitung angesiedelt.

Zum 31.03.2006 war erstmals ein Bericht über die auf Grund des Gleichbehandlungsprogramms getroffenen Maßnahmen vorzulegen und zu veröffentlichen. Dieser Verpflichtung sind die Unternehmen weitgehend fristgerecht nachgekommen. Zwei Vorverfahren wurden eingeleitet. Der Berichtszeitraum erstreckt sich vom 13.07.2005 bis zum 31.12.2005. Nach Durchsicht erweisen sich die ersten Gleichbehandlungsberichte noch als wenig konkret. Der Schwerpunkt der Darstellungen liegt auf den Schulungsmaßnahmen zum Gegenstand und Inhalt des Gleichbehandlungsprogramms.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die Ergebnisse der Prüfung der Gleichbehandlungsprogramme und -berichte in einem Bericht zusammenzufassen und zu veröffentlichen.

2.2.3 Informatorische Entflechtung

Die informatorische Entflechtung betrifft einerseits den vertraulichen Umgang mit Informationen von Kunden des Netzbetreibers. Dies sind insbesondere Daten von Energielieferanten, Anschlussnehmern und Anschlussnutzern. Daneben verlangt die informatorische Entflechtung die diskriminierungsfreie Veröffentlichung von Netzinformationen, die wirtschaftlich vorteilhaft sein können.

Informationsflüsse betreffen persönliche Verflechtungen, räumliche Abgrenzungen und die gesamte IT-Landschaft des integrierten Energieversorgungsunternehmens. Gerade Letzteres erweist sich im Gesetzesvollzug als eine komplexe Fragestellung. Dies ist begründet in der Vielfältigkeit der angetroffenen IT-Systeme. Sehr selten ist die Lösung völlig getrennter Systeme insbesondere für die Abrechnung des Netzbetriebs und die übrigen wettbewerblichen Bereiche. Ein Grund hierfür ist die gewachsene Mehrspartenstruktur der kleinen und mittleren Versorgungsunternehmen in Deutschland (neben Strom und Gas wird dort z.T. noch mit Wasser

oder Fernwärme versorgt). Daher wird i.d.R. zwischen integrierten Systemen mit einem Berechtigungskonzept und einem System mit zwei Stammdatensätzen der Kunden für den Netzbetrieb einerseits und die wettbewerblichen Bereiche des EVU andererseits unterschieden. In einem System mit zwei Stammdatensätzen kann durch identische Prozesse gegenüber allen Marktpartnern die informatorische Entflechtung leichter sichergestellt werden (sog. Gleichbehandlungskonzept). Ausgewählte Systeme mit Berechtigungskonzept und einem gemeinsamen Stammdatensatz sind anhand einzelner Prozesse untersucht worden, um mögliche Diskriminierungspotentiale auszuloten. Durch Gespräche mit Verbänden und Unternehmen konnten konkrete Diskriminierungspotentiale identifiziert werden und durch die Formulierung materieller Kriterien bzgl. der Datenbasis und Kommunikation unterbunden werden. Die systematische Prüfung der materiellen Forderungen steht derzeit noch aus. Beschwerden durch Netznutzer liegen nicht vor. Durch die Formulierung dieser Forderungen ist ein Trend hin zur Anwendung von Systemen mit zwei Stammdatensätzen im Markt zu erkennen, wobei Mehrkosten gegenüber einem Berechtigungskonzept durch die Unternehmen geltend gemacht werden.

2.2.4 Buchhalterische Entflechtung

Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage des § 35 Abs. 1 Nr. 5 EnWG ein Monitoring über die tatsächliche Entflechtung der Rechnungslegung durchgeführt.

Folgende Anforderungen müssen von Energieversorgungsunternehmen erfüllt werden, um die gesetzlichen Vorgaben zur Rechnungslegung und interner Buchführung entsprechend § 10 EnWG umzusetzen:

- Aufstellung, Prüfung und Offenlegung des Jahresabschlusses nach den für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuches (§ 10 Abs. 1 EnWG).
- Ausweisung von Geschäften größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen im Anhang zum Jahresabschluss (§ 10 Abs. 2 EnWG).
- Getrennte Konten in der internen Rechnungslegung (§ 10 Abs. 3 EnWG).
- Übersendung einer Ausfertigung des geprüften Jahresabschlusses einschließlich des Bestätigungsvermerks oder des Vermerks über seine Versagung an die zuständige Regulierungsbehörde. Die Bilanzen sowie Gewinn- und Verlustrechnungen für die einzelnen Tätigkeitsbereiche sind beizufügen (§ 10 Abs. 5 EnWG).

Die Entflechtungsbestimmungen hinsichtlich Rechnungslegung und interner Buchführung finden erstmals zu Beginn des jeweils ersten vollständigen Geschäftsjahres nach Inkrafttreten des EnWG Anwendung. Demnach müssen Energieversorgungsunternehmen seit Beginn des Geschäftsjahres 2006 in ihrer internen Rechnungslegung getrennte Konten führen. Die Bundesnetzagentur hat die Marktdatenerhebung im März 2006 zum Anlass genommen, einen Überblick über den derzeitigen Entflechtungsstand der internen Rechnungslegung zu gewinnen.

Im Rahmen der Erhebung wurden unterschiedliche Energieversorgungsunternehmen zur tatsächlichen Entflechtung der Rechnungslegung befragt (Antworten):

- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB: 4)
- Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (VNB Strom: 679)
- Großhändler und Lieferanten im Elektrizitätssektor (622)
- Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen (24)
- Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen (VNB Gas: 617)
- Großhändler und Lieferanten im Gassektor (521)

Gut 97 Prozent der Energieversorgungsunternehmen, die sich an der Marktdatenerhebung beteiligt haben, geben an, dass sie die gesetzlichen Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung seit Beginn des Geschäftsjahres 2006 umgesetzt haben. Eine signifikante

Abweichung zwischen Energiebereichen ist nicht zu erkennen (98 Prozent im Strombereich vs. 96 Prozent im Gasbereich).

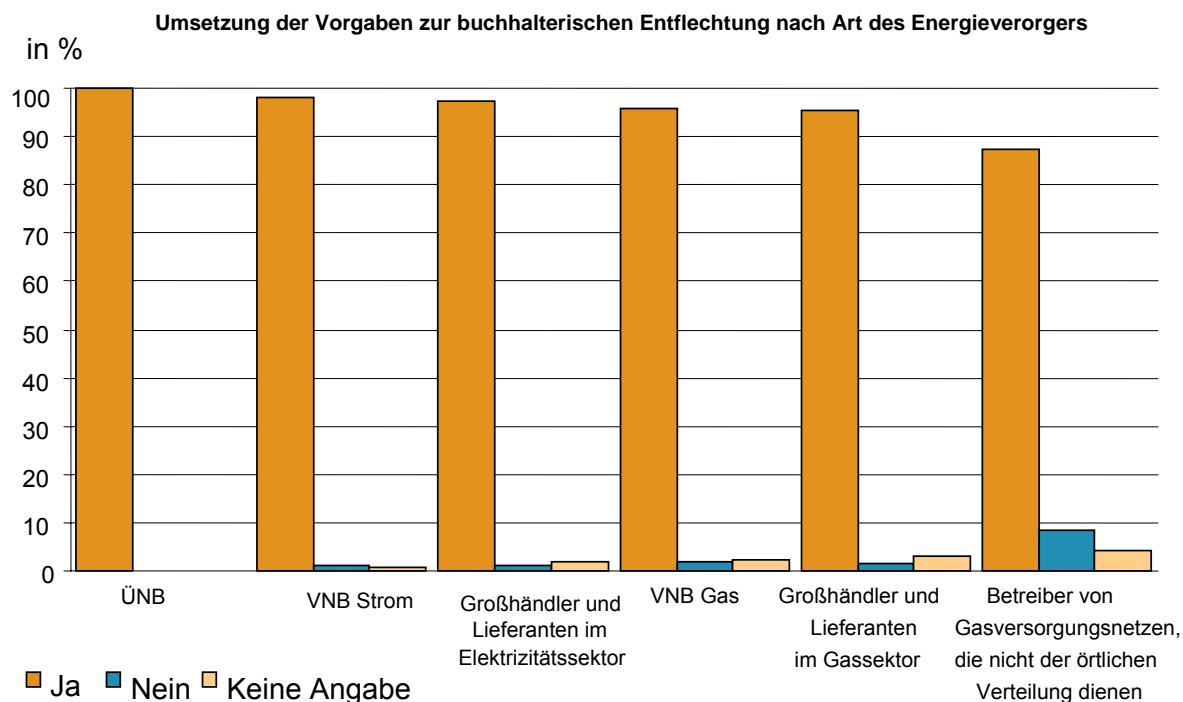


Abbildung 2: Umsetzung der Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung nach Art des Energieversorgungsunternehmens, in Prozent

2.3. Umsetzungstand der Entflechtungsbestimmungen – Elektrizitätsmarkt

2.3.1 Übertragungsnetzbetreiber

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen einer Marktdatenerhebung alle vier Übertragungsnetzbetreiber nach dem Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen befragt. Dabei wurden folgende Schwerpunkte gesetzt:

- Eigentumsverhältnisse an den Energieversorgungsnetzen
- Beschäftigte mit Netzaktivitäten: Anstellung bei der Netzgesellschaft vs. verbundene Unternehmen.
- Bedeutung von Dienstleistungseinheiten für die Netzgesellschaft: Shared Services und Dienstleistungen durch externe Dritte.

2.3.1.1 Rechtliche Entflechtung und Eigentum an den Energieversorgungsnetzen

Alle Übertragungsnetzbetreiber haben eine rechtlich selbständige Tochtergesellschaft als Netzgesellschaft gegründet und dieser das Eigentum an den Energieanlagen übertragen (legal unbundling/assets ownership). Ihrer gemäß § 7 Abs. 1 EnWG bestehenden Verpflichtung sind sie damit nachgekommen.

2.3.1.2 Beschäftigte mit Netztätigkeiten

Drei der Übertragungsnetzbetreiber beschäftigen die überwiegende Anzahl und ein Übertragungsnetzbetreiber weniger als 50 Prozent der mit Netztätigkeiten befassten Mitarbeiter in der Übertragungsnetzgesellschaft selbst.

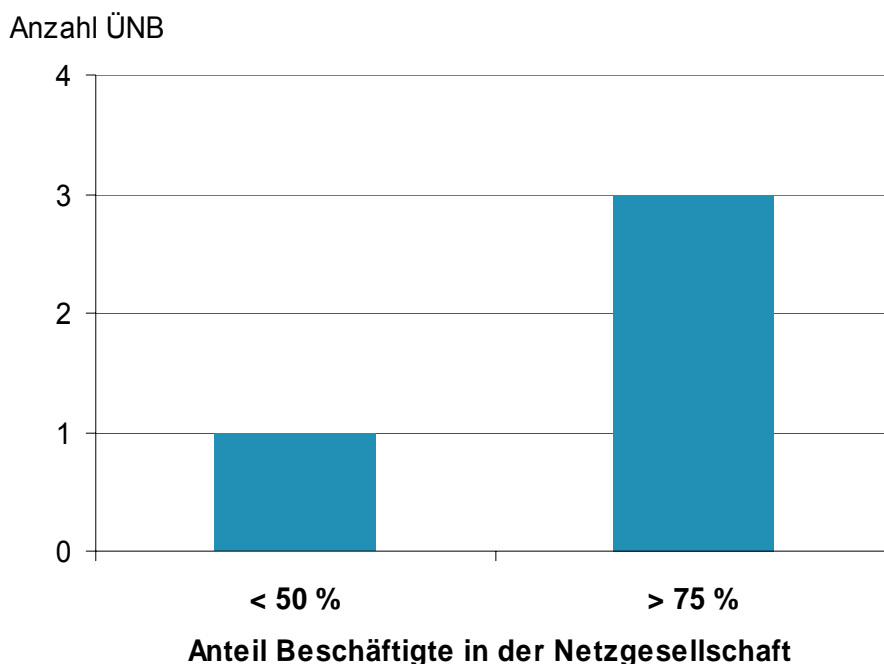


Abbildung 3: Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber, nach ihrem Anteil an Beschäftigten mit Netztätigkeiten in der Netzgesellschaft (in % der Beschäftigten mit Netztätigkeiten im Gesamtunternehmen)

2.3.1.3 Bedeutung von sog. „Shared Services“ und externer Dienstleistungen für die Netzgesellschaft

Die Bundesnetzagentur befragte die Übertragungsnetzbetreiber, wieviel Prozent der Gesamtkosten der Netzgesellschaft auf Shared Services, d.h. auf Leistungen verbundener Unternehmen, entfallen. Bei Shared Services werden gleichartige Prozesse aus verschiedenen Bereichen eines Unternehmens zusammengefasst und von einer zentralisierten Stelle oder Abteilung angeboten. Der Kostenanteil der auf Shared Services zurückzuführen ist, kann - bezogen auf die Gesamtkosten der Übertragungsnetzbetreiber - als gering eingestuft werden. Lediglich zwei Prozent bis maximal 14 Prozent der Gesamtkosten werden durch Shared Services verursacht.

Ebenso verhält es sich bezüglich der Kosten, die durch Dienstleistungen Dritter, bezogen auf die Gesamtkosten der Übertragungsnetzgesellschaften, entstehen. Die Auswertung der Fragen an die Übertragungsnetzbetreiber ergab, dass zwischen einem Prozent und maximal sieben Prozent der Gesamtkosten auf den Einsatz Dritter, nicht verbundener Unternehmen, entfallen.

Anzahl ÜNB

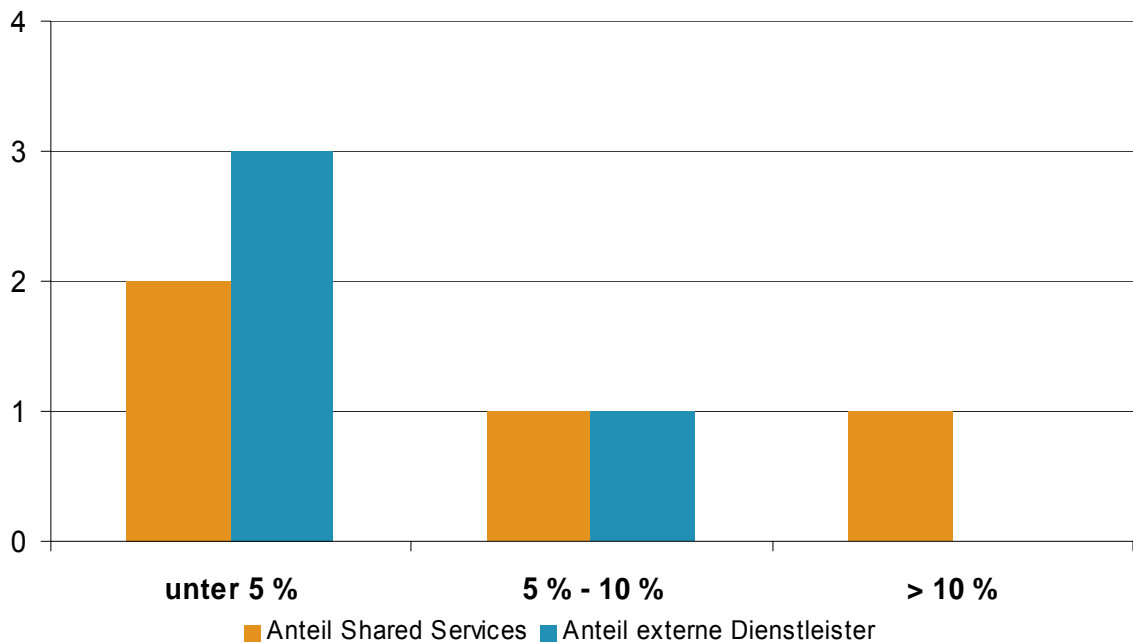


Abbildung 4: Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber nach ihrem Kostenanteil für Shared Services und für externe Dienstleister an den Gesamtkosten der Netzgesellschaft

2.3.1.4 Firmensitz und Internetauftritt der Netzgesellschaft

Drei der vier rechtlich selbständigen Übertragungsnetzbetreiber haben einen von der Muttergesellschaft auch geographisch getrennten Firmensitz. Weiterhin haben lediglich zwei Übertragungsnetzbetreiber eine eigene Webdomain und damit einen eigenständigen Internetauftritt. Ein eigenes Erscheinungsbild des Unternehmens nach außen, in Form einer von der Muttergesellschaft unterschiedlichen Bildmarke oder Corporate Identity, lässt sich bei keiner Netzgesellschaft finden.

2.3.2 Verteilernetzbetreiber

Die folgenden Angaben basieren auf den Ergebnissen einer repräsentativen Erhebung unter den zum Erhebungszeitraum rechtlich selbständigen Verteilernetzgesellschaften. Befragt wurden 22 Verteilernetzbetreiber. Ein Großteil (17) der ausgewählten Netzgesellschaften betreibt sowohl ein Elektrizitäts- als auch ein Gasversorgungsnetz. Die Stichprobe deckt mehr als 80 Prozent der Zählpunkte aller rechtlich entflochtenen Netzgesellschaften ab. Bei der Auswahl wurden neben der mengenmäßigen Repräsentativität auch strukturelle Merkmale berücksichtigt. Somit sind in der Auswahl sowohl über- / regionale Netzgesellschaften vertreten als auch örtlich geprägte Netzbetreiber. Die nachfolgende Auswertung gibt somit ein repräsentatives Bild über den Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen auf der Verteilernetzebene wider. Da keine nennenswerten Unterschiede bei der Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen zwischen den Betreibern von Elektrizitäts- bzw. Gasverteilernetzen festgestellt werden konnten, folgt eine gemeinsame Darstellung der Ergebnisse.

2.3.2.1 Rechtliche Entflechtung und Eigentum an den Energieversorgungsnetzen

Das Eigentum an den Energieversorgungsnetzen haben 81 Prozent der Verteilernetzbetreiber nicht an die Netzgesellschaft übertragen, sondern sie haben sich für die Verpachtung des Verteilernetzes an die Netzgesellschaft entschieden.

2.3.2.2 Beschäftigte mit Netztätigkeiten

Die Anzahl der in der Netzgesellschaft angestellten Mitarbeiter, die mit Tätigkeiten des Netzbetriebs befasst sind, variiert sehr stark. Insgesamt ist bei ca. 80 Prozent aller befragten 22 Verteilernetzbetreiber weniger als die Hälfte der Beschäftigten mit Netztätigkeiten in der Netzgesellschaft angestellt (siehe Abbildung 5).

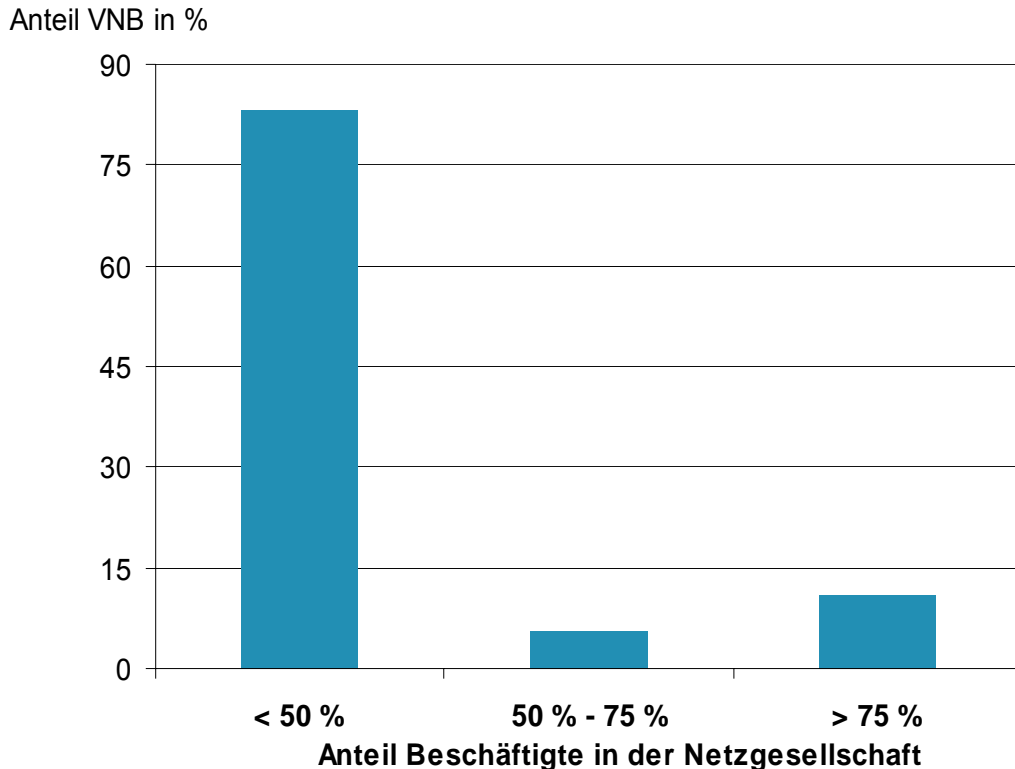


Abbildung 5: Prozentualer Anteil der befragten Verteilernetzbetreiber, nach ihrem Anteil an Beschäftigten mit Netztätigkeiten in der Netzgesellschaft (in % der Beschäftigten mit Netztätigkeiten im Gesamtunternehmen)

2.3.2.3 Bedeutung von sog. „Shared Services“ und externer Dienstleistungen für die Netzgesellschaft

Der Anteil der Kosten für Shared Services an den Gesamtkosten der Verteilernetzbetreiber liegt im Durchschnitt bei ca. 20 Prozent. Allerdings weichen auch hier die einzelnen Kostenanteile teilweise erheblich voneinander ab. Insgesamt liegen bei ca. zwei Dritteln der befragten Verteilernetzbetreiber der Anteil der Kosten für Shared Services bei weniger als 25 Prozent. Der Kostenanteil an den Gesamtkosten der Verteilernetzbetreiber, der auf den Einsatz externer Dienstleister entfällt, beträgt bei allen befragten Verteilernetzbetreibern im Durchschnitt circa sieben Prozent. Nur zwei Unternehmen geben an, dass mehr als 30 Prozent ihrer Gesamtkosten auf Kosten durch Externe entfallen. Bei der Hälfte der Unternehmen ist der Prozentsatz geringer als fünf Prozent.

Anteil VNB in %

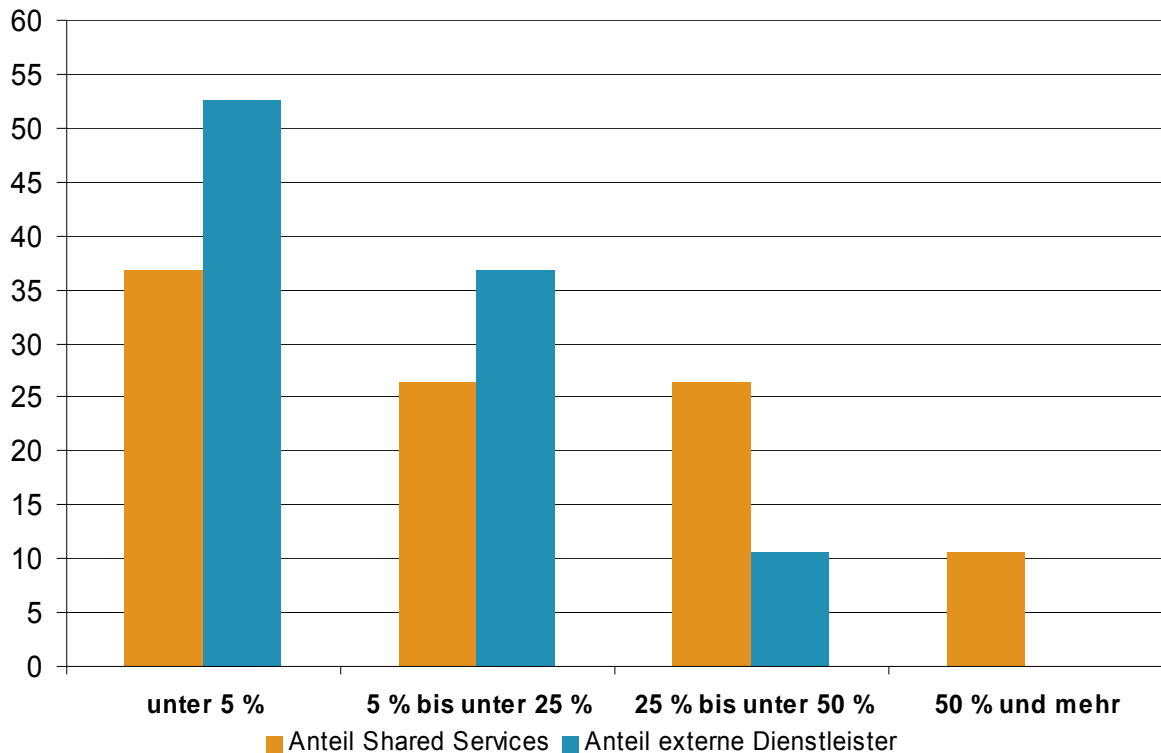


Abbildung 6: Prozentualer Anteil der befragten Verteilernetzbetreiber, nach ihrem Kostenanteil für Shared Services und für externe Dienstleister an den Gesamtkosten der Netzgesellschaft

2.3.2.4 Firmensitz und Internetauftritt der Netzgesellschaft

Sieben von 22 befragten Verteilernetzbetreibern haben sich für einen eigenen Internetauftritt mittels einer eigenen Webdomain entschieden. Vier dieser sieben Unternehmen haben darüber hinaus auch eine eigene Bildmarke entwickelt.

Mehr als die Hälfte der befragten Verteilernetzbetreiber sind örtlich nicht an ihre Muttergesellschaft angegliedert, sondern haben einen getrennten Firmensitz.

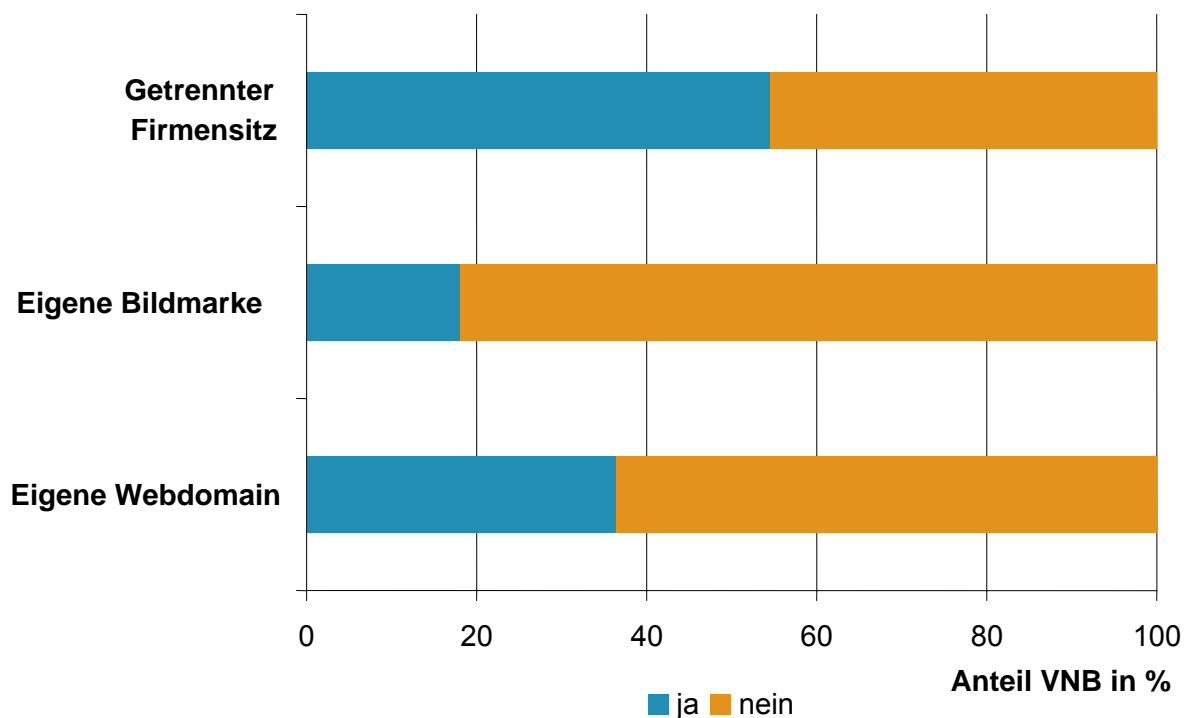


Abbildung 7: Prozentualer Anteil der befragten Verteilernetzbetreiber, die einen von der Muttergesellschaft getrennten Firmensitz haben und über eine eigene Bildmarke sowie eine eigene Webdomain verfügen

2.4. Umsetzungstand der Entflechtungsbestimmungen – Gasmarkt

2.4.1 Fernleitungsnetzbetreiber

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen einer Marktdatenerhebung die fünf größten Gasfernleitungsnetzbetreiber nach dem Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen befragt. Dabei wurden die gleichen Schwerpunkte wie bei den Übertragungsnetzbetreibern gesetzt (vgl. Kapitel 2.3.1).

2.4.1.1 Rechtliche Entflechtung und Eigentum an den Energieversorgungsnetzen

Sämtliche befragten Unternehmen gaben an, die Fernleitungsnetze im Rahmen von Pachtmodellen zu führen. Kein Fernleitungsnetzbetreiber hält das Eigentum vollständig selbst (asset ownership).

2.4.1.2 Beschäftigte mit Netzaktivitäten

Die Mehrheit derjenigen Beschäftigten, die mit Tätigkeiten des Netzbetriebs betraut sind, war bei vier der befragten Unternehmen nicht in der Netzgesellschaft angestellt, sondern in verbundenen Unternehmen tätig. Bis maximal 45 Prozent der Mitarbeiter sind Angestellte der Netzgesellschaft.

2.4.1.3 Bedeutung von sog. „Shared Services“ und externer Dienstleistungen für die Netzgesellschaft

Der Anteil der Kosten für Shared Services an den Gesamtkosten der Unternehmen wird als gering ausgewiesen. Dieser Wert ist jedoch wenig aussagekräftig, da eine Vielzahl von mit dem Netzbetrieb beschäftigten Personen zwar in einem verbundenen Unternehmen angestellt ist, aber ausschließlich für die Netzgesellschaft tätig wird. Nach Angabe einiger Unternehmen sind diese nicht zu dem Bereich der „Shared Services“ gezählt worden.

Der Anteil der Gesamtkosten einer Netzgesellschaft, die durch externe Dienstleistungserbringer verursacht werden, ist bei der Mehrheit der befragten Fernleitungsnetzbetreiber mit weniger als fünf Prozent sehr gering. Bei einem Gasfernleitungsnetzbetreiber liegt der Anteil bei knapp unter 50 Prozent.

Anzahl FNB

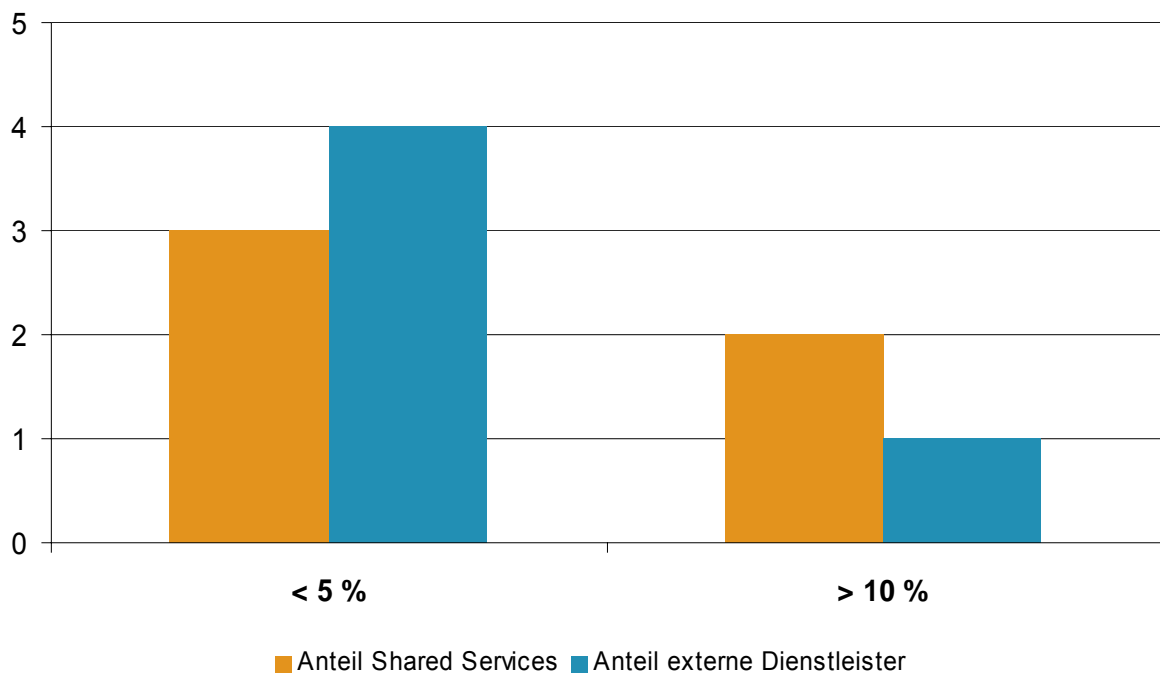


Abbildung 8: Anzahl der befragten Fernleitungsnetzbetreiber nach ihrem Kostenanteil für Shared Services und für externe Dienstleister an den Gesamtkosten der Netzgesellschaft

2.4.1.4 Firmensitz und Internetauftritt der Netzgesellschaft

Drei der fünf befragten Gasfernleitungsnetzbetreiber unterhalten eine eigene Website für ihr Unternehmen, wobei ein Netzbetreiber dies mit einer eigenständigen Bildmarke verbindet. Zwei Unternehmen haben einen von der Muttergesellschaft getrennten Firmensitz, während die übrigen örtlich an diese angegliedert sind.

2.4.2 Verteilernetzbetreiber

Hierzu siehe die Erläuterungen zum Kapitel 2.3.2.

3 Regulierung und Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt

3.1 Regulierungsbezogene Fragen

3.1.1 Allgemeines

Seit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24.04.1998 (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998 ist der Elektrizitätsmarkt in Deutschland zu 100 Prozent geöffnet.

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

3.1.2.1 Übertragungsnetze

Zum deutschen Elektrizitätsübertragungsnetz gehören die Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetzleitungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die sich alle an der Monitoringabfrage beteiligt haben: E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH und EnBW Transportnetze AG.

Nach Auskunft der ÜNB richten sich die Investitionen zur Vermeidung und Behebung von Kapazitätsengpässen (Netzengpässe) v.a. nach bestehenden und prognostizierten Netzengpässen.¹⁷ Zu technisch geeigneten Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen zählen die höhere Auslastung vorhandener Netzanlagen durch Austausch einzelner Engpasselemente, die Steuerung der Lastflüsse (z.B. durch den Einsatz von Querreglern) und der Ausbau bzw. die Erweiterung vorhandener Netzanlagen. Wenn durch diese netz- und markt-bezogenen Maßnahmen die Entstehung eines Engpasses nicht mehr verhindert werden kann, sind die ÜNB gemäß § 15 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) verpflichtet, die verfügbaren Leistungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren zu vergeben.

Engpassmanagement innerhalb Deutschlands

In 2005 und bis zum Zeitpunkt der Berichterstellung hat es im Übertragungsnetz keine dauerhaften und damit auch keine strukturellen Engpässe innerhalb Deutschlands gegeben. Sporadisch auftretende Engpässe wurden und werden durch die ÜNB mit Hilfe gezielter netzbezogener Maßnahmen bzw. Redispatching-Maßnahmen im Rahmen der Vorgaben der §§ 12 bis 14 EnWG vermieden oder behoben. Aufgrund des zu erwartenden weiteren Ausbaus der Windenergieerzeugung wird jedoch mit einem zukünftig vermehrten Auftreten von intermittierenden Engpässen gerechnet. Um diesen entgegenzuwirken, werden von den ÜNB in den nächsten Jahren z.T. umfangreiche Netzausbaumaßnahmen realisiert.

Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen

Die Aufgaben der Bundesnetzagentur im grenzüberschreitenden Stromhandel ergeben sich vor allem aus der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (EG-Verordnung 1228/2003). In dieser Stromhandelsverordnung sind die Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung des grenzüberschreitenden Stromhandels für die Mitgliedstaaten der Europäischen Union normiert. Die Bundesnetzagentur ist über § 56 EnWG mit der Wahrnehmung der sich hieraus ergebenden Regulierungsaufgaben betraut.

¹⁷ Vgl. Netzzustandsberichte und Netzausbauberichte der vier Übertragungsnetzbetreiber vom 17.02.2006.

Engpässe existieren derzeit an allen deutschen Grenzen mit Ausnahme der österreichischen Grenze. Mit Beginn des Jahres 2006 wird an allen deutschen Grenzen, an denen ein Engpass deklariert ist, ein den Vorgaben der EG-Verordnung 1228/2003 entsprechendes Verfahren zum Engpassmanagement angewendet. Die Kapazitätsvergabe wird mittels expliziter Auktionen, wobei der Zuschlag der Marktteilnehmer von der Höhe des für die Kapazität gebotenen Preises abhängt, vorgenommen. Explizite Auktionen wurden im Rahmen der von der Europäischen Kommission zur Untersuchung des Energiesektors durchgeführten Sector Inquiry hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die betroffenen Energiemärkte analysiert.¹⁸ Die Auktionen umfassen in der Regel Jahres-, Monats- und Tagesauktionen. Schwerpunkte im Bereich Engpassmanagement im Jahr 2005 waren die Einführung von Allokationsmechanismen an den deutschen Außengrenzen zu Frankreich, zur Schweiz und die Weiterentwicklung des Engpassmanagements nach Polen/in die Tschechische Republik.

Deutsch-französische Grenze

Bis Ende 2004 war an der deutsch-französischen Grenze kein Engpass deklariert. Aufgrund wiederholter kritischer Netzsituationen im Dezember 2004 an der Grenze zwischen Deutschland und den Niederlanden wurden seit dem 31.12.2004 an der deutsch-französischen Grenze Fahrplankürzungen nach dem pro-rata Verfahren vorgenommen, sobald die Fahrplananmeldungen 5.600 MW überstiegen. Die Ergebnisse der Sector Inquiry bestätigen, dass der Engpass an der deutsch-französischen Grenze innerhalb des kurzen Zeitraums von Dezember 2004 bis Mai 2005 von null Prozent auf die heutigen 100 Prozent angewachsen ist.¹⁹

Die Bundesnetzagentur hatte daraufhin gefordert, möglichst schnell zu einer marktbasierter Vergabe der Engpasskapazitäten im Einklang mit den Vorgaben der EG-Verordnung 1228/2003 zu kommen. Dementsprechend wurde das bisherige pro-rata Verfahren mit Wirkung zum 05.04.2005 durch die Einführung einer einseitigen expliziten Auktionierung von Kapazitäten für den Folgetag durch RWE Transportnetz Strom GmbH und EnBW Transportnetze AG abgelöst.²⁰ Seit dem 01.07.2005 wurden die Kapazitäten außerdem quartals- und monatsweise auktioniert.

Die Regulierungsbehörden der betroffenen Länder, die Bundesnetzagentur und die französische Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) sahen die Priorität für die Weiterentwicklung der Auktionen für das Jahr 2006 vor allem darin, möglichst schnell zu einem mit dem französischen ÜNB Réseau de Transport d'Electricité (RTE) koordinierten Engpassmanagement-Verfahren für Export- und Importrichtung zu kommen. Die beiden deutschen ÜNB mit grenzüberschreitenden Kuppelleitungen nach Frankreich, RWE Transportnetz Strom GmbH und EnBW Transportnetze AG, sowie der französische ÜNB RTE haben daraufhin gemeinsame Auktionsregeln für die Weiterentwicklung des Engpassmanagementverfahrens für das Jahr 2006 vorgelegt. Diese Auktionsregeln zur Einführung koordinierter Jahres-, Monats- und Tagesauktionen wurden von der Bundesnetzagentur und der CRE gemeinsam mit weiteren Fragen zum grenzüberschreitenden Stromhandel im Herbst 2005 öffentlich konsultiert. Die Stellungnahmen der Marktteilnehmer wurden durch die Regulierungsbehörden ausgewertet und bei der Erstellung der Roadmap zur Weiterentwicklung der Auktionen an der deutsch-französischen Grenze berücksichtigt. Diese Roadmap wurde am 03.11.2005 auf den Homepages der beteiligten Regulierungsbehörden veröffentlicht und sieht unter anderem die Etablierung eines Sekundärhandels, eine weitere Koordinierung des Intraday Handels, die Entwicklung eines koordinierten Modells zur Berechnung der Übertragungskapazität und die Untersuchung weiterer Koordinierungsmöglichkeiten vor. Die Vorgaben der Regulierungsbehörden im Rahmen der Roadmap für die Weiterentwicklung der expliziten Auktionen an der deutsch-französischen Grenze werden von den ÜNB erfüllt.

Außerdem werden von den ÜNB seit Januar 2006 monatlich umfangreiche Daten über die Auktionen an die Regulierungsbehörden übermittelt. Die Auktionen werden dahingehend

¹⁸ Vgl. European Commission: Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report, 16.02.2006, S. 163 ff.

¹⁹ Vgl. European Commission: Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report, 16.02.2006, S. 153.

²⁰ Vgl. www.rwe.de.

untersucht, ob die derzeitigen Regeln den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung ermöglichen. In diesem Fall müsste über Modifikationen der Auktionsregeln nachgedacht werden, die einen Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung erschweren. Konkrete Ergebnisse der Auswertung liegen derzeit noch nicht vor.

Deutsch-schweizerische Grenze

Im März 2005 trat an der Grenze Deutschland-Schweiz zeitweise ein Engpass auf. Dem begegnete EnBW Transportnetze AG mit einer Kürzung der angemeldeten Fahrpläne nach dem pro-rata Verfahren. Anfang 2006 wurde dann zwischen Deutschland und der Schweiz erstmals ein marktbasierendes Verfahren zur Engpassbewirtschaftung eingeführt.²¹ Notwendig geworden ist die Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Kapazitäten aufgrund des gestiegenen Handelsvolumens. Im Zusammenhang mit der Einführung eines Engpassmanagements mit Frankreich entstand an der schweizerischen Grenze zusätzlicher Handlungsbedarf, da Händler Geschäfte mit Frankreich - unter Umgehung des unmittelbar zwischen Deutschland und Frankreich bestehenden Engpasses - über die Schweiz abwickelten und so die Nachfrage nach Kapazitäten an der schweizerischen Grenze weiter anstieg.

Im Oktober 2005 wurden die von den ÜNB übersandten Regeln für die Auktion von Übertragungskapazität an der deutsch-schweizerischen Grenze von der Bundesnetzagentur mit den Marktteilnehmern konsultiert. In einer Vielzahl von Stellungnahmen wurde allerdings von den Marktteilnehmern insb. die Existenz eines dauerhaften Engpasses bezweifelt.

Die unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse überarbeiteten Auktionsregeln sind mit dem österreichischen Regulierer E-Control GmbH und dem Bundesamt für Energie, der derzeit zuständigen schweizerischen Behörde, abgestimmt worden. In den Auktionsregeln ist festgelegt, dass die Kapazität der Verbindungsleitungen beginnend zum Januar 2006 (die Tagesauktion startete am 18.01.2006) in Monats- und Tagesauktionen koordiniert zwischen der Schweiz und Deutschland versteigert wird. Innerhalb der Monatsauktion werden zwei Produkte angeboten, Peak (8-20 Uhr) und Off-Peak (20-8 Uhr). Eine Jahresauktion findet derzeit nicht statt, da ein Engpass nach Ansicht der ÜNB nur im Winter besteht.

Die Koordination der Auktion erfolgt über den gemeinsamen Auktionskoordinator (EnBW Transportnetze AG)²². Die verfügbare Kapazität wird, wiederum koordiniert, von den bilateralen NTC-Werten ausgehend, unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten zu den Ringflüssen an den dortigen Grenzen gemeinsam für die deutsche Westgrenze (Niederlande/Belgien, Frankreich und Schweiz) bzw. die schweizerische Nordgrenze (Frankreich, Deutschland und Österreich) bestimmt.

Im Rahmen der expliziten Auktion findet das Prinzip Use-it-or-lose-it Anwendung, auch Netting wird praktiziert. Zudem findet ein Intra-Day-Handel auf Basis einer ersten Übergangslösung statt, bei der Fahrplanänderungen, sofern Übertragungskapazität verfügbar ist, mit einem Vorlauf von 105 Minuten vor der Nutzung, nach Können und Vermögen der Netzbetreiber auch kürzer, berücksichtigt werden können.

Als Weiterentwicklung dieser koordinierten Auktion ist vorgesehen, den untertäglichen grenzüberschreitenden Handel nach den Fristen der StromNZV (§ 5 Abs. 3 und 4) zu untertäglichen Fahrplanänderungen zu betreiben. Außerdem soll ein Konzept für den Sekundärhandel ausgearbeitet werden und die Notwendigkeit der Einrichtung einer Jahresauktion geprüft werden.

Deutsch-polnische und deutsch-tschechische Grenze

Seit Anfang 2005 existiert eine koordinierte explizite Auktion zwischen dem tschechischen ÜNB CEPS, a.s., dem polnischen ÜNB PSE Operator S.A. und dem deutschen ÜNB, Vattenfall

²¹ Vgl. www.enbw.com.

²² Dito.

Europe Transmission GmbH²³. Sie umfasst eine Jahres-, Monats- und Tagesauktion. Ein Sekundärhandel ist zwischen zugelassenen Auktionsteilnehmern eingeschränkt möglich. E.ON Netz GmbH hat an der Grenze zur Tschechischen Republik ebenfalls explizite Auktionen für Jahres-, Monats- und Tageskapazitäten durchgeführt.

In einem ersten Mini-Forum – einem Treffen aller beteiligten Akteure, ins Leben gerufen von der Europäischen Kommission - in der Region Zentralosteuropa am 27.01.2005 wurde von allen Teilnehmern angestrebt, eine koordinierte explizite Auktion zur Vergabe der Kapazitäten für die gesamte Region Zentralosteuropa (CEE), gebildet aus Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Slowakei, Slowenien, Ungarn und Österreich, für das Jahr 2006 einzurichten. In 2005 waren in den Arbeitsgruppen der Regulierer und der ÜNB insb. die Auktionsregeln für 2006 für die Region abzustimmen. Ziel war eine umfassende Koordinierung der Auktion, die von der Kapazitätsberechnung über identische Verfahren zur Kapazitätsvergabe bis zur koordinierten Abrechnung reicht. Die Koordinierungsaufgabe sollte von einem Auktionsbüro (Auction Office) wahrgenommen werden. Im Rahmen der Auktion sollte das „Use-it-or-Lose-it“-Prinzip angewendet und „Netting“ auf Basis der angemeldeten Fahrpläne berücksichtigt werden. Außerdem sollte es an allen Grenzen möglich sein, Gebote über mehrere Grenzen zu koppeln (sog. „linked bids“). Für das Jahr 2006 konnte jedoch keine, sich über die gesamte Region erstreckende einheitliche Auktionslösung gefunden werden. Außerdem ist Slowenien bis zum 01.07.2007 von den Engpassmanagement-Regeln der EG-Verordnung 1228/2003 befreit. In 2006 nehmen nunmehr Deutschland, Polen, Slowakei und die Tschechische Republik am gemeinsamen System teil. Es wird jedoch weiterhin angestrebt, zukünftig alle Länder in ein verbessertes System einzubeziehen. Die Regulierungsbehörden haben auf einem Treffen Ende Mai 2006 in Bonn den ÜNB Unterstützung bei der Einführung eines lastflussbasierten Engpassmanagement-Systems zugesichert. Daraufhin haben die ÜNB die Einführung eines solchen Systems bis Anfang 2008 in Aussicht gestellt.

Darüber hinaus wird durch die Regulierer ein Monitoring des Bieterverhaltens durchgeführt. Dazu waren die ÜNB aufgefordert worden, bis zum 03.04.2006 Daten über die bisherige Jahresauktion 2006 und der Monatsauktionen Juni - Dezember 2005 vorzulegen. Die Daten werden derzeit ausgewertet. Erste Ergebnisse werden voraussichtlich im Herbst 2006 vorliegen.

Pentalaterales Energieforum

Mitte 2005 wurde auf Initiative der für die Energiepolitik zuständigen Minister der Länder Frankreich, Belgien, Luxemburg, Niederlande und Deutschland das „pentalaterale Energieforum“ ins Leben gerufen. Im Rahmen dieses „pentalateralen Energieforums“ sollen unter unmittelbarer Beteiligung der jeweiligen Regierungen, Regulierungsbehörden und ÜNB wesentliche Elemente des Elektrizitätsmarktes zwischen den Ländern stärker harmonisiert werden. Neben den Bereichen der Kapazitätsermittlung und -allokation im grenzüberschreitenden Stromhandel werden die Themen Versorgungssicherheit, Abbau rechtlicher Hemmnisse für eine engere Zusammenarbeit und neue Leitungsprojekte diskutiert. Die Ergebnisse werden auf Ministerebene diskutiert.

Regionale Initiativen

Die europäischen Regulierungsbehörden haben Anfang 2006 die sog. „Regionalen Initiativen“ ins Leben gerufen, um die bestehenden Barrieren für einen gemeinsamen europäischen Elektrizitätsmarkt zunächst auf regionaler Ebene zu identifizieren und wenn möglich zu beseitigen. Die Regionalisierung ist dabei als Zwischenschritt auf dem Weg zu einem echten Binnenmarkt für Strom zu sehen. Diese Initiativen schließen an die von der EU-Kommission ins Leben gerufenen Mini-Foren und die hierin gestartete regionale Kooperation zur Harmonisierung der Strommärkte insb. im Hinblick auf das Engpassmanagement an. Die von der European Regulators Group for Electricity and Gas (EREG) identifizierten sieben Regionen sind daher

²³ Vgl. www.e-trace.biz.

identisch mit denen des Entwurfs der Engpassmanagement-Leitlinien. Von diesen sieben Regionen ist Deutschland in vier Regionalmärkten vertreten:

- Nordeuropa (Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland, Deutschland, Polen),
- Zentralosteuropa (Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn, Österreich, Slowenien),
- Zentralsüdeuropa (Italien, Frankreich, Schweiz, Deutschland, Österreich, Slowenien)
- Zentralwesteuropa (Beneluxstaaten, Deutschland, Frankreich).

Die Hauptthemen für die „Regionalen Initiativen“²⁴ sind die Umsetzung der Leitlinien zum Engpassmanagement, die Harmonisierung der Transparenz der einzelnen Märkte und das Aufdecken von Markteintrittsbarrieren.

Durch ERGEG wurde eine einheitliche Struktur entwickelt, anhand welcher die Daten zu den wesentlichen Marktentwicklungen für alle „Regionalen Initiativen“ ermittelt wurden, die sog. „Regionalen Indikatoren“. Hierzu haben die sog. „Lead regulators“ Daten aus den Ländern der einzelnen Regionen aggregiert und zusammen geführt.

Die Zusammenstellung der „Regionalen Indikatoren“ wurde für die vier „Regionalen Initiativen“, in denen Deutschland vertreten ist, von folgenden Regulierungsbehörden vorgenommen:

Region Zentralwesteuropa	CREG, Belgien
Region Nordeuropa	DERA, Dänemark
Region Zentralosteuropa	E-CONTROL, Österreich
Region Zentralsüdeuropa	AEEG, Italien

²⁴ Aktuelle Informationen zu den „Regionalen Initiativen“ sind auf der Homepage von ERGEG unter www.ergeg.org zu finden.

Die Datenabfrage orientiert sich an der folgenden Ausgangstabelle:

Title	Unit	Definition	Comments
Gross cross border trade <i>(Gesamtbetrag des grenzüberschreitenden Handels)</i>	MWh/a	Sum of commercial Imports/Exports within the region from one country to all others; separately for every country	Goal is to see the extent of commercial integration; not physical flows but physical contracts - no purely financial contracts (eg futures)
Mean Price <i>(Durchschnittspreis)</i>	€/MWh	Average base load price day ahead at power exchanges in the region	All prices should be the result of market participants behaviour and in principle any company (also foreign) should have the possibility to buy and sell at that price- so no regulated prices
Median Price <i>(Median- oder Zentralwert)</i>	€/MWh	Median base load price day ahead at power exchanges in the region	In case of skewness of the distribution of prices a comparison of mean prices is not meaningful - medians reduces the effect of outliers;
Standard deviation <i>(Standardabweichung)</i>	€/MWh	Standard deviation of day ahead base load prices at power exchanges in the region	Shows differences in price variation and therefore market risk; gives some idea about liquidity
Price correlation <i>(Preiskorrelation)</i>	0-1	Table of correlation coefficients for the region for base load prices and log base load prices day ahead	Logarithms of prices reduce effect of individual price spikes; calculation of log prices at least needs daily prices as a basis
Auction results of congestion <i>(Auktionsergebnisse)</i>	€/MWh	Prices differentiated according to direction of trade; in case of MW prices use 100 % utilisation rate to convert into €/MWh	Result is an average congestion price per year in and out of the country

Tabelle 1: Übersicht der Vorgaben zu den Regionalen Indikatoren

Für Deutschland hat die Bundesnetzagentur für die jeweiligen regionalen Kalkulationen die folgenden Daten zur Verfügung gestellt:

	€/MWh
Mittelwert	45,97
Median	42,37
Standardabweichung	18,44

Tabelle 2: Aggregierte Werte zu den Preisen für „Day ahead base load“ an der EEX in 2005

	Summe der Handelsflüsse in Exportrichtung in MWh	Summe der Handelsflüsse in Importrichtung in MWh	Durchschnittliches Engpassentgelt in Exportrichtung in €/MWh	Durchschnittliches Engpassentgelt in Importrichtung in €/MWh
D-NL	12.054.382	56.066	4,88	0,06
D-CZ/PL	0	17.785.599	0,00	8,89
D-F	15.722.034	4.008.818	0,35	Keine Auktion
D-DK West	6.704.847	350.811	0,36	4,43
D-A	7.694.110	3.794.795	Keine Auktion	Keine Auktion
D-CH	12.032.048	3.492.742	Keine Auktion	Keine Auktion

Tabelle 3: Werte zu den Handelsflüssen an den deutschen Grenzen in 2005

Eine Gegenüberstellung der zum Zeitpunkt der Berichtserstellung vorliegenden Ergebnisse zeigt, dass es innerhalb der einzelnen Regionen deutliche Preisunterschiede im Medianpreis für die „Day ahead base load“-Preise gibt. Der Wert des Medianpreises bietet sich für diesen Vergleich an, um den Einfluss von Ausreißern nach oben oder unten zu beschränken. Innerhalb der Region Nordeuropa bewegt sich der Medianpreis zwischen 28 und 41 Euro und in der Region Zentralosteuropa zwischen 28 und 43 Euro. Nur in der Region Zentralwesteuropa ist der Unterschied nicht so deutlich mit einer Bandbreite zwischen 42 und 47 Euro. In diesem Zusammenhang fällt ebenfalls auf, dass die Preiskorrelation in der Region Zentralwesteuropa weitaus höher ist (zwischen 0,83 und 0,91) als in den anderen beiden hier betrachteten Regionen (Nordeuropa, Zentralosteuropa). Die höchsten Preise in dieser Region werden in den Niederlanden und Belgien erreicht.

Innerhalb der Region Zentralosteuropa weichen die Preiskorrelationen deutlich voneinander ab. Zwischen Österreich und der Bundesrepublik Deutschland liegt sie bei 0,94, während sie für diese beiden Länder zur Tschechischen Republik nur bei 0,55 liegt. Dies dürfte damit zu erklären sein, dass zwischen Deutschland und Österreich bisher kein Engpass deklariert ist, eine Angleichung der Börsenpreise von EEX und EXAA somit nicht durch einen Mangel an Übertragungskapazität beschränkt wird. Die Korrelation in der Region Nordeuropa wurde nur zwischen dem Preis der EEX und dem Systempreis der NordPool Spot berechnet. Deren Wert ist mit 0,45 relativ gering.

Für die deutschen Außengrenzen lässt sich feststellen, dass die Hauptflussrichtungen aus der Region Zentralosteuropa (Tschechische Republik und Polen) in die Region Zentralwesteuropa (nach Frankreich und die Niederlande) bzw. in die Schweiz in der Region Zentralsüdeuropa führen.

Grenzüberschreitende Übertragungskapazität

Die Förderung des Wettbewerbs ist eines der Hauptziele der EG-Verordnung 1228/2003. Für die Förderung des Wettbewerbs spielt dabei insb. die Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten eine wichtige Rolle. In Art. 6 Abs. 3 der EG-Verordnung ist daher festgelegt, dass den Händlern die maximale Übertragungskapazität der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb zur Verfügung gestellt werden soll. Dem Verfahren zur Bestimmung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität kommt daher eine besondere Bedeutung zu.

Berechnung der Übertragungskapazitäten

Die Übertragungskapazität wird von den deutschen ÜNB an den einzelnen Grenzkuppelstellen jeweils nach dem ETSO-NTC-Verfahren²⁵ bestimmt. In diesem Verfahren dienen die Prognose-Datensätze, die nach dem Day Ahead Congestion Forecast (DACF) regelmäßig zwischen den ÜNB ausgetauscht werden, als Datenbasis für die Kapazitätsberechnung für Lastflussberechnungen. Danach wird aus Total Transfer Capacity (TTC) unter Abzug der für die jeweilige Grenzkuppelstelle festgelegten Transmission Reliability Margin (TRM) die Net Transfer Capacity (NTC) ermittelt. Der für die Vergabe relevante Wert der Available Transfer Capacity (ATC) wird für ein Zeitintervall unter Verwendung des jeweils zahlenmäßigen Minimums der jeweils durch die benachbarten Netzbetreiber bestimmten NTC-Werte bestimmt. Als Sicherheits-, Betriebs- und Planungsstandard kommt das (n-1)-Kriterium zur Anwendung. An den einzelnen Grenzkuppelstellen wird von dem geschilderten Vorgehen teilweise abgewichen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es positiv zu bewerten, dass die Berechnung der Übertragungskapazität derzeit nach einem zwischen den ÜNB europaweit abgestimmten Verfahren erfolgt. Während die Bestimmung der Kapazität in der Vergangenheit in vielen Fällen lediglich bilateral zwischen den beteiligten ÜNB erfolgte, wird den auftretenden Interdependenzen zwischen der Kapazitätsvergabe an benachbarten Grenzen derzeit meist durch die Definition einer maximalen Kapazität für mehrere Grenzen abhängig von Netzbetriebskenngrößen (wie z.B. Prognose der Windeinspeisung, der Last, Abschaltungsplanung etc.) Rechnung getragen. An der deutschen Westgrenze wird seit Anfang Januar 2006 ein Maximum der für die Niederlande/Belgien, Frankreich und die Schweiz insgesamt verfügbaren Kapazität (sog. C-Funktion) festgelegt. Eine Profilbildung erfolgt ebenfalls in der Region Zentralosteuropa, mit dem Unterschied, dass eine Begrenzung der verfügbaren Kapazität nur durch die technischen Profile vorgegeben ist, es also keine separaten Grenzen der Kapazitätsvergabe für die einzelnen Grenzen gibt.

Bei der Weiterentwicklung der Verfahren zur Kapazitätsberechnung ist aus Sicht der Bundesnetzagentur insb. die Koordinierung zwischen den in der jeweiligen Region betroffenen ÜNB voranzutreiben. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann eine koordinierte, lastflussbasierte Berechnung der Kapazität dazu beitragen, dem Markt die maximale Kapazität unter Beachtung der Erfordernisse eines sicheren Netzbetriebs zur Verfügung zu stellen.

Verfügbare Übertragungskapazität

Die sich aus den Berechnungen der ÜNB ergebenden Übertragungskapazitäten für die einzelnen Grenzkuppelstellen, die für den Markt zur Verfügung stehen, sind in Abbildung 9 dargestellt. Die durchschnittlich verfügbaren Übertragungskapazitäten sind im Vergleich von 2004 zu 2005 im Wesentlichen konstant geblieben.

²⁵ Für nähere Details siehe www.etso-net.org.

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2004/2005

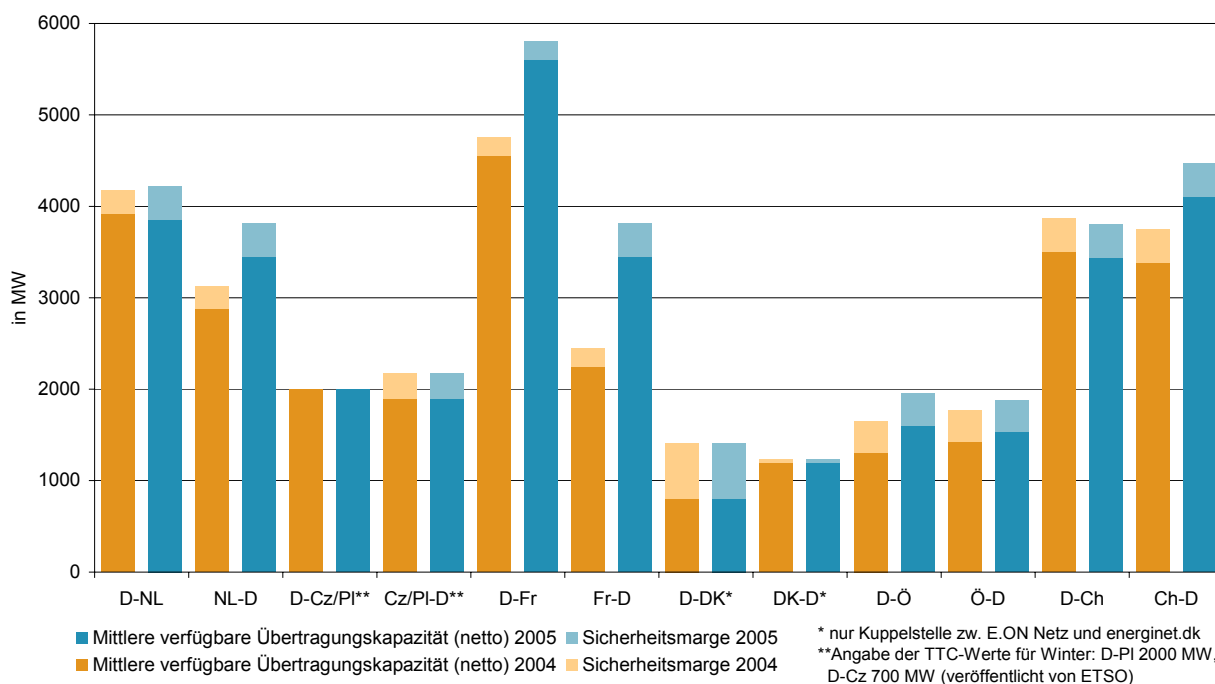


Abbildung 9: Mittlere verfügbare Übertragungskapazitäten der Kuppelstellen zum Ausland

Der Verbundgrad Deutschlands lag 2005 bei 15 Prozent. Er berechnet sich aus der Importkapazität dividiert durch die insgesamt in Deutschland installierte Kraftwerksleistung. Die Importkapazität lag in 2005 bei durchschnittlich 17 GW, als installierte Kraftwerksleistung weist der Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (VDN) 119,4 GW aus²⁶. Mit 15 Prozent liegt der Verbundgrad zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten deutlich über dem vom Europäischen Rat von Barcelona 2002 angestrebten Verbundgrad von 10 Prozent.

Vergebene Übertragungskapazität

In Abbildung 10 sind die durchschnittlich in 2004 und 2005 an den jeweiligen Grenzen im Rahmen der expliziten Auktionen an die Auktionsteilnehmer vergebenen Kapazitäten dargestellt. Die in der Tagesauktion verfügbare Kapazität ergibt sich aus den für die Tagesauktion reservierten Kapazitäten, aus nicht genutzten Kapazitäten aus langfristigen Kapazitätsreservierungen und nicht genutzten Kapazitäten der Jahres-, Quartals- sowie Monatsauktionen. Ein weiterer Grund für die Höhe der im Rahmen der Tagesauktion verfügbaren Kapazitäten kann auch die bessere Prognose von für die Kapazitätsbestimmung maßgeblichen Faktoren wie Windeinspeisung und Kraftwerkseinsatzplanung sein.

Ein weiterer Einflussfaktor ist das Netting. Wird die Nutzung der Kapazitäten der Jahres-, Quartals- und Monatsauktionen durch die Auktionsteilnehmer vor der Tagesauktion verbindlich erklärt, kann diese Kapazität den Auktionsteilnehmern zusätzlich in der Gegenrichtung zur Verfügung gestellt werden. Die Höhe der an der in Richtung Frankreich in der Tagesauktion vergebenen Kapazitäten deutet auf eine geringe Nutzung der im Rahmen der längerfristigen Auktionen erworbenen Kapazitäten hin. Ein Netting hat an der deutsch-französischen Grenze im Jahr 2005 noch nicht stattgefunden, da eine Auktion nur in Exportrichtung von den betroffenen deutschen ÜNB durchgeführt wurde.

²⁶ Vgl. VDN: Daten und Fakten - Stromnetze in Deutschland 2006, 2006.

Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in 2004 / 2005

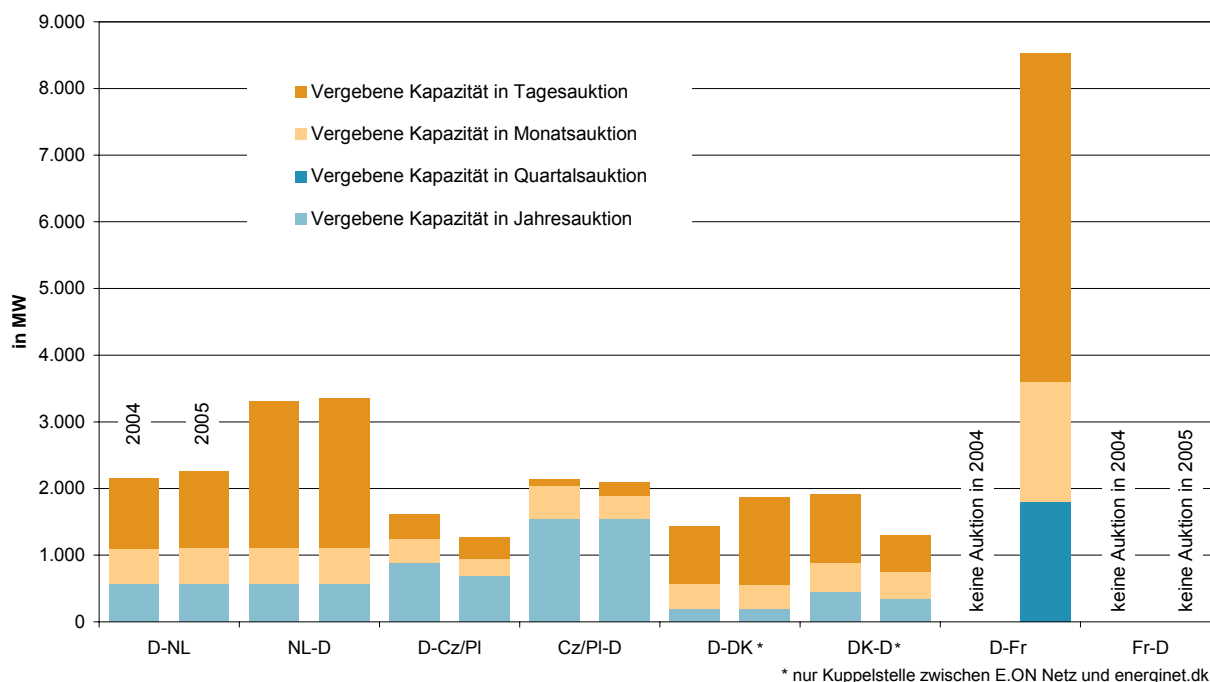


Abbildung 10: Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in 2004/2005

Langfristige Kapazitätsreservierungen

An den Grenzen zu den Niederlanden, Polen und Dänemark bestehen keine Langfristverträge, denen vorrangig Kapazitäten zugeteilt werden. An der Grenze zu Österreich besteht derzeit kein Engpass, somit besteht hinsichtlich der dort existierenden Langfristverträge keine Gefahr diskriminierendes Verhalten. In Richtung Tschechische Republik und Frankreich besteht ein kleiner Anteil von Kapazitätsreservierungen. An der deutsch-tschechischen Grenze existiert eine Kapazitätsreservierung in Höhe von 200 MW (entspricht ca. 20 Prozent), in Richtung Frankreich sind unter 10 Prozent der gesamten Übertragungskapazität reserviert. Dabei ist zu beachten, dass die reservierten Kapazitäten in die Tagesauktion mit einbezogen werden, soweit bzgl. der reservierten Kapazität keine Fahrplannominierungen vorliegen (sog. Use-it-or-lose-it-Prinzip). Somit stehen sie in diesem Fall dem Markt wieder zur Verfügung.

Mitte 2005 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) im Vorabentscheidungsverfahren unter dem Aktenzeichen C-17/03 in einem von einem niederländischen Gericht vorgelegten Fall entschieden, dass das in Art. 7 Abs. 5 der Richtlinie 96/62/EG für Betreiber von Übertragungsnetzen geregelte Diskriminierungsverbot sowohl für technische Vorschriften als auch für sonstige Maßnahmen gilt. Damit ist jegliche Form der Diskriminierung untersagt worden. Somit gilt die vorrangige Zuteilung eines Teils der Kapazität für die grenzüberschreitende Übertragung von Elektrizität aufgrund von Verpflichtungen, die vor Inkrafttreten der zitierten Richtlinie eingegangen wurden, ohne dass von dem Mitgliedsstaat nach Art. 24 der Richtlinie eine Ausnahme beantragt wurde, im Sinne des Art. 7 Abs. 5 und 16 als diskriminierend. Einzelfälle langfristig reservierter Kapazitäten an Grenzkuppelstellen bestehen noch für Exporte an den Grenzen zu Frankreich und zu Tschechien. Die Bundesnetzagentur hat von den betroffenen Netzbetreibern Auskünfte eingeholt und diese erörtert. Mittlerweile ist die Bundesnetzagentur in die Prüfung der verbliebenen Einzelfälle eingetreten. Beschwerden von Marktteilnehmern liegen bislang nicht vor.

Grenzüberschreitende Lastflüsse

In Abbildung 11 sind die durchschnittlichen stündlichen grenzüberschreitenden Lastflüsse in 2004 und 2005 dargestellt. Deutschland exportierte den Strom in 2004 und 2005 hauptsächlich in die Niederlande, die Schweiz und nach Österreich. Wichtigste Importländer aus deutscher Sicht waren Polen, die Tschechische Republik und Frankreich. Der Export in die in Abbildung 11 betrachteten Länder ist von 46 TWh auf 57 TWh gestiegen. Der Import ist von 41 TWh in 2004 auf 32 TWh in 2005 gesunken.

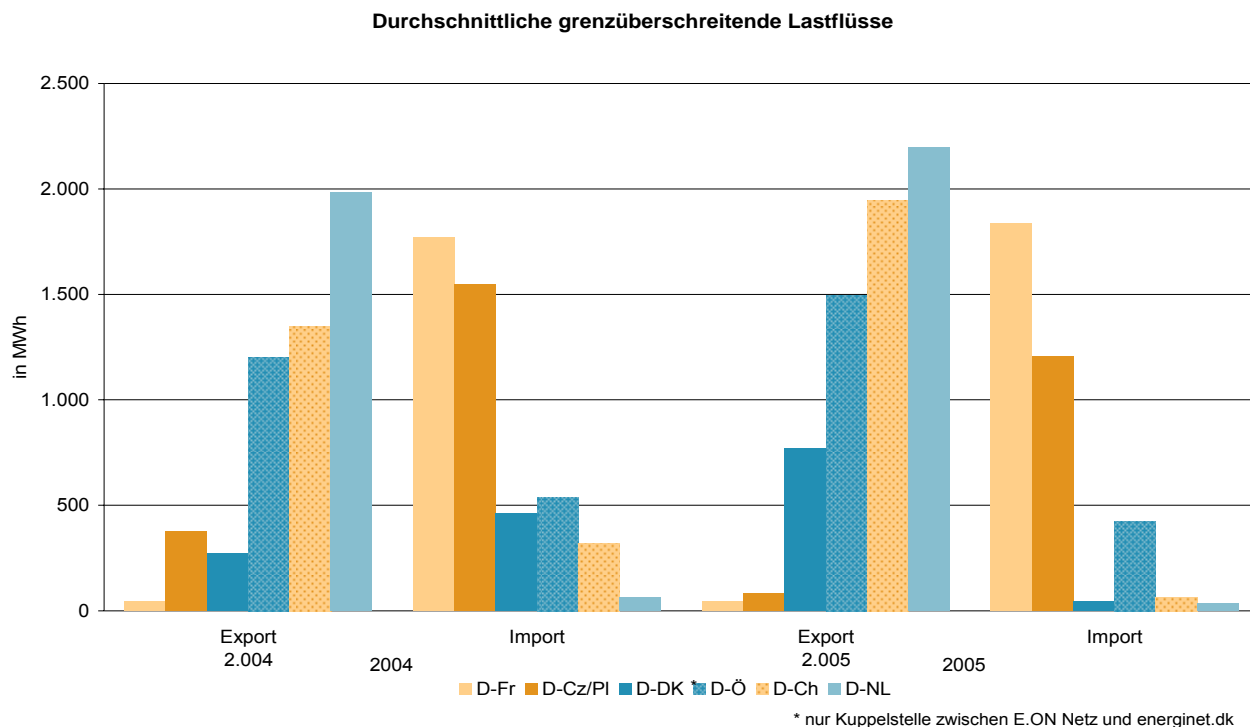


Abbildung 11: Durchschnittliche stündliche Lastflüsse auf grenzüberschreitenden Kuppelleitungen in 2004 und 2005

Einnahmen aus Engpassmanagement

In 2005 wurden insgesamt 334 Mio. Euro mit der Vergabe von grenzüberschreitenden Übertragungsrechten erzielt. Von den insgesamt erzielten Auktionseinnahmen wurden etwa zwei Drittel für Importkapazitäten eingenommen. Im Vergleich zu 2004 sind die Einnahmen aus Engpassmanagement gestiegen. Für Exportkapazitäten fielen bei den ÜNB 2004 ca. 90 Mio. Euro an Einnahmen an, für Kapazitäten in Importrichtung waren es 2004 rund 110 Mio. Euro. In Importrichtung haben sich die Auktionseinnahmen im Vergleich zu 2004 somit fast verdoppelt.

Einnahmen aus Auktionen in 2005

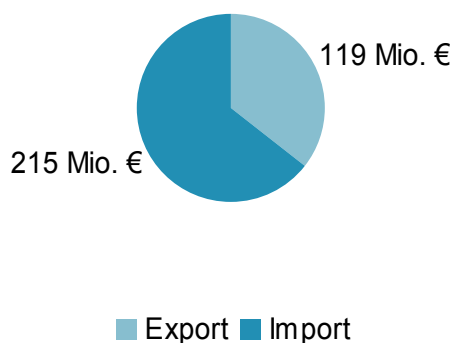
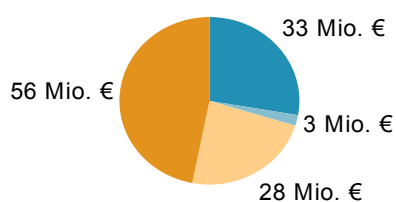


Abbildung 12: Einnahmen aus Engpassmanagement in 2005

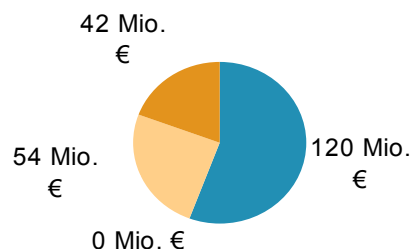
In Exportrichtung wurde rund die Hälfte der Einnahmen im Rahmen der Jahres-, Quartals- und Monatsauktionen erzielt. Die andere Hälfte ist im Rahmen der Tagesauktion erzielt worden. In Importrichtung dagegen wurde der wesentliche Anteil der Einnahmen im Rahmen der Jahresauktionen erzielt. Weniger als ein Fünftel der Einnahmen ist in der Tagesauktion eingenommen worden (siehe Abbildung 13).

Einnahmen aus der Vergabe von Exportkapazitäten



■ Einnahmen Jahresauktion
■ Einnahmen Quartalsauktion

Einnahmen aus der Vergabe von Importkapazitäten



■ Einnahmen Monatsauktion
■ Einnahmen Tagesauktion

Abbildung 13: Aufteilung der Einnahmen aus Engpassmanagement in 2005

In Abbildung 14 ist dargestellt, wie sich die Einnahmen aus Engpassmanagement von 2004 zu 2005 an den einzelnen Grenzkuppelstellen für die jeweiligen ÜNB entwickelt haben. Die durch das Engpassmanagement generierten Einnahmen sind im Betrachtungszeitraum an allen Grenzen gestiegen. Einzige Ausnahme sind die Einnahmen aus Exportkapazitäten von Deutschland nach Dänemark. Hier sind die Einnahmen insb. aus Monats- und Tagesauktionen im Vergleich zu 2004 gesunken. An der deutsch-niederländischen Grenze sind insb. die Einnahmen aus der Vergabe von Übertragungsrechten in Exportrichtung für den Folgetag gestiegen. Dagegen sind bei der Vergabe von Importkapazität an der deutschen Ostgrenze die für Jahreskapazitäten erzielten Einnahmen gestiegen. Ebenso sind an der deutsch-dänischen Grenze die für die täglich vergebene Importkapazität erzielten Einnahmen gestiegen.

Gründe für die gestiegenen Einnahmen können insb. die gestiegenen Marktpreise in bestimmten Ländern und damit einhergehende Veränderungen der Preisunterschiede zwischen einzelnen Märkten sein. Je nach Erwartung über den langfristigen Effekt der Preisänderung der Auktionsteilnehmer wird dies zu einer veränderten Bewertung der Übertragungsrechte durch die Marktteilnehmer führen.

Einnahmen aus Auktionen von Übertragungs-kapazität in 2004 / 2005

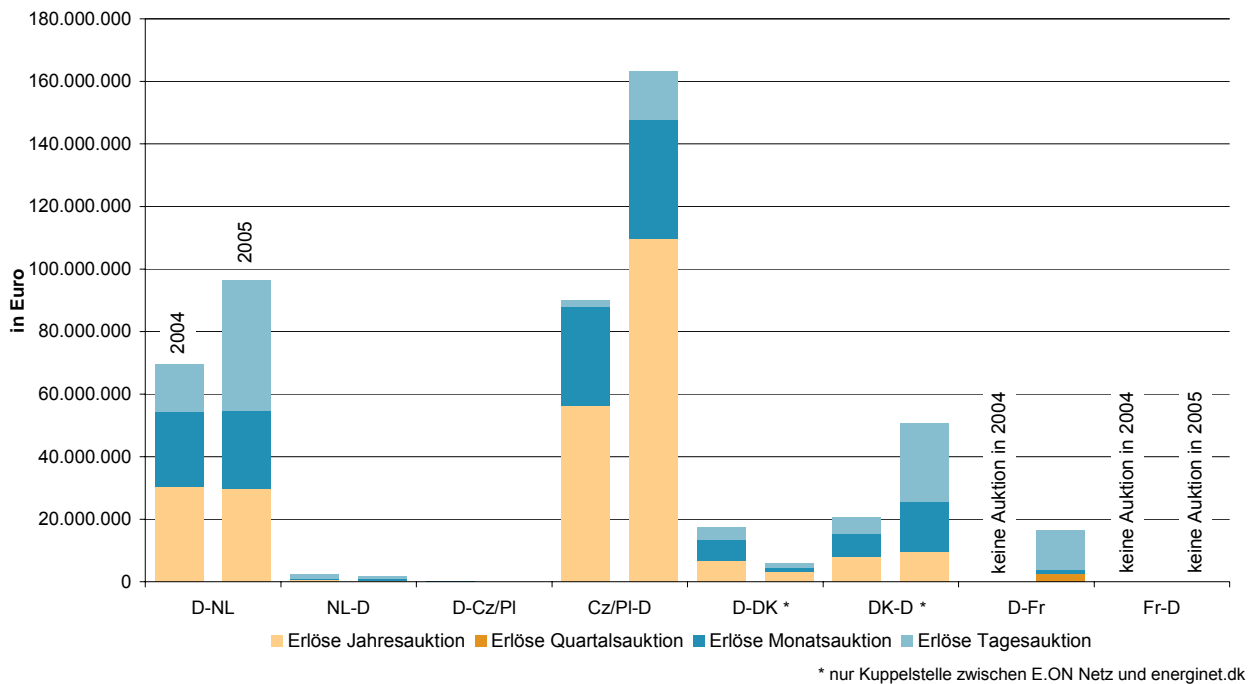


Abbildung 14: Einnahmen der ÜNB aus der Kapazitätsvergabe an den deutschen Grenzen in 2004 und 2005

Die Einnahmen aus der Kapazitätsvergabe sind gemäß Art. 6 Abs. 6 der EU-Verordnung 1228/2003 für die Gewährleistung der Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität, Netzinvestitionen für den Erhalt oder den Ausbau von Verbindungskapazitäten und/oder als Einkünfte, die bei der Genehmigung der Netzentgelte zu berücksichtigen sind, zu verwenden. Nach Auskunft der ÜNB werden die Einkünfte aus der Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungs-kapazität bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt. Zu den in Abbildung 14 dargestellten Einnahmen ist darauf hinzuweisen, dass diese die Einnahmen für die Kapazitätsvergabe an den jeweiligen Grenzen insgesamt darstellen. Die dargestellten Einnahmen werden entsprechend individueller Vereinbarungen zwischen den beteiligten Übertragungs-netzbetreibern aufgeteilt.

Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

In Art. 3 Abs. 1 der Stromhandelsverordnung (EG-Verordnung 1228/2003) ist geregelt, dass die ÜNB einen Ausgleich für die Kosten erhalten, die durch grenzüberschreitende Stromflüsse über ihre Netze entstehen. Die europäische Organisation der ÜNB (ETSO) hat zu diesem Zweck den derzeitigen ETSO-Mechanismus zur Berechnung der Kompensationszahlungen entwickelt. Dieser wurde 2002 eingeführt und von Jahr zu Jahr modifiziert. Das derzeitige Modell ist ein Zwei-Stufen-Modell. Es berechnet im ersten Schritt die Kompensationszahlungen für jeden ÜNB und somit die Größe des Fonds. Die Kompensationszahlungen basieren auf regulierten Netzkosten für Anlagen und Verluste für jeden ÜNB, multipliziert mit einem Transitschlüssel. Im zweiten Schritt wird die Finanzierung des Fonds geklärt. Die Finanzierung erfolgt hauptsächlich durch die teilnehmenden ÜNB auf Basis verursachungsgerechter Beiträge und zu einem geringen Teil über Gebühren, die von angrenzenden Ländern, die nicht am ETSO-Mechanismus teilnehmen, für Importe gezahlt werden. Die Gesamtmenge des Fonds wurde auf 370 Mio. Euro begrenzt. Die vier deutschen ÜNB haben 2005 einen Gesamtbetrag von 38 Mio. Euro erhalten.

Investitionen in die Infrastruktur der grenzüberschreitenden Verbindungen

Speziell für grenzüberschreitende Verbindungsleitungen wurden im Zeitraum 2002 bis 2005 rd. 25 Mio. € in den Ausbau bzw. die Erweiterung dieser Leitungen investiert. Konkrete Planungen für weitere Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen gibt es bei den

deutschen ÜNB zurzeit noch nicht, teilweise werden jedoch bereits Machbarkeitsstudien über weitere Netzausbauoptionen durchgeführt.

3.1.2.2 Verteilernetze

Bei der Bundesnetzagentur sind mit Stand 22.05.2006 insgesamt 876 Verteilernetzbetreiber Strom (VNB Strom) erfasst. Davon haben sich 679 VNB Strom an der Monitoringabfrage der Bundesnetzagentur beteiligt. Dies entspricht einem Anteil von 77,51 Prozent an den insgesamt 876 VNB Strom in Deutschland. Die gesamte Entnahmemenge von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten VNB Strom beträgt in 2005 gemäß der Monitoringabfrage 411,42 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 76,64 Prozent an dem gesamten Stromverbrauch von Letztverbrauchern in Höhe von 536,8 TWh in 2005 gemäß Angaben des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW).²⁷

Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EnWG sollten Verteilernetzbetreiber Auskunft über bestehende Engpässe i.S.d. § 15 Abs. 5 StromNZV geben, insb. über die betroffene Spannungsebene und den Ort des Engpasses. Grundsätzlich können im Elektrizitätsverteilernetz – wie auch im Übertragungsnetz – Engpässe auftreten. Diese Informationen sind maßgeblich für den Zugang zum Elektrizitätsverteilernetz.

In der folgenden Übersicht ist das Ergebnis der Umfrage über im Elektrizitätsverteilernetz vorhandene Engpässe im Sinne des § 15 Absatz 5 StromNZV dargestellt.

Engpässe		Ja	Nein	keine Angabe
Spannungsebene	Hochspannung	1 %	67 %	32 %
	Mittelspannung	1 %	95 %	4 %
	Niederspannung	2 %	96 %	2 %
Ort des Engpasses	innerhalb der Netzebene	2 %	66 %	32 %
	zur vorgelagerten Netzebene	2 %	68 %	30 %
	zur nachgelagerten Netzebene	< 1 %	68 %	32 %

Tabelle 4: Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz

Obwohl eine deutliche Mehrheit der Befragten Engpässe verneinte, muss doch konstatiert werden, dass Engpässe auf allen Spannungsebenen bestehen. Engpässe zum nachgelagerten Netzbetreiber treten dabei seltener auf (eine Ja-Antwort) als zum vorgelagerten Netzbetreiber und innerhalb des Netzes. Die relativ hohe Anzahl fehlender Angaben stellt ein Indiz für mangelnde Kenntnis der Situation im eigenen Netz dar. Dieser Sachverhalt muss sich zukünftig verbessern. Verteilernetzbetreiber haben gemäß § 15 Abs. 5 i.V.m. § 15 Abs. 4 StromNZV die Verpflichtung, Engpässe in ihrem Netz unverzüglich, zumindest auf Ihrer Internetseite, zu veröffentlichen. Die Veröffentlichungspflicht umfasst nicht nur die zur Verfügung stehende Gesamtkapazität, sondern auch die Übertragungsrichtung, in der der Engpass auftritt, und die prognostizierte Dauer, womit auch Kenntnis über Ort und Spannungsebene des Engpasses bestehen muss.

Verschiedene Betreiber von Verteilernetzen, welche stark vom Zuwachs installierter Erzeugungsleistung, die in den Anwendungsbereich des EEG fällt, betroffen sind, haben ein Engpassmanagement (oft als Netzsicherheitsmanagement bezeichnet) in ihrem Netzgebiet eingeführt. Damit sollen bis zum Abschluss des erforderlichen Netzausbaus Engpässe vermieden werden. Das Engpassmanagement soll im Fall eines Netzengpasses die Steuerung der Stromeinspeisung durch den Verteilernetzbetreiber ermöglichen und dabei der

²⁷ Vgl. www.strom.de

Systemverantwortung des Netzbetreibers und dem Einspeisevorrang von EEG-Anlagen Rechnung tragen. Vom Engpassmanagement werden alle konventionellen Erzeugungsanlagen sowie KWK-Anlagen erfasst. Soweit es sich um EEG-Anlagen handelt, die nach der Novellierung des EEG in 2004 angeschlossen wurden, erfolgt ebenfalls der Einbezug ins Engpassmanagement. Das EEG sieht nunmehr gemäß § 4 Abs. 3 EEG vor, dass Anlagen technisch so ausgerüstet sein müssen, dass eine Reduzierung der Einspeiseleistung vorgenommen werden kann. Andernfalls ist der Netzbetreiber nicht zum vorrangigen Anschluss verpflichtet.

Für Betreiber von Erzeugungsanlagen kann die Praktizierung des Engpassmanagements zu einer temporären Leistungsreduzierung oder gar Leistungsabschaltung führen. Dies kann sich auch im Kleinkundenbereich auswirken, wo zahlreiche kleine BHKW²⁸-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung installiert wurden. Diese müssten unter Umständen eine Unterbrechung ihrer Stromerzeugung und der Prozess- oder Heizwärmeversorgung akzeptieren.

3.1.3 Regulierung der Aufgaben der Übertragungs- und Verteilerunternehmen

3.1.3.1 Netzentgelte

Mit der Regulierung der Netzentgelte wird ein wesentlicher Beitrag zur Sicherstellung von Wettbewerb erbracht. Das Ziel der Regulierungsbehörden ist die Herstellung eines ausgewogenen Verhältnisses zwischen Versorgungssicherheit, Effizienz der Netzbetreiber und Erwirtschaftung eines angemessenen Gewinnes. Diese Zielsetzung wird von den Regulierungsbehörden bundeseinheitlich und für alle Netzbetreibergruppen in gleicher Weise verfolgt. Die Genehmigungsverfahren zu den aktuellen Entgeltkalkulationen sind zurzeit noch nicht abgeschlossen.

Zur Herstellung der Markttransparenz bei den Netzentgelten sind im Rahmen der Monitoringabfrage von Großhändlern und Lieferanten zum Stichtag 01.04.2006 Angaben zum aktuellen Einzelhandelspreisniveau gemäß den folgenden Eurostat²⁹-Definitionen (typischer Stromkundenkategorien) abgefragt worden:

- Dc: Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, darunter 1.300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom), Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Standardwohnung 90 m²)
- Ib: Gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, einer Jahreshöchstlast von 50 kW und einer Benutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Sofern in der Kundenkategorie Ib keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert für Ib auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.)
- Ig: Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, einer Jahreshöchstlast von 4.000 kW und einer Benutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)

Bei den Kategorien Ib und Ig war dabei zwischen Kunden, die dem produzierenden Gewerbe angehören und damit einen ermäßigten Stromsteuersatz zahlen sowie Unternehmen, die den Regelsteuersatz zahlen, zu unterscheiden.

Die nachfolgende Tabelle enthält eine Darstellung der durchschnittlichen mengengewichteten Einzelhandelspreise inkl. aller Steuern und Abgaben sowie die anteiligen Netzkosten zum 01.04.2006 vor Erteilung der ersten Strom-Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG. Die Mengengewichtung erfolgte über die Jahresarbeit in den dazugehörigen Kundenkategorien für die Abnahmefälle Dc, Ib und Ig (vgl. Kapitel 3.2.3.2).

²⁸ BHKW: Blockheizkraftwerk.

²⁹ Eurostat: Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften.

	Durchschnittliche mengengewichtete Strom- Einzelhandelspreise	Durchschnittliche mengengewichtete Strom- Netzkosten ³⁰
Dc	18,89 ct/kWh	7,30 ct/kWh
Ib mit ermäßigter Stromsteuer	18,44 ct/kWh	6,38 ct/kWh
Ib mit Regelsteuersatz	19,35 ct/kWh	6,37 ct/kWh
Ig mit ermäßigter Stromsteuer	11,12 ct/kWh	1,65 ct/kWh
Ig mit Regelsteuersatz	12,14 ct/kWh	1,70 ct/kWh

Tabelle 5: Durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreise und Netzkosten

Im Beispiel der Kundengruppe Dc ergibt sich ein Einzelhandelspreis von 18,89 ct/kWh, darin ist unter anderem die Position Netzkosten enthalten, die mit 7,30 ct/kWh zu Buche schlägt. Berücksichtigt man die weiteren Positionen des Einzelhandelspreises erhält man folgende Darstellung.

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Dc

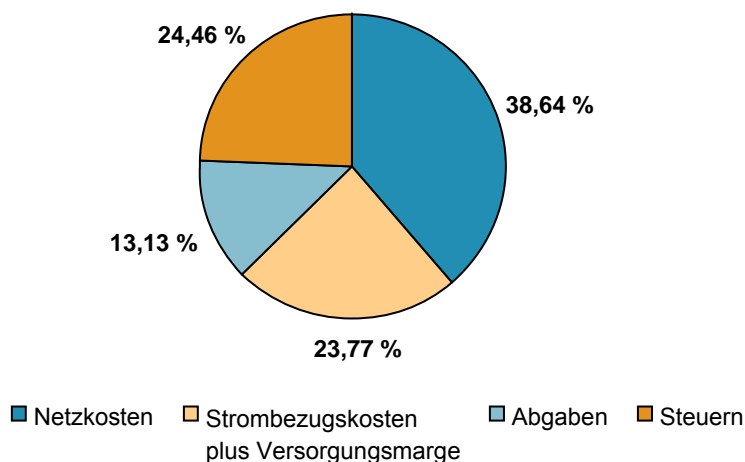


Abbildung 15: Aufteilung des Einzelhandelspreises Kategorie Dc

Der Anteil der Netzkosten, also des Kostenbereiches für dessen Prüfung die Regulierungsbehörden zuständig sind, beträgt für die Kundengruppe Dc ca. 39 Prozent der Einzelhandelspreise. Staatliche Zahlungen in Form von Steuern bzw. Abgaben belaufen sich auf rund 37 Prozent und die Strombezugskosten plus Versorgungsmarge auf etwa 24 Prozent.

Die Regulierungsbehörden erhielten mit dem EnWG vom 07.07.2005 die Aufgabe der ex-ante Überprüfung der deutschen Stromnetzentgelte (zu den Zuständigkeiten von Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden siehe die Ausführungen in Kapitel 4.1.4.2). Für die Entgeltgenehmigung mussten die Stromnetzbetreiber im Oktober 2005 einen Entgeltgenehmigungsantrag nach § 23a EnWG stellen. In der anschließenden Einzelprüfung mussten die Netzentgelte laut EnWG auf Angemessenheit, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz geprüft

³⁰ Netzkosten sind Netzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte ohne Konzessionsabgabe und KWK-Aufschlag.

werden. Die Grundlage der Überprüfung der Netzentgelte ist vom Gesetzgeber den Regulierungsbehörden vorgegeben worden. Die Entgelte müssen kostenorientiert sein, und die Kosten der Betriebsführung müssen einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber (§ 21 Abs. 2 EnWG) entsprechen.

Mit Hilfe des Vergleichsverfahrens soll eine Effizienzbeurteilung der deutschen Netzbetreiber vorgenommen werden. Darüber hinaus ist es Ziel des Vergleichsverfahrens, die Transparenz zu erhöhen und zu Beginn der Energieregulierung einen Überblick über die vorgefundene Ausgangssituation zu schaffen. Bei Kosten oberhalb des Durchschnitts vergleichbarer Netzbetreiber wird gemäß § 21 Abs. 4 EnWG eine nicht effiziente Betriebsführung vermutet. Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens flankieren damit die laufenden Prüfungen der Netzentgelte durch die Regulierungsbehörden.

Die Bundesnetzagentur hat die bei den Netzbetreibern im Vergleichsverfahren erhobenen Daten genutzt, um strukturklassenbezogene Kennzahlen (Kosten je km Leitungslänge bzw. Kosten je MVA installierter Leistung) zu bilden. Die Strukturklassenbildung basiert zum einen auf der Belegenheit³¹ (regionale Zuordnung) des Netzes (West/Ost) und zum anderen auf einer Differenzierung der Absatzdichte (MWh/km²) in die Kategorien niedrig, mittel und hoch. Die Zugehörigkeit zu einer Strukturklasse spiegelt ausschließlich eine strukturelle Vergleichbarkeit hinsichtlich der Absatzdichte wieder. Die Einteilung stellt keine abschließende Wertung hinsichtlich individueller „Vergleichbarkeit“ dar, sondern dient lediglich einer ersten Vorsortierung.

Aufgrund vorliegender Anträge beim OLG Düsseldorf zur vorbeugenden Unterlassung der vollumfänglichen Veröffentlichung der Ergebnisse der Vergleichsverfahren mit Einzeldaten und Nennung der Netzbetreiber hat die Bundesnetzagentur eine Amtsblattveröffentlichung vorerst gestoppt. Form und Zeitpunkt der Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens sind somit abhängig von der Entscheidung des OLG Düsseldorf.

Die Bundesnetzagentur hat am 06.06.2006 die erste Strom-Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG erteilt. Sie betraf den ÜNB Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET). Durch die Genehmigung werden die Netzentgelte der VET deutlich gesenkt. Auswirkungen hat diese Netzentgeltabsenkung vor allem bei den an das VET-Netz angeschlossenen Verteilernetzbetreibern, deren Vorkosten sinken und deshalb bei ihnen zu niedrigeren Netzentgelten beitragen werden, was dann wiederum den Verbrauchern zugute kommt.

Grundlage der Genehmigung sind die Netzkosten. Von den Ist-Kosten der VET im Jahr 2004, die die Basis für die Kalkulation der Netzentgelte darstellen, hat die Bundesnetzagentur ca. 11,7 Prozent nicht anerkennen können. Bezogen auf die im Antrag der VET angegebenen Kosten handelt es sich um einen Abschlag in Höhe von ca. 18 Prozent. Auf dieser Grundlage sind die beantragten Entgelte für die Nutzung des Übertragungsnetzes gekürzt worden. Die von Anfang November 2005 bis Ende Juni 2006 vereinnahmten überhöhten Netzentgeltanteile sollten zugunsten der Netznutzer abgeschöpft werden, wobei die Abschöpfung in der nächsten Genehmigungsperiode ab 01.01.2007 kostenmindernd berücksichtigt werden sollte. Die jetzt ausgesprochene Genehmigung der Bundesnetzagentur ist bis zum 31.12.2006 befristet.

Die Entscheidung bezüglich VET beruht auf vielen individuellen Feststellungen und konkreten Unternehmensdaten, sie ist daher nicht auf andere vergleichbare Unternehmen im Hinblick auf Struktur und Höhe von Kostensenkungen zu übertragen. Jedes einzelne Unternehmen wird sorgfältig, auch nach ausführlichen Anhörungen und Stellungnahmen, sachgerecht geprüft und behandelt. Eine Gleichbehandlung findet dagegen selbstverständlich bei den Prüfgrundlagen und Auslegungsregeln statt, auf die sich die Bundesnetzagentur mit den Länderbehörden verständigt hat (sog. „Positionspapier der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Stromnetzentgeltverordnung“ vom 07.03.2006).

³¹ Die Strukturklassen richten sich nach der Belegenheit des Netzes in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt oder Thüringen (Strukturklasse Ost) oder den übrigen Ländern (Strukturklasse West). Siehe § 24 Abs. 1 Nr. 2 StromNEV.

Anders als noch im Positionspapier beschrieben gehen die Regulierungsbehörden bei der Gewerbesteuer jetzt von einer rein kalkulatorischen Kostenposition aus. Auch im VET-Bescheid ist deshalb eine rein kalkulatorische Gewerbesteuer berücksichtigt.

Der 3. Kartellsenat des OLG Düsseldorf hatte auf Antrag der VET am 21.07.2006 in einer Eilentscheidung die Rechtmäßigkeit der von der Bundesnetzagentur am 06.06.2006 genehmigten Netzentgelte nach § 23a EnWG bestätigt. Nach summarischer Prüfung, so das OLG, bestehen an der Rechtmäßigkeit der Netzentgeltgenehmigung gegenüber VET keine ernstlichen Zweifel.

Am 31.07.2006 hat die Bundesnetzagentur bei drei weiteren großen Stromnetzbetreibern die den beantragten Entgelten zugrunde liegenden Kosten um bis zu 14 Prozent gekürzt. Die Entscheidungen betrafen die RWE Transportnetz Strom GmbH, die EnBW Transportnetze AG sowie den Verteilnetzbetreiber TEN Thüringer Energienetze GmbH. In allen Fällen führten die Prüfungen zu einer Kürzung der von den Netzbetreibern geltend gemachten Kosten. Bei den Übertragungsnetzbetreibern betragen die Kürzungen gut neun Prozent (RWE Transportnetz Strom GmbH) bzw. acht Prozent (EnBW Transportnetze AG), bei dem Verteilnetzbetreiber (TEN Thüringer Energienetze GmbH) rund 14 Prozent. Im Unterschied zu der bereits erteilten Genehmigung für die VET, die bis Ende 2006 befristet ist, haben die Genehmigungen vom 31.07.2006, wie beantragt, eine Laufzeit bis zum 31.12.2007.

3.1.3.2 Bilanzausgleich

Zum Bilanzausgleich zählt zum einen die Beschaffung von der zum Ausgleich zwischen Ein- und Ausspeisung benötigten Energie durch den ÜNB (sog. Regelenergie und -leistung) und zum anderen die Abrechnung der durch die Bilanzkreisverantwortlichen benötigten Energie (sog. Ausgleichsenergie) und die damit verbundenen Regelungen.

Grundsätzliches zum Bilanzausgleich

Vorgaben zum Bilanzausgleich innerhalb der einzelnen Regelzonen sind in den §§ 4 und 5 StromNZV enthalten. Zusätzliche Regelungen finden sich außerdem im TransmissionCode 2003. Nach § 4 StromNZV erfolgt der Bilanzausgleich über Bilanzkreise. Jede Einspeise- oder Entnahmestelle ist gemäß § 4 Abs. 3 StromNZV einem Bilanzkreis zuzuordnen. Es können auch Bilanzkreise gebildet werden, die nicht die Belieferung von Letztverbrauchern zum Gegenstand haben, § 4 Abs. 1 StromNZV. Außerdem können sich Bilanzkreise als Subbilanzkreise einem anderen Bilanzkreis zuordnen. Der Bilanzkreisverantwortliche ist für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen seines Bilanzkreises in jeder Viertelstunde verantwortlich. Er übernimmt nach § 4 Abs. 2 StromNZV die wirtschaftliche Verantwortung für diese Abweichungen.

Beschaffung von Regelenergie

Der ÜNB ist für den Ausgleich des Saldos der auftretenden Ungleichgewichte zwischen Ein- und Ausspeisungen aller Bilanzkreise in seiner Regelzone nach § 12 Abs. 1 EnWG verantwortlich. Diese unvorhergesehenen Schwankungen zwischen Einspeisung und Entnahme des Stroms im Netz werden durch die Betreiber der Übertragungsnetze für ihre jeweilige Regelzone durch eine kurzfristige Erhöhung oder Senkung der Leistung von Kraftwerken und/oder auch industriellen Verbrauchern ausgeglichen. Die dafür benötigte so genannte Regelenergie beschaffen die ÜNB im Rahmen von Ausschreibungen.

Es ist zwischen den Regelenergiearten Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve zu differenzieren. Sie unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Aktivierungs- und Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Primär- und Sekundärregelung werden vom ÜNB automatisch aus regelfähigen Kraftwerken abgerufen. Die Primärregelung muss innerhalb von 30 Sekunden und die Sekundärregelung innerhalb von fünf Minuten im jeweils erforderlichen Umfang vollständig

bereitgestellt werden. Minutenreserve wird jeweils als Fahrplanlieferung zur vollen ¼-Stunde eingesetzt und muss daher innerhalb von 15 Minuten vollständig aktivierbar sein.

Potenzielle Anbieter für die verschiedenen Regelenergiearten müssen sich am Präqualifikationsverfahren des ÜNB beteiligen, in dessen Regelzone sie Regelenergie anbieten wollen, und so nachweisen, dass sie die technischen und organisatorischen Anforderungen zur Erbringung von Regelenergie erfüllen. Rahmenverträge zwischen Anbietern und ÜNB regeln die kommerziellen und administrativen Rahmenbedingungen vor Abgabe der ersten Angebote. Bisher werden von den ÜNB mit Ausnahme von Teilnehmern aus der zum deutschen Regelblock gehörenden österreichischen Regelzone der TIWAG-Netz AG nur nationale Teilnehmer zugelassen. Es existieren aber bereits erste Konzepte seitens der ÜNB, wie ein Regelblock-übergreifender Austausch von Minutenreserve zwischen Österreich und Deutschland abgewickelt werden könnte.

§ 22 EnWG schreibt vor, dass bei der Beschaffung von Regelenergie ein diskriminierungsfreies, marktbasierendes und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden ist. Nach § 22 Abs. 2 EnWG sind die ÜNB unter Beachtung ihrer jeweiligen Systemverantwortung verpflichtet, zur Senkung des Aufwands für Regelenergie unter Berücksichtigung der Netzbedingungen zusammenzuarbeiten. Ein wesentliches Element dieser Kooperation ist die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform für die gemeinsame regelzonenübergreifende anonymisierte Ausschreibung von Regelenergie, wie sie in § 22 Abs. 2 EnWG gefordert und in § 6 StromNZV konkretisiert wird. Nach den Übergangsregelungen in § 30 StromNZV ist die gemeinsame Ausschreibung für Minutenreserve ab dem 01.01.2006, für Primär- und Sekundärregelung ab dem 01.07.2006 einzurichten.

Die ÜNB hatten der Bundesnetzagentur im Dezember 2005 ein Konzept für die gemeinsame Ausschreibung von Minutenreserve vorgelegt. Dieses Konzept wurde von der Bundesnetzagentur mit den relevanten Marktakteuren konsultiert. Die Bundesnetzagentur wird noch im dritten Quartal des laufenden Jahres eine Festlegung zu den Ausschreibungsmodalitäten für Minutenreserve veröffentlichen. Die weitere Entwicklung und damit der Fokus der Bundesnetzagentur in diesem Bereich werden auf der Einrichtung der gemeinsamen Ausschreibung für Primär- und Sekundärregelung auf der o.g. Internetplattform bestehen.

Vereinheitlichung der Bilanzkreisverträge

Basierend auf den gesetzlichen Vorgaben regelt der Bilanzkreisvertrag das Verhältnis zwischen bilanzkreisverantwortlichem Händler und ÜNB bei der Abwicklung von Stromlieferungen über einen Bilanzkreis. Um Kunden deutschlandweit mit Strom beliefern zu können, benötigen Stromlieferanten in der Regel in jeder der vier deutschen Regelzonen einen Bilanzkreis. Die Einführung eines einheitlichen Bilanzkreisvertrags für alle vier deutschen Regelzonen würde daher aus Sicht vieler Händler zur Reduzierung von Transaktionskosten führen.

Aus der StromNZV hat die Bundesnetzagentur umfangreiche Kompetenzen, den ÜNB einzelne Regelungen aus dem Bilanzkreisvertrag verbindlich vorzugeben (Festlegungskompetenzen nach § 27 StromNZV). Alternativ kann die Bundesnetzagentur aber auch ein sog. Standardangebotsverfahren nach § 28 StromNZV durchführen, mit dem eine umfassende Regelung der Bilanzkreisverträge möglich wäre. Der einseitige Vorstoß eines der vier ÜNB Ende 2005, mit einem neuen Vertrag auf die Bilanzkreisverantwortlichen in der eigenen Regelzone zuzugehen, ist auf umfangreiche Kritik bei den Marktakteuren gestoßen. Die Bundesnetzagentur hat hier kurzfristig erreichen können, dass verschiedene Passagen aus diesem Vertrag, u.a. zur missbräuchlichen Über- und Unterspeisung, von dem Unternehmen nochmals überarbeitet werden. Das vorrangige Ziel der Bundesnetzagentur ist aber die weitestgehende Vereinheitlichung der Bilanzkreisverträge der ÜNB. Im Mai 2006 haben die Übertragungsnetzbetreiber auf Anforderung der Bundesnetzagentur einen Entwurf für einen solchen vereinheitlichten Bilanzkreisvertrag vorgelegt. Der Vertrag wurde allen Marktteilnehmern im Rahmen einer Konsultation zur Kommentierung zur Verfügung gestellt. Ziel ist die Festlegung

eines Standardangebots nach § 28 StromNZV, welches von der Bundesnetzagentur im Anschluss an die Auswertung der Konsultation zu erarbeiten ist.

Ausgleichsenergiepreise

Die im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise werden durch die Arbeitspreise der eingesetzten Sekundär- und Minutenreserve bestimmt. Die Preise für Ausgleichsenergie lagen in 2004 im Mittel bei 2,7 ct/kWh. In 2005 sind sie auf 3,1 ct/kWh im Mittel angestiegen. Neben den durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreisen ist bei drei der vier ÜNB auch der maximal zu zahlende Ausgleichspreis deutlich gestiegen (siehe Tabelle 6).

	RWE Transportnetz Strom GmbH³²	EnBW Transportnetze AG³³	E.ON Netz GmbH³⁴	Vattenfall Europe Transmission GmbH³⁵
2004	15,5 ct/kWh	16,7 ct/kWh	60,1 ct/kWh	30,0 ct/kWh
2005	42,2 ct/kWh	36,8 ct/kWh	256,3 ct/kWh	20,0 ct/kWh

Tabelle 6: Maxima der Ausgleichsenergiepreise in 2004

Die durchschnittlich in 2005 zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise bei negativem und positivem Regelzonensaldo sind in Tabelle 7 dargestellt. Für positive Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zwischen 6,88 ct/kWh (EnBW Transportnetze AG) und 8,84 ct/kWh (Vattenfall Europe Transmission GmbH). Für negative Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zwischen 0,13 ct/kWh (RWE Transportnetz Strom GmbH) und 0,50 ct/kWh (EnBW Transportnetze AG).

	RWE Transportnetz Strom GmbH	EnBW Transportnetze AG	E.ON Netz GmbH	Vattenfall Europe Transmission GmbH
Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo	7,04 ct/kWh	6,88 ct/kWh	7,54 ct/kWh	8,84 ct/kWh
Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo	0,13 ct/kWh	0,50 ct/kWh	0,14 ct/kWh	0,33 ct/kWh

Tabelle 7: Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise in 2005

In Abbildung 16 und Abbildung 17 ist die Verteilung der Bilanzausgleichspreise dargestellt. Dazu wurden die aufgetretenen Ausgleichsenergiepreise zum einen bei positivem Regelzonensaldo und zum anderen bei negativem Regelzonensaldo absteigend sortiert. Ist das Regelzonensaldo negativ, so liegt die Einspeisung in der jeweiligen Regelzone über dem Verbrauch. Ist das Regelzonensaldo positiv, ist die Ausspeisung in der jeweiligen Regelzone größer als die Einspeisung zu diesem Zeitpunkt.

Bei den Preisen der Ausgleichsenergie bei negativem Regelzonensaldo ist auffällig, dass sich die Preise bei Vattenfall Europe Transmission GmbH im Wesentlichen auf einem Niveau befinden. Außerdem ist ungewöhnlich, dass die Ausgleichsenergiepreise bei negativem

³² Vgl. www.rwetransportnetzstrom.com, eigene Berechnungen.

³³ Vgl. www.enbw.com, eigene Berechnungen.

³⁴ Vgl. www.eon-netz.com, eigene Berechnungen.

³⁵ Vgl. www.transmission-vattenfall.de, eigene Berechnungen.

Regelzonensaldo für etwa 600 Viertelstunden auf dem Niveau der Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo liegen.

Neben dem Niveau und der Verteilung der Ausgleichsenergiepreise ist bei den Übertragungsnetzbetreibern auch die Anzahl der Viertelstunden, in denen das Regelzonensaldo negativ war, unterschiedlich. Die Anzahl der Viertelstunden reicht von rund 17.000 Viertelstunden bei EnBW Transportnetze AG bis zu ca. 26.000 bei E.ON Netz GmbH.

Entsprechend weist E.ON Netz GmbH mit rund 9.000 Viertelstunden die geringste Anzahl von Viertelstunden mit positivem Regelzonensaldo auf. Bei RWE Transportnetz Strom GmbH waren es in 2005 etwa 14.500 Viertelstunden und bei Vattenfall Europe Transmission GmbH etwa 14.000 Viertelstunden. Auch bei den Ausgleichsenergiepreisen bei positivem Regelzonensaldo liegen die Preise in der Regelzone von Vattenfall Europe Transmission GmbH auf konstantem Niveau. Die Ausgleichsenergiepreise sind hier im Durchschnitt am höchsten.

Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo in 2005

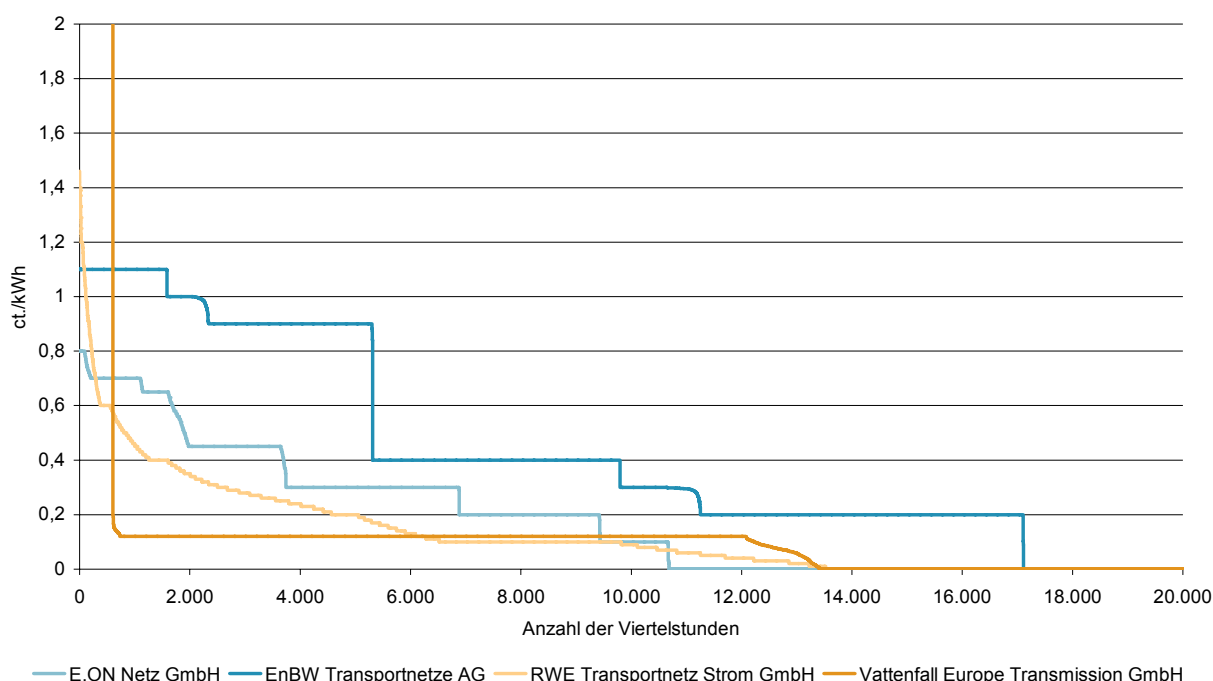


Abbildung 16: Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo in 2005 (Maximum des Ausgleichsenergiepreises bei Vattenfall Europe Transmission GmbH betrug 9,5 ct/kWh in 2005)

Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo in 2005

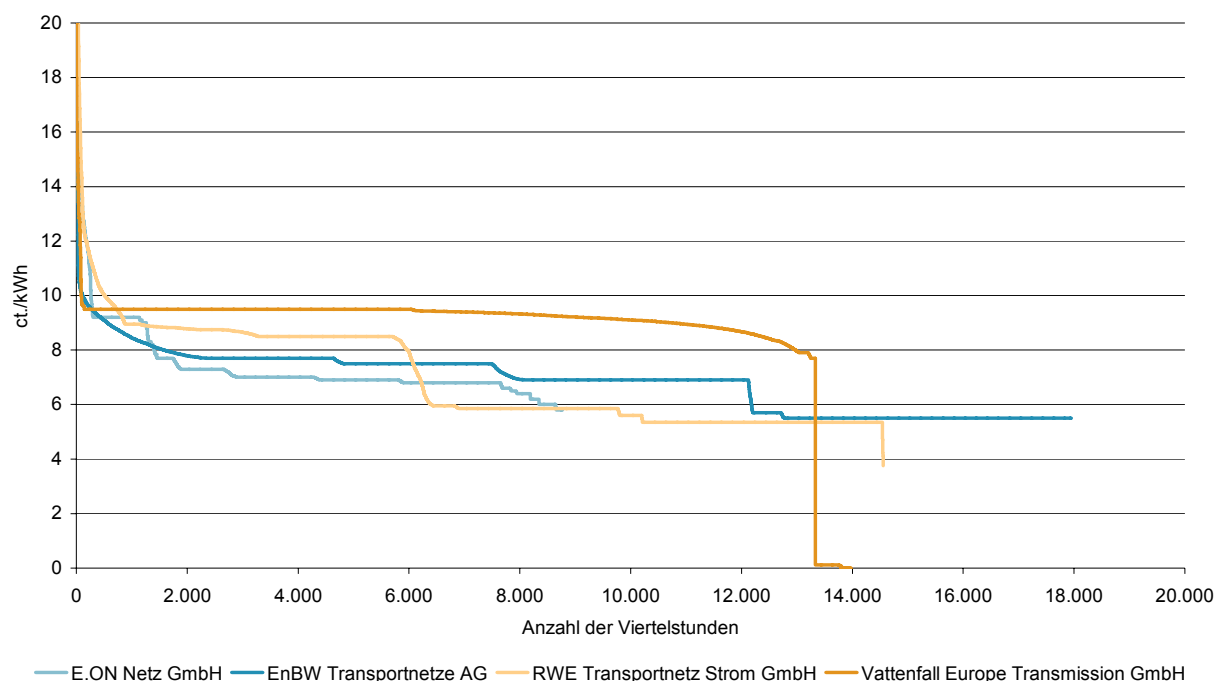


Abbildung 17: Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo in 2005

Abrechnung der Ausgleichsenergie

Nach § 8 Abs. 2 StromNZV sind die ÜNB verpflichtet, die Ausgleichsenergie spätestens zwei Monate nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen abzurechnen. Nach den Angaben der ÜNB werden die für die Abrechnung erforderlichen Daten von den Verteilernetzbetreibern zurzeit verzögert oder unvollständig geliefert, was zu erheblichen zeitlichen Rückständen bei der Bilanzkreisabrechnung führt. Die ÜNB haben daher bei der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Verlängerung der Abrechnungsfrist bzw. Aussetzung der fristgerechten Abrechnung nach § 8 Abs. 2 StromNZV gestellt.

Zwischenzeitlich hat der VDN ein zwischen den ÜNB und dem Verband Kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) abgestimmtes Konzept vorgelegt, welches die Abrechnung der Bilanzkreise innerhalb der gesetzlichen Zwei-Monatsfrist ermöglichen soll. Dieses legt fest, wer welche Daten wann zu übermitteln hat, so dass im Grundsatz innerhalb von 42 Werktagen nach dem Liefermonat die Abrechnungen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen erstellt werden können. Für eine Übergangszeit von zwei Jahren soll zunächst die Möglichkeit eröffnet werden, acht Monate nach dem Liefermonat eine zweite, korrigierende Bilanzkreisabrechnung vorzunehmen, da zu erwarten ist, dass die Daten zunächst noch nicht die erforderliche Zuverlässigkeit aufweisen werden. Die Bundesnetzagentur hat eine Konsultation des Konzeptes bei den beteiligten Marktteilnehmern durchgeführt, die zurzeit ausgewertet wird. Danach wird die Bundesnetzagentur ggf. Festlegungen über die Pflichten im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung treffen.

Fahrplanmanagement

Grundsätzlich sind Fahrplananmeldungen, in denen die Bilanzkreisverantwortlichen den Übertragungsnetzbetreibern die geplanten Stromliefer- und -handelsgeschäfte für den jeweiligen Tag (auf Basis von viertelstündlichen Werten) mitteilen, gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV bis 14.30 Uhr des Vortags möglich. Für untertägliche Fahrplanänderungen sieht § 5 Abs. 2 StromNZV vor, dass Fahrpläne innerhalb einer Regelzone sowie regelzonenübergreifende Fahrpläne mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu

jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden können. Die Regelungen nach § 5 Abs. 3 StromNZV sehen vor, dass Fahrplanänderungen regelzonen-intern auch bis 16 Uhr des Folgetages möglich sind. Seit Anfang 2006 gilt allerdings für regelzonen-übergreifende Fahrplanänderungen eine Übergangslösung mit abweichenden Vorlaufzeiten für untertägliche Fahrplanänderungen. Die ÜNB haben gegenüber der Bundesnetzagentur dargelegt, dass ein den Anforderungen der StromNZV entsprechendes System aufgrund der Anpassung von eigenen Systemen und Prozessen nicht mit Beginn der Gültigkeit des neuen Rechtsrahmens umgesetzt werden konnte. Die ÜNB schlugen vor, bis zur endgültigen Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen, eine Übergangslösung einzurichten. Die Umsetzung der Übergangslösung wurde von der Bundesnetzagentur nach Konsultation der relevanten Marktakteure akzeptiert. Seit Januar 2006 sind für eine Übergangszeit von einem Jahr untertägliche Fahrplanänderungen mit einem Vorlauf von 60 Minuten zu jeder vollen Stunde möglich.

Nach § 5 Abs. 4 StromNZV ist es außerdem möglich, im Fall von ungeplanten Kraftwerksausfällen Fahrpläne mit einem Vorlauf von 15 Minuten zur Viertelstunde zu ändern. Diese gesetzliche Regelung wird auch während der Dauer der Übergangslösung angewendet. Um die Nutzung der Möglichkeiten des untertäglichen Fahrplanmanagements durch die Marktteilnehmer und damit die Notwendigkeit einer automatisierten Lösung einschätzen zu können, führt die Bundesnetzagentur ein Monitoring über die abgewickelten Fahrplanänderungen durch. Hierzu werden von den ÜNB monatlich Berichte über die Anzahl der betroffenen Bilanzkreise, die Anzahl sowie das Volumen der Fahrplanänderungen gemäß Übergangslösung und im Fall von Kraftwerksausfällen an die Bundesnetzagentur übersandt. Ergebnisse zur Anzahl und zum Volumen der untertäglichen Fahrplanänderungen gemäß Übergangslösung für die Monate Januar bis April 2006 sind in Abbildung 18 bzw. Abbildung 19 dargestellt. In Abbildung 20 und Abbildung 21 ist die Anzahl bzw. das Volumen der unter-täglichen Fahrplanänderungen aufgrund von Kraftwerksausfällen dargestellt.

**Anzahl der Fahrplanänderungen gemäß Übergangslösung
(mit Vorlauf von 60 Minuten zur vollen Stunde)**

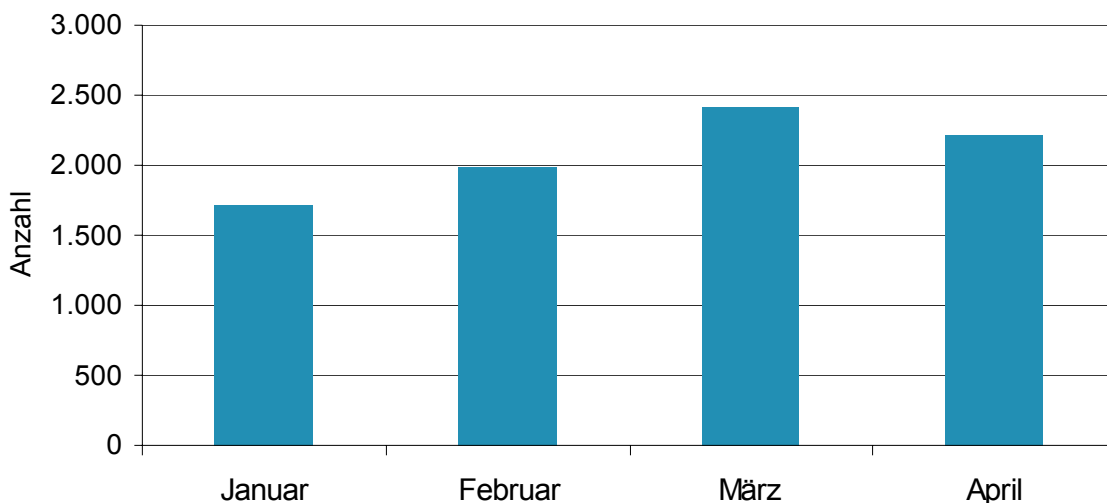


Abbildung 18: Anzahl der Fahrplanänderungen in 2006 gemäß Übergangsregelung zur Änderung von untertäglichen Fahrplänen

Volumen der Fahrplanänderungen gemäß Übergangslösung (mit Vorlauf von 60 Minuten zur vollen Stunde)

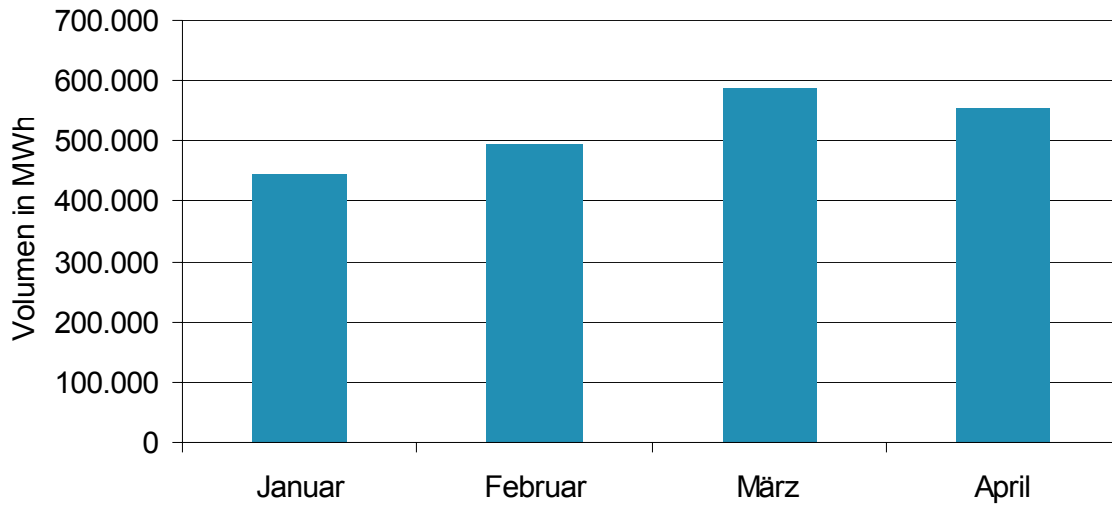


Abbildung 19: Volumen der Fahrplanänderungen in 2006 gemäß Übergangsregelung zur Änderung von untertäglichen Fahrplänen

Anzahl der Fahrplanänderungen aufgrund Kraftwerksausfall

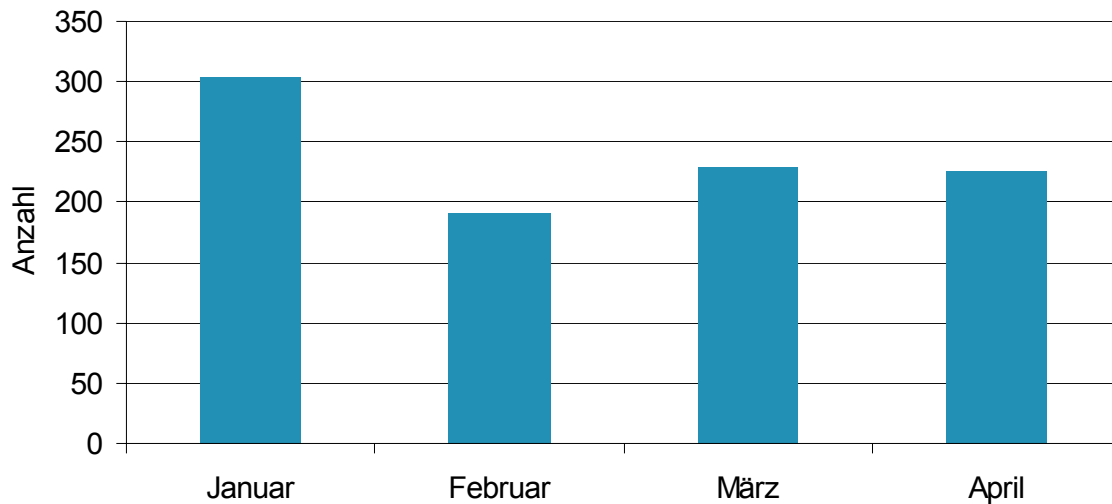


Abbildung 20: Anzahl der Fahrplanänderungen in 2006 aufgrund von Kraftwerksausfällen

Volumen der Fahrplanänderungen aufgrund Kraftwerksausfall

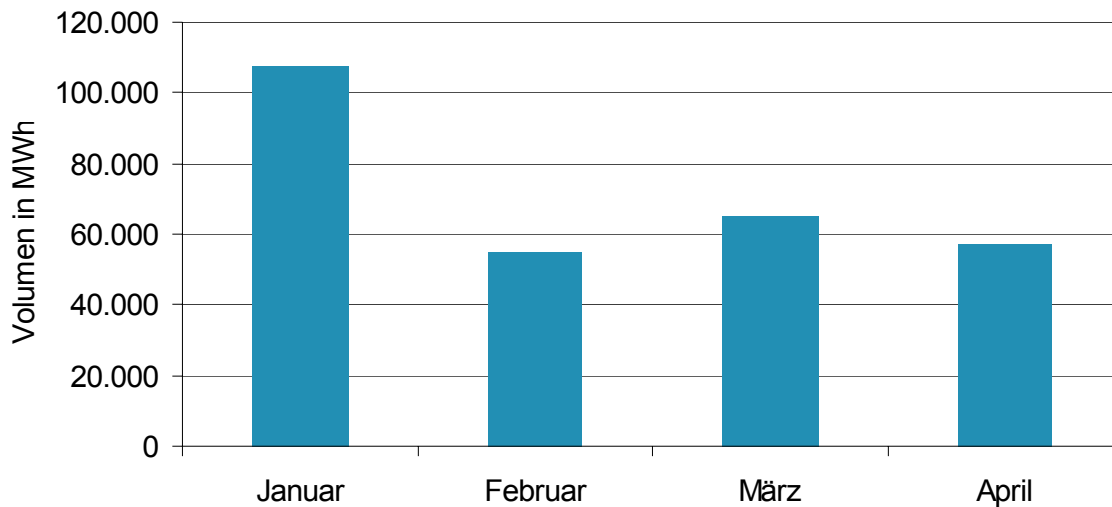


Abbildung 21: Volumen der Fahrplanänderungen in 2006 aufgrund von Kraftwerksausfällen

3.1.3.3 Veröffentlichung angemessener Informationen

Übertragungsnetze

Mit Inkrafttreten des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 07.07.2005 und der StromNZV vom 25.07.2005, aber auch im Zusammenhang mit der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 wurden die Netzbetreiber zu zahlreichen Veröffentlichungen verpflichtet. Auch weil diese teilweise nur sehr zögerlich umgesetzt wurden, hat die Bundesnetzagentur diesbezüglich bereits im Jahr 2005 mit einem ausführlichen Monitoring über die Veröffentlichungspraxis der ÜNB begonnen. Im laufenden Jahr 2006 wurden die ÜNB aufgefordert, ihren gesetzlichen Verpflichtungen nachzukommen. Die Umsetzung der genannten Veröffentlichungspflichten ist jedoch mit weiterem Abstimmungsbedarf zwischen den einzelnen ÜNB, aber auch gegenüber der Bundesnetzagentur verbunden und kann daher in den folgenden Abschnitten noch nicht abschließend bewertet werden.

Verbindungsleitungen

Durch § 17 Abs. 1 Nr. 6 der StromNZV wurden die ÜNB verpflichtet, zumindest auf ihrer Internetseite, Daten zu marktrelevanten Ausfällen und Planungen für Revisionen der Übertragungsnetze zu veröffentlichen. Nachdem im Jahr 2005 diese Vorgabe nur von einem der vier ÜNB umgesetzt wurde, stellen die ÜNB diese Informationen seit dem ersten Quartal 2006 durchgängig auf ihren Internetseiten zur Verfügung. Veröffentlicht werden jeweils die marktrelevanten Ausfälle und die für das laufende Jahr geplanten Revisionen.

Netznutzung

Die Bedingungen für den Netzzugang, einschließlich Musterverträge, und Entgelte für diesen Netzzugang müssen nach § 20 Abs. 1 EnWG im Internet veröffentlicht werden. Während Informationen und Bedingungen zu den Netzentgelten, zum Netzzugang und -anschluss bereits von allen ÜNB angegeben werden, können Musterverträge gegenwärtig noch nicht bei allen ÜNB abgerufen werden (z.T. lediglich Hinweise auf laufende Erarbeitung solcher Verträge). Im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie sind insb. die §§ 22 Abs. 2 und 23 EnWG sowie die §§ 6 und 9 der StromNZV für Veröffentlichungen von Bedeutung. Sie verpflichten die

Betreiber von Übertragungsnetzen u.a., die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung über eine gemeinsame Internetplattform zu beschaffen und die Ausschreibungsergebnisse getrennt nach der jeweiligen Regelenergieart in anonymisierter Form im Internet zu veröffentlichen. Nach § 30 Abs. 2 StromNZV ist die gemeinsame Ausschreibung für Minutenreserve ab dem 01.01.2006, für Primär- und Sekundärregelung ab dem 01.07.2006 anzuwenden. Zwar wurde die zuvor genannte gemeinsame Internetplattform der deutschen ÜNB unter der Adresse www.regelleistung.net bereits eingerichtet. Jedoch finden derzeit - unter Berufung auf die durchgeführten und noch durchzuführenden Konsultationen - noch keine gemeinsamen Ausschreibungen von Minutenreserve statt. Daher können bis zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes nur die jeweiligen Ausschreibungsergebnisse abgerufen werden.

Mit der Umsetzung der gemeinsamen Ausschreibung von Minutenreserve ist noch in 2006 zu rechnen. Für die Umsetzung der gemeinsamen Ausschreibung von Primär- und Sekundärregelung können gegenwärtig noch keine Aussagen getroffen werden, da dies u.a. auch vom Ausgang des bevorstehenden Konsultationsprozesses abhängt.

§ 23 EnWG verpflichtet die Netzbetreiber zur Veröffentlichung der Entgelte zusammen mit den übrigen Regelungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen im Internet. Diese Verpflichtung wird zum heutigen Zeitpunkt von allen ÜNB in gleicher Weise erfüllt. Die Veröffentlichung des viertelstündigen Regelzonensaldos und der tatsächlich abgerufenen Minutenreserve wird in § 17 Abs. 1 Nr. 4 StromNZV geregelt. Dieser Verpflichtung sind die ÜNB, wenn auch in unterschiedlicher Qualität, bereits im Jahr 2005 nachgekommen. Bis heute differiert die Aktualität dieser Informationen zwischen drei Tagen und mehreren Wochen, was von Seiten der Bundesnetzagentur auch bereits gegenüber den betroffenen ÜNB beanstandet wurde.

Kapazitätszuweisung

Auf die Verfahren zur auktionsbasierten Vergabe von Kapazitäten an Engpässen wird in Kapitel 4.2.1.1 detailliert eingegangen. Die bei den Auktionen zur Verfügung stehenden Kapazitäten, die vergebenen Kapazitäten und der erzielte Preis, sowie teilweise auch die nachgefragte Kapazität werden von den beteiligten ÜNB bzw. dem beauftragten Auction Office im Internet veröffentlicht. Dabei wird unterschieden zwischen Tages-, Monats-, Quartals- und Jahresauktionen.

Bilanzausgleich

Die zur Abrechnung und Verminderung der Bilanzkreisabweichungen erforderlichen Daten müssen vom Netzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen nach § 4 Abs. 4 StromNZV in elektronischer Form unverzüglich übermittelt werden. Nähere Bestimmungen zum Datenaustausch sind in den Bilanzkreisverträgen zu finden.

Weiterhin haben die ÜNB nach § 9 StromNZV die Ausschreibungsergebnisse in einem einheitlichen Format zu erfassen und diese Information in anonymisierter Form nach Ablauf von zwei Wochen auf der jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen und dort für einen Zeitraum von drei Jahren vorzuhalten. Dies gilt insb. für den Preis des Grenzanbieters. Zudem müssen die ÜNB auf ihrer gemeinsamen Internetplattform für jede Ausschreibung eine gemeinsame Angebotskurve veröffentlichen. Die heutige Praxis zeigt, dass die ÜNB zwar die Ausschreibungsergebnisse entsprechend den gesetzlichen Vorgaben veröffentlichen, in Ermangelung einer gemeinsamen Ausschreibung bislang jedoch auch noch keine gemeinsame Angebotskurve veröffentlicht wird. Nach Abschluss der Konsultationen zu den Ausschreibungsverfahren ist hier noch im Laufe des Jahres mit Änderungen zu rechnen.

Verteilernetze

Ein integraler Bestandteil für die Entwicklung des Wettbewerbs im Energiesektor ist die Schaffung von Transparenz. Dies gilt besonders für diejenigen Informationen, die es Lieferanten ermöglichen, die Erfolgsaussichten des eigenen Engagements im Markt zu beurteilen. Da in einer technisch komplexen Netzwirtschaft diese Informationen nicht automatisch den Lieferanten

zur Verfügung stehen, trägt das EnWG diesem Umstand durch zahlreiche Vorgaben zu Veröffentlichungspflichten Rechnung.

Abgefragt wurde gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 10 EnWG, welchen Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber nachgekommen sind. Das EnWG sowie Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und StromNZV sehen Veröffentlichungspflichten

- gemäß § 18 Abs. 1 EnWG (Allgemeine Anschlusspflicht),
 - gemäß § 19 Abs. 1 EnWG (Technische Mindestanforderungen),
 - gemäß § 20 Abs. 1 EnWG (Bedingungen, Musterverträge und Entgelte für Netzzugang),
 - gemäß § 23 EnWG (Entgelte für Erbringung von Ausgleichsleistungen),
 - gemäß § 12 Abs. 3 StromNZV (Ergebnisse der Differenzbilanzierung),
 - gemäß § 13 Abs. 3 StromNZV (Preis für Jahresmehr- bzw. Jahresminderungen),
 - gemäß § 15 Abs. 5 i.V.m. Abs. 4 StromNZV (Engpässe),
 - gemäß § 17 Abs. 2 StromNZV (diverse Veröffentlichungspflichten für Verteilernetzbetreiber),
 - gemäß § 10 Abs. 2 StromNEV (Höhe der Durchschnittsverluste/Beschaffungskosten Verlustenergie),
 - gemäß § 27 Abs. 1 und 2 StromNEV (Netzentgelte/Strukturmerkmale)
- vor.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen, ob und wie Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen ihren Veröffentlichungspflichten nachgekommen sind.

Veröffentlichungspflicht gem. § 18 Abs. 1 EnWG	Veröffentlichungsort		
	Internet	Sonstige	keine Angabe
	87 %	11 %	2 %

Tabelle 8: Veröffentlichung der Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern

Internet-Veröffentlichungspflichten	Veröffentlichungslink im Internet
gem. § 19 Abs. 1 EnWG	78 %
gem. § 20 Abs. 1 EnWG	79 %
gem. § 23 EnWG	52 %
gem. § 12 Abs. 3 StromNZV	39 %
gem. § 13 Abs. 3 StromNZV	73 %
gem. § 15 Abs. 5 i.V.m. Abs. 4 StromNZV	40 %
gem. § 17 Abs. 2 StromNZV	76 %
gem. § 10 Abs. 2 StromNEV	73 %
gem. § 27 Abs. 1 und 2 StromNEV	80 %

Tabelle 9: Internet-Veröffentlichungspflichten

Zwar richten sich bestimmte Veröffentlichungspflichten nur an einen eingeschränkten Kreis der Verteilernetzbetreiber, z.B. § 12 Abs. 3 StromNZV, aber auch bei Veröffentlichungspflichten, die alle Verteilernetzbetreiber betreffen, liegt noch keine vollständige Erfüllung vor. In mehreren Fällen, in denen die Veröffentlichung der Informationen bejaht wurde, konnte bei einer stichprobenartigen Kontrolle durch die Bundesnetzagentur festgestellt werden, dass eine transparente und leicht auffindbare Verortung der gesuchten Informationen noch nicht ausreichend genutzt und eine regelmäßige Aktualisierung der Daten nicht immer vorgenommen wird. Zudem ist zu konstatieren, dass sich bei zahlreichen Verteilernetzbetreibern diese

Internetseiten noch „im Aufbau“ oder „in Bearbeitung“ befinden. Verteilernetzbetreiber haben daher die für sie geltenden Veröffentlichungspflichten, die sie eigentlich mit In-Kraft-Treten des EnWG und der Verordnungen hätten publizieren müssen, nun unverzüglich zu erfüllen.

3.1.3.4 Hilfsdienste

Zu den Hilfsdiensten gehören die Vorhaltung von Blindleistung, Bereitstellung von Verlustenergie sowie die Vorhaltung und der Einsatz von Regelleistung. Regelleistung wird von den ÜNB, wie in Kapitel 3.1.3.2 dargestellt, im Rahmen von Ausschreibungen beschafft. In der nachfolgenden Tabelle ist dargestellt, welche Leistungen von den ÜNB im Jahr 2005 ausgeschrieben wurden.

	Primärregelung		Sekundärregelung		Minutenreserve	
	pos.	neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
RWE TSO	285	285	1.230	1.230	930 – 1.080	760 - 810
EON Netz	163	163	800	400	1.100	400
EnBW TNG	73	73	720	390	330 - 510	330
VET	137	137	580	580	730	530

Tabelle 10: Übersicht über die im Jahr 2005 von den ÜNB ausgeschrieben Leistungen in MW, jeweils getrennt nach positiver und negativer Regelenergieart³⁶

Da die Ausschreibung von Minutenreserve täglich erfolgt und somit auch täglich dem Bedarf angepasst werden kann, wurden teilweise Leistungsspannen angegeben. Die Marktvolumina der drei Regelenergiearten unterscheiden sich deutlich. Während im Jahr 2005 bei der Primärregelung mit rd. 88 Mio. € von einem eher geringen Marktvolumen gesprochen werden kann, zeigt sich hingegen der Sekundärregelmarkt mit rd. 468 Mio. € als derjenige mit dem größten Marktvolumen, vor dem Minutenreservemarkt mit rd. 270 Mio. €.

2005 gab es in Deutschland insgesamt einen durchschnittlichen Bedarf in Höhe von rd. 302 MW (2004: rd. 242 MW) positiver Sekundärregelleistung, sowie in Höhe von rd. 493 MW (2004: rd. 563 MW) negativer Sekundärregelleistung. Diese Werte wurden jeweils aus den Summen der in den vier Regelzonen abgerufenen Sekundärregelleistung gebildet. Der Anteil des negativen Sekundärregelleistungsbedarfs betrug hierbei ca. 62 Prozent (2004: ca. 70 Prozent).

Bei der Beobachtung des Einsatzes von Sekundärregelleistung ist insb. die Frage des „Gegeneinanderregelns“ von Bedeutung. Von Gegeneinanderregeln kann gesprochen werden, sobald innerhalb einer Regelzone positive Regelenergie angefordert wird, während in den anderen Regelzonen negative Regelenergie benötigt wird, bzw. analog natürlich auch mit umgedrehten Vorzeichen. Da zur Untersuchung dieser Frage nur die viertelstündlichen Durchschnittswerte der abgerufenen positiven und negativen Sekundärregelleistung herangezogen werden können und innerhalb einer Viertelstunde positiver und negativer Bedarf nacheinander auftreten können, ist eine Auswertung hierzu zwangsläufig mit Fehlern behaftet und daher nicht Gegenstand dieses Berichts.

Obwohl der Abruf von Minutenreserve im Vergleich zur Sekundärregelung zwar deutlich seltener notwendig ist, darf ihr Beitrag als Systemdienstleistung zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes keinesfalls unterschätzt werden. Zudem ist bei der Minutenreserve aufgrund der vergleichsweise geringen technischen Anforderungen noch am ehesten von einem Anbietermarkt zu sprechen. Die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve und damit auch die eingesetzte Minutenreserveleistung sind im Jahr 2005 stark zurückgegangen. Während sie 2004

³⁶ Diese Angaben wurden auf den Internet-Seiten der ÜNB im Rahmen ihrer jeweiligen Regelenergie-Ausschreibungen veröffentlicht.

in allen Regelzonen noch insgesamt 12.737 mal eingesetzt wurde, gab es 2005 nur noch 6.456 Abrufe. Der Anteil der negativen Minutenreserve an den Abrufen ist in diesem Zeitraum von rd. 88 Prozent auf rd. 70 Prozent zurückgegangen. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve bei den ÜNB.

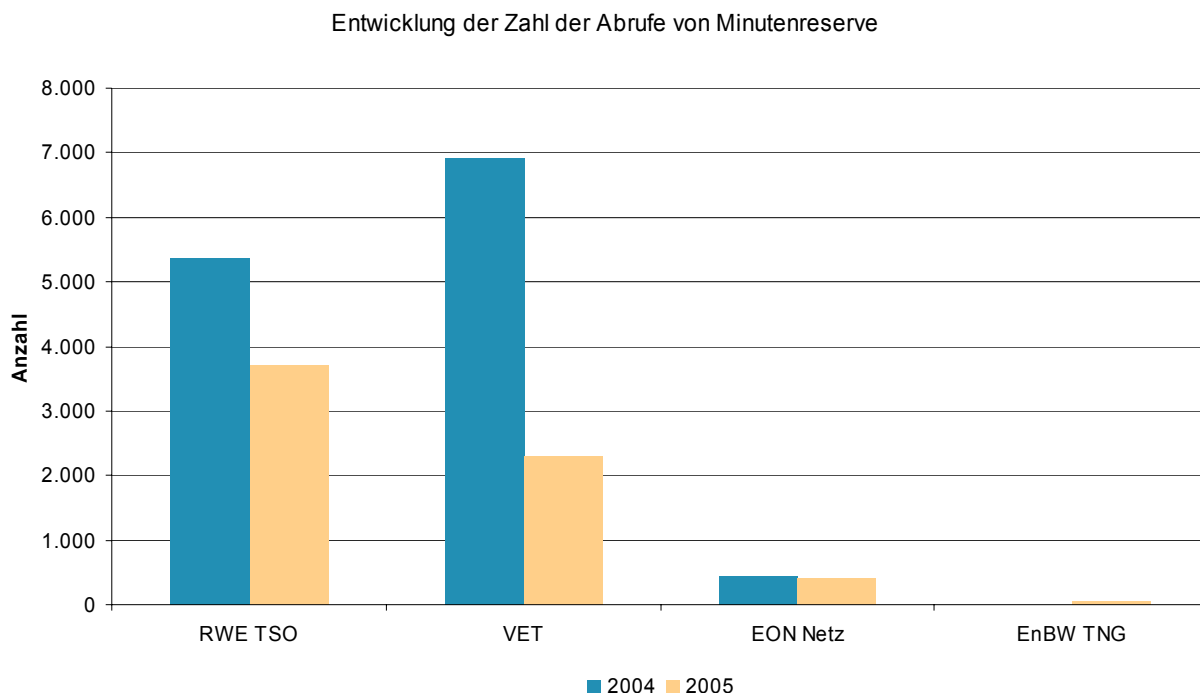


Abbildung 22: Zahl der Abrufe von MR innerhalb der vier deutschen Regelzonen in den Jahren 2004 und 2005

Parallel zur Entwicklung der Häufigkeit des Einsatzes ist auch die Summe der abgerufenen Leistung in nahezu gleichem Ausmaß zurückgegangen. Durchschnittlich wurden im Jahr 2004 rd. 251 MW positive und rd. 233 MW negative Minutenreserveleistung abgerufen. 2005 lagen diese Werte bei rd. 222 MW für positive und rd. 250 MW für negative Minutenreserveleistung. Bei näherer Betrachtung der Verteilung der Einsätze von positiver und negativer Minutenreserve zwischen den ÜNB fällt auf, dass nicht nur die Einsatzhäufigkeit sondern auch das Vorzeichen der benötigten Regelenergie stark von der jeweiligen Regelzone abhängt. In der folgenden Abbildung ist diese Besonderheit exemplarisch für das Jahr 2005 dargestellt. In der Regelzone der EnBW TNG wurde in diesem Zeitraum keine negative Minutenreserve abgerufen.

Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve in 2005

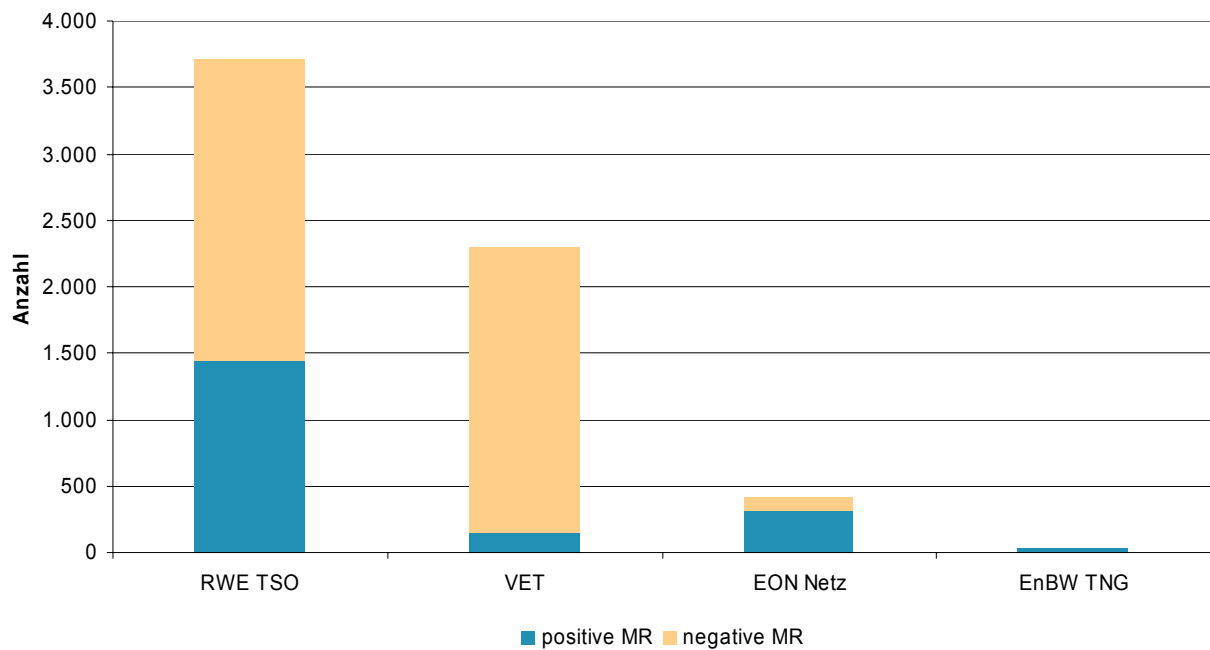


Abbildung 23: Häufigkeit des Einsatzes von MR im Jahr 2005 nach Vorzeichen

Die Höhe der durchschnittlich abgerufenen Minutenreserve differiert zwischen den Regelzonen hingegen weniger stark. Bei der Berechnung der in der folgenden Abbildung dargestellten Durchschnittswerte wurden jeweils nur die Perioden berücksichtigt, in denen Minutenreserve zum Einsatz gekommen ist.

Durchschnittlich abgerufene Minutenreserveleistung in 2005

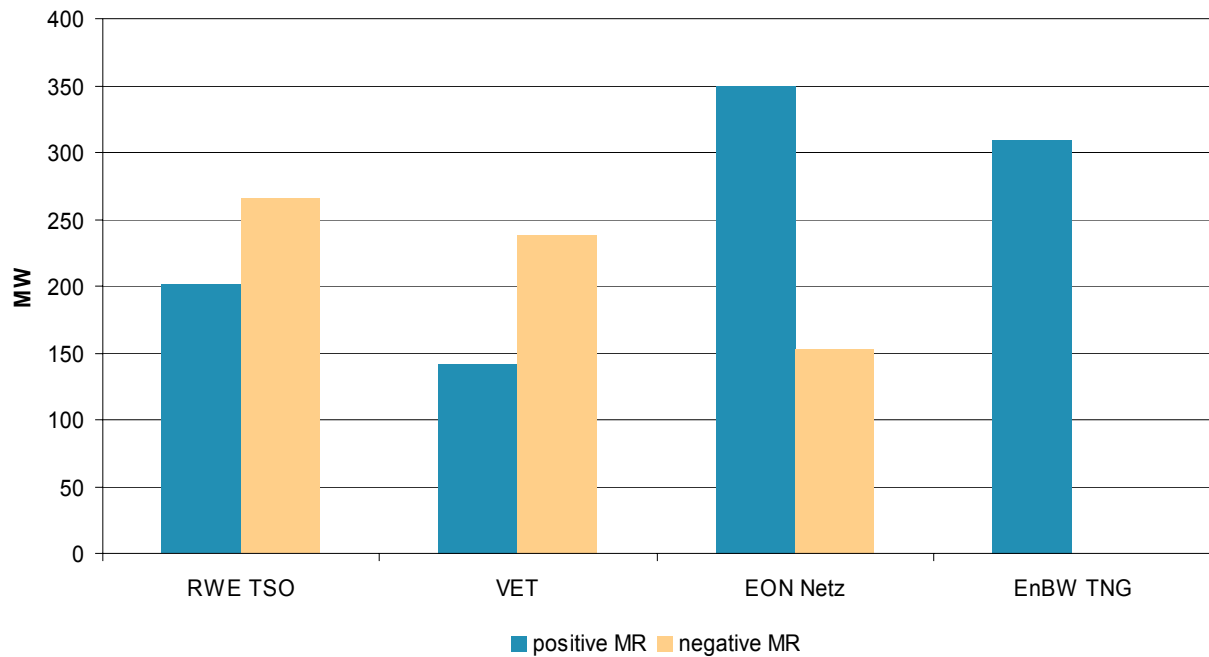


Abbildung 24: Durchschnittswerte der 2005 von den ÜNB abgerufenen MR im Vergleich

Beim Einsatz der Minutenreserve kommt es nur relativ selten zum so genannten Gegen-einanderregeln. Im Jahr 2005 war dies in ca. 0,19 Prozent der 35.040 viertelstündigen Perioden der Fall, was einem unter Umständen vermeidbaren Abruf von Minutenreserve in Höhe von

insgesamt 6.890 MW entspricht. Diese betroffenen Perioden sind fast ausschließlich den Monaten Januar bis März 2005 zuzuordnen.

Zu den Hilfsdiensten (Systemdienstleistungen) der ÜNB zählen weiterhin noch der Ausgleich von Netzverlusten (Verlustenergie) mit Ausgaben in Höhe von rd. 348 Mio. € und die Blindleistungsvorhaltung mit rd. 43 Mio. € in 2005. Die folgende Abbildung zeigt die Summen der jährlichen Ausgaben für Hilfsdienste aller ÜNB für die Jahre 2004 und 2005 im Vergleich. Zu beachten ist hierbei, dass nur die für die Kalkulation der Netzentgelte relevanten Kosten berücksichtigt sind. Aus diesem Grund sind bei der Sekundärregelung und der Minutenreserve nur die Leistungspreise enthalten. Die Arbeitspreise werden hier den betroffenen Bilanzkreisen zugeordnet. Angaben zur Blindleistung beziehen sich hingegen sowohl auf Leistungs- als auch auf Arbeitspreise.

Summen der jährlichen Hilfsdienstkosten der ÜNB

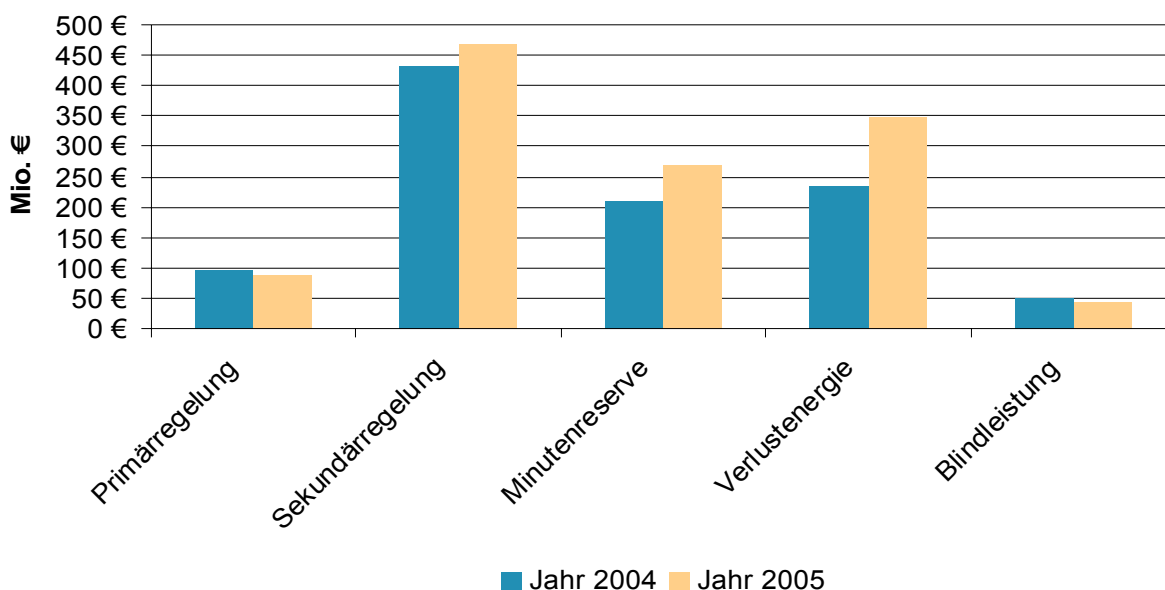


Abbildung 25: Entwicklung der jährlichen Hilfsdienstkosten der deutschen ÜNB nach Hilfsdienst

Insgesamt sind die Kosten für die Summe aller Hilfsdienste von rd. 1.020 Mio. € im Jahr 2004 um ca. 19,5 Prozent auf rd. 1.218 Mio. € im Jahr 2005 angestiegen. Während die Kosten für Primärregelung und Blindleistung sogar leicht zurückgegangen sind, zeigen die Ausgaben für Sekundärregelung, Minutenreserve und Verlustenergie deutliche Steigerungen in Höhe von ca. 8 Prozent, 29 Prozent und 49 Prozent. Der leichte Rückgang im Bereich der Primärregelung ist mit der insgesamt im Vergleich zum Jahr 2004 leicht reduzierten Leistungsvorhaltung (v.a. RWE Transportnetz Strom mit 285 MW gegenüber 305 MW und E.ON Netz mit 163 MW gegenüber 190 MW), aber vor allem durch die sinkenden Leistungspreise zu begründen. Gründe für gestiegene Kosten der Sekundärregelung und Minutenreserve könnten insgesamt leicht gestiegene Leistungspreise und fehlender Wettbewerb sein. Der mit Abstand größte Anstieg in Höhe von ca. 49 Prozent im Bereich der Verlustenergie liegt in einem leicht gestiegenen Bedarf und den im Jahr 2005 stark gestiegenen Strompreisen begründet.

3.1.4 Zeit für die Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen

3.1.4.1 Übertragungsnetze

Die Abfrage zielte auf die Erfassung von durchschnittlichen Zeiten für die Herstellung von Anschlüssen und von durchschnittlichen Zeiten für die Reparatur von elektrischen Anschlüssen. Von den vier ÜNB hat sich hinsichtlich der Herstellung und Reparatur von Anschlüssen lediglich ein Netzbetreiber geäußert. Aufgrund der Priorität des Übertragungsnetzes sind die Grundlagen für die Herstellung von Anschlüssen im Höchst- und Hochspannungsnetz an umfangreiche ordnungspolitische Anforderungen (Planungsgenehmigung) und einen entsprechenden Rechtsrahmen (Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), Störfallverordnung etc.) geknüpft. Die Angabe repräsentativer Durchschnittswerte für diese Spannungsebenen ist somit nicht möglich.

Für die Herstellung eines Anschlusses erfolgt in jedem Fall eine Einzelbetrachtung, bei der eine schnellstmögliche Umsetzung in Abhängigkeit der behördlichen Fristen bzw. landesrechtlichen Regelungen angestrebt wird. Zu den durchschnittlichen Reparaturzeiten für Reparaturmaßnahmen an Anschlüssen wurde von keinem der ÜNB zu den relevanten Spannungsebenen eine Aussage getroffen.

3.1.4.2 Verteilernetze

Zur Frage nach der durchschnittlich benötigten Zeit für die Herstellung von Anschlüssen, haben 19 von den insgesamt 679 antwortenden Verteilernetzbetreibern keine Angaben vorgenommen und zur Frage nach der durchschnittlich benötigten Zeit für Reparaturen, belief sich die Anzahl der Leermeldungen auf 90.

Die Datendichte nimmt von der Niederspannung zur Hochspannung ab. Größe und Struktur des Netzbetreibers wurden in der Abfrage nicht berücksichtigt. Die Vollständigkeit der Angaben konnte nicht überprüft werden, weshalb sich vor allem im Bereich der Hochspannung keine verlässlichen Aussagen treffen lassen.

Laut Definition ist für die Dauer zur Herstellung des Anschlusses die Zeitspanne vom Beginn der Tiefbauarbeiten bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme maßgebend. Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Stromlieferung aufgenommen werden könnte. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage, an denen tatsächlich an dem Anschluss gearbeitet wurde.

	Netzebene	Anschlussart	Anzahl der Anschlüsse	durchschnittliche Dauer pro Anschluss [Tage]
Verteilernetzbetreiber	HS	Anschlüsse	22	121
	HS/MS	nachgelagerte Netze	1	150
		direkte Kundenanschlüsse	67	41
	MS	Anschlüsse	3.248	13
	MS/NS	nachgelagerte Netze	937	12
		direkte Kundenanschlüsse	1.877	7
NS	Anschlüsse	170.602	3	

Tabelle 11: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss je Netzebene

Die Tabelle 11 stellt als Kernaussage den wesentlichen Mehraufwand für Anschlüsse ans Hochspannungsnetz dar. Weiterhin sind in der Tabelle die Anzahl der Anschlüsse pro Netzebene angegeben. Extrapoliert man dieses Ergebnis auf alle Netzbetreiber wird ersichtlich, dass in der Niederspannung die meisten Anschlüsse erstellt werden. Je höher die Spannungsebene ist, desto länger ist auch die durchschnittliche Anschlussdauer.

Aus der Anzahl der Anschlüsse in Bezug zur Spannungsebene kann man erkennen, dass die Anschlüsse an Umspannungsebenen wesentlich geringer sind als die Anschlüsse an die Verteilungsnetze. Bei der Neuerstellung von Anschlüssen innerhalb der Umspannungsebenen handelt es sich nahezu ausschließlich um direkte Kundenanschlüsse. Die Neuerstellung von Anschlüssen nachgelagerter Netze spielt in der Umspannungsebene der HS/MS eine untergeordnete Rolle. In der Umspannungsebene MS/NS beläuft sich der Anteil von Anschlüssen nachgelagerter Netze auf 33 Prozent.

Die Dauer der Reparaturmaßnahmen bezieht sich ebenfalls auf die Zeitspanne vom Beginn der Tiefbauarbeiten bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme (analog Definition „Dauer der Anschlussherstellung“).

	Netzebene	Anzahl der Reparaturmaßnahmen	durchschnittliche Dauer pro Reparatur [h]
Verteilernetzbetreiber	HS	197	1
	HS/MS	45	11
	MS	8.231	10
	MS/NS	641	4
	NS	51.823	5

Tabelle 12: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Spannungsebenen

Wie in Tabelle 12 zu erkennen ist, benötigen die Reparaturmaßnahmen der Hochspannungsebene den geringsten Aufwand. Die Mittel- und Niederspannung, sowie die zugehörigen Umspannungsebenen weisen höhere Reparaturzeiten auf, wobei die Umspannungsebene HS/MS die höchste durchschnittliche Dauer pro Reparatur offenbart.

Die Auswertungen der Daten lassen keine Rückschlüsse auf Art und Umfang der Reparaturmaßnahmen bzw. der Störfälle zu. Es können ebenfalls keine konkreten Aussagen bezüglich der Ursachen zwischen niedrigster und höchster durchschnittlicher Dauer pro Reparatur und den Spannungsebenen getroffen werden.

3.1.5 Mindestanforderungen an Messeinrichtungen sowie Datenumfang und Datenqualität

Gemäß § 21b Abs. 2 EnWG wird Dritten die Möglichkeit eröffnet, als Messstellenbetreiber tätig zu werden. Der Dritte kann auf Wunsch des Anschlussnehmers den Einbau, Betrieb sowie die Wartung der Messeinrichtung anstelle des Netzbetreibers vornehmen. Voraussetzung ist insoweit, dass der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtung durch den Dritten gewährleistet ist und die vom Netzbetreiber für dessen Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität eingehalten werden.

Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 12 EnWG wurde abgefragt, ob und welche Mindestanforderungen für den Messstellenbetrieb durch Verteilernetzbetreiber definiert wurden.

	Ja	Nein	keine Angabe
Definition der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber	49 %	37 %	14 %
falls "Ja", Orientierung am Metering Code	62 %	3 %	35 %
falls "Ja", sonstige Orientierung	20 %	19 %	61 %

Tabelle 13: Mindestanforderungen gemäß § 21b Absatz 2 EnWG

Knapp die Hälfte der Verteilernetzbetreiber hat bisher Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber festgelegt, wobei sich zwei Drittel am Metering Code 2004 des VDN orientieren. Inwieweit der verabschiedete neue Metering Code 2006 veränderte Vorgaben bewirkt, kann noch nicht abgeschätzt werden.

Diesem Ergebnis stehen folgende Daten über bereits eingegangene Anträge als Messstellenbetreiber gegenüber. Wie aus der folgenden Tabelle ersichtlich, verteilen sich die Anträge im Vergleich zu der Gesamtzahl auf eine relativ geringe Anzahl von Verteilernetzbetreibern. Insoweit kann geschlussfolgert werden, dass sich in diesem Bereich lokale Schwerpunkte herausgebildet haben. Insgesamt relativiert sich diese Zahl, wenn man die Anzahl der Anträge den knapp 49 Mio.³⁷ Stromanschlüssen in Deutschland gegenüberstellt.

Anträge	Anzahl
Gesamt	2.062
Gestellt bei Netzbetreibern	118
Davon Netzbetreiber mit mehr als zehn Anträgen	28

Tabelle 14: Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen durch Dritte

Die Tätigkeit als Messstellenbetreiber kann vom Netzbetreiber gemäß § 21b Abs. 2 EnWG abgelehnt werden, wenn die erforderlichen eichrechtlichen Voraussetzungen nicht eingehalten werden oder kein einwandfreier Betrieb der Messeinrichtung durch den Dritten gewährleistet würde.

Ablehnungen wegen:	Anzahl	keine Angabe
Nichteinhaltung der eichrechtlichen Vorschriften	0	40
Nichteinhaltung der Mindestanforderungen des Netzbetreibers nach § 21b Abs. 2 S. 5 Nr. 2 EnWG	0	44

Tabelle 15: Ablehnung von Anträgen auf Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen durch Dritte

Die Angaben der Verteilernetzbetreiber zeigen, dass bisher noch keine Ablehnung vorgenommen wurde. Dies muss allerdings im Zusammenhang mit den noch geringen Anträgen auf Tätigkeit als Messstellenbetreiber gesehen werden.

Für den Bereich des Zähl- und Messwesens kann zusammenfassend gefolgert werden, dass die Möglichkeiten des § 21b Abs. 2 EnWG bislang verhalten genutzt werden. Dies könnte sich ändern, sobald von allen Verteilernetzbetreibern Bedingungen für die Tätigkeit als Messstellenbetreiber festgelegt werden und Interessierten in transparenter Weise, z.B. auf den Internetseiten der Verteilernetzbetreiber, zugänglich sind. Darauf wird die Bundesnetzagentur besonders achten.

³⁷ Vgl. Datenerhebung Anreizregulierung der Bundesnetzagentur.

3.2 Wettbewerbliche Fragen

3.2.1 Erzeugung

3.2.1.1 Situation im Erzeugungsbereich

Zur Erzeugungskapazität, Stromerzeugung sowie Stromimport führt das Bundeskartellamt folgendes aus:

Erzeugungskapazität und Stromerzeugung

Die in Deutschland eingesetzten Kraftwerkstypen sind höchst unterschiedlich. Während die großen Stromversorgungsunternehmen überwiegend Kraftwerkstypen für den Grund- und Mittellastbereich nutzen, sind es die Mittel- und Spitzenlastkraftwerke bei den regionalen und lokalen Versorgern. Eine Zuordnung zu den verschiedenen Lastbereichen erfolgt dabei nach Kostengesichtspunkten. Eine Konkurrenzsituation zwischen Kraftwerkstypen verschiedener Lastbereiche existiert aus wirtschaftlichen Gründen nicht, da sie völlig unterschiedliche Kostenstrukturen aufweisen.

Eine Studie des Instituts für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg³⁸ über die Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt von 1994 bis 2004 hat die Kraftwerkskapazitäten der großen Stromerzeuger in Deutschland erfasst, soweit sie über 100 MW liegen. Die Studie kommt zu dem Ergebnis:

„Erkennbar wird, dass mit Beginn der Liberalisierung ein starker Konzentrationsprozess in Gang gesetzt wurde. Zeigen die Konzentrationsmaße in den Jahren 1994 bis 1999 noch einen leicht steigenden Verlauf auf niedrigem Niveau, so muss bereits nach einem sprunghaften Anstieg im Jahr 2001 von einer hohen Konzentration ausgegangen werden.“³⁹

Nachstehend ist das Ergebnis dieser Studie für die Jahre 2000 bis 2004 nach der Dominanzmethode aufgeführt, d.h. die Zurechnung der vollen Kapazität erfolgt nur dann, wenn es sich um ein verbundenes Unternehmen im Sinne von § 36 Abs. 2 GWB handelt. Kapazitäten, die Unternehmen auf Grund einer Minderheitsbeteiligung zustehen und/oder über die auf Grund von langfristigen Nutzungsverträgen verfügt werden kann – wie z.B. über die Kapazitäten der STEAG AG durch die Konzerne E.ON und RWE – werden bei dieser Anrechnungsmethode mit Null gewertet:

³⁸ Vgl. Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; IWE Working Paper Nr. 02 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg.

³⁹ Vgl. Pfeiffer, 2005, Abstract, S. i.

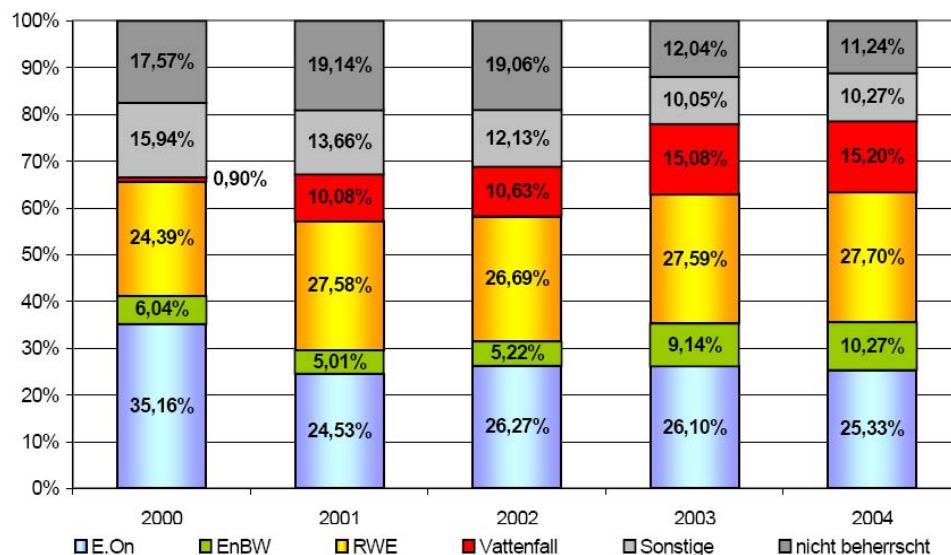


Abbildung 26: Anteile der Unternehmen an der Nettostromerzeugungskapazität (inkl. verbundene Unternehmen)

Hier weisen E.ON und RWE für das Jahr 2000 einen gemeinsamen Anteil an der Nettostromerzeugungskapazität von 59,55 Prozent auf, allen vier großen Stromversorgungsunternehmen kann ein Wert von 66,49 Prozent zugemessen werden. Die größten Veränderungen sind hier bei Vattenfall bemerkbar und sind methodisch bedingt.⁴⁰ Im Jahr 2004 stellt sich die Situation wie folgt dar: In diesem Jahr weisen E.ON und RWE einen gemeinsamen Anteil von 53,03 Prozent aus, alle vier großen Stromversorgungsunternehmen kommen auf 78,5 Prozent der Nettostromerzeugungskapazität.

Die Studie kommt bei einer Einschränkung der zu Grunde gelegten Kapazitäten auf solche im Grundlastbereich sogar zu dem Ergebnis, dass die Nettokapazitäten dieser Kraftwerke von insgesamt 41.500 MW in 2004 zu 95,9 Prozent von den vier großen Stromversorgungsunternehmen beherrscht werden.⁴¹

Betrachtet man nun die mit diesen Kapazitäten erzeugte Gesamtstromproduktion, so kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass E.ON und RWE – unabhängig von der gewählten Methode – im Jahr 2000 und 2004 jeweils über 50 Prozent der Stromproduktion auf sich vereinen, EnBW und Vattenfall kommen gemeinsam – ebenfalls unabhängig von der gewählten Methode – auf rd. 16 Prozent im Jahr 2000 und über 22 Prozent in 2004. Der gemeinsame Anteil der vier großen Stromversorgungsunternehmen bei der Gesamtstromproduktion liegt damit in den Jahren 2000 und 2004 zwischen 65 Prozent und 75 Prozent.⁴²

Für die Jahre 2003 und 2004 hat der Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW) eine Nettokraftwerkskapazität der allgemeinen Versorgung von 100.300 MW in 2003 und 101.100 MW in 2004 festgestellt. Die mit dieser Kraftwerkskapazität erzeugten Mengen Nettostrom betragen in 2003 rd. 498.100.000 MWh und in 2004 rd. 495.900.000 MWh.

Das Bundeskartellamt hat in seiner jüngsten Marktdatenerhebung erfasst, welchen Marktteilnehmern diese Nettokraftwerkskapazität tatsächlich zur Verfügung steht, und zwar auf Grund von Eigentum, Beteiligungs- und Vertragsverhältnissen. Anders als in der Studie der Universität Erlangen-Nürnberg gibt es in der Marktdatenerhebung des Bundeskartellamts auch keine Untergrenze, ab der Stromerzeugungskapazitäten erfasst werden. Da so die „tatsächlichen“ Kapazitätsanteile aller Stromerzeugungskapazitäten (allerdings ohne EEG-

⁴⁰ Vattenfall existierte im Jahr 2000 noch nicht, es gab lediglich den Unternehmensverbund HEW, VEAG und Bewag. Erst im September 2002 wird der Zusammenschluss von HEW, VEAG, Bewag und Laubag zur Vattenfall Europe AG vollzogen.

⁴¹ Vgl. Pfeiffer, 2005, Abstract, S. i.

⁴² Vgl. Pfeiffer, 2005, S. 34 f.

Erzeugungskapazitäten⁴³) erfasst werden, weisen die Erhebungen des Bundeskartellamts gegenüber der Studie der Universität Erlangen-Nürnberg eine höhere Genauigkeit auf.

Das Bundeskartellamt kommt zu dem Ergebnis, dass E.ON und RWE rd. 52 Prozent der Stromerzeugungskapazitäten in 2003 und 2004 zur Verfügung stehen. Alle vier großen Stromversorgungsunternehmen kommen in diesem Zeitraum auf einen gemeinsamen Anteil von über 82 Prozent der Stromerzeugungskapazität.

Auch bei der in diesen Jahren erzeugten Nettostrommenge zeigt sich eine ähnliche Verteilung der Anteile auf geringfügig höherem Niveau. E.ON und RWE halten einen gemeinsamen Anteil von 57 Prozent bis 59 Prozent in diesen Jahren, der Anteil aller vier großen Stromversorgungsunternehmen liegt zwischen 86 Prozent und 89 Prozent.

Dass sich die Stromerzeugungskapazitäten qualitativ erheblich voneinander unterscheiden, muss bei der wettbewerblichen Bewertung besondere Berücksichtigung finden. Spitzenlast- und für die kommunale Notversorgung ausgerichtete Kapazitäten lassen sich weder unter Kosten- noch unter Konkurrenz Gesichtspunkten mit solchen Erzeugungskapazitäten vergleichen, die im Bereich der Grund- und Mittellast eingesetzt werden und einen großen Teil des Jahres im Dauereinsatz sind. Die Europäische Kommission erwähnt in diesem Zusammenhang die Unverzichtbarkeit gewisser Anlagen für die Bedarfsdeckung.⁴⁴

Ein Indikator für die Wertigkeit der Erzeugungskapazität ist daher die durchschnittliche jährliche Stundenlaufzeit der eingesetzten Erzeugungskapazitäten (Erzeugte Strommenge in MWh pro Jahr dividiert durch Stromerzeugungskapazität in MW). Ein Vergleich der durchschnittlichen Stundenlaufzeiten für die Jahre 2003 und 2004 zeigt, dass bei einer Jahresstundenzahl von 8.760 Stunden (365 Tage x 24 Stunden) E.ON und RWE durchschnittliche Stundenlaufzeiten für ihre Erzeugungskapazitäten zwischen 5.000 und 6.000 Stunden, EnBW und Vattenfall zwischen 4.000 und 5.000 Stunden und die Gruppe der regionalen und lokalen Versorger einen Wert von 2.500 Stunden aufzuweisen haben. Dies verdeutlicht, dass E.ON und RWE gegenüber EnBW und Vattenfall und besonders gegenüber den Stromerzeugungskapazitäten der regionalen und lokalen Versorger andere Kraftwerksqualitäten für andere Lastbereiche zur Verfügung stehen.

Stromimport

Der grenzüberschreitende Stromaustausch wird auf der Basis von Fahrplänen abgewickelt, die die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Stromhändler untereinander austauschen. Die ÜNB in Deutschland sind Töchter der E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall.⁴⁵

Für den Stromaußenhandel in den Jahren 2003 und 2004 weist der VDEW einen Exportüberschuss auf, d.h. Importen in Höhe von 45.800.000 MWh in 2003 und 44.200.000 MWh in 2004 stehen Exporte in Höhe von 53.800.000 MWh bzw. 51.500.000 MWh gegenüber.

Die Angaben der vier großen Stromversorgungsunternehmen dokumentieren, dass ein Anteil von rd. 2/3 des Stromimportes von ihnen getätigt wird. Gemessen an der gesamten inländischen Erzeugung der Stromversorger ist der rund neunprozentige Anteil des Stromimports relativ gering. Der Außenhandel dient zudem vorrangig der Überbrückung zeitweiliger Engpässe sowie der optimalen Ausnutzung vorhandener Kraftwerke und kommt daher als wettbewerblich relevante Größe nur begrenzt zum Tragen. Der wettbewerbliche Impuls ausländischer Kapazität bleibt gering, da ein Stromtransport über weite Strecken Verluste mit sich bringt.⁴⁶ Auf Grund des Exportüberschusses und der Stellung der vier großen Stromversorgungsunternehmen beim Import ist derzeit allenfalls in geringem Umfang mit Konkurrenzstrom aus dem Ausland zu rechnen. Dies gilt umso mehr, als die für den internationalen Stromaustausch erforderlichen

⁴³ EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz.

⁴⁴ Vgl. European Commission: Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report, 2006, Textziffer 378.

⁴⁵ Vgl. Schiffer: Energiemarkt Deutschland, Köln, 2005, S. 227.

⁴⁶ Vgl. Pressemitteilung VDEW vom 4.3.2002.

Interkonnektoren, die einen Engpass (bottleneck) für physische Stromlieferungen darstellen, maßgeblich von den ÜNB kontrolliert werden.

Die o.g. Ausführungen hinsichtlich der Kapazitäten und des Stromimports verdeutlichen die Dominanz der vier großen Stromversorgungsunternehmen auf der Angebotsseite von Strom, wenn dieser nach Erzeugung oder Import erstmalig für den weiteren Absatz in Deutschland angeboten wird. Danach entfällt ein Anteil von rd. 60 Prozent des in Deutschland angebotenen Stroms auf E.ON und RWE bzw. es ergibt sich ein Anteil von rd. 90 Prozent, der den vier großen Stromversorgungsunternehmen insgesamt zuzuordnen ist.⁴⁷ Die Erhebungen des Bundeskartellamts haben auch gezeigt, dass von den Wettbewerbern, denen die verbleibenden Prozentanteile zugeordnet werden können, kein wesentlicher Wettbewerb ausgeht. Zum einen verteilen sich diese Anteile an inländischen Erzeugungskapazitäten auf eine Vielzahl von regionalen und lokalen Stromversorgern, zum anderen sind diese – wie beispielsweise anhand der Stundenlaufzeiten dargelegt – keine Konkurrenz zu den kostengünstigeren Grund- und Mittellastkapazitäten der großen Stromversorgungsunternehmen.⁴⁸

3.2.1.2 Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern

Angesichts des vorstehend aufgezeigten Konzentrationsgrades kommt dem Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern eine besondere Bedeutung zu. Die Rahmenbedingungen für den Anschluss neuer Kraftwerke an das Übertragungsnetz (220 kV/380 kV) sind eine aktuelle Thematik, mit der sich die Bundesnetzagentur derzeit beschäftigt. Aufgrund des in den nächsten Jahren steigenden Ersatzbedarfes für Kraftwerke, des vereinbarten Ausstiegs aus der Kernenergie und vor dem Hintergrund der durch den Nationalen Allokationsplan II bis 2012 gegebenen Planungssicherheit werden gegenwärtig etwa 30 thermische Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 26 GW projektiert bzw. sind bereits in Bau.

Ein Großteil der Kraftwerke soll im Rhein-Ruhr-Gebiet errichtet und dort an das Übertragungsnetz von RWE Transportnetz Strom GmbH angeschlossen werden. Zur Bündelung der Anfragen und zur koordinierten Bearbeitung der Anschlussbegehren hat RWE Transportnetz Strom GmbH ein Prozessmodell eingeführt, das sich derzeit in der Prüfung durch die Bundesnetzagentur befindet. Gegenstand der Prüfung ist u.a., ob die Kritik anschlussbegehrender Unternehmen zutrifft, durch das RWE-Prozessmodell behindert zu werden. Die anderen ÜNB lehnen sich entweder an das RWE Transportnetz Strom GmbH-Prozessmodell an oder haben eigene Netzanschlusskonzepte.

Die Prüfung der Bundesnetzagentur befasst sich mit den Netzanschlusskonzepten der Übertragungsnetzbetreiber nicht nur in Bezug auf die Fragen der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit, welche wesentliche Kriterien des Netzanschlusses gemäß § 17 EnWG darstellen. Darüber hinaus werden auch die sich in diesem Zusammenhang stellenden grundlegenden Fragen, wie der Zusammenhang von Netzanschluss und –zugang und die Frage der Kostentragung beim Netzausbau, untersucht. Hierbei spielt das Verhältnis von Bestandskraftwerken zu Neubauvorhaben eine wichtige Rolle. Auch Fragen der Standort- und Ansiedlungssignale für Kraftwerksneubauten werden dabei betrachtet.

⁴⁷ Aufgrund der industriespezifischen Besonderheiten (niedrige Preiselastizität, Netzbindung, Kapazitätsrestriktionen) in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft kann auch bei im Vergleich zu anderen Branchen niedrigeren Marktanteilen bereits die Existenz von Marktmacht vorliegen. Die gängigen Indikatoren zur Messung des Grades der Marktkonzentration wie z.B. der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) werden daher als unzureichend angesehen, um das Ausmaß von Marktmacht zu bestimmen und die Existenz wettbewerblicher Gefährdungslagen entweder zu belegen oder zu widerlegen.

⁴⁸ Textbeitrag Bundeskartellamt Seite 77-80.

Netzanschlussbedingungen

Die Bedingungen für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen sind für ein effizientes Funktionieren des Marktes und folglich für eine preisgünstige Stromversorgung von zentraler Bedeutung. Nach § 17 Abs. 1 EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen Elektrizitätserzeugungsanlagen zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Elektrizitätsnetz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind. Diese Netzanschlussbedingungen dürfen weiterhin nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden.

Im Rahmen ihres Monitoring hat die Bundesnetzagentur gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 6 und 10 EnWG die Bedingungen und Tarife für den Anschluss von Elektrizitätserzeugern nachgefragt. Alle ÜNB gaben an, Bedingungen und Tarife für den Anschluss von Elektrizitätserzeugern festgelegt zu haben. Zwei ÜNB haben dabei gesonderte Netzanschlussbedingungen und Tarife für EEG-Anlagen festgelegt. Darüber hinaus sollten Angaben zu den einzelnen Kostenbestandteilen (Art und Höhe) gemacht werden. Nach Auskunft der ÜNB entfallen auf die Elektrizitätserzeuger für einen Netzanschluss Kosten für eine Machbarkeitsstudie (Prüfung, ob ein Netzanschluss technisch möglich ist), Kosten des Netzanschlusses sowie Netzausbaukosten. Zwei ÜNB gaben an, dass sie zusätzlich eine Reservierungsprämie für die Netzanschlusskapazität erheben, die bei Projektrealisierung angerechnet wird.

Von den Verteilernetzbetreibern antworteten 679 Unternehmen. Hiervon gaben 80 Prozent der Verteilernetzbetreiber an, Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen festgelegt zu haben. Dieser Verpflichtung sind bisher 19 Prozent der Verteilernetzbetreiber noch nicht nachgekommen. Ein Prozent der Verteilernetzbetreiber machten hierzu keine Angaben.

Angeschlossene Erzeugungsleistungen

Soweit Netzanschlussbegehren von Elektrizitätserzeugern an Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber gerichtet wurden, sollten letztere Auskunft über die Erzeugungsleistung P_N (Nennleistung) geben. Die folgenden Tabellen zeigen, welche Erzeugungsleistungen an den Netzebenen Nieder- (NS), Mittel- (MS) und Hochspannung (HS) im Kalenderjahr 2005 angeschlossen wurden und welche in den Folgejahren erwartet werden.

Netzebenen NS und MS sowie Umspannung NS/MS	Wert in MW
gesamte Erzeugungsleistung mit $P_N \leq 50$ kW	
- realisierte Vorhaben (2005)	620
- geplante/bisher nicht realisierte Vorhaben (auch für Folgejahre)	100
gesamte Erzeugungsleistung mit $P_N > 50$ kW	
- realisierte Vorhaben (2005)	1.700
- geplante/bisher nicht realisierte Vorhaben (auch für Folgejahre)	3.900

Tabelle 16: Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen am NS- und MS-Netz sowie Umspannung NS/MS

Den Angaben kann entnommen werden, dass ein Trend zu kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen in Nieder- bzw. Mittelspannung besteht.

Netzebene HS	Wert in MW
gesamte Erzeugungsleistung mit $P_N \leq 100$ MW	
- realisierte Vorhaben (2005)	1.200
- geplante/bisher nicht realisierte Vorhaben (auch für Folgejahre)	8.100
gesamte Erzeugungsleistung mit $P_N > 100$ MW	
- realisierte Vorhaben (2005)	1.200
- - geplante/bisher nicht realisierte Vorhaben (auch für - Folgejahre)	830

Tabelle 17: Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen am HS-Netz

In Bezug auf den Netzanschluss in der Hochspannung entfallen von den geplanten Vorhaben bis 100 MW Erzeugungsleistung insgesamt 74 Prozent der 8.100 MW Erzeugungsleistung auf Windkraftanlagen allein eines Verteilernetzbetreibers. Für das Höchstspannungsnetz konnte wegen der begrenzten Anzahl von Übertragungsnetzbetreibern die Anschlussleistung in Bezug auf die eingesetzten Energieträger spezifiziert abgefragt werden. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anschlussbegehren am Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV) unterteilt nach Energieträgern.

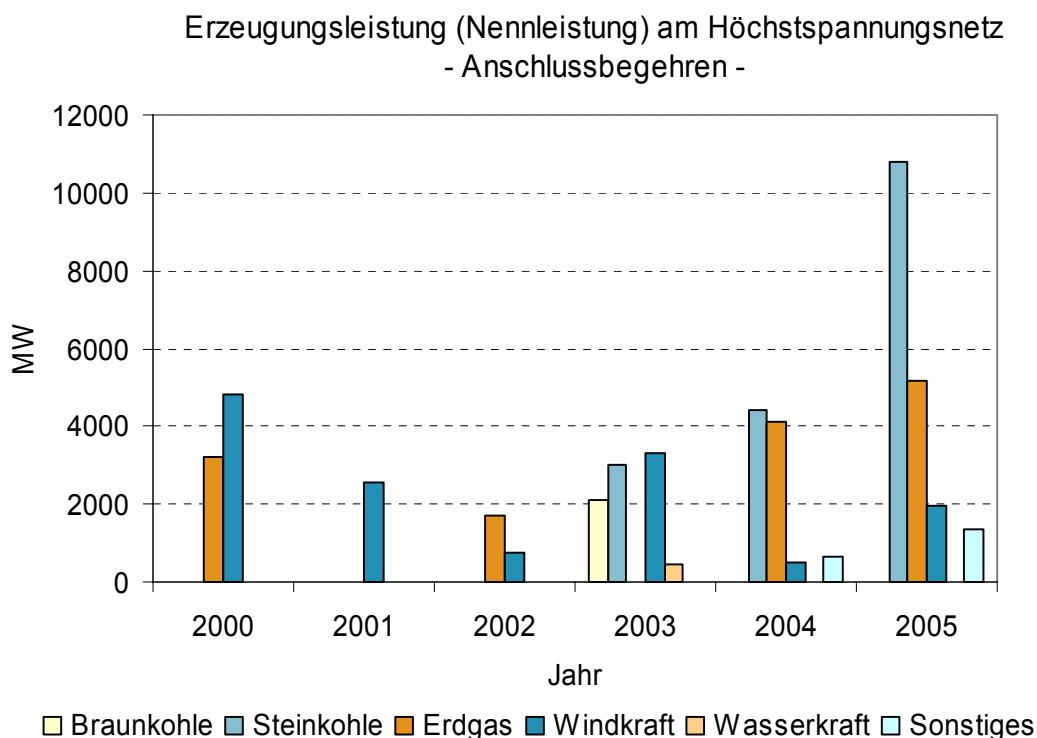


Abbildung 27: Geplante und genehmigte Elektrizitätserzeugung am Höchstspannungsnetz (Anschlussbegehren)

Hierbei wird ersichtlich, dass die Anschlussbegehren für Erzeugungsleistung aus Steinkohle vergleichsweise stark zugenommen haben. Gleiches gilt für Erdgas. Dagegen weist der Anteil der Windkraftleistung eine heterogene Entwicklung auf. In der Regel stellt der Netzanschluss die Voraussetzung für die Errichtung oder Erweiterung von Erzeugungskapazitäten dar. Die tatsächliche Inbetriebnahme dieser Erzeugungsleistungen erfolgt später. Die Daten zeigen zum einen, dass ein Wandel in der deutschen Energiewirtschaft eingesetzt hat und insb. Kernenergie

durch andere Energieträger ersetzt wird. Zum anderen hat die Modernisierung des deutschen Kraftwerkparks begonnen.

Zwei ÜNB lehnten von 2000 - 2005 insgesamt sechs Netzanschlussbegehren für Windkraftanlagen und ein Netzanschlussbegehren für ein Steinkohlekraftwerk an die Hoch- bzw. Höchstspannungsebene ab. Für die Windkraftanlagen wurde als Ursache benannt, dass der technisch und wirtschaftlich geeignete Netzanschlusspunkt beim unterlagerten bzw. beim angrenzenden Netzbetreiber lag. In einem Fall lag eine parallele Antragstellung vor, welche vom Antragsteller nicht weiter verfolgt wurde. Das Anschlussbegehren des Steinkohlekraftwerkes wurde abgelehnt, da für den vom Antragsteller konkret angefragten Netzanschlusspunkt nicht die gewünschte Netzanschlusskapazität verfügbar war. Vom ÜNB wurde ein möglicher, in rund 40 km Entfernung liegender Anschlusspunkt benannt, der vom Antragsteller nicht weiter nachgefragt wurde.

3.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches

3.2.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches

E.ON und RWE sind nach Ansicht des Bundeskartellamtes auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom im Inland im Duopol marktbeherrschend. E.ON und RWE, aber auch die beiden anderen großen Stromversorgungsunternehmen EnBW und Vattenfall, haben unter dem Gesichtspunkt der Absatzsicherung ein Interesse, auf allen Absatzwegen vertreten zu sein. Dabei kommt es weniger darauf an, hohe Marktanteile auf sich zu vereinigen, sondern von Bedeutung ist vielmehr, dass man die in diese Wege hineinfließenden Ströme kontrolliert und für einen gesicherten Absatz bei hohen Preisen sorgt. Dies gelingt den großen Stromversorgungsunternehmen insb. durch die fehlenden Möglichkeiten anderer Wettbewerber, größere Strommengen selbst zu erzeugen bzw. über den Handel im In- oder Ausland zu beziehen. Auch die fehlende Speichermöglichkeit von Strom beeinträchtigt die Möglichkeiten des Handels, mit den stromerzeugenden großen Stromversorgungsunternehmen in den Wettbewerb um den Kunden zu treten.

Die Ergebnisse der Marktdatenerhebung des Bundeskartellamtes für die Jahre 2003 und 2004 haben verdeutlicht, dass beim Stromtransport auf hoher Spannungsebene E.ON und RWE auf einen gemeinsamen Anteil von über 60 Prozent (alle vier großen Stromversorgungsunternehmen halten einen Anteil von über 95 Prozent) kommen. Betrachtet man die verschiedenen Wege, wie der Strom zum Endkunden kommt, so führt eine Gesamtbetrachtung dieser Stufen zu dem Ergebnis, dass nach wie vor von einer duopolistischen Marktbeherrschung von E.ON und RWE auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt durch ihre Stellungen auf dem Markt für die Erstbelieferung von Strom ausgegangen werden muss. Insbesondere wegen fehlender Alternativen und Abhängigkeiten von den stromerzeugenden großen Stromversorgungsunternehmen können Wettbewerber hier ihre „Wettbewerbsfunktion“ nicht erfüllen.⁴⁹

European Energy Exchange AG (EEX)

Nach Angaben der Strombörse EEX im Zuge der Monitoringabfrage stieg das Handelsvolumen am Spotmarkt der EEX von 59,61 TWh in 2004 um 26,10 TWh bzw. 43,78 Prozent auf 85,71 TWh in 2005. Dagegen stieg der gesamte Netto-Stromverbrauch in Deutschland von 532,7 TWh in 2004 nur um 4,1 TWh bzw. 0,77 Prozent auf 536,8 TWh in 2005 gemäß Angaben des VDEW.⁵⁰ Am Terminmarkt der EEX betrug das Handelsvolumen in 2004 insgesamt 156,21 TWh. Es stieg 2005 um 102,81 TWh bzw. 65,82 Prozent auf 259,02 TWh. Das Volumen des OTC-Clearings an der EEX, bei der für außerbörslich geschlossene Kontrakte die OTC Clearing-Fazilität der EEX genutzt wird, betrug in 2004 insgesamt 181,47 TWh. In 2005 stieg dieses Volumen um 74,40 TWh bzw. 41,0 Prozent auf 255,87 TWh. Das Handelsvolumen am

⁴⁹ Textbeitrag Bundeskartellamt.

⁵⁰ Vgl. www.strom.de.

Terminmarkt und bei dem OTC-Clearing der EEX beinhalten nach EEX-Angaben nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures. French Power Futures und EUA Futures werden nicht berücksichtigt, da die Erhebung nur auf den Elektrizitätsmarkt in Deutschland fokussiert ist.

Mit der Monitoringabfrage wurde auch nach der nachfrageseitigen Beteiligung durch Letztverbraucher an der EEX in den Segmenten Spotmarkt, Terminmarkt sowie OTC-Clearing nach Volumen gefragt. Von den derzeit 141 Teilnehmern an der EEX (Stand 11.05.2006) sind gemäß EEX-Angaben insgesamt sieben Unternehmen den industriellen Verbrauchern zuzurechnen. Die nachfrageseitige Beteiligung dieser Unternehmen unterliegt jedoch einer Verschwiegenheitspflicht nach § 7 Börsengesetz (BörsG), da von der nachfrageseitigen Beteiligung auf die Situation der einzelnen Handelsteilnehmer geschlossen werden kann. Da hieraus Nachteile für die entsprechenden Teilnehmer entstehen können, erfolgt im Rahmen des Monitoringberichts keine Veröffentlichung von Daten zur nachfrageseitigen Beteiligung durch Letztverbraucher an der EEX. Der weit 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.

3.2.2.2 Entwicklung Strompreis im Großhandelsbereich⁵¹

Die Strompreise sind im Großhandelsbereich stark gestiegen. Die Entwicklung der Spotmarktpreise an der Strombörse EEX weist in dem Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005 sowohl für den Phelix Base als auch den Phelix Peak einen deutlichen Anstieg der monatlichen Mittelwerte auf. So lag der Mittelwert des Phelix Base im Dezember 2005 bei 62,62 €/MWh und damit um rund 112 Prozent über dem Mittelwert von 29,60 €/MWh im Dezember 2004. Der Mittelwert des Phelix Base im Kalenderjahr 2005 lag bei 45,97 €/MWh und damit um rund 61 Prozent höher als der Mittelwert im Kalenderjahr 2004 in Höhe von 28,54 €/MWh. Der Mittelwert des Phelix Peak im Dezember 2005 betrug 81,18 €/MWh und übersteigt damit den Mittelwert von 35,34 €/MWh im Dezember 2004 um rund 130 Prozent. Der Mittelwert des Phelix Peak für das Kalenderjahr 2005 lag bei 55,99 €/MWh und damit um rund 65 Prozent höher als der Mittelwert für 2004 in Höhe von 34,02 €/MWh. Bei der Analyse der Einzelwerte fallen neben den hohen Werten Anfang März 2005 und Ende Juni 2005 insb. die hohen Werte Ende November bzw. Anfang Dezember 2005 auf, bei denen am 29.11.2005 der Spitzenwert des Phelix Base bei 145,97 €/MWh und des Phelix Peak bei 226,33 €/MWh gelegen hat.

Die Preisentwicklung der am Terminmarkt der EEX gehandelten Baseload und Peakload Futures für das rollierende Folgejahr (2005 in 2004, 2006 in 2005) im Zeitraum Januar 2004 bis Dezember 2005 weist ebenfalls eine deutliche Steigerung auf. Die Entwicklung dieser beiden Indices ist von besonderer Bedeutung für den Elektrizitätsmarkt in Deutschland, da diese Indices oftmals als Referenz für die Preisbildung im Endkundengeschäft herangezogen werden.

Im Dezember 2005 lag der Baseload Future für das Jahr 2006 bei durchschnittlich 50,60 €/MWh. Dies bedeutet eine Steigerung um rund 17,1 €/MWh bzw. 51 Prozent gegenüber 33,50 €/MWh als Mittelwert im Dezember 2004 für das Jahr 2005. Der Peakload Future für 2006 betrug im Dezember 2005 im Mittel 70,98 €/MWh, was einer Steigerung um ca. 24,9 €/MWh bzw. 54 Prozent gegenüber 46,11 €/MWh für das Jahr 2005 im Dezember 2004 entspricht. Im Vergleich der Jahresmittelwerte ist der Baseload Future für das Folgejahr von 33,49 €/MWh in 2004 um rund 7,8 €/MWh bzw. 23 Prozent auf 41,27 €/MWh in 2005 gestiegen und der Peakload Future für das Folgejahr von 49,13 €/MWh in 2004 um rund 7,2 €/MWh bzw. 15 Prozent auf 56,35 €/MWh in 2005.

⁵¹ Preisdaten nach www.energate.de.

Zur Strompreisbildung auf dem Großhandelsmarkt führt das Bundeskartellamt aus:

Für die Entwicklung der Großhandelspreise im Berichtszeitraum ist die Einführung des Emissionshandel in 2005 maßgeblich. Auf Grund von Beschwerden des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), der Wirtschaftsvereinigung Metalle und mittelständischer Unternehmen stromintensiver Wirtschaftsbereiche hat das Bundeskartellamt gegen E.ON und RWE Verwaltungsverfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Sinne von § 19 GWB und Artikel 82 EG im Zusammenhang mit CO₂-Emissionshandel und Strompreisbildung eingeleitet. Die Beschlussabteilung hat von Amts wegen umfangreiche Ermittlungen durchgeführt.

Hintergrund der Beschwerden sind die erheblichen Steigerungen der Stromgroßhandelspreise seit Einführung des Emissionshandels in 2005 und die damit von den Beschwerdeführern in Verbindung gebrachten jährlichen ungerechtfertigten Mehrerlöse der großen Stromversorgungsunternehmen in Milliardenhöhe. Des Weiteren wird vorgebracht, dass die Wettbewerbsbedingungen in anderen Wirtschaftsbereichen eine Umwälzung der CO₂-Opportunitätskosten nicht zulassen. Die Einpreisung des Handelswertes von unentgeltlich zugeteilten Emissionsberechtigungen würde in den energieintensiven Wirtschaftsbereichen zu spürbaren Wettbewerbsverzerrungen und Standortnachteilen führen. E.ON und RWE betrachten den aktuellen Börsenwert der für die Stromerzeugung benötigten Emissionsberechtigungen als notwendigen Bestandteil ihrer variablen Kosten und damit auch ihrer Grenzkosten. Sie stellen nicht in Abrede, dass in den von ihnen geforderten Strompreisen auf diese Weise zumindest mittelbar der Börsenkurs für Emissionsberechtigungen enthalten ist.

Der Missbrauchsvorwurf wird unter den folgenden Gesichtspunkten geprüft:

Da die Stromgroßhandelsmärkte anderer Mitgliedsstaaten der EU als Vergleichsmärkte nicht ohne weiteres in Betracht kommen, wird das Verhalten der Unternehmen in den anderen vom Emissionshandel betroffenen Branchen betrachtet. Nach den Ermittlungen des Bundeskartellamtes scheidet eine Einpreisung der Emissionsberechtigungen in allen anderen vom Emissionshandel betroffenen Branchen an den dort herrschenden Wettbewerbsverhältnissen. Zwar lassen sich die Wettbewerbsverhältnisse verschiedener Branchen im Grundsatz nur schwer vergleichen, eine strukturelle Vergleichbarkeit besteht jedoch im Hinblick auf die Teilnahme am Emissionshandel und die Frage der Einpreisung von Emissionsberechtigungen. Schließlich steht für die kartellrechtliche Beurteilung auch ein zeitlicher Vergleich zur Verfügung, im Rahmen dessen die Preisbildung der Versorger vor und nach Beginn des CO₂-Emissionshandels untersucht wird.

Im Rahmen der kartellrechtlichen Prüfung werden aber auch Einschränkungen dahingehend berücksichtigt, in welchem Umfang überhaupt aufgrund emissionsrechtlicher Beschränkungen im Zuteilungsgesetz Raum für Opportunitäten bleibt und in welchem Umfang diese Opportunitäten wegen möglicherweise entgegenstehender technischer und betriebswirtschaftlicher Faktoren tatsächlich genutzt werden können.

Aus dem normativen Umfeld werden neben den Zielsetzungen des GWB selbst noch drei weitere gesetzgeberische Wertungen für die kartellrechtliche Beurteilung Bedeutung gewinnen: der Rechtscharakter der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen als Belastungsausgleich, der Auftrag der Energieversorgungsunternehmen, die Allgemeinheit preisgünstig mit Energie zu versorgen, und die Lenkungsziele des Emissionshandels. Speziell zu letzterem Gesichtspunkt ist festzustellen, dass die Hinweise aus der Entstehungsgeschichte der Vorschriften über den Emissionshandel nach Einschätzung der Beschlussabteilung nicht belegen, dass die Einpreisung der Opportunitätskosten ein explizites Lenkungsziel des Emissionshandelsrechts ist.⁵²

⁵² Textbeitrag Bundeskartellamt, S. 85-86.

3.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches

3.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches

Die Belieferung von Stromkunden mittels Standardlastprofil aus den Niederspannungsnetzen stellt laut Bundeskartellamt einen eigenen Markt dar, der räumlich durch das Netzgebiet des Lieferanten abgebildet wird. In der Entwicklung des Stromkleinkundenmarktes hin zu einem überregionalen Wettbewerbsmarkt sei eine Stagnation eingetreten, die die früher einmal angestellte Prognose dahingehend, dass es auch im Kleinkundenbereich zur Entstehung eines bundesweiten Marktes kommen wird⁵³, nicht mehr zulässt. Auf dem Markt für die Belieferung von Kleinkunden sei eine Entwicklung hin zu einem "Durchleitungsautomatismus" nicht zu beobachten. Die Wechselbereitschaft der Tarifkunden sei auch wegen der aufgrund des hohen Niveaus der Netzentgelte nur geringen Strompreisunterschiede schwach ausgeprägt. Auf Grund der noch geringen Durchleitung bei der Belieferung von Kleinkunden mit Strom sei derzeit von einer marktbeherrschenden Stellung des direkt vorgelagerten Versorgers auszugehen.⁵⁴

Beschluss zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate für die Belieferung von Kunden mit Elektrizität

Der Beschluss der Bundesnetzagentur vom 11.07.2006 zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate für die Belieferung von Kunden mit Elektrizität schafft verbindliche Marktregeln für Netzbetreiber und Lieferanten. Die mit diesem Beschluss verbundene Anlage enthält eine detaillierte, ca. 120-seitige Darstellung des automatisierten Ablaufs der einzelnen Geschäftsprozesse.

Mit dem Beschluss werden standardisierbare Geschäftsprozesse, die bei der Belieferung von Kunden mit Strom anfallen (vor allem Lieferantenwechsel und Ein- und Auszüge) und über deren Erforderlichkeit am Markt weitgehend Einigkeit besteht, rechtsverbindlich gemacht. Es wird ferner eine Entscheidung für ein zum elektronischen Datenaustausch erforderliches, bundeseinheitliches Datenformat und die dazugehörigen Nachrichtentypen getroffen. Die Netzbetreiber werden ferner verpflichtet, diese Festlegungen auch zum Bestandteil der Lieferantenrahmenverträge zu machen.

Die Bundesnetzagentur legt Übergangsfristen für die verbindliche Umsetzung der Vorgaben fest, da hiermit Umrüstungen und Implementierungen im Bereich der EDV anfallen werden. Diese Übergangsfrist ist aufgrund der eingegangenen Stellungnahmen um ca. ein halbes Jahr auf den 01.08.2007 bzw. auf den 01.10.2007 für die automatisierte Netznutzungsabrechnung verlängert worden.

Die Bundesnetzagentur räumt den Unternehmen die Möglichkeit ein, zusätzlich zu dem als Mindeststandard festgelegten Datenformat freiwillig weitere Datenformate zu vereinbaren. Dabei kann auch von einzelnen Schritten der Geschäftsprozesse abgewichen werden, soweit auf einen Datenbestand des integrierten Unternehmens zugegriffen und diese Möglichkeit auch allen anderen Vertriebsunternehmen eingeräumt wird. Durch diese Option wird es integrierten Unternehmen ermöglicht, vorhandene Effizienzen beizubehalten, wenn diese an Dritte weitergegeben werden und sich somit positiv auf den gesamten Markt auswirken.

Außerdem kann nach diesem Beschluss innerhalb integrierter Unternehmen eine abweichende Lösung zur Abwicklung des Datenaustauschs implementiert werden, sofern diese diskriminierungsfrei angewendet wird. Diese Ausgestaltung des Datenaustauschs entspricht der o.g. eröffneten Option, im Gegensatz dazu ist sie jedoch bis zum 01.10.2009 befristet; sie ist auf das integrierte Unternehmen beschränkt und dient der Sicherstellung der reibungslosen EDV-Umstellung. Damit wird gleichzeitig zum Ausdruck gebracht, dass die Bundesnetzagentur

⁵³ Vgl. Bundeskartellamt WuW/E DE-V 301, 305.

⁵⁴ Textbeitrag Bundeskartellamt.

grundsätzlich am Ziel eines mit allen Marktteilnehmern auf die gleiche Weise kommunizierenden, unabhängigen Netzbetreibers festhält.

Der Beschluss enthält auch die konkrete Vorgabe einer Vertragsklausel für die zwischen Netzbetreibern und Lieferanten abzuschließenden Lieferantenrahmenverträge, die zur Aufnahme der Marktregeln des Beschlusses in das vertragliche Verhältnis der Marktpartner führt. Dadurch soll sichergestellt werden, dass in den Verträgen existierende abweichende Regelungen angepasst werden und die Marktpartner gegenseitige, zivilrechtlich durchsetzbare Ansprüche erlangen.

Lieferantenwechsel

Der Lieferantenwechsel stellt auch für die Europäische Kommission im Rahmen ihres Benchmarking einen möglichen Indikator zur Messung der Wettbewerbsintensität dar (s. Fußnote 3, S. 13). Die Ausgestaltung und Häufigkeit des Lieferantenwechselprozesses kann Aufschluss über die wettbewerbliche Entwicklung des Elektrizitätsmarktes geben. Voraussetzung hierfür ist, dass die Transaktionskosten für Lieferanten und Netzbetreiber möglichst gering sind. Andernfalls schlagen sich höhere Kosten auch in den Preisen für Kunden nieder. Aus diesem Grund wurde die Gesamtzahl der Lieferantenwechsel, die geschätzten Kosten je Lieferantenwechsel, der bisher erreichte Automatisierungsgrad und das gewichtigste Hindernis bei der Neukundenakquisition für das Kalenderjahr 2005 erhoben.

Durchschnittlicher Automatisierungsgrad beim Lieferantenwechsel

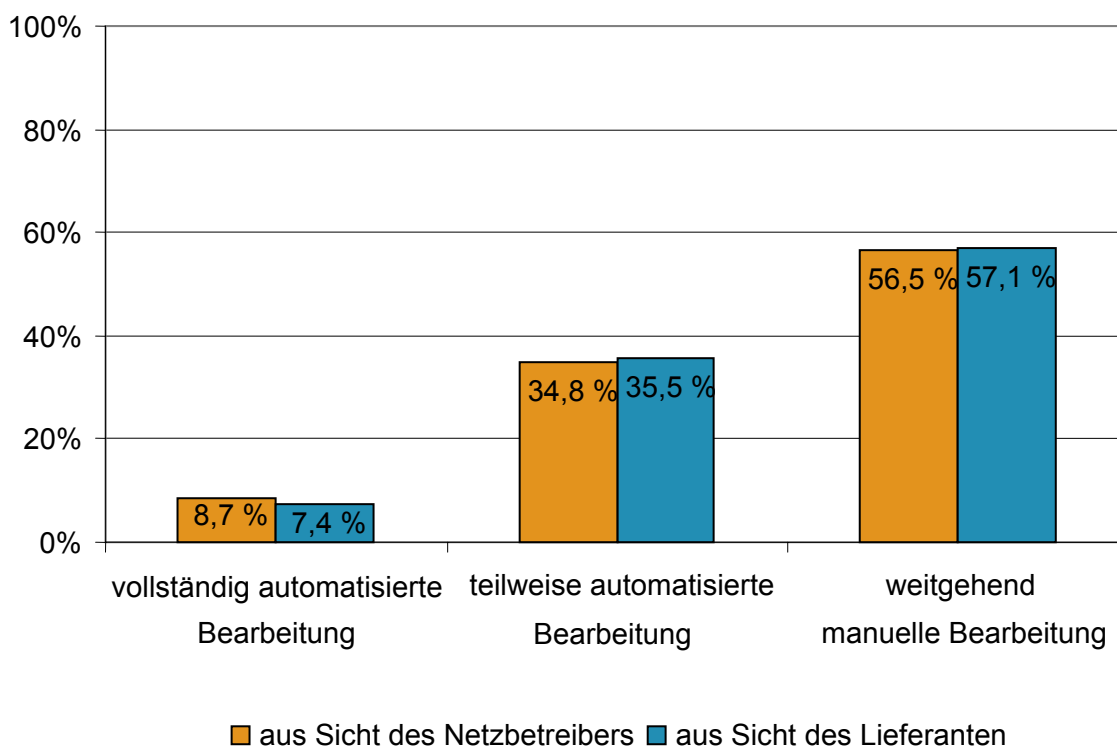


Abbildung 28: Durchschnittlicher Automatisierungsgrad des Lieferantenwechsels

Insgesamt wurden im Erhebungszeitraum ca. 826.000 Lieferantenwechsel durchgeführt. Die durchschnittlichen Kosten je Lieferantenwechsel wurden durch die 622 befragten Großhändler und Lieferanten (175 davon ohne Angaben) auf im Mittel 107,89 € geschätzt. Diese hohen Kosten können teilweise durch den noch zu geringen Automatisierungsgrad und die Hindernisse bei der Neukundenakquisition erklärt werden. Bezüglich des Automatisierungsgrades offenbart sich bei Netzbetreibern und Lieferanten/Händlern ein nahezu identisches Bild hinsichtlich eines niedrigen Automatisierungsgrades beim Lieferantenwechselprozess. (s. Abb. 28).

Es wurden von 13 Prozent der Lieferanten hohe Transaktionskosten und von vier Prozent der Lieferanten fehlgeschlagene/verzögerte Lieferantenwechsel als gewichtigstes Hindernis bei der Neukundenakquisition genannt. Sechs Prozent der Befragten nannten die Abfrage von historischen Kundendaten als Hindernis bei der Neukundenakquisition. Der überwiegende Teil von 62 Prozent der Lieferanten machte allerdings keine Angaben bzw. sah keine gewichtigen Hindernisse bei der Neukundenakquisition. Zudem wurden variierende Netzentgelte von 15 Prozent der Befragten genannt; eine Tatsache, die eigentlich keinen Einfluss auf den Prozess des Lieferantenwechsels haben sollte. Die Festlegung der bislang unverbindlichen Geschäftsprozesse und Datenformate durch die Bundesnetzagentur soll in Zukunft dazu führen, dass der Automatisierungsgrad beim Lieferantenwechsel erhöht wird, die Transaktionskosten je Lieferantenwechsel sinken und dass fehlgeschlagene/verzögerte Lieferantenwechsel vermieden werden. Ebenso können verbindliche Regeln zur Abfrage der historischen Kundendaten vermeiden, dass dies ein relevantes Hindernis bei der Neukundenakquisition ist.⁵⁵

Mit dem Fragebogen an die VNB Strom wurden Daten für den Lieferantenwechsel der Letztverbraucher erhoben. Die befragten VNB Strom haben die Entnahmemengen von Letztverbrauchern in ihrem Netzbereich für die in der nachstehenden Tabelle 18 aufgeführten drei Kundenkategorien angegeben. Bei der Einordnung der Kunden in die jeweiligen Kategorien sollte die Gesamtabnahmemenge eines Kunden berücksichtigt werden (s. Fußnote 4, S. 13). Sofern zusammengefasste Daten bei den VNB Strom vorlagen, waren mehrere Lieferstellen eines Kunden („Bündelkunden“) bei der Eingruppierung in die einzelnen Kundenkategorien zusammengefasst zu betrachten. Dabei haben sich für die Entnahmemengen in 2005 folgende aufsummierten Werte in den einzelnen Kategorien ergeben. Der jeweilige prozentuale Anteil an der gesamten Entnahmemenge von Letztverbrauchern ist ebenfalls aufgeführt.

Kategorie	Summe Entnahmemengen 2005 in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)	153,60	38,39
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)	72,22	18,05
Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)	174,29	43,56
Gesamtsumme⁵⁶	400,11	

Tabelle 18: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB Strom

Darüber hinaus haben die befragten VNB Strom die Menge der Lieferantenwechsel in 2005 in ihrem Netzbereich für die jeweiligen drei Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle 19 aufgelisteten Summenwerte für die einzelnen Kategorien ergeben. Der jeweilige prozentuale Anteil der Lieferantenwechsel an der gesamten Entnahmemenge in der jeweiligen Kategorie ist ebenfalls aufgeführt.

⁵⁵ Die Hindernisse beim Lieferantenwechsel auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt werden auch in der Energy Sector Inquiry der EU-Kommission dargestellt. Vgl. European Commission: Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report, 16.02.2006, S. 147.

⁵⁶ Die gesamte Entnahmemenge von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten VNB Strom beträgt in 2005 entsprechend der Monitoringabfrage 411,42 TWh. Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien mit einem Summenwert von 400,11 TWh gemäß der o.g. Tabelle zur Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern in Höhe von 411,42 TWh basiert im wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Entnahmemengen in den einzelnen Kategorien durch die VNB Strom.

Die in der Tabelle 19 benannten Daten beruhen auf insgesamt 826.409 Lieferantenwechseln, die die erfassten VNB Strom in 2005 durchgeführt haben.

Kategorie	Summe Lieferantenwechsel 2005 in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)	3,41	2,22
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)	7,87	10,90
Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)	19,90	11,42
Gesamtsumme	31,18	7,79

Tabelle 19: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB Strom

Damit liegen die Wechselquoten von 10,90 Prozent bzw. 11,42 Prozent in den beiden Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)“ sowie „Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)“ jeweils deutlich über der Wechselquote von 2,22 Prozent in der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)“. Die Gesamtsumme der Lieferantenwechsel von 31,18 TWh bezogen auf die Gesamtabnahmemenge von 400,11 TWh führt zu einer durchschnittlichen Wechselquote von 7,79 Prozent.

Absatzmengen Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom

Der Fragebogen für die Großhändler und Lieferanten wurde von insgesamt 622 Unternehmen für den Bereich Strom beantwortet. Unter Großhändlern werden gemäß § 3 Nr. 21 EnWG natürliche oder juristische Personen mit Ausnahme von Betreibern von Übertragungs- sowie Elektrizitätsverteilernetzen verstanden, die Energie zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen. Hierbei ist zu beachten, dass auch Handelsunternehmen der großen Versorgungsunternehmen mit erfasst sind. Unter Lieferanten werden gemäß § 2 Nr. 5 StromNZV Unternehmen verstanden, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Elektrizität gerichtet ist.

Die an der Monitoringabfrage teilnehmenden Großhändler und Lieferanten haben in 2004 eine Menge von 433,92 TWh und in 2005 von 432,84 TWh an Letztverbraucher abgesetzt. Dies entspricht einem Anteil von 81,46 Prozent in 2004 bzw. 80,63 Prozent in 2005 am gesamten Netto-Stromverbrauch in Deutschland von 532,7 TWh in 2004 bzw. 536,8 TWh in 2005 gemäß VDEW-Angaben.⁵⁷ Dabei haben die befragten Unternehmen insgesamt 33,84 Mio. Letztverbraucher in Deutschland beliefert.

Der Absatz der Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher teilt sich dabei in die einzelnen Kundenkategorien wie in der nachstehenden Tabelle 20 dargestellt auf. Bei der Einordnung der Kunden in die jeweiligen Kategorien sollte die Gesamtabnahmemenge eines Kunden berücksichtigt werden. Sofern zusammengefasste Daten bei den Großhändlern und Lieferanten vorlagen, waren mehrere Lieferstellen eines Kunden („Bündelkunden“) bei der Eingruppierung in die einzelnen Kundenkategorien zusammengefasst zu betrachten.

⁵⁷ Vgl. www.strom.de.

Kategorie	Summe Absatzmengen 2004 in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Summe Absatzmengen 2005 in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)	147,05	35,56	147,77	35,04
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)	78,78	19,05	73,36	17,4
Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)	187,67	45,39	200,57	47,56
Gesamtsumme⁵⁸	413,5		421,7	

Tabelle 20: Summierte Absatzmengen Letztverbraucher in 2004 und 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom

Den größten Anteil am gesamten Absatz der erfassten Großhändler und Lieferanten in 2005 weist damit die Kategorie „Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)“ mit 47,56 Prozent vor der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)“ mit 35,04 Prozent und der Kategorie „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)“ mit 17,4 Prozent auf.

Vertragswechsel

Mit der Monitoringabfrage wurden die von den Großhändlern und Lieferanten Strom durchgeführten Vertragswechsel erfasst. Hier sollten die Mengen in den einzelnen Kundenkategorien angegeben werden, bei denen die Kunden einen (Sonder-)Vertrag mit dem bestehenden Lieferanten abgeschlossen haben, der günstiger als die Allgemeinen Tarife/Allgemeinen Preise ist, oder bei denen günstigere (Sonder-)Vertragskonditionen vereinbart wurden. Diese Erhebung der Vertragswechsel hat zu dem in der nachstehenden Tabelle 21 dokumentierten Ergebnis geführt.

Die von Vertragswechseln erfasste Strommenge hat in 2005 gegenüber 2004 geringfügig um 1,56 TWh von 48,87 TWh auf 50,43 TWh zugenommen. Im Verhältnis zur erfassten Gesamtabsatzmenge an Letztverbraucher stieg die Vertragswechselquote von 11,82 Prozent auf 11,96 Prozent. Die Gesamtsumme der Vertragswechsel liegt damit über der in der Tabelle 19 dargestellten Gesamtsumme der Lieferantenwechsel. Dabei übersteigen die Vertragswechsel insb. in der Kategorie „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)“ deutlich die in der entsprechenden Kategorie angegebenen Lieferantenwechsel. Diese Kategorie weist auch die höchste Vertragswechselquote mit einem prozentualen Anteil der Vertragswechsel in 2005 von 19,02 Prozent an der gesamten angegebenen Absatzmenge in dieser Kategorie auf. Wie auch bei der Erhebung der Lieferantenwechsel ist die Vertragswechselquote in der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)“ im Vergleich zu den beiden anderen Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)“ und „Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)“ am geringsten (s. Fußnote 5, S. 14).

⁵⁸ Die Abweichungen der Gesamtsummen der einzelnen Kategorien mit Summenwerten von 413,5 TWh in 2004 und 421,7 TWh in 2005 zu den Gesamtabsatzmengen an Letztverbraucher in Höhe von 433,92 TWh in 2004 und 432,84 TWh in 2005 basieren im Wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Absatzmengen in den einzelnen Kategorien durch die antwortenden Großhändler und Lieferanten Strom.

Kategorie	Summe Vertragswechsel 2004 in TWh	Anteil an Absatzmenge in Kategorie in Prozent	Summe Vertragswechsel 2005 in TWh	Anteil an Absatzmenge in Kategorie in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)	6,01	4,09	5,30	3,59
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)	13,69	17,38	13,95	19,02
Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)	29,17	15,54	31,18	15,55
Gesamtsumme	48,87	11,82	50,43	11,96

Tabelle 21: Vertragswechsel Letztverbraucher in 2004 und 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom

Anteile der größten Unternehmen

Gemäß Erhebungen des VDEW haben sich für 2003 und 2004 die in der folgenden Tabelle dargestellten Anteile der größten Unternehmen einschließlich konsolidierter Tochterunternehmen mit einem Anteil von mindestens fünf Prozent, bezogen auf die Stromabgabe an Letztverbraucher, ergeben.

Unternehmen*	2003		2004	
	Stromabgabe an Letztverbraucher in TWh	Anteil in %	Stromabgabe an Letztverbraucher in TWh	Anteil in %
RWE AG	102,5	20,1	93,3	18,1
E.ON AG	85,2	16,7	86,6	16,8
EnBW AG	64,0	12,6	61,1	11,8
Vattenfall Europe AG	31,6	6,2	28,3	5,5

* einschließlich konsolidierter Tochterunternehmen

Quelle: Unternehmensangaben, VDEW

Netto-Stromverbrauch (Allgemeine Versorgung)	508,7	100 %	516,2	100 %
---	-------	-------	-------	-------

Tabelle 22: Anteile der größten Unternehmen bei der Stromabgabe 2003 und 2004 an Letztverbraucher mit einem Anteil von mindestens fünf Prozent

Damit hatten vier Unternehmen (RWE AG, E.ON AG, EnBW AG, Vattenfall Europe AG) einen Anteil bei der Stromabgabe an Letztverbraucher in 2003 und 2004 von jeweils mehr als fünf Prozent. Die drei größten Unternehmen wiesen in 2003 einen Anteil von zusammen 49,5 Prozent bezogen auf die Stromabgabe an Letztverbraucher auf. In 2004 lag der Anteil der drei größten Unternehmen bezogen auf die Stromabgabe an Letztverbraucher gemäß VDEW-Angaben bei 46,7 Prozent. Für 2005 ergeben sich bezogen auf einen Netto-Stromverbrauch

(Allgemeine Versorgung) von 519,8 TWh in Deutschland gemäß VDEW-Angaben für die drei größten Unternehmen die in der nachstehenden Tabelle dargestellten Anteile, die zusammen 45,8 Prozent ergeben.

Unternehmen*	2005	
	Stromabgabe an Letztverbraucher in TWh	Anteil in %
E.ON AG	90,3	17,4
RWE AG	89,3	17,2
EnBW AG	58,4	11,2

* einschließlich konsolidierter Tochterunternehmen
Quelle: Unternehmensangaben, VDEW

Netto-Stromverbrauch (Allgemeine Versorgung)	519,8	100 %
---	-------	-------

Tabelle 23: Anteile der drei größten Unternehmen bei der Stromabgabe 2005 an Letztverbraucher

Die Ergebnisse aus der Monitoring-erhebung der Bundesnetzagentur zeigen für 2005 ähnliche Werte auf. Die drei größten Unternehmen weisen dabei gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten Strom eine Absatzmenge von insgesamt 231,6 TWh an Letztverbraucher in 2005 auf, was einem Anteil von rund 44,6 Prozent am gesamten Netto-Stromverbrauch (Allgemeine Versorgung) von 519,8 TWh in 2005 gemäß VDEW-Angaben entspricht. Dabei wurden die Absatzmengen der beherrschten (konsolidierten) Unternehmen nach der Dominanzmethode⁵⁹ dem beherrschenden Unternehmen zugeordnet. Bei Anwendung der Dominanzmethode weisen in 2005 drei Unternehmen einen Anteil von mindestens fünf Prozent, bezogen auf die Absatzmenge an Letztverbraucher, auf.

In der folgende Tabelle werden die Anteile der jeweils drei größten Unternehmen in den Kategorien „Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)“, „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr) und „Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)“ gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten Strom zusammengefasst dargestellt. Dabei wurde ebenfalls die Dominanzmethode verwendet. Zur Ermittlung der korrekten Anteile wurde die erfasste Gesamtabsatzmenge in den einzelnen Kategorien entsprechend des Verhältnisses des gesamten Netto-Stromverbrauches (Allgemeine Versorgung) in Deutschland von 519,8 TWh in 2005 gemäß VDEW-Angaben zur erfassten Gesamtabsatzmenge an Letztverbraucher von 421,7 TWh (vgl. Tabelle 20) hochgerechnet.

Die Untersuchungen zu den Anteilen der drei größten Unternehmen, bezogen auf die Absatzmengen an Letztverbraucher, stellen nur Anhaltswerte dar, da in einer ersten Analyse nur die wesentlichen Beteiligungen der Unternehmen berücksichtigt worden sind.

⁵⁹ Die Dominanzmethode ordnet die Absatzmenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu. Dann allerdings erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet. Vgl. hierzu auch Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; IWE Working Paper Nr. 02 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg, S. 5.

Kategorie	Summe Absatzmengen 2005 in TWh	Hochgerechnete Summe Absatzmengen 2005 in TWh	Summe Absatzmengen der drei größten Unternehmen 2005 in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)	147,77	182,15	71,91	39,5
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)	73,36	90,43	35,52	39,3
Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)	200,57	247,23	121,76	49,2
Gesamtsumme	421,7	519,8	231,6⁶⁰	44,6

Tabelle 24: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen 2005 nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom unter Verwendung der Dominanzmethode (s. Fußnote 4, S. 13)

Marktbeteiligung neuer/nicht-nationaler Unternehmen

Unter den 622 Unternehmen, die den Fragebogen Großhändler und Lieferanten Strom beantwortet haben, sind drei Unternehmen, deren Hauptsitz außerhalb Deutschlands liegt und die seit der Liberalisierung (29.04.1998) neu auf den Elektrizitätsmarkt in Deutschland eingetreten sind. Diese drei Unternehmen weisen jedoch keinen Absatz an Letztverbraucher auf. Der Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (BNE) hat im Zuge des Monitoring der Bundesnetzagentur ein nicht-nationales Unternehmen benannt, das derzeit im Massen- bzw. Kleinkundenmarkt für Stromlieferungen aktiv ist und die vorgenannten Kriterien erfüllt.

Mit der Monitoringabfrage wurden die befragten deutschen Großhändler und Lieferanten auch nach der Beteiligung von nicht-nationalen Unternehmen, d.h. von Unternehmen mit Hauptsitz außerhalb Deutschlands, an ihrem Unternehmen gefragt. Dabei haben 22 Unternehmen angegeben, dass an ihrem Unternehmen ein nicht-nationales Unternehmen beteiligt ist.

Die nachstehende Tabelle zeigt die wesentlichen ausländischen Beteiligungen an deutschen Stromversorgern gemäß Erhebungen des VDEW auf.

⁶⁰ Die Abweichung der Summe der einzelnen Kategorien zur Gesamtsumme basiert auf nicht übermittelten Daten für die Entnahmemengen in den einzelnen Kategorien durch die antwortenden Unternehmen. Zudem sind die drei größten Unternehmen in den einzelnen Kategorien nicht immer identisch.

ausländisches Unternehmen		Indirekt beteiligt über*	Deutscher Stromversorger	Beteiligungsquote in %
Land	Unternehmen			
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	ENSO Energieversorgung Sachsen Ost	22,6
Frankreich	EDF	EnBW AG	Schluchseewerk AG	21,2
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	24,7
Frankreich	EDF	EnBW AG	Albwerk 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 / über swb AG, Bremen	Stw. Gütersloh GmbH	12,7
Niederlande	NUON	NUON Deutschland GmbH	NUON Heinsberg AG	100,0
Schweden	Vattenfall		Vattenfall Europe AG	100,0
Schweden	Vattenfall	Vattenfall Europe AG / über VEH	Wemag AG, Schwerin	80,38
Schweden	Vattenfall	Vattenfall Europe AG / über VEH	Städtische Werke AG, Kassel	24,9
Schweden	Vattenfall	Vattenfall Europe AG / über WEMAG	Stw. Rostock AG	10,1

* bei indirekten Beteiligungen ist die indirekte Beteiligungsquote des ausländischen Unternehmens angegeben
Quellen: Geschäftsberichte, Presse, VDEW

Tabelle 25: Wesentliche ausländische Beteiligungen an deutschen Stromversorgern

Der BNE hat im Zuge des Monitoring sechs Unternehmen benannt, die derzeit in Deutschland im Massen- bzw. Kleinkundenmarkt für Stromlieferungen aktiv sind und bei denen von einer Unabhängigkeit von in- und ausländischen Stromnetzbetreibern ausgegangen werden kann.

Diese sechs Unternehmen beliefern nach BNE-Angaben derzeit insgesamt rund 352.000 Kunden. An der Strombörse EEX sind zurzeit 87 ausländische Unternehmen als Händler registriert.

3.2.3.2 Entwicklung Strompreis im Einzelhandelsbereich

Mit der Monitoringabfrage wurden die Großhändler und Lieferanten Strom gebeten, das aktuelle Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 01.04.2006) in ct/kWh für die nachstehend aufgeführten Kundenkategorien gemäß Eurostat-Definition mitzuteilen. Dabei waren ggf. Mittelwerte für die entsprechende Kundenkategorie anzugeben. Weiterhin war zu benennen, ob die Daten sich auf durch den Markt bestimmte Preise beziehen, oder ob es sich um genehmigte Allgemeine Tarife/Allgemeine Preise handelt. Ferner war eine geschätzte Aufteilung in Netzkosten, Strombezugskosten plus Versorgungsmarge, Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Aufschlag) und Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) anzugeben. Der Wert für Strombezugskosten plus Versorgungsmarge errechnete sich aus der Subtraktion von dem Gesamtwert - Netzkosten - Abgaben - Steuern.

Das aktuelle Einzelhandelspreisniveau war für folgende Eurostat-Kundenkategorien aufzuführen:

- Dc: Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, darunter 1.300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom)⁶¹, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Standardwohnung 90 m²)
- Ib: Gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, einer Jahreshöchstlast von 50 kW und einer Benutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Sofern in der Kundenkategorie Ib keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert für Ib auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.)
- Ig: Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, einer Jahreshöchstlast von 4.000 kW und einer Benutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)

Bei den Kategorien Ib und Ig war dabei zwischen Kunden, die dem produzierenden Gewerbe angehören und damit einen ermäßigten Stromsteuersatz zahlen sowie Unternehmen, die den Regelsteuersatz zahlen, zu unterscheiden.

In den Tabellen 26, 27 und 28 werden die Ergebnisse der Erhebung des Einzelhandelspreisniveaus für die drei Eurostat-Kundenkategorien Dc, Ib und Ig aufgeführt. Der arithmetische Mittelwert ist der Mittelwert der eingegangenen Antworten für die einzelnen Preisbestandteile bzw. des Gesamtpreisniveaus ohne Berücksichtigung der angegebenen Absatzmengen der Unternehmen in den einzelnen Kategorien. Dabei wurde für jeden einzelnen Preisbestandteil und für den Gesamtwert der jeweilige Mittelwert separat gebildet. Bei der Ermittlung des mengengewichteten Mittelwertes wurde der Mittelwert unter Berücksichtigung der Absatzmenge an Letztverbraucher des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2005 gemäß der Einteilung in Tabelle 20 berechnet. Dabei wurde der Abnahmefall Dc der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)“, der Abnahmefall Ib der Kategorie „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)“ und der Abnahmefall Ig der Kategorie „Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)“ zugeordnet. Die in den Tabellen 26, 27 und 28 auftretenden Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und der angegebenen Gesamtsumme basieren auf den Unternehmensangaben, bei denen die angegebenen Gesamtsummen teilweise nicht mit der Summe der Einzelwerte übereinstimmen.

Für die Kategorie Dc (s. Fußnote 61, S. 96) hat die Auswertung der eingegangenen Fragebögen zu dem in der folgenden Tabelle 26 dargestellten Ergebnis geführt. Die Auswertung basiert dabei auf 537 Unternehmen, die in dieser Kategorie Angaben vorgenommen haben. Von diesen

⁶¹ Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.

537 Unternehmen beruhen die Angaben von 414 Unternehmen ganz und von 83 Unternehmen teilweise auf genehmigten Allgemeinen Tarifen/Allgemeinen Preisen.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Netzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte ohne Konzessionsabgabe und KWK-Aufschlag) in ct/kWh	7,09	38,00	7,30	38,64
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten) in ct/kWh	4,68	25,08	4,49	23,77
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Aufschlag) in ct/kWh	2,34	12,54	2,48	13,13
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	4,54	24,33	4,62	24,46
Gesamt in ct/kWh⁶²	18,66		18,89	

Tabelle 26: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie Dc gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau liegt somit in der Kategorie Dc bei 18,66 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 18,89 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Die Netzkosten weisen mit 38,00 bzw. 38,64 Prozent den größten prozentualen Anteil an dem Gesamtwert auf. Die Positionen Strombezugskosten plus Versorgungsmarge sowie Steuern bilden mit 25,08 bzw. 23,77 Prozent sowie 24,33 bzw. 24,46 Prozent die beiden weiteren größeren Preisbestandteile. Die Abgaben liegen bei 12,54 bzw. 13,13 Prozent des Gesamtpreises.

Bei der Kategorie Ib wurde zwischen dem Preisniveau für Gewerbliche Kunden, die dem produzierenden Gewerbe angehören und damit einen ermäßigten Stromsteuersatz zahlen sowie Unternehmen, die den Regelsteuersatz für die Stromsteuer zahlen, unterschieden. Für die Kategorie Ib hat die Auswertung der eingegangenen Fragebögen zu dem in der folgenden Tabelle 27 dargestellten Ergebnis geführt. Die Auswertung basiert dabei für die Kategorie Ib (Regelsteuersatz) auf 492 Großhändlern und Lieferanten, die in dieser Kategorie Angaben vorgenommen haben. Von diesen 492 Unternehmen beruhen die Angaben von 128 Unternehmen ganz und von 91 Unternehmen teilweise auf genehmigten Allgemeinen Tarifen/Allgemeinen Preisen. Für die Kategorie Ib (produzierendes Gewerbe/ermäßigter Steuersatz) haben 483 Großhändler und Lieferanten Angaben vorgenommen, wobei die Angaben von 115 Unternehmen ganz und von 86 Unternehmen teilweise auf genehmigten Allgemeinen Tarifen/Allgemeinen Preisen basieren.

⁶² Die auftretenden Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und der angegebenen Gesamtsumme basieren auf den Unternehmensangaben, bei denen die angegebenen Gesamtsummen teilweise nicht mit der Summe der Einzelwerte übereinstimmten.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh (Regelsteuersatz)	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh (Regelsteuersatz)	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh (produzierendes Gewerbe)	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh (produzierendes Gewerbe)
Netzkosten (Netzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte ohne Konzessionsabgabe und KWK-Aufschlag) in ct/kWh	6,41 (34,56 %)	6,37 (32,92 %)	6,41 (36,32 %)	6,38 (34,60 %)
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten) in ct/kWh	5,77 (31,11 %)	6,21 (32,09 %)	5,82 (32,97 %)	6,20 (33,62 %)
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Aufschlag) in ct/kWh	1,80 (9,70 %)	2,06 (10,65 %)	1,78 (10,08 %)	2,05 (11,12 %)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	4,56 (24,58 %)	4,70 (24,29 %)	3,64 (20,62 %)	3,81 (20,66 %)
Gesamt in ct/kWh⁶³	18,55	19,35	17,65	18,44

Tabelle 27: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie Ib gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom⁶⁴

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau liegt somit in der Kategorie Ib bei 18,55 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 19,35 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert) für gewerbliche Kunden mit dem Stromsteuerregelsatz. Für gewerbliche Kunden mit reduziertem Stromsteuersatz beträgt das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Ib insgesamt 17,65 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 18,44 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Bei der Auswertung der ersten Spalte in der Tabelle 27 für den arithmetischen Mittelwert des Preisniveaus in der Kategorie Ib mit Stromsteuerregelsatz weisen die Netzkosten mit 34,56 Prozent den größten prozentualen Anteil an dem Gesamtwert auf. Der Anteil der Strombezugskosten plus Versorgungsmarge beträgt 31,11 Prozent und die Steuern liegen bei 24,58 Prozent des Gesamtpreises, während die Abgaben 9,70 Prozent des Gesamtpreises umfassen.

In der Kategorie Ig (Regelsteuersatz) sind Angaben von 178 Großhändlern und Lieferanten und in der Kategorie Ig (produzierendes Unternehmen/ermäßigter Steuersatz) von 182 Großhändlern und Lieferanten eingegangen. Die Auswertung der von den befragten Großhändlern und Lieferanten eingegangenen Antworten zeigt die Tabelle 28.

⁶³ Dito.

⁶⁴ Der prozentuale Anteil der einzelnen Preisbestandteile am Gesamtpreis ist in Klammern angegeben.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh (Regelsteuersatz)	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh (Regelsteuersatz)	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh (produzierendes Gewerbe)	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh (produzierendes Gewerbe)
Netzkosten (Netzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte ohne Konzessionsabgabe und KWK-Aufschlag) in ct/kWh	1,75 (15,40 %)	1,70 (14,00 %)	1,69 (16,30 %)	1,65 (14,84 %)
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten) in ct/kWh	5,16 (45,42 %)	5,94 (48,93 %)	5,17 (49,86 %)	5,93 (53,33 %)
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Aufschlag) in ct/kWh	0,90 (7,92 %)	0,85 (7,00 %)	0,89 (8,58 %)	0,85 (7,64 %)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	3,55 (31,25 %)	3,65 (3,01 %)	2,62 (25,27 %)	2,69 (24,19 %)
Gesamt in ct/kWh⁶⁵	11,36	12,14	10,36	11,12

Tabelle 28: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie Ig gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom⁶⁶

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau auf Basis der beantworteten Fragebögen hat zu einem Gesamtdurchschnittswert von 11,36 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 12,14 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert) für die Kategorie Ig (Regelsteuersatz) geführt. Der Durchschnittswert für die Kategorie Ig (produzierendes Unternehmen/ermäßigter Steuersatz) liegt bei 10,36 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 11,12 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert).

Bei der prozentualen Auswertung der Preisbestandteile in der Spalte 1 der Tabelle 28 für den arithmetischen Mittelwert der Preisbestandteile in der Kategorie Ig mit Stromsteuerregelsatz wird deutlich, dass bei diesem Abnahmefall die Strombezugskosten mit 45,42 Prozent den größten Anteil am Gesamtwert bilden. Die Steuern folgen mit 31,25 Prozent vor den Netzkosten mit 15,40 Prozent und den Abgaben mit 7,92 Prozent.

3.2.4 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung

Wegenutzungsverträge:

Das Bundeskartellamt hatte gegen mehrere hessische Gemeinden Missbrauchsverfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Zusammenhang mit der vorzeitigen Verlängerung qualifizierter Wegenutzungsrechte (so genannter „Konzessionsverträge“) geführt und unter Bedingungen eingestellt.⁶⁷ Das Verfahren richtete sich in der Sache vornehmlich gegen einen regionalen Energieversorger als Beteiligten. Im Nachgang zu diesem Verfahren kamen Fragen zur Auslegung der zur Einstellung des Verfahrens führenden Bedingungen auf. Das Bundeskartellamt stellte gegenüber den Beteiligten

⁶⁵ Die auftretenden Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und der angegebenen Gesamtsumme basieren auf den Unternehmensangaben, bei denen die angegebenen Gesamtsummen teilweise nicht mit der Summe der Einzelwerte übereinstimmen.

⁶⁶ Der prozentuale Anteil der einzelnen Preisbestandteile am Gesamtpreis ist in Klammern angegeben.

⁶⁷ Vgl. Bundeskartellamt: Tätigkeitsbericht 2003/2004, BT-Drucksache 15/5790, S. 135.

klar, dass die zur Einstellung des Verfahrens formulierten Bedingungen und die darin genannten Fristen zu Gunsten des regionalen Energieversorgungsunternehmens keine gegenüber den betroffenen Gemeinden durchsetzbaren Rechte begründeten. Maßgeblich seien vielmehr die Abreden, die in Erfüllung der Bedingungen zwischen dem regionalen Energieversorger und einigen der betroffenen Gemeinden geschlossen wurden.⁶⁸

Durchführung von virtuellen Kraftwerksauktionen

Mit der Abfrage der Erzeuger im Rahmen des Monitoring wurde auch nach der Durchführung von virtuellen Kraftwerksauktionen, d.h. der Versteigerung von Stromerzeugungskapazitäten durch Erzeuger, oder sonstigen Maßnahmen zur Freigabe von Kapazitäten gefragt. Diese Abfrage hat ergeben, dass in 2005 keine virtuellen Kraftwerksauktionen bei den erfassten Erzeugern durchgeführt worden sind.

⁶⁸ Textbeitrag Bundeskartellamt.

4 Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt

4.1 Regulationsbezogene Fragen

4.1.1 Allgemeines

Seit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24.04.1998 (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998 ist der Gasmarkt in Deutschland zu 100 Prozent geöffnet.

4.1.2 Übersicht Leitungssituation

In Deutschland gibt es ca. 24 nicht-örtliche Gasnetzbetreiber (Fernleitungsnetzbetreiber und regionale Verteilernetzbetreiber), mit - gemäß Angabe der Netzbetreiber - einer Netzkapazität von insgesamt rund 65 Mio. Nm³/h. Die fünf größten Netzbetreiber in Deutschland verfügen über ca. 75 Prozent der Leitungskapazitäten.

Darüber hinaus gibt es ca. 715 örtliche Gasnetzbetreiber. Die im Weiteren genannten Daten beziehen sich jeweils auf die Befragungsergebnisse von 24 nicht-örtlichen Gasnetzbetreibern und 617 örtlichen Netzbetreibern, die an der Monitoringerhebung teilgenommen haben. Etwa 80 Prozent der örtlichen Gasnetzbetreiber haben nur einen vorgelagerten Netzbetreiber.

Die folgende Grafik zeigt eine Übersicht über die Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte der Gasnetzbetreiber.

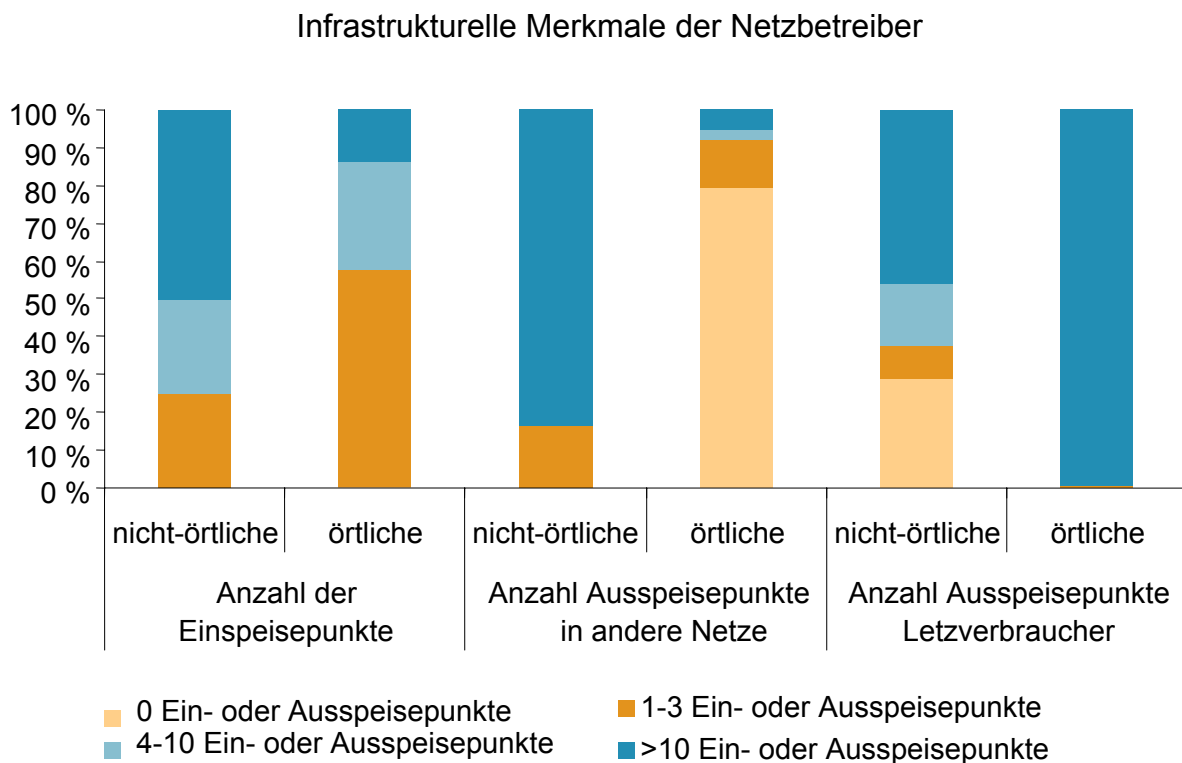


Abbildung 29: Infrastrukturelle Merkmale der Netzbetreiber

Dabei wird deutlich, dass die Hälfte der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber jeweils mehr als zehn Einspeisepunkte in ihr Netz haben, während die Mehrheit der örtlichen nur über einen bis drei Einspeisepunkte in ihr Netz verfügen.

4.1.3 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen

4.1.3.1 Neues Gasnetzzugangsmodell

Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben gemäß § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren.

Nach der zum 01.02.2006 in Kraft getretenen Neuregelung des § 20 Abs. 1b EnWG haben die Netzbetreiber in enger Kooperation sicherzustellen, dass für den Zugang zu den deutschen Gasversorgungsnetzen insgesamt zwei Verträge und zwei Kapazitätsbuchungen ausreichend sind: ein Vertrag mit dem Einspeisenetzbetreiber über Einspeisekapazitäten und ein Vertrag mit dem Ausspeisenetzbetreiber über Ausspeisekapazitäten. Die Abwicklung des Transportes ist durch Kooperation der Gasversorgungsnetzbetreiber untereinander zu lösen. Die Kooperationspflicht gilt umfassend und endet erst dort, wo eine Zusammenarbeit technisch nicht möglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Für die Abrechnung der Transporte ist im Innenverhältnis gemäß § 20 Abs. 1b S. 6 EnWG eine Kostenwälzung in Anlehnung an den Strombereich vorgesehen, die den Saldierungs-, Gleichzeitigkeits- und Puffereffekten der Gasversorgungsnetze Rechnung trägt. Der neue Rechtsrahmen sieht ferner vor, dass die Netzbetreiber für alle Ein- und Ausspeisepunkte Kapazitäten anzubieten haben, die frei handelbar und einander uneingeschränkt zuordenbar sind. Begrenzt wird diese Verpflichtung nur dort, wo dauerhafte Kapazitätsengpässe einer uneingeschränkten Zuordnung aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen zwingend entgegenstehen. So soll mehr Liquidität auf dem Gasmarkt geschaffen und der Handel mit Gasmengen für alle Marktbeteiligten leichter und transparenter gestaltet werden. Auf der Grundlage dieser Vorgaben haben die Gasversorgungsnetzbetreiber in einem ersten Schritt eine Unterteilung des deutschen Gasnetzsystems in 19 Marktgebiete vorgenommen. Inwieweit diese Marktgebieteinteilung den Engpasskriterien des EnWG und der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) genügt, wird von der Bundesnetzagentur geprüft. Dieses Gasnetzzugangsmodell ist das Ergebnis eines mehrmonatigen Konsultationsprozesses zwischen Netzbetreibern, Netznutzern und Verbrauchervertretern, der von der Bundesnetzagentur moderiert und mit eigenen Beiträgen vorangetrieben wurde. Angestrebt wird eine Implementierung des neuen Gasnetzzugangsmodells zum Beginn des nächsten Gaswirtschaftsjahres am 01.10.2006. Hierzu haben die deutschen Gasversorgungsnetzbetreiber am 01.06.2006 eine Kooperationsvereinbarung vorgelegt. Am 19.07.2006 wurde diese Kooperationsvereinbarung von 20 Unternehmen unterzeichnet. Ein Beitritt weiterer Unternehmen wird erwartet.

Neben dem gesetzlich verankerten Netzzugangsmodell, die gewünschten Transporte durch zwei Verträge abzuwickeln, sieht die Kooperationsvereinbarung für den Transportkunden alternativ unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit vor, den Transport zwischen Einspeisepunkt und Ausspeisepunkt selbst zu organisieren und hierfür mit den Betreibern aller von dem Transport betroffenen Netze jeweils separate Verträge zum Erwerb von Ein- und Ausspeisekapazitäten zu buchen. Zwischen den Kunden, die mit zwei Verträgen Gas transportieren wollen und solchen, die selber individuelle Transporte buchen wollen, darf es nicht zu Diskriminierungen kommen. Netzbetreiber, die diese Transportalternative nicht anbieten wollen, sind nach Ansicht der Bundesnetzagentur nicht dazu verpflichtet.

Das neue Netzzugangsmodell steht inhaltlich im Zusammenhang zu der Untersagungsverfügung des Bundeskartellamtes in Bezug auf langfristige Gaslieferverträge von Fernleitungsunternehmen mit Weiterverteilern bzw. Stadtwerken. Die Untersagungsverfügung des Bundeskartellamtes, die vom OLG Düsseldorf im Rahmen eines Eilverfahrens bestätigt wurde, aber in der Hauptsache noch nicht rechtskräftig ist, führt zu einer deutlichen Marktöffnung bei

Bezugsverträgen und damit im Handelsbereich, was sich netzseitig mit einem deutlich verbesserten Zugangsmodell ergänzen soll.

4.1.3.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten

Den wesentlichen rechtlichen Rahmen für das Management und die Zuweisung von Kapazitäten stellen die EG-Verordnung 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen dar, die am 01.07.2006 in Kraft getreten ist, sowie die Regelungen der §§ 9 ff. der deutschen GasNZV, die Mitte 2005 in Kraft getreten ist. Weder die EG-Verordnung noch die GasNZV unterscheiden in ihren Anforderungen zwischen der Kapazitätsvergabe in inländischen Leitungsnetzen und den in Bezug auf internationale Verbindungsleitungen einzuhaltenden Regeln. Auch ist für Verbindungskapazitäten – anders als im Strombereich – kein besonderes Zuteilungs- und Zuweisungsverfahren vorgesehen.

Die Bundesnetzagentur überwacht die Vorgaben der §§ 9 ff. GasNZV und wird auch die Einhaltung der Vorgaben der EG-Verordnung 1775/2005 überwachen. Den in den Leitlinien enthaltenen Grundsätzen der Kapazitätszuweisungsmechanismen, Engpassmanagementverfahren und ihrer Anwendung bei vertraglich bedingten Engpässen kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Darüber hinaus werden auch die von der Kommission entworfenen Explanatory Notes on Capacity Allocation und Congestion Management als rechtlich nicht bindende Auslegungsgrundsätze zu berücksichtigen sein.

Hinsichtlich des allgemeinen Zuteilungsverfahrens für Kapazitäten und die Ergebnisse des Monitoring in Bezug auf die allgemeine Kapazitätssituation siehe auch die Ausführungen in Abschnitt 4.1.3.5.

4.1.3.3 Berechnung von Transportkapazitäten

Betreiber von über Netzkopplungspunkte verbundenen Netzen haben gemäß § 20 Abs. 1b EnWG bei der Berechnung und Ausweisung von technischen Kapazitäten mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, in möglichst hohem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitäten in den miteinander verbundenen Netzen ausweisen zu können. Die erforderlichen Berechnungen von Transportkapazitäten einzelner Leitungen oder von definierten Leitungsabschnitten sowie die Durchführung von Lastflusssimulationen haben gemäß § 6 Abs. 2 GasNZV nach dem Stand der Technik zu erfolgen. Die Bundesnetzagentur hat nach § 42 Abs. 7 GasNZV eine Festlegungskompetenz für diese Verfahren.

Da die gegenwärtig praktizierten Verfahren offenbar zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen in Bezug auf die frei zuordenbaren Kapazitäten führen, ist die Bundesnetzagentur in einen Diskussionsprozess mit den Betreibern von überregionalen Fernleitungsnetzen über die geeignete Methodik der Berechnung technisch verfügbarer Kapazitäten eingetreten. Geprüft werden soll unter anderem, ob eine deterministische Betrachtung aller erdenklichen Lastströme angemessen und erforderlich ist, oder ob eine stärkere Einbeziehung von historischen Auslastungsraten und erwartbaren Veränderungen ebenfalls zu angemessenen Ergebnissen führen kann. Ziel der Prüfungen und Gespräche ist auch die Klärung der Frage, ob in dieser Hinsicht Vereinheitlichungen erforderlich sind. Aus dem Monitoring selbst liegen keine Erkenntnisse über die jeweils von den Netzbetreibern angewendeten Verfahren vor.

4.1.3.4 Bildung von Teilnetzen und Zuordnungsbeschränkungen

Führt die Berechnung von Transportkapazitäten zu dem Ergebnis, dass die Kapazitäten nicht oder nicht in einem ausreichendem Maß im gesamten Netz frei zuordenbar angeboten werden können, haben die Netzbetreiber wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten im gesamten Netz zu erhöhen (§ 6 Abs. 3 GasNZV).

Führen die Maßnahmen insb. wegen dauerhaft technisch begründeter Engpässe nicht zu einer Erhöhung der Zahl an frei zuordenbaren Kapazitäten, ist die Unterteilung eines Netzes in Teilnetze zulässig (§ 6 Abs. 4 GasNZV). Die Gründe und das für die Bildung von Teilnetzen angewendete Verfahren sind vom Netzbetreiber zu dokumentieren und auf Verlangen der Regulierungsbehörde zugänglich zu machen (§ 6 Abs. 7 GasNZV). Die Bundesnetzagentur kann die Zusammenfassung von Teilnetzen anordnen, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist (§ 6 Abs. 4 GasNZV).

Die Monitoringerhebung hat ergeben, dass knapp die Hälfte der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber (Fernleitungsnetzbetreiber oder regionale Verteilernetzbetreiber) ihr Netz in Teilnetze unterteilt und die Gründe sowie das Verfahren der Teilnetzbildung dokumentiert hat (vgl. hierzu Grafik „Teilnetzbildung“). Zu diesen gehören auch vier der fünf größten Gasnetzbetreiber. Alle nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber, die Teilnetze gebildet haben, bieten frei zuordenbare Kapazitäten an. Allerdings kommt es bei vier nicht-örtlichen Netzbetreibern trotz Teilnetzbildung an einzelnen Ein- und Ausspeisepunkten zu physikalischen Engpässen (vgl. hierzu Grafik „Vorliegen physikalischer Netzengpässe bei nicht-örtlichen Gasnetzbetreibern mit Teilnetzen“). Diese Punkte befinden sich an Grenzübergangsstellen, an Teilnetzübergängen oder auf den wesentlichen Transportrouten. Benannt werden dabei die Grenzübergangspunkte Eynatten, Wallbach, Waidhaus, Medelsheim und Kiefersfelden sowie Leitungsabschnitte auf der STEGAL, WEDAL und MIDAL. Darüber hinaus werden physikalische Engpässe für nicht genauer spezifizierte räumliche Netzbereiche oder Teilnetzgrenzen benannt. Ein Netzbetreiber verzichtet auf die Benennung von Engpassstellen und verweist stattdessen auf die Bildung einer Vielzahl von Teilnetzen als Konsequenz der physikalischen Engpässe.

Auch etwa 50 örtliche Gasnetzbetreiber geben an, in ihrem Netz eine Teilnetzbildung vorgenommen zu haben (vgl. hierzu Grafik „Teilnetzbildung“). Darüber hinaus geben nur 40 Prozent der örtlichen Gasnetzbetreiber an, dass in ihrem Netz alle Ausspeisestellen über jeden Einspeisepunkt erreichbar sind. Ca. 30 Prozent der örtlichen Gasnetzbetreiber haben mitgeteilt, in ihrem Netz Zuordnungsaufgaben festgelegt zu haben. Insgesamt zeigt die Erhebung, dass sowohl auf der Fernleitungsebene, als auch auf der Verteilernetzebene im größeren Umfang Teilnetzbildungen vorgenommen werden und darüber hinaus auf der örtlichen Verteilernetzebene im erheblichen Umfang Einschränkungen bei der Erreichbarkeit von Ausspeisestellen über bestimmte Einspeisestellen bestehen.

Im Zuge der Umsetzung des neuen Gasnetzzugangsmodells wurden Gespräche mit den Fernleitungsnetzbetreibern zur Überprüfung und Reduzierung der Marktgebiete und damit der Teilnetzbildung aufgenommen.

Teilnetzbildung - Anzahl Netzbetreiber

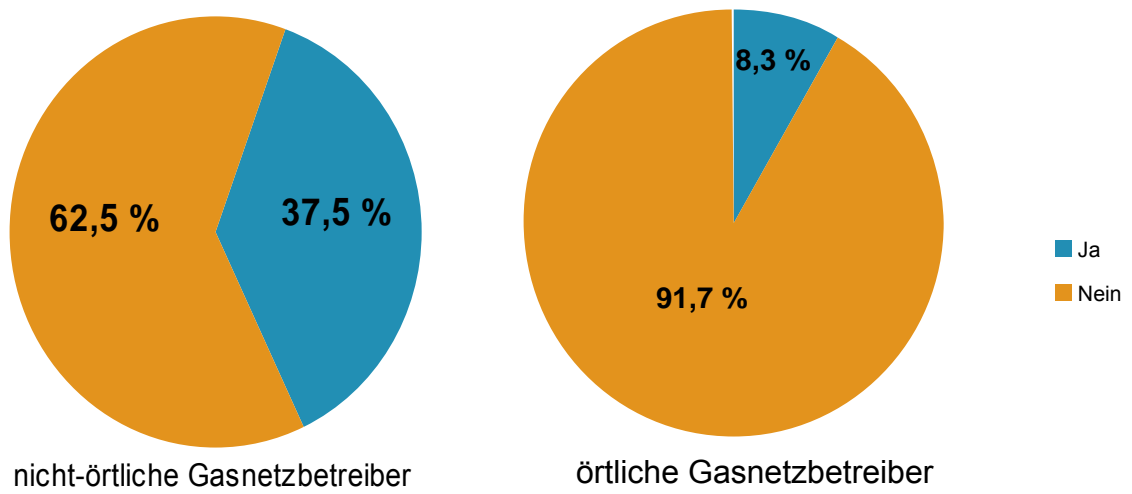


Abbildung 30: Teilnetzbildung

Vorliegen physikalischer Netzengpässe bei nicht-örtlichen Gasnetzbetreibern trotz Teilnetzbildung

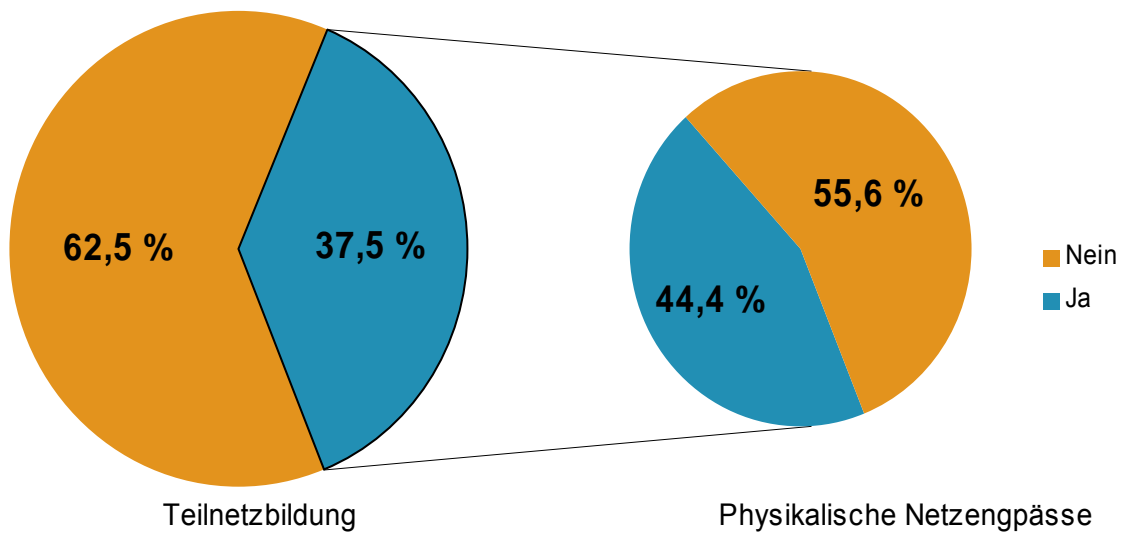


Abbildung 31: Vorliegen physikalischer Netzengpässe bei nicht-örtlichen Gasnetzbetreibern trotz Teilnetzbildung

4.1.3.5 Kapazitätssituation und Engpassmanagement

Art und Ausmaß der Engpässe

Die Netzbetreiber haben seit Ende Juli 2005 freie Kapazitäten in ihrem Netz, die maximalen technischen Kapazitäten sowie die vertraglich vereinbarte Kapazität täglich neu über 36 Monate im voraus zu veröffentlichen (§ 20 Abs. 1 Nr. 8 GasNZV).

Aus der Monitoringerhebung liegen Daten zu verfügbaren Kapazitäten sowie dem Auslastungsgrad der Leitungen nur unvollständig vor. Aus den vorliegenden Daten allerdings lässt sich schließen, dass die durchschnittliche Auslastung in nicht-örtlichen Gasversorgungsnetzen im Durchschnitt über alle Netzbetreiber bei ca. 50 Prozent liegt. Demgegenüber besteht im örtlichen Gasversorgungsnetz im Durchschnitt über alle Netzbetreiber ein Auslastungsgrad von ca. 30 Prozent. Bei diesen Zahlen ist jedoch zu berücksichtigen, dass durchschnittliche Auslastungsraten keine Auskunft über die Netzauslastungssituation zu Spitzenzeiten geben, die für die Bewertung von Kapazitätsengpässen wesentlich ist.

Ein vertraglicher Kapazitätsengpass liegt vor, wenn die täglich eingehenden Kapazitätsanfragen die freie Kapazität an bestimmten Ein- und Ausspeisepunkten für ein Netz oder Teilnetz übersteigen (§ 10 Abs. 1 GasNZV). Vier nicht-örtliche Gasnetzbetreiber geben an, vertragliche Engpässe an einzelnen Ein- und Ausspeisepunkten zu haben. Diese erstrecken sich auf Grenz- oder Teilnetzübergangspunkte, die jeweilige Dauer beträgt zwischen drei und acht Jahren. Alle Netzbetreiber mit vertraglichen Netzengpässen haben den Handlungsbedarf identifiziert, wobei nur einer von diesen Netzausbaumaßnahmen eingeleitet hat.

Ein physikalischer Engpass ist eine Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt (vgl. Definition in Art. 2 Abs. 1 Nr. 23 EG-VO 1775/2005). Physikalische Engpässe treten nach der Monitoringerhebung sowohl im nicht-örtlichen als auch im örtlichen Netzbereich auf. Über 30 Prozent der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber geben an, dass physikalische Engpässe im Netz bestehen. Informationen zur Lokalisierung der Engpässe werden in unterschiedlicher Detailtiefe von den Netzbetreibern angegeben. Auf den jeweiligen Internetveröffentlichungen sind auf den Haupttransportrouten der Ferngasnetzbetreiber (NETRA, DEUDAN, JAGAL, STEGAL, MEGAL) die Kapazitäten bereits größtenteils bis mindestens 2009 ausgebucht (zeitlich weitergehende Veröffentlichungspflichten bestehen nicht).

Darüber hinaus geben 17 der örtlichen Gasnetzbetreiber mit einem Kapazitätsanteil von vier Prozent am gesamten örtlichen Netz in Deutschland ebenfalls an, dass physikalische Engpässe in ihrem Netz vorliegen.

Im Rahmen der Monitoringerhebung haben sieben nicht-örtliche Netzbetreiber angegeben, dass es bei Ihnen im Netz zu Netzzugangsverweigerungen kommt. Bei lediglich drei von diesen kommt es zu einer erheblichen Anzahl von Netzzugangsverweigerungen⁶⁹ von durchschnittlich über 400 pro Jahr. Die Anzahl der Netzbetreiber, die keine Zugangsverweigerungen melden, ist in Anbetracht der Kapazitätssituation relativ hoch. Dies kann möglicherweise darauf zurückgeführt werden, dass viele Transportkunden keine Anfrage an den jeweiligen Netzbetreiber richten, weil sie durch die Veröffentlichungen zu Kapazitäten der Netzbetreiber bereits darüber informiert sind, dass keine freien Kapazitäten zur Verfügung stehen. Die Bundesnetzagentur führt eine Datenbank zur Erfassung der gemäß § 20 Abs. 2 EnWG eingehenden Mitteilungen über Netzzugangsverweigerungen, um die Kapazitätssituation prüfen zu können. Insgesamt zeigt die Auswertung, dass im Bereich der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber (Fernleitungsnetzbetreiber und regionale Verteilernetzbetreiber) in erheblichem Umfang vertragliche und physikalische Engpässe ausgewiesen werden. Konkrete Ausbaumaßnahmen werden demgegenüber nur sehr vereinzelt angekündigt.

⁶⁹ Netzzugangsverweigerungen sind hier auch abändernde Vertragsangebote, bei denen angebotene Kapazitäten von den angefragten Produkten negativ abweichen (z.B. unterbrechbare statt feste oder zeitlich abweichende Kapazitäten).

Die Erhebungen und Recherchen der Bundesnetzagentur korrespondieren auf dem Gebiet der Kapazitätssituation im deutschen Fernleitungsnetz mit Aussagen des vorläufigen Berichts der Sector Inquiry der Europäischen Kommission. Hier ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Informationsrückläufe der Unternehmen im Rahmen des Monitoring hinsichtlich der Kapazitätssituation nicht umfassend waren und hinsichtlich der Ausbuchungszeiträume keine abschließenden Aussagen getroffen werden können.

Vergabe fester und unterbrechbarer Kapazitäten

Netzbetreiber haben feste oder unterbrechbare Kapazitäten nach der zeitlichen Reihenfolge zu vergeben, in der verbindliche Anfragen auf Abschluss bei ihnen eingehen (§ 9 Abs. 1 GasNZV). Sie haben Transportkunden sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitäten einschließlich der Hilfsdienste anzubieten, und zwar auf Jahres-, Monats-, Wochen- und Tagesbasis (§ 4 Abs. 1 GasNZV). Soweit feste Kapazitäten verfügbar werden, hat der Netzbetreiber zunächst diejenigen Transportkunden, die im jeweiligen Zeitraum unterbrechbare Kapazitäten erworben haben, deren Umwandlung in feste Kapazitäten anzubieten (§ 9 Abs. 4 GasNZV).

Nach der Monitoringerhebung hat rund ein Drittel (sieben Unternehmen) der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber in 2005 Verträge über unterbrechbare Kapazitäten geschlossen. Die unterbrechbar kontrahierten Kapazitäten umfassen für drei Netzbetreiber einen erwähnenswerten Anteil zwischen jeweils 12 und 25 Prozent an den insgesamt kontrahierten Kapazitäten. Demgegenüber steht eine Anzahl von 40 Händlern, die angeben, in 2005 Verträge über unterbrechbare Kapazitäten geschlossen zu haben. Die Hälfte dieser Händler gibt an, dass die unterbrechbar kontrahierten Kapazitäten jeweils mehr als zehn Prozent (durchschnittlich 27 Prozent, bis hin zu 90 Prozent) an den insgesamt geschlossenen Verträgen ausmachen. Nur etwa 15 Prozent der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber haben in 2005 unterbrechbare in feste Kapazitäten umgewandelt. Dementsprechend hat nur eine kleine Anzahl von Händlern angegeben, ein Angebot zur Umwandlung erhalten zu haben.

Die Erhebung zeigt, dass sich die Buchung unterbrechbarer Kapazitäten sehr uneinheitlich auf die einzelnen Netzbetreiber verteilt. Bei vielen Netzbetreibern finden, obwohl Engpässe vorliegen, überhaupt keine Buchungen über unterbrechbare Kapazitäten statt. Bei den Händlern ist der Anteil unterbrechbarer Verträge an den insgesamt kontrahierten Kapazitäten relativ hoch. Jedoch zeigt sich auch hier eine ungleichmäßige Verteilung, denn wiederum eine Anzahl von gut 450 antwortenden Händlern gibt an, keine Verträge über unterbrechbare Kapazitäten geschlossen zu haben. Die Gründe hierfür sind nicht erläutert worden.

Kapazitätsfreigabe bei Lieferantenwechsel (Rucksackprinzip)

Nach dem zum 01.02.2006 in Kraft getretenen neuen § 20 Abs. 1b EnWG sowie § 9 Abs. 7 GasNZV kann bei einem Wechsel des Lieferanten der neue Lieferant vom bisherigen Lieferanten die Übertragung der für die Versorgung des Kunden erforderlichen, vom bisherigen Lieferanten gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten verlangen, wenn ihm die Versorgung des Kunden entsprechend der von ihm eingegangenen Lieferverpflichtung ansonsten nicht möglich ist und er dies gegenüber dem bisherigen Lieferanten begründet.

Im Rahmen des Monitoring haben nur vier der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber angegeben, dass sie in 2005 Kapazitäten im Rahmen eines Lieferantenwechsels von einem auf einen anderen Transportkunden übertragen haben. In einem Fall wurde die Übertragung verweigert, weil der angegebene Lieferantenwechsel nicht belegt werden konnte. Zwölf Händler gaben an, in 2005 die Übertragung von Kapazitäten im Zusammenhang mit einem Lieferantenwechsel beantragt zu haben. In zwei Fällen wurde diese Übertragung nicht realisiert, weil die Zuordnung der Kapazitäten zur Versorgung des Kunden nicht eindeutig möglich war.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Erhebung, dass das Rucksackprinzip bisher in der Praxis bei den nicht-örtlichen Gasnetzbetreibern kaum zur Anwendung kommt. Im Rahmen des neuen Gasnetzzugangsmodells soll ein vereinfachter Lieferantenwechsel ermöglicht werden. Dazu ist vorgesehen, dass die Kapazitätsfreigabe der erforderlichen ausspeiseseitigen Kapazitäten

innerhalb von Marktgebieten ggf. auch über mehrere Netze hinweg bis zum „Virtuellen Punkt“ des Marktgebietes automatisch erfolgt.

Versteigerungsverfahren

Wenn 90 Prozent oder mehr, aber weniger als 100 Prozent der verfügbaren technischen Kapazität bereits durch Transportkunden gebucht sind und ein vertraglicher Engpass vorliegt, sind Kapazitäten vorrangig an Transportkunden, die Biomethan und Gas aus Biomasse einspeisen, zu vergeben. Für die Zuteilung der verbleibenden freien Kapazitäten hat der Netzbetreiber einmal im Jahr ein Versteigerungsverfahren durchzuführen (§ 10 Abs. 4 GasNZV). Zum Zeitpunkt der Engpassveröffentlichung bereits verbindlich gebuchte Kapazitäten werden nicht in das besondere Zuteilungsverfahren einbezogen, auch wenn sie zur Auslastung des Netzes oberhalb der Grenze von 90 Prozent beigetragen haben (§ 10 Abs. 5 GasNZV).

Die Datenerhebung hat gezeigt, dass in 2005 lediglich zwei der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber ein Versteigerungsverfahren für Kapazitäten durchgeführt haben. Diese Zahl steht in einem gewissen Kontrast zu den dargestellten erheblichen Kapazitätsengpässen, was sich möglicherweise dadurch erklären lässt, dass die zum Zeitpunkt der Engpassveröffentlichung bereits bestehenden Buchungen bereits so hoch waren, dass keinerlei Kapazitäten mehr für ein Versteigerungsverfahren zur Verfügung standen. Begründungen liegen der Bundesnetzagentur jedoch nicht vor.

Maßnahmen gegen Kapazitätshortung

Soweit der Transportkunde für gebuchte Kapazitäten bis 14.00 Uhr des Tages vor dem Erfüllungstag mitteilt, dass er diese nicht in Anspruch nimmt (Null-Nominierung), ist der Netzbetreiber berechtigt, diese Kapazitäten als unterbrechbare anzubieten (§ 13 Abs. 1 GasNZV).

Lediglich ein nicht-örtlicher Gasnetzbetreiber hat in 2005 unterbrechbare Kapazitäten aus Null-Nominierungen kontrahiert. Dies steht vermutlich damit im Zusammenhang, dass nur eine geringe Minderheit der Gashändler, von denen Antworten vorliegen, Null-Nominierungen vornehmen, so dass das potenzielle Angebot durch die Netzbetreiber auch nur gering sein kann. Netzbetreiber haben Transportkunden, die während eines Zeitraums von sechs Monaten ihre gebuchten Kapazitäten nicht oder nur in einem geringen Umfang in Anspruch nehmen, aufzufordern, diese Dritten anzubieten, um eine missbräuchliche Kapazitätshortung bei einem bestehenden Kapazitätsengpass zu verhindern (§ 13 Abs. 2 GasNZV).

Aus den Antworten des Monitoring ergab sich für 2005 lediglich ein Fall, bei dem ein Händler aufgefordert wurde, Kapazitäten freizugeben. Insgesamt kann damit festgestellt werden, dass die in der Verordnung vorgesehenen Maßnahmen gegen Kapazitätshortung bisher in der Praxis kaum zur Anwendung kommen. Zu Gründen hierfür kann derzeit keine Aussage getroffen werden.

Freigabe von Kapazitäten im Zusammenhang mit dem Gas Release-Programm der E.ON

Ruhrgas

Im Rahmen der Ministererlaubnis aus dem Jahre 2002 ist die E.ON Ruhrgas AG durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) verpflichtet worden, jährlich eine Versteigerung von Gasmengen durchzuführen. Bestandteil der Auflage war auch die Verpflichtung zum Transport des versteigerten Gases. Die Bundesnetzagentur hat im Mai 2006 im Rahmen eines von der EnBW Trading GmbH angestrebten Missbrauchsverfahrens gegen die E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG entschieden, dass eine absolute Transportverpflichtung der E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG aus der Ministererlaubnis besteht. Dies setzt nicht unterbrechbare Transportkapazitäten voraus. Damit dürften die den Wettbewerb belebenden Anreize für die Ersteigerung des Erdgases bei den Auktionen zukünftig erheblich zunehmen. Die Entscheidung der Bundesnetzagentur ist noch nicht bestandskräftig.

4.1.3.6 Sekundärmarkt für Kapazitäten

Die Netzbetreiber haben bis zum 01.08.2006 eine gemeinsame elektronische Plattform für den Handel mit Kapazitätsrechten einzurichten. Bis zur Einrichtung dieser gemeinsamen Plattform haben die Betreiber von Fernleitungsnetzen im Internet jeweils für ihr Netz eine elektronische Handelsplattform für den Handel mit Kapazitätsrechten bereitzustellen (§ 14 Abs. 1 GasNZV). Der Sekundärhandel mit Kapazitätsrechten hat ab Einrichtung der Plattform in anonymisierter Form und ausschließlich über die Plattform stattzufinden (§ 14 Abs. 2 f. GasNZV). Die Entgelte für gehandelte Kapazitäten dürfen die ursprünglich mit den Netzbetreibern vereinbarten Entgelte nicht wesentlich überschreiten (§ 14 Abs. 4 GasNZV).

Gut die Hälfte der nicht-örtlichen Gasnetzbetreiber hat im Jahr 2005 den Handel mit Kapazitäten ermöglicht. Darunter fallen auch die fünf großen Fernleitungsnetzbetreiber, von denen zwei bereits die Möglichkeit des Kapazitätshandels über eine gemeinsame Plattform anbieten. Aussagen zu den gehandelten Mengen oder der Anzahl der Händler werden nur von drei Netzbetreibern getroffen. Gekoppelt mit den Aussagen der Händler kann man auf eine Anzahl aktiver Kapazitätshändler von ca. 15 schließen. Die gehandelte Menge im Verhältnis zur Gesamtkapazität ist verschwindend gering. Lediglich vier Händler geben an, mehr als fünf Prozent ihrer insgesamt kontrahierten Kapazitäten gehandelt zu haben. Informationen über die dabei gezahlten Entgelte liegen nicht vor. Insgesamt zeigt die Erhebung, dass auf der Fernleitungsebene der überwiegende Anteil der Netzbetreiber die notwendigen Voraussetzungen für einen Kapazitätshandel geschaffen haben und in geringem Umfang auch ein Kapazitätshandel stattfindet.

4.1.3.7 Swap-Geschäfte, Regelungen der Transitverträge

Swap-Geschäfte werden von Händlern zur Reduzierung der Netznutzung eingesetzt. Sie haben im Allgemeinen aufgrund der damit verbundenen Nichtnutzung von Kapazitäten einen kapazitätsentlastenden Effekt. Ob dies von den Händlern gezielt bei grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zur Vermeidung überlasteter Netzstellen eingesetzt wurde, konnte auf der Basis der Antworten des Monitoringberichts nicht ermittelt werden. Erkenntnisse über Verfälschungen oder Diskriminierungen liegen dementsprechend nicht vor.

Das neue Gasnetzzugangsmodell soll durch die Einrichtung liquider virtueller Handlungspunkte in einer nicht zu großen Zahl von Marktgebieten in Deutschland dazu beitragen, dass Händler solche Möglichkeiten nutzen können; die Handelsaktivitäten selbst unterliegen nicht der Regulierung. Das neue EnWG sieht für Transite keine besonderen Regeln vor. Sie sind in regulatorischer Hinsicht wie andere Einspeisungen und Ausspeisungen zu behandeln. Sollte sich aus den Transiten eine übermäßige Kapazitätsbelastung ergeben, stehen die in § 6 Abs. 3 GasNZV geregelten Möglichkeiten der Kapazitätserhöhung zur Verfügung. Transitverträge, die dem Anwendungsbereich von Art. 3 Absatz 1 der EWG-Richtlinie 91/296 unterliegen, sind nicht bekannt. Die Methoden der Fernleitungsnetzbetreiber, die technischen Kapazitäten ihrer Netze zu ermitteln, werden gegenwärtig von der Bundesnetzagentur näher untersucht (siehe Abschnitt 5.1.4). Die angemessene Methode zur Berücksichtigung von Transiten ist in diesem Rahmen ebenfalls zu klären.

4.1.4 Regulierung der Aufgaben der Übertragungs- und Verteilerunternehmen

4.1.4.1 Lieferantenwechsel

Allgemeines

Eines der Hauptziele der Netzregulierung ist die Ermöglichung von Wettbewerb auf den dem Netzbetrieb vor- und nachgelagerten Märkten (§ 1 Abs. 2 EnWG), um letztlich den Verbrauchern langfristig günstige Gaslieferpreise und –konditionen zu bieten. Neben der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Händler und Lieferanten kommt der Gewährleistung der Massengeschäftstauglichkeit der Lieferantenwechselprozesse hierbei eine entscheidende Bedeutung zu. Die grundsätzliche Möglichkeit zur freien Wahl des Gaslieferanten besteht in Deutschland schon seit der Energierechtsreform 1998, doch war die Wechselquote in den vergangenen Jahren sehr gering. Der Gesetzgeber hat darauf reagiert und mit dem neuen EnWG durch § 20 Abs. 1b die Grundlagen für die Ausgestaltung eines Netzzugangsmodells vorgegeben⁷⁰ und mit § 37 GasNZV grundsätzliche Vorgaben für die Entwicklung von einheitlichen Lieferantenwechselprozessen sowie Datenaustauschformaten getroffen, um den Lieferanten auch das Massengeschäft im Haushalts- und Gewerbebereich zu ermöglichen.

§ 37 Abs. 1 GasNZV verpflichtet die Netzbetreiber, zur Vereinfachung des Lieferantenwechsels einerseits einheitliche Verfahren zu entwickeln und andererseits den elektronischen Datenaustausch im Verhältnis zu den Transportkunden in einem einheitlichen Format zu ermöglichen. Ziel ist die Sicherstellung der Massengeschäftstauglichkeit des Lieferantenwechselprozesses, der dementsprechend eine größtmögliche Automatisierung der Vorgänge zur Bearbeitung von Kundendaten voraussetzt (vgl. § 37 Abs. 2 GasNZV). Die Transportkunden sind bei der Festlegung der hierfür erforderlichen Prozesse und Datenformate in geeigneter Form zu beteiligen (vgl. § 37 Abs. 3 GasNZV). Nach den grundsätzlichen Vorgaben des § 37 Abs. 4 GasNZV ist der Wechsel von Entnahmestellen durch An- und Abmeldung zum Ende eines Kalendermonats möglich. Der neue Lieferant hat dem Netzbetreiber spätestens einen Monat vor dem beabsichtigten Lieferbeginn alle Entnahmestellen seiner neuen Kunden und den beabsichtigten Beginn der Netznutzung zu melden.

Anders als im Strombereich existierten im Gasbereich lange Zeit keinerlei einheitliche Prozessdefinitionen für den Lieferantenwechsel. Dies stellte eine erhebliche Hürde für den Eintritt neuer Anbieter in den deutschen Gasmarkt dar. Seit Ende letzten Jahres erarbeiten die Branchenverbände Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und VKU den Leitfaden „Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“. Ende Juni dieses Jahres legten die Verbände den endabgestimmten Leitfaden vor, der die Grundlagen für Lieferantenwechselprozesse und Datenaustauschformate enthält.

Bei der Bewertung der Daten aus dem diesjährigen Monitoring ist zu berücksichtigen, dass sich die Angaben auf das Jahr 2005 beziehen und somit die Anwendung einheitlicher Verfahren und Formate gesetzlich noch nicht zwingend vorgeschrieben war.

Wechselverfahren und Wechselquote

Nahezu 80 Prozent der Netzbetreiber (örtliche Verteilernetzbetreiber und nicht örtliche Netzbetreiber) teilen mit, dass bei ihnen in 2005 grundsätzlich die Möglichkeit bestand, einen Lieferantenwechsel durchzuführen. 13,6 Prozent der Netzbetreiber gaben an, noch keinen Lieferantenwechsel durchführen zu können. Bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern waren dies 13,8 Prozent, bei den Betreibern nicht örtlicher Gasverteilernetze 8,3 Prozent. Keine Angaben machten 6,9 Prozent der Netzbetreiber (6,6 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber und 12,5 Prozent der nicht örtlichen Netzbetreiber).

Da die Netzbetreiber bislang keine einheitlichen Verfahren für die Prozessausgestaltung nach § 37 GasNZV entwickelt haben, können die Antworten in Bezug auf die entsprechende Frage

⁷⁰ Siehe zum Stand der Umsetzung a.a.O.

nach der Entwicklung von Lieferantenwechselprozessen nur derart gedeutet werden, dass es sich hierbei um unternehmensindividuelle Verfahren handelt, die zwar in ihren Grundsätzen den Anforderungen der GasNZV entsprechen, aber noch nicht branchenweit mit anderen Netzbetreibern abgestimmt sind.

Den erhobenen Daten nach hat ein Anteil von 15,7 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber ein Lieferantenwechselverfahren i.S.v. § 37 GasNZV entwickelt, bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, betrug dieser Anteil 41,7 Prozent. In die Auswertung mit einbezogen wurden auch weitere Wechselverfahren, wie der Lieferantenwechsel im Wege der Beistellung⁷¹ und sonstige, von den Netzbetreibern nicht näher spezifizierte, Verfahren.

Nach den Angaben der befragten Unternehmen wurden 2005 insgesamt 302 Wechselverfahren abgewickelt. Bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern waren dies 244 und bei nicht örtlichen Netzbetreibern 58. Die Verteilung der Gesamtanzahl Verfahren auf die Verfahrensarten i.S.v. § 37 GasNZV, Beistellung und „sonstige Verfahren“ für örtliche Verteilernetzbetreiber zeigt Abbildung 24. Dominierend ist die Abwicklung des Lieferantenwechsels nach Verfahren i.S.v. § 37 GasNZV mit einem Anteil von 45,5 Prozent an den Gesamtverfahren. Die Beistellung und die „sonstigen Verfahren“ halten sich mit 24,6 und 29,9 Prozent in etwa die Waage (vgl. Abbildung 25). Die maximal angegebene Anzahl an Wechselfällen pro Netzbetreiber beträgt bei der Abwicklungsart i.S.v. § 37 GasNZV 33, nach Beistellung 15 und nach „sonstigen Verfahren“ 22 (vgl. Abbildung 32).

Anzahl durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart (örtliche Verteilernetzbetreiber)

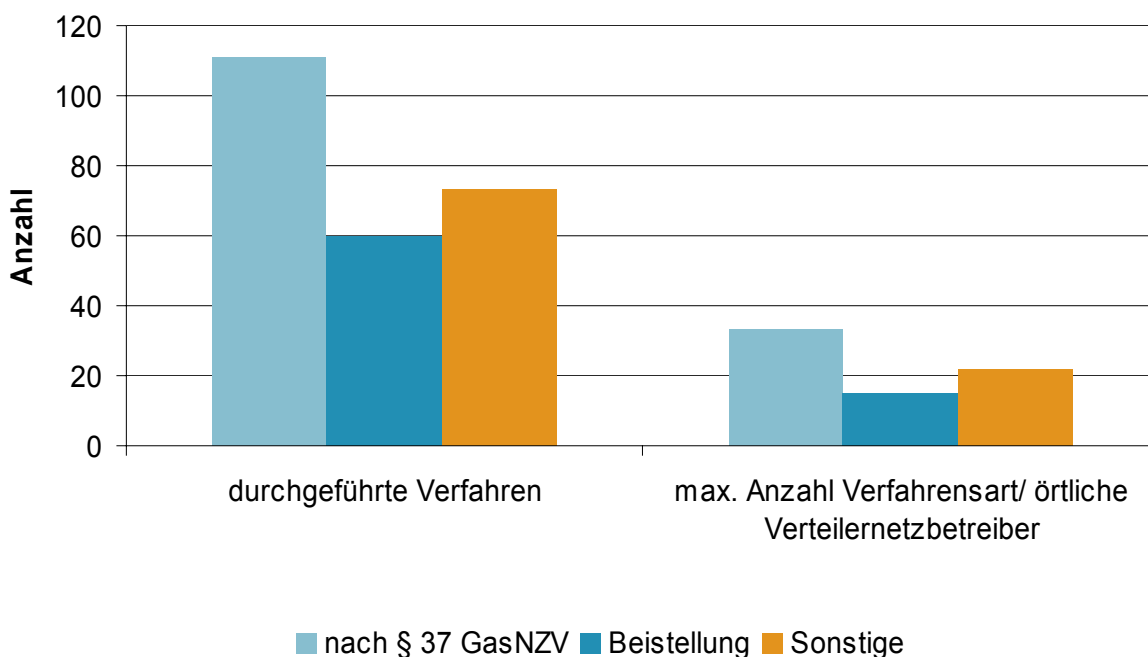


Abbildung 32: Anzahl durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart (örtliche Verteilernetzbetreiber)

Die nicht örtlichen Netzbetreiber geben dagegen an, in 2005 den größten Anteil (84,5 Prozent) der Gesamtverfahren nach sonstigen, von den Unternehmen nicht näher spezifizierten, Verfahren und lediglich 15,5 Prozent der Lieferantenwechsel nach Verfahren i.S.v. § 37 GasNZV (s.o.) abgewickelt zu haben. Die Verfahrensabwicklung nach Beistellung spielte für die nicht örtlichen Netzbetreiber naturgemäß keine Rolle (vgl. Abbildung 33). Die maximal angegebene

⁷¹ Erläuterung siehe Glossar.

Anzahl Wechselfälle pro Netzbetreiber durch nicht örtliche Netzbetreiber beträgt bei den sonstigen Verfahren 40 und bei Verfahren i.S.v. § 37 GasNZV vier.

Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an Gesamtverfahren

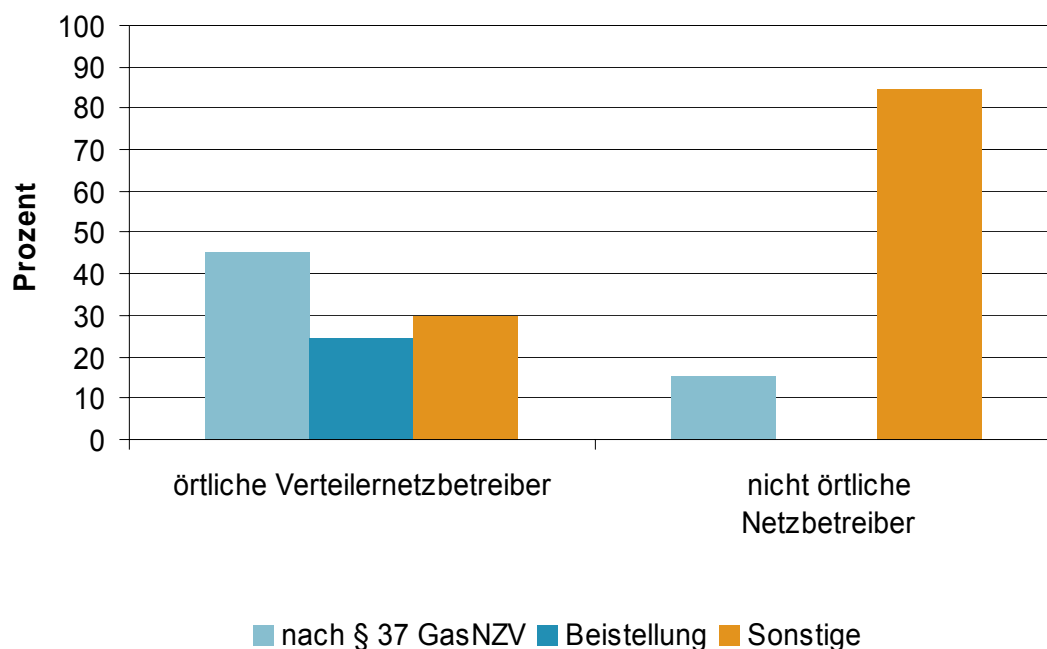


Abbildung 33: Anteil Verfahrensart der abgewickelten Lieferantenwechsel (örtliche Verteilernetzbetreiber und nicht örtliche Netzbetreiber)

Die Verteilung der vom Lieferantenwechsel betroffenen Gasmenge (Wechselmenge) nach Kundenkategorien auf die erhobene Gesamtwechselmenge weist bei örtlichen Verteilernetzbetreibern und nicht örtlichen Netzbetreibern die gleiche Tendenz auf (vgl. Kapitel 4.2.3.1).

Auf die großen und sehr großen Industriekunden (Entnahme > 10.000 MWh/a) entfällt der überwiegende Anteil der Wechselmengen. Bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern beträgt deren Anteil rund 94 Prozent, bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, rund 99 Prozent.

Große und sehr große Industriekunden bestimmten damit mengenmäßig 2005 auch auf der Ebene der örtlichen Verteilernetzbetreiber, bei denen auf diese Kundengruppe nur rund 32 Prozent der Liefermengen entfielen, eindeutig den Wettbewerb um die Belieferung der Endkunden. Mittlere Industrie- und Gewerbekunden (Entnahme 300 – 10.000 MWh/a) und insb. die Haushalte und das Kleingewerbe (Entnahme bis zu 300 MWh/a) haben an den Wechselmengen nur einen geringen Anteil (bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern von 5,2 bzw. rund 1,0 Prozent, bei den nicht örtlichen Netzbetreibern 1,0 Prozent bzw. kein Anteil).

Obwohl bei mehr als zwei Dritteln der Netzbetreiber Lieferantenwechsel grundsätzlich möglich sind, lässt sich sowohl aus den sehr geringen absoluten Zahlen als auch aus den entsprechend geringen Mengen schließen, dass noch kein funktionsfähiger Wettbewerb um die Belieferung von Endkunden existiert (s. Fußnote 3, S. 13).

Abgefragt wurde im Rahmen des Monitoring auch die Bereitschaft, die Abwicklung des Lieferantenwechselprozesses an einen externen Dienstleister auszugliedern. Eine solche ist bei den Netzbetreibern unterschiedlich ausgeprägt: 14,6 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber geben an, einen Dienstleister für die Durchführung des Prozesses Lieferantenwechsel in

Anspruch zu nehmen, während dies nur bei 4,2 Prozent der nicht örtlichen Netzbetreiber der Fall ist. Die überwiegende Mehrheit der Netzbetreiber erwägt dementsprechend keine Ausgliederung.

Datenformate

Zur Gewährleistung eines massengeschäftstauglichen Lieferantenwechselprozesses kommt der Verwendung eines einheitlichen Formats als Basis der angestrebten größtmöglichen Automatisierung des elektronischen Datenaustausches der Marktpartner eine zentrale Bedeutung zu.

Aus Tabelle 29 ist ersichtlich, dass 2005 in der Gaswirtschaft für die Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten noch eine Vielzahl unterschiedlicher Datenformate zur Abwicklung des Informationsaustausches verwendet wurden. Hierbei können auch mehrere Datenformate pro Unternehmen zum Einsatz kommen. In der Verteilung der verwendeten Formate zeigen die Unternehmen der abgefragten Netzebenen grundsätzlich ein ähnliches Auswertungsergebnis. Die Verwendung von Formaten aus Tabellenkalkulationsprogrammen in ihren unterschiedlichen Ausprägungen dominierte 2005 den Austausch von Stamm- bzw. Geschäftsdaten.

	örtliche Verteilernetzbetreiber	nicht örtliche Netzbetreiber
EDIFACT inkl. Edigas-Formate	11,0 %	15,1 %
Tabellenkalkulations-/CSV-Formate	66,5 %	34,0 %
Formate aus PC-Standardanwendungen	12,3 %	18,9 %
XML-Formate	0,3 %	15,1 %
Sonstige	9,9 %	16,9 %

Tabelle 29: Verwendete Datenformate bei der Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten

Während bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern die Tabellenkalkulations-/CSV-Formate von rund zwei Dritteln der Unternehmen angewendet werden, zeigt sich hingegen bei den nicht örtlichen Netzbetreibern in Bezug auf die Verwendung der Formate eine stärkere Diversifizierung. Hierzu zählen neben der erhöhten Nutzung von Formaten aus weiteren PC-Standardprogrammen, die verstärkte Verwendung von Nachrichtentypen des EDIFACT⁷²- bzw. Edigas-Standards sowie die Nutzung des XML⁷³-Formats, das bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern 2005 noch keine Bedeutung im Informationsaustausch erlangt hat.

Ein einheitliches Format für die Datenübertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten der Marktpartner in der Gaswirtschaft existiert derzeit noch nicht. Bislang haben sowohl der Einsatz unterschiedlicher Formatausprägungen als auch die bevorzugte Verwendung von Formaten aus PC-Standardanwendungen im Ergebnis einen erhöhten Koordinations- und manuellen Bearbeitungsaufwand im Datenaustausch der Unternehmen untereinander erfordert.

Zur Gewährleistung automatisierter Prozessabläufe und der Massengeschäftstauglichkeit des Lieferantenwechselverfahrens wird von Seiten der Netzbetreiber jedoch für die Zukunft die Verwendung von EDIFACT-konformen-Standards beabsichtigt. Einige Detailregelungen für die Ausgestaltung der einzusetzenden Datenformate und Nachrichtentypen haben die Netzbetreiberverbände BGW und VKU in ihrem Leitfaden „Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“ erarbeitet.

⁷² (UN/)EDIFACT: (United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport.

⁷³ XML: Extensible Markup Language.

Weiteres Vorgehen der Bundesnetzagentur

Den Ende Juni dieses Jahres vorgelegten BGW/VKU-Leitfaden „Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“ hat die Bundesnetzagentur zum Ausgangspunkt dafür genommen, im Rahmen eines förmlichen Verfahrens einheitliche Standards für die Ausgestaltung des Lieferantenwechselprozesses und seiner informationstechnischen Abwicklung festzulegen. Die erste Anhörungsfrist der Marktteilnehmer zu den in dem Leitfaden definierten Prozessen läuft bis zum 30.08.2006. Der weitere Zeithorizont wird maßgeblich durch die noch nicht in allen Konsequenzen vorhersehbare Entwicklung des Verfahrens bestimmt. Mit der Festlegung soll möglichst zeitnah ein einheitlicher Rahmen für den Lieferantenwechsel geschaffen werden, der dem Bedürfnis aller Marktbeteiligten nach Transparenz und Rechtssicherheit gerecht wird.

4.1.4.2 Netzentgelte

Die Entgelte für den Zugang zu den Gasfernleitungs- und -verteilernetzen unterliegen seit Inkrafttreten des EnWG am 13.07.2005 der Genehmigung durch die Regulierungsbehörden. Mit Stand 22.05.2006 sind 739 Gasnetzbetreiber bei der Bundesnetzagentur registriert, jedoch fallen nicht alle in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Landesregulierungsbehörden sind für die Entgeltgenehmigung zuständig, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz jeweils weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Trotz grundsätzlich bestehender Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden können die Netzentgelte durch die Bundesnetzagentur zu genehmigen sein, wenn die Bundesnetzagentur die Aufgaben der Landesregulierungsbehörde im Rahmen eines Verwaltungsabkommens (**Organleihe**) für die Länder wahrnimmt.

Im Rahmen der Durchführung des Monitoring hat die Bundesnetzagentur von den Großhändlern und Lieferanten Gas bei der Abfrage des aktuellen Einzelhandelspreisniveaus inkl. aller Steuern und Abgaben (vgl. Kapitel 4.2.3.2) auch die Netzkosten vor Erteilung der ersten Gas-Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG abgefragt. Die Abfrage erstreckte sich dabei auf drei typisierte Abnahmefälle, die sog. Eurostat-Kundenkategorien. Den Abnahmefällen liegen folgende Definitionen zugrunde:

- I4-1: Jahresverbrauch 116.300 MWh; jährliche Inanspruchnahme 250 Tage, (4.000 Stunden)
- I1: Jahresverbrauch 116,3 MWh; keine jährliche Inanspruchnahme, ggf. 115- 200 Tage
- D3: Jahresverbrauch 23.260 kWh (Ausstattung: Kochen, Warmwasserbereitung und Zentralheizung)

	Durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreise	Durchschnittliche mengengewichtete Netzkosten
I4-1	4,28 ct/kWh	0,30 ct/kWh
I1	5,67 ct/kWh	1,03 ct/kWh
D3	6,14 ct/kWh	1,35 ct/kWh

Tabelle 30: Durchschnittliche mengengewichtete Netzkosten nach Abnahmefällen

Die Tabelle 30 zeigt die durchschnittlichen mengengewichteten Netzkosten und Gesamtpreise für die einzelnen Abnahmefälle. Es ist erkennbar, dass der Anteil der Netzkosten an den Gesamtpreisen steigt, je geringer die abgenommene Menge ist. So ergibt sich für den Abnahmefall I4-1 ein prozentualer Anteil der durchschnittlichen Netzkosten an den durchschnittlichen Gesamtpreisen von 7,01 Prozent. Für den Abnahmefall I1 beträgt dieser Anteil bereits 18,17 Prozent und für den Abnahmefall D3 liegt dieser bei 21,99 Prozent.

Die zu genehmigenden Entgelte müssen den Anforderungen des EnWG und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) entsprechen (§ 23a Abs. 2 EnWG), d.h. auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet werden. Seit Inkrafttreten des neuen energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmens unterliegen die Entgelte für den Netzzugang daher nicht mehr einer rein kartellrechtlichen ex-post Überprüfung auf ihre Angemessenheit, sondern der ex-ante Genehmigung durch die Regulierungsbehörden. Die Genehmigungsverfahren zu den aktuellen Entgeltkalkulationen sind zurzeit noch nicht abgeschlossen.

Betreiber von überregionalen Gasfernleitungsnetzen können die Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze abweichend vom Prinzip der kostenorientierten Entgeltbildung nach Maßgabe eines Vergleichsverfahrens nach § 19 GasNEV bilden, wenn das Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehendem oder potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Betreiber von Fernleitungsnetzen, die ihre Entgelte abweichend von der kostenorientierten Entgeltermittlung bilden, haben dies gemäß § 3 Abs. 3 GasNEV der Regulierungsbehörde unverzüglich schriftlich anzuzeigen sowie das Vorliegen von Leitungswettbewerb nachzuweisen. § 3 Abs. 3 GasNEV ist laut § 32 Abs. 5 GasNEV ab dem 01.01.2006 anzuwenden. Zu Anfang des Jahres 2006 haben 13 Unternehmen angezeigt, die Entgelte nach Maßgabe des § 19 GasNEV zu bilden. Der Vortrag der anzeigenden Unternehmen reichte in keinem Fall aus, um abschließend beurteilen zu können, ob das jeweilige Netz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb ausgesetzt ist. Die Anzeigenden wurden daher aufgefordert, einen Fragenkatalog zu unterschiedlichen Aspekten des § 3 Abs. 2 GasNEV zu beantworten. Die Bundesnetzagentur wertet derzeit die diesbezüglichen Antworten der Anzeigenden aus. Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur im Rahmen eines Auskunftersuchens über 50 Netzkunden (Gashändler, Industriekunden, Stadtwerke) nach ihren praktischen Wettbewerbserfahrungen auf der überregionalen Gasfernleitungsebene befragt.

Die Bundesnetzagentur hat inzwischen ein Unternehmen, welches das Vorliegen von Leitungswettbewerb gemäß § 3 Abs. 3 GasNEV angezeigt hatte, ablehnend beschieden, da es sich bei dem anzeigenden Unternehmen nicht um einen überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber i.S.v. § 2 Nr. 3 GasNEV handelte. Hinsichtlich der übrigen Unternehmen prüft die Bundesnetzagentur derzeit, ob das jeweilige Netz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb ausgesetzt ist.

Um die Kostenorientierung der beantragten Entgelte zu überprüfen, wurden durch die Bundesnetzagentur umfangreiche Kostendaten bei den Netzbetreibern abgefragt. Welche Kostenarten abgefragt wurden, bestimmt sich nach der GasNEV. Die einmal durch die Bundesnetzagentur genehmigten Entgelte behalten grundsätzlich unverändert Gültigkeit während des Zeitraumes für den die Genehmigung ausgesprochen wurde. Bei den genehmigten Entgelten handelt es sich um Höchstpreise, die während des Gültigkeitszeitraumes der Genehmigung nur unter engen, gesetzlich vorgeschriebenen Voraussetzungen überschritten werden dürfen. Die Voraussetzungen für eine Überschreitung regelt § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG. Danach ist eine Überschreitung der Entgelte ausschließlich aufgrund der Weitergabe nach Erteilung der Genehmigung erhöhter Kostenwälzungssätze einer vorgelagerten Netzebene zulässig. Eine gesamthafte Änderung nach unten ist jedoch ohne Genehmigung jederzeit möglich. Die Geltungsdauer der genehmigten Höchstpreise kann daher grundsätzlich – abhängig vom jeweiligen Antrag - verschieden sein.

Um zu bestimmen, ob die Entgelte auf der Grundlage von Kosten gebildet wurden, die den aus dem Gesetz folgenden Effizienzmaßstäben entsprechen, kann die Bundesnetzagentur in regelmäßigen zeitlichen Abständen Vergleichsverfahren durchführen. Die Netzbetreiber werden dabei anhand ihrer Absatzdichte in verschiedene Strukturklassen eingeteilt, innerhalb derer dann verschiedene Vergleichskennzahlen – u.a. die Kosten des Netzbetriebs pro km Leitungslänge – verglichen werden. Maßgeblich für die Effizienzprüfung des einzelnen Netzbetreibers sind dann diejenigen Netzbetreiber, die neben dem jeweils betrachteten in der Strukturklasse

enthalten sind. An die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens knüpft sich eine gesetzliche Vermutung der Ineffizienz bezüglich solcher Entgelte, die über dem Durchschnitt in der jeweiligen Strukturklasse liegen.

Aufgrund vorliegender Anträge beim OLG Düsseldorf zur vorbeugenden Unterlassung der vollumfänglichen Veröffentlichung der Ergebnisse der Vergleichsverfahren mit Einzeldaten und Nennung der Netzbetreiber hat die Bundesnetzagentur eine Amtsblattveröffentlichung vorerst gestoppt. Form und Zeitpunkt der Veröffentlichung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens sind somit abhängig von der Entscheidung des OLG Düsseldorf.

4.1.4.3 Bilanzausgleich

Standardlastprofile

Die GasNZV legt fest, dass Netzbetreiber grundsätzlich für die Versorgung von Letztverbrauchern, die eine maximale Ausspeiseleistung von 500 Kilowatt und eine jährliche Entnahme von 1,5 Millionen Kilowattstunden nicht überschreiten, vereinfachte Methoden (Standardlastprofile) zur Abwicklung der Gaslieferungen anzuwenden haben. Diese Standardlastprofile müssen sich am typischen Abnahmeprofil verschiedener Gruppen von Letztverbrauchern, insb. Gewerbe und Haushalt, orientieren (§ 29 Abs. 3 GasNZV).

Gegenwärtig kann keine Aussage dazu gemacht werden, welche Standardlastprofile von den örtlichen Verteilernetzbetreibern angeboten werden und wie diese gebildet wurden. Nach Aussagen von Großhändlern und Lieferanten werden bereits in folgendem Umfang Belieferungen von Kunden nach Standardlastprofilen vorgenommen:

	Anzahl der Unternehmen
ja	326
nein	138
k.A.	56
Antworten insgesamt	520

Tabelle 31: Versorgung von Kunden nach Standardlastprofilen

Von den 326 Unternehmen, die angegeben haben, Kunden nach Standardlastprofilen zu versorgen, nennen nur 113 Kundenzahlen, Mengen und die entsprechenden Anteile an der gesamten Versorgung. Davon sind nur ca. 97 Angaben insofern plausibel, als sich bei der Division von transportierter Mengen und Anzahl Kunden realistische durchschnittliche Verbräuche pro Kunde ergaben.

Diese 97 Unternehmen versorgen zusammen rund 2,5 Millionen Kunden nach Standardlastprofilen mit einer Gesamtarbeit von rund 75 Millionen Megawattstunden Erdgas. Der durchschnittliche Jahresverbrauch eines nach Standardlastprofil belieferten Kunden liegt somit für diese Unternehmen bei etwas mehr als 30.000 Kilowattstunden Erdgas. Bei den einzelnen Lieferanten schwankt der durchschnittliche Jahresverbrauch pro versorgten Kunden zwischen 18.000 und 153.000 Kilowattstunden. Im Durchschnitt verwenden die antwortenden Unternehmen knapp 64 Prozent der von ihnen transportierten Menge für die Versorgung von Kunden nach Standardlastprofilen.

Die Erhebung hat in Bezug auf die Belieferung von Kunden nach Standardlastprofilen zu folgenden Ergebnissen geführt: 326 Unternehmen nehmen Belieferungen von Kunden nach Standardlastprofilen vor, angesichts der Zahl von mehr als 700 örtlichen Verteilernetzbetreibern in Deutschland, die Endkundenbelieferungen vornehmen und demnach Standardlastprofile anwenden müssten, ist die Zahl der Rückmeldungen allerdings zu gering.

Basisbilanzausgleich

Betreiber von Fernleitungsnetzen und regionalen Verteilernetzen haben im Rahmen der ihnen und dem Transportkunden auf Grund dessen Buchung zur Verfügung stehenden Kapazitäten mindestens einen Basisbilanzausgleich innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von zehn Prozent und einer kumulierten Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge jeweils bezogen auf den niedrigeren Wert von gebuchter Ein- oder Ausspeiseleistung anzubieten (§ 30 Abs. 1 GasNZV).

Auf die Frage, ob sie einen Basisbilanzausgleich anbieten, antworteten 24 Netzbetreiber, deren Netz nicht der örtlichen Verteilung dient (also Betreiber von Fernleitungsnetzen/regionalen Verteilernetzen), folgendermaßen:

	ja	nein	k.A.
Anzahl	15	6	3
Anteil	62,5 %	25,0 %	12,5 %

Tabelle 32: Angebot Basisbilanzausgleich

Damit erfüllen mehr als die Hälfte der antwortenden Netzbetreiber diese Anforderung aus der GasNZV, ein Viertel hat sie allerdings noch nicht umgesetzt. Der tatsächlich angebotene Basisbilanzausgleich der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber variiert untereinander. Bei der stündlichen Toleranzgrenze werden entweder zehn oder 15 Prozent einer Stundenkapazität angeboten, die in den meisten Fällen hinsichtlich des Bezugswertes nicht weiter konkretisiert wird. Ein Netzbetreiber bietet keine stündliche Toleranzgrenze an.

Bei der kumulierten Toleranzgrenze ergibt sich ein ähnliches Bild. Bei mehr als der Hälfte der Netzbetreiber entspricht der Bezugswert der kumulierten Toleranzgrenze dem der stündlichen Toleranzgrenze. Ein Netzbetreiber bietet lediglich 15 Prozent einer Stundenmenge als kumulierte Toleranzgrenze an. Bei den anderen Netzbetreibern variieren die Angaben zwischen den gesetzlichen Mindestanforderungen und 120 Prozent einer nicht genauer erläuterten Stundenmenge.

Ein sehr uneinheitliches Bild ergeben die Antworten der Händler und Lieferanten zum Thema angebotener Basisbilanzausgleich. In keinem der Fälle, in denen Fernleitungsnetzbetreiber von mehreren (auch nicht assoziierten) Händlern und Lieferanten genannt wurden, waren die Aussagen in Bezug auf das Angebot von Basisbilanzausgleich deckungsgleich. Dies erschwert die Auswertung bzw. macht die Ergebnisse teilweise unplausibel. Aus den Fragebögen der Händler und Lieferanten lässt sich aber auch ablesen, dass bereits einige örtliche Verteilernetzbetreiber die neuen gesetzlichen Anforderungen umgesetzt haben und einen Basisbilanzausgleich anbieten.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die von den Netzbetreibern sowie Händlern und Lieferanten gelieferten Daten häufig unvollständig und teilweise widersprüchlich waren. Gleichwohl zeigt die Erhebung, dass in Bezug auf das Angebot eines Basisbilanzausgleichs mit einer Negativmeldung von 25 Prozent offenbar Umsetzungsdefizite bestehen.

Erweiterter Bilanzausgleich und Flexibilitätsdienstleistungen

Soweit für einen effizienten Netzzugang erforderlich, haben Netzbetreiber über den Basisbilanzausgleich hinaus weitere Dienstleistungen anzubieten, die Transportkunden die zeitgleiche Anpassung von Ein- und Ausspeisung ermöglichen. Dazu gehört das diskriminierungsfreie Angebot des erweiterten Bilanzausgleiches (§ 5 Abs. 3 Nr. 3 GasNZV), eines Ausgleiches von Abweichungen, die über die Toleranzgrenzen hinausgehen, gegen gesondertes Entgelt (§ 26 Abs. 2 Satz 2 GasNZV) und weitere Flexibilitätsdienstleistungen. Dazu können Verfahren gehören bei denen der Transportkunde dem Netzbetreiber eine flexible Aufkommensquelle zur Online-Steuerung zur Verfügung stellt (§ 34 Abs. 1 GasNZV).

Das Ergebnis der Erhebung auf die Frage nach dem Angebot eines erweiterten Bilanzausgleiches stellt sich wie folgt dar:

	ja	nein	k.A.
Anzahl	13	8	3
Anteil	54,2 %	33,3 %	12,5 %

Tabelle 33: Angebot erweiterter Bilanzausgleich

Von den 24 Netzbetreibern, deren Netz nicht der örtlichen Verteilung dient und die den Fragebogen beantwortet haben, bieten nur 13 einen erweiterten Bilanzausgleich an. Unklar ist allerdings, aus welchen Gründen von einem Drittel der Netzbetreiber kein erweiterter Bilanzausgleich angeboten wird. Ggf. ist dies hier darauf zurückzuführen, dass ein erweiterter Bilanzausgleich in den Augen der Netzbetreiber nicht für einen effizienten Netzzugang erforderlich ist. Bemerkenswert ist hingegen, dass bereits fünf Stadtwerke einen erweiterten Bilanzausgleich anbieten.

Die Möglichkeit zum Angebot von Flexibilitätsdienstleistungen für einen effizienten Netzzugang nehmen die wenigsten Netzbetreiber wahr:

	ja	nein	k.A.
Anzahl	9	8	7
Anteil	37,5 %	33,3 %	29,2 %

Tabelle 34: Angebot von Flexibilitätsdienstleistungen

Dabei wurden die folgenden Flexibilitätsdienstleistungen namentlich benannt:

	Anzahl
Online-Steuerung mit flex. Aufkommensquelle	4
Handel am Virtuellen Punkt (VP)	2
Herstellung der Kompatibilität	1
Verlagerungsmöglichkeiten im Punkt-zu-Punkt-System	1
Sonstige	3

Tabelle 35: Angebotene Flexibilitätsdienstleistungen

Aus den Zahlen wird ersichtlich, dass es durchaus einige Netzbetreiber gibt, die ihren Transportkunden mehrere Flexibilisierungsinstrumente anbieten. In Bezug auf das Angebot eines erweiterten Bilanzausgleiches gibt es offenbar Umsetzungsdefizite.

Beschaffung von Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben die Energie, die sie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigen, nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene Unternehmen nicht diskriminierenden marktorientierten Verfahren zu beschaffen (§ 22 Abs. 1 S. 1 EnWG). Sofern den Betreibern von Energieversorgungsnetzen der Ausgleich des Energieversorgungsnetzes obliegt, müssen die von ihnen zu diesem Zweck festgelegten Regelungen einschließlich der von den Netznutzern für die Energieungleichgewichte zu zahlenden Entgelte sachlich gerechtfertigt, transparent und nicht diskriminierend sein und nicht ungünstiger, als sie von Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber

verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet oder tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden (§ 23 S. 1 EnWG).

Darüber hinaus haben Netzbetreiber für den Ausgleich der Ein- oder Ausspeisedifferenzen, die durch den Einsatz normierter Standardlastprofile und der tatsächlichen Ausspeisung beim Letztverbraucher zwangsläufig entstehen, über eine Ausschreibung von Kapazitäten einen Bezugs- oder Einspeisevertrag abzuschließen. Sollte sich kein Händler dazu bereit erklären, hat der jeweilige Grundversorger einen Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber abzuschließen (§ 29 Abs. 8 GasNZV).

Auf die Frage, woher die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber die Regelenergie für ihre Netze beziehen, antworteten neun von 24 befragten Unternehmen wie folgt:

	Menge [kWh]	Anteil	Anzahl der Unternehmen
Speicher	480.065.458	14,84 %	2
Netzpufferung	2.745.637.010	84,9 %	7
offene Lieferverträge	150.000	0,0 %	1
sonstige	8.078.525	0,25 %	1
gesamt	3.233.930.993		11*

* von den neun antwortenden Unternehmen gaben zwei Unternehmen jeweils zwei Quellen für Regelenergie an

Tabelle 36: Eingesetzte Regelenergiequellen

Daraus lässt sich erkennen, dass bei den antwortenden Netzbetreibern die ganz überwiegende Menge der Regelenergie aus dem Netzpuffer stammt und nicht etwa aus Speichern oder anderen Quellen. Dies zeigt, dass entsprechende Netzreserven vorhanden sind. Darüber hinaus zeigt die Auswertung, dass die Netzbetreiber in nicht unerheblichem Umfang Speicher als Regelenergiequelle einsetzen, allerdings fast gar keine offenen Lieferverträge nutzen. Nur zwei Fernleitungsnetzbetreiber geben an, dass sie außer aus den oben genannten Quellen weitere Regelenergie benötigen haben. Diese geben beide an, nach einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientiertem Verfahren zu beschaffen, ohne dieses näher zu spezifizieren.

Insgesamt ist der Rücklauf der Antworten bei der Frage der Beschaffung von Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen als äußerst unbefriedigend einzuschätzen, da nur neun von 24 befragten Unternehmen überhaupt geantwortet haben. Eine genaue Aufschlüsselung der benötigten Regelenergie pro Quelle und Monat gab nur ein Fernleitungsnetzbetreiber an. Entsprechende Durchschnittspreise für Regelenergie wurden von vier Unternehmen für vereinzelte Monate angegeben.

Abrechnung und Bepreisung des Bilanzausgleiches

Transportkunden können einen an der Transportkette beteiligten Netzbetreiber mit dem Bilanzausgleich beauftragen. Dieser Netzbetreiber hat, sofern dies der Transportkunde wünscht, den Bilanzausgleich auch für Ein- und Ausspeisungen der Abnehmer des Transportkunden in den seinem Netz nachgelagerten Netzen durchzuführen. Abweichungen, die sich am Ende des Vertragszeitraumes und innerhalb der Toleranzgrenzen 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 Ausgleich von Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisemengen eines oder mehrerer Transportkunden wird in einem Bilanzkreis durchgeführt. Sie haben für jeden angemeldeten Bilanzkreis ein Bilanzkonto einzurichten. Die Netzbetreiber haben der Abrechnung des

Bilanzkreises den Saldo des Bilanzkontos zu Grunde zu legen, der sich aus den in einem Abrechnungszeitraum registrierten Abweichungen der Ein- und Ausspeisungen aller dem jeweiligen Bilanzkreis zugeordneten Transportkunden ergibt (§ 31 GasNZV).

Entgegen der Verordnungsvorgaben erheben von den 15 Fernleitungsnetzbetreibern bzw. regionalen Verteilernetzbetreibern, die einen Basisbilanzausgleich anbieten, sieben Auf- und Abschläge für Abweichungen innerhalb der Toleranzgrenzen. Weitere sieben Unternehmen fordern keine Auf- und Abschläge; eines macht keine Angaben dazu. Nur 11 von 24 Netzbetreibern, deren Netz nicht der örtlichen Versorgung dient, beziffern ihre Auf- und Abschläge für Abweichungen außerhalb der stündlichen und kumulierten Toleranzgrenze und einer gibt diese mit Null an. Die restlichen 12 Fernleitungsnetzbetreiber bzw. regionalen Verteilernetzbetreiber haben keine Angaben zu dieser Frage vorgenommen.

In Bezug auf die stündliche Toleranzgrenze zahlt kein Fernleitungsnetzbetreiber einen Festpreis, wenn auf dem Bilanzkonto eines Transportkunden negative stündliche Differenzmengen (Einspeisung größer Ausspeisung) angefallen sind. Die Vergütung liegt zwischen 50 und 70 Prozent des Grenzübergangspreises aus den Veröffentlichungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bzw. bezieht sich auf die Preise des entsprechenden Tages am Hub Zeebrugge.

Zwei Fernleitungsnetzbetreiber verlangen Festpreise, wenn die Einspeisung des Transportkunden kleiner ist als die Ausspeisung und dieser somit Ausgleichsenergie beziehen muss. Von den anderen neun befragten Fernleitungsnetzbetreibern verlangen sieben einen Aufschlag zwischen 125 und 270 Prozent auf den Grenzübergangspreis veröffentlicht vom BAFA, ein Fernleitungsnetzbetreiber zieht als Grundlage den Preis des entsprechenden Tages am Hub Zeebrugge heran und ein weiterer gibt an, die Preise individuell zu vereinbaren.

Auch bei der kumulierten Toleranzgrenze vergütet kein Fernleitungsnetzbetreiber zu viel eingespeistes Gas mit einem Festpreis. Acht Fernleitungsnetzbetreiber vergüten mit 50 bis 75 Prozent des vom BAFA veröffentlichten Grenzübergangspreises, einer davon einschließlich Erdgassteuer. Ein Fernleitungsnetzbetreiber bzw. regionaler Verteilernetzbetreiber vergütet mit Abschlägen vom tagesaktuellen Preis am Hub Zeebrugge, ein Fernleitungsnetzbetreiber vereinbart individuelle Preise.

Ist Ausgleichsenergie von den Transportkunden bezogen worden, sind bei acht Netzbetreibern 125 bis 270 Prozent des Grenzüberganges zu entrichten, einer bezieht dabei die Erdgassteuer mit ein. Bei den verbleibenden drei Fernleitungsnetzbetreibern verlangt ein Unternehmen 300 Prozent des Systementgeltes, eines bezieht sich auf den tagesaktuellen Preis des Hub Zeebrugge und ein weiteres vereinbart individuelle Preise.

Bezüglich der Vergütung der Gasmengen, die am Vertragsende als Abweichungen verbleiben, haben 13 von 24 Netzbetreibern Angaben vorgenommen. Keiner erstattet oder fordert einen Festpreis für verbleibende Restmengen. Zehn der Fernleitungsnetzbetreiber erstatten zwischen 25 und 90 Prozent des Grenzübergangspreises und fordern für Fehlmengen zwischen 110 und 400 Prozent des Grenzübergangspreises. Ein Fernleitungsnetzbetreiber erhebt Auf- und Abschläge auf den aktuell veröffentlichten Preis am Hub Zeebrugge, ein Unternehmen bezieht sich auf ein Systementgelt und ein weiteres gibt an, diese Preise individuell zu vereinbaren. Bei Abrechnungssystem und Preisen zeigt sich erneut, dass das gegenwärtige Bilanzierungssystem äußerst unübersichtlich ist. Jeder Fernleitungsnetzbetreiber hat ein eigenes Preissystem, das z.T. deutlich von dem der anderen Fernleitungsnetzbetreiber abweicht. Bei der Bepreisung von Mehr- und Mindermengen bestehen extreme Unterschiede bei der Preisspreizung. Deutliche Umsetzungsdefizite bestehen bei der in der Verordnung nicht vorgesehenen Bepreisung von Differenzmengen innerhalb des Toleranzbands. Darüber hinaus wurden bei der Monitoring-erhebung auch in diesem Bereich die Fragen nicht oder nur unzureichend beantwortet, womit eine abschließende Bewertung nicht möglich ist.

Bilanzausgleich im europäischen Fokus

Um Fernleitungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden zum Thema Bilanzierung und Bilanzausgleich weitere Hilfestellung zu geben, entwickelt der Zusammenschluss europäischer Regulierungsbehörden (ERGEG), an dem auch die Bundesnetzagentur beteiligt ist, zurzeit Guidelines for Good Balancing Practice. Diese sollen die Bilanzierungsregeln europaweit harmonisieren.

4.1.4.4 Veröffentlichung angemessener Informationen

Die Netzbetreiber sind zur Veröffentlichung von wesentlichen Daten und Informationen im Internet verpflichtet. Die wesentlichen Normen im EnWG nach § 19 „Technische Vorschriften“ und § 20 „Zugang zu den Energieversorgungsnetzen“ sehen die Veröffentlichung technischer Daten sowie Bedingungen für den Netzzugang vor. In der GasNZV sei, neben weiteren Paragraphen mit Veröffentlichungspflichten, speziell auf den § 20 verwiesen, der „Veröffentlichung netzbezogener Daten“ wie Gasbeschaffenheit, Teilnetze oder Ein- und Ausspeisepunkte, sowie auf den § 21, der die „Veröffentlichung netznutzungsrelevanter Informationen“, z.B. über angebotene Dienstleistungen, Ein- und Ausspeiseverträge oder Entgelte, vorschreibt. Für die GasNEV ist besonders der § 27 „Veröffentlichungspflichten“ zu erwähnen, der die Veröffentlichung von Netzentgelten und Angaben zu Strukturmerkmalen des Netzes verlangt.

Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, haben weiterreichende Veröffentlichungspflichten als Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen. Dies betrifft z.B. §§ 10 und 15 GasNZV, Auswahlverfahren bei vertraglichen Kapazitätsengpässen und Verfahren für die Kapazitätsanfrage und Buchung, sowie die umfangreichere Darstellung ihrer netzbezogenen Daten im Rahmen des § 20 GasNZV. Die zu liefernden Informationen dienen einerseits den Verbrauchern, speziell aber den Gaslieferanten und -händlern. Letztere benötigen belastbare Daten, z.B. über die Gasqualität, freie Transportkapazitäten, Vertragsbedingungen und Kosten bei der Netznutzung.

Bei der Befragung zur Erstellung dieses Berichts wurde unterteilt in „Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen“ und „Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen“. Die Netzbetreiber wurden aufgefordert zu den jeweiligen Rechtsvorschriften mit Veröffentlichungspflichten einen „Veröffentlichungslink“ auf die Internetseite des Unternehmens anzugeben, unter dem die Daten und Informationen zu finden sind. Aufgrund der Vielzahl von insgesamt 641 vorliegenden Antworten von Netzbetreibern (617 von - jeweils nach eigener Deklaration - örtlichen und 24 von nicht der örtlichen Verteilung dienenden) sowie zahlreichen Veröffentlichungspflichten war lediglich eine stichprobenartige Überprüfung möglich.

Zur Absicherung des Ergebnisses und aufgrund der Bedeutung der zu veröffentlichenden Daten insb. für die Gaslieferanten und -händler wurden diese ebenfalls befragt, ob sie in „den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber alle notwendigen Informationen für den Netzzugang finden“ oder „über die von EnWG und VO vorgesehenen Veröffentlichungspflichten hinaus weitere Veröffentlichungen“ benötigen. Sie wurden ebenfalls gebeten, die Netzbetreiber zu nennen, bei denen ihnen die veröffentlichten Informationen unzureichend erschienen. Obwohl es sich um gesetzlich vorgegebene Pflichtangaben handelt, ist Qualität und Umfang der veröffentlichten Informationen sehr unterschiedlich.

Es wurde festgestellt, dass einige der angegebenen Links nicht funktionierten und daher die vorgeblich vorhandenen Informationen auf der Homepage nicht oder nur schwer zu finden waren. Weiterhin kam es vor, dass die entsprechenden Angabefelder leer oder mit Hinweisen wie „in Bearbeitung“ versehen waren. Bei funktionierenden Links fanden sich zwar Hinweise zu den Veröffentlichungen, meist aber unvollständig und unübersichtlich.

Der Verpflichtung aus § 15 Abs. 1 GasNZV, einen Kapazitäts- und Entgeltrechner zu veröffentlichen, sind erste Unternehmen zum 01.08.2006 nachgekommen.

Veröffentlichungen der Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen

Insgesamt fanden sich bei den Betreibern von örtlichen Gasverteilernetzen nur 21 Unternehmen (3,4 Prozent), die komplett keinerlei Angaben (Leermeldungen) abgegeben haben. Etwa eine Anzahl von 30 Netzbetreibern hat lediglich auf einen Veröffentlichungsstatus wie „in Bearbeitung“, „in Vorbereitung“ oder „derzeit noch keine Internetpräsenz“ hingewiesen. Dabei handelt es sich überwiegend um kleinere Betreiber.

Die Durchsicht der Angaben, auf deren Basis jedoch keine belastbare Berechnung von Prozentangaben möglich war, ergab folgenden Überblick: Ein Großteil der Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen hat nur zu einem Teil der Abfrage Angaben gemacht. Dies ist allerdings nicht unbedingt gleichbedeutend mit einer Nichterfüllung der jeweiligen Vorschrift. So betrifft die einzurichtende Internetplattform nach § 22 EnWG Ferngasnetzbetreiber und nach § 23 EnWG Energieversorgungsnetzbetreiber, denen der Ausgleich des Energieversorgungsnetzes obliegt. Hier haben jeweils mehr als 100 Netzbetreiber Leermeldungen abgegeben und ein Großteil weiterer Unternehmen Aussagen getroffen wie „nicht relevant“ oder „nicht erforderlich“. Andere Netzbetreiber verweisen dort zwar auf ihre Internetseiten, diese enthalten aber keine entsprechenden Informationen.

Bezüglich der weiteren Rechtsvorschriften bedeutet eine Leer- oder vergleichbare Meldung allerdings, dass der entsprechenden Veröffentlichungspflicht meist nicht nachgekommen wurde. Bei den Betreibern von örtlichen Verteilernetzen, die ihren Veröffentlichungspflichten zumindest in Teilen nachgekommen sind, sind überwiegend die netzbezogenen Daten nach § 20 GasNZV, bzw. § 27 Abs. 2 GasNEV veröffentlicht. In Bezug auf die Veröffentlichungspflichten von Netzentgelten wurde darauf verwiesen, dass Netzentgeltanträge gestellt wurden, deren Genehmigung erwartet wird. Bei Angaben den Netzzugang betreffend wie die einheitlichen Bezeichnungen für Netzkoppelpunkte, die Angabe verfügbarer Kapazitäten oder der Gasbeschaffenheit bezüglich des Brennwertes wurde teilweise auf die laufenden Verhandlungen zur Ausgestaltung des Netzzugangsmodells verwiesen. Eine Veröffentlichung soll nach Abschluss der entsprechenden Zugangsverträge in das Internet eingestellt werden. Dies gilt gleichfalls für die nach § 22 GasNZV zu veröffentlichende Gasnetzkarte für Deutschland in elektronischer Form, zu deren Umsetzung die Netzbetreiber verpflichtet sind.

Diesen insgesamt lückenhaften Darstellungen gegenüber fand sich bereits eine erkennbare Anzahl Netzbetreiber (ca. 20 Prozent), die die Veröffentlichungspflichten übersichtlich strukturiert und komplett, z.T. sogar mit Verweis auf die jeweiligen Paragraphen der gesetzlichen Normen, dargestellt haben. Hierunter befanden sich auch mehrere kleinere Netzbetreiber, woraus deutlich wird, dass eine vollständige und übersichtliche Internetpräsenz keinesfalls nur durch die großen Netzbetreiber gewährleistet werden kann. Weiterhin kommt ein erheblicher Anteil der örtlichen Verteilernetzbetreiber den gesetzlichen Veröffentlichungspflichten nicht oder nur unvollständig nach und es fehlt meist der Bezug zur Rechtsvorschrift, worunter Übersichtlichkeit und Systematik der veröffentlichten Daten leiden.

Eine exemplarische Prüfung bei großen Betreibern von örtlichen Gasverteilernetzen ergab ein unbefriedigendes Bild. Bei einem Netzbetreiber waren die Veröffentlichungen sehr übersichtlich dargestellt, dies offenbarte allerdings auch die erheblichen Lücken. Bei anderen Unternehmen waren die Veröffentlichungen noch auf dem Stande der Verbändevereinbarung VV II ohne aktuellen Bezug. Wenn auch bei vielen Netzbetreibern das gesteigerte Bemühen zu erkennen ist, z.B. im Rahmen einer gemeinsamen Internetplattform, den Verpflichtungen nachzukommen und die notwendigen Daten möglichst komplett zur Verfügung zu stellen, ist das Gesamtbild zur Zeit nicht zufrieden stellend.

Veröffentlichungen der Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen

Aufgrund ihrer Bedeutung für einen transparenten Gasmarkt haben Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, umfangreichere Veröffentlichungspflichten als Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen zu leisten. In Summe sind Qualität und Umfang der Angaben eher besser als bei den örtlichen Netzbetreibern. Lediglich bei einem Betreiber ist die Internetpräsenz in Vorbereitung, ein anderer hat zwischenzeitlich sein Netz verpachtet und keine weiteren Angaben vorgenommen.

Speziell der Veröffentlichung netzbezogener Daten dieser Netzbetreiber nach § 20 GasNZV kommt eine hohe Bedeutung zu. Hervorzuheben sind dabei die unter Absatz 1 aufgeführten Positionen wie die ausführliche Beschreibung des eigenen Netzes, Netzkoppelpunkte, Gasbeschaffenheit bezüglich des Brennwertes, maximale technische Kapazität, Angaben über vertraglich vereinbarte und freie Kapazitäten sowie historische Kapazitätsauslastungsraten.

Eine exemplarische Prüfung dieser Veröffentlichungspflichten bei Betreibern von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, einschließlich der fünf größten, ergab ein insgesamt uneinheitliches und unbefriedigendes Bild. Obwohl bei manchen Betreibern eine recht umfängliche Darstellung vorlag, waren die Veröffentlichungen insgesamt nicht vollständig.

So waren in allen Fällen Karten des eigenen Netzes veröffentlicht, dies auch einschließlich vorhandener Teilnetze. Angaben bezüglich der Netzkoppelpunkte mit anderen Netzbetreibern waren nicht in allen Fällen vorhanden. Veröffentlichungen bezüglich der Gasqualität fanden sich lediglich bei einer knappen Mehrzahl der Unternehmen, hierbei zum einen exakt mit Brennwerten angegeben, zum anderen aber nur allgemeine Angaben wie H- bzw. L-Gasnetz. Die unterschiedlichen Veröffentlichungen Kapazitäten betreffend waren insgesamt unzureichend. Lediglich bei einem Netzbetreiber waren die Angaben sehr detailliert für alle Entry-/Exit-Punkte angegeben, in zwei anderen Fällen konnten Kapazitäten über das jeweilige Entry-/Exitssystem angefragt werden, bei den verbleibenden Unternehmen ließen sich keine Angaben finden. Ähnlich zeigt sich das Ergebnis bei Angaben über historische monatliche Höchst- und Mindestkapazitäten, die nur von einem Netzbetreiber ausführlich veröffentlicht, in einem Fall unvollständig und in den restlichen Unternehmen nicht publiziert wurden.

Als weiterer Kritikpunkt, bezogen auf sämtliche Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, sei hier das Fehlen der gemeinsamen Gasnetzkarte für ganz Deutschland zu erwähnen, die eigentlich bereits zum 01.02.2006 hätte erstellt und ins Internet gestellt werden müssen. Das ebenfalls zu diesem Zeitpunkt nach § 22 Abs. 2 GasNZV zu installierende Bulletin-Board, auf dem Transportkunden auf einer gemeinsamen Internetseite untereinander kommunizieren können, konnte lediglich bei neun Netzbetreibern gefunden werden, bei 13 nicht. Zu letzteren zählen ebenfalls drei der größten Betreiber von Gasversorgungsnetzen. Insgesamt sind somit selbst bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, die Pflichtveröffentlichungen nicht vollständig. Weiterhin verhindert die Systematik der Internetauftritte zumeist die notwendige Transparenz und macht eine Prüfung auf Vollständigkeit schwierig.

Aufgrund der Bedeutung der Daten als Basis für einen diskriminierungsfreien Gasnetzzugang, insb. für Händler und Lieferanten, ist es notwendig, dass Übersichtlichkeit und Systematik sowie Vollständigkeit der zu veröffentlichenden Daten und Informationen erkennbar besser wird.

Aussagen von Großhändlern und Lieferanten

Bezüglich der Frage, ob Großhändler und Lieferanten „in den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber alle notwendigen Informationen für den Netzzugang finden“, haben gut 50 Prozent, bei 521 beantworteten Fragebögen, keine Angaben vorgenommen. Knapp die andere Hälfte hielten die Informationen für ausreichend oder zumindest größtenteils ausreichend. Etwa drei Prozent der Händler gaben jedoch Netzbetreiber an, bei denen ihnen die veröffentlichten

Daten nicht ausreichend erschienen, was sich auf Nachprüfung der Bundesnetzagentur bei den 16 genannten Netzbetreibern teilweise bestätigen lässt.

Bei der Frage, ob sie „über die von EnWG und VO vorgesehenen Veröffentlichungspflichten hinaus weitere Veröffentlichungen benötigen“, wurde die Veröffentlichung der netzübergreifenden Online-Gasnetzkarte wie auch ein Entgeltrechner aller Netzbetreiber genannt. Weiterhin wurde seitens der Händler gefordert, dass deutlich mehr Ein- und Ausspeisepunkte als wichtig zu bezeichnen sind, stündliche oder zumindest tägliche Gasflüsse an allen wichtigen Ein- und Ausspeisepunkten sowie genormte Rahmenverträge veröffentlicht werden müssen. Ebenfalls vermisst wurden die historische Kapazitätsauslastung je Entry-/Exit-Punkt auf Stundenbasis, die Namen der vor- und nachgelagerten Netzbetreiber, sowie ein zentrales Webverzeichnis aller Links zu Netzzugangstools sämtlicher Netzbetreiber.

4.1.5 Zeit für die Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen

Bei diesem Monitoring beteiligten sich 24 Gasversorgungsnetzbetreiber, die nicht örtliche Verteilernetze betreiben und 617 Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben. Im Zusammenhang der Datenabfrage für das Monitoring wurden somit 641 Erhebungsbögen erfasst. Die Datendichte variiert stark. In den folgenden zwei Tabellen kann anhand der rechten Spalte immer stets in einem prozentualen Wert abgelesen werden, wie viel Prozent der befragten Unternehmen sich bei der Beantwortung beteiligt haben. Größe und Struktur des Netzbetreibers wurden in der Prozentangabe nicht berücksichtigt. Die Vollständigkeit der Angaben konnte nicht überprüft werden.

Unter Anschlüssen wird zum einen der Hausanschluss verstanden und zum anderen Einbindungen von neuen Rohrleitungen, die als Anschlussverbindung verstanden werden. Der Hausanschluss verbindet die Hauptrohrverbindung (Verteilungsleitung) mit der Hausinstallation (Kundenanlage) und endet mit der Hauptabsperreinrichtung (Hauptabsperrhahn). Ist eine Druckregelung für das Gebäude erforderlich, so gehört das Druckregelgerät zum Hausanschluss. Anschlüsse sind im Sinne dieser Definition auch Einbindungen von Rohrleitungen, die für die Versorgung industrieller Kunden, Kraftwerke usw. gebaut wurden. Die Dauer zur Herstellung der Anschlüsse ist die Zeitspanne vom Beginn der Tiefbauarbeiten (Rohrgraben-/Kopflöcherherstellung usw.) bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme (Verlegung der Rohrleitung, Druckprobe, Vermessen der Rohrleitung usw.). Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage, an denen tatsächlich an dem Anschluss gearbeitet wurde.

Anschlussart	Anzahl der Anschlüsse	Ø Anschlussherstellungsdauer in d (Tage)	Teilnahme der Netzbetreiber bei der Beantwortung der Fragen (%)
Standard-Hausanschlüsse	291.980	3,44	88
Sonstige Anschlüsse	3.484	6,24	33

Tabelle 37: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben

In den nachfolgenden Tabellen zu den Anschlüssen wurde weiter nach Material und Druckstufen differenziert. In Tabelle 37 wurde darauf bewusst verzichtet, da der Fokus in örtlichen Gasverteilernetzen hauptsächlich auf die Differenzierung zwischen Standard-Hausanschlüssen und Sonstigen Anschlüssen gelegt wurde. Standard-Hausanschlüsse können aus verschiedenen Materialien hergestellt und in unterschiedlichen Druckstufen betrieben werden.

Material	Druckstufe in bar	Anzahl der Anschlüsse	Ø Anschlussherstellungsdauer in d	Teilnahme der Netzbetreiber bei der Beantwortung der Fragen (%)
Kunststoff	> 4 - ≤ 16	0	0	0
	> 1 - ≤ 4	1	15,00	4
	> 0,1 - ≤ 1	0	0,00	0
Metall	> 16	31	39,36	29
	> 4 - ≤ 16	6	36,00	8
	> 1 - ≤ 4	72	0,00	0
	> 0,1 - ≤ 1	0	0,00	0

Tabelle 38: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss für Netzbetreiber, die nicht der örtlichen Verteilung dienen

Aus den Tabellen 37 und 38 ist zu erkennen, dass Netzbetreiber, die örtliche Verteilernetze betreiben, eine wesentlich größere Anzahl von Anschlüssen im Abfragezeitraum hergestellt haben, als Netzbetreiber die nicht örtliche Verteilernetze betreiben. Die Anschlussherstellungsdauer liegt erwartungsgemäß bei Anschlüssen für nicht örtliche Verteilernetze deutlich höher als die von örtlichen Verteilernetzen.

In den Tabellen 39 bis 42 wird ebenfalls nach Netzbetreibern, die örtliche Verteilernetze betreiben und nach Netzbetreibern, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, unterschieden. Die Dauer der Reparatur beginnt dabei mit dem Zeitpunkt der Instandsetzung und endet mit der Fertigstellung in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Reparatur ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage, an denen tatsächlich an der Reparatur effektiv gearbeitet wurde. Ggf. können Zeiten der Fehlerdiagnose anteilig mit zur Reparaturzeit eingerechnet werden, wenn diese Bestandteil und zeitlich direkt im Vorfeld der Reparatur standen.

Druckstufe in bar	Gasdruckregelmessanlagen	
	Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Reparaturdauer in h
> 1	2.963	9,08
> 0,1 - ≤ 1	1.165	6,23
≤ 0,1	1.622	5,00

Tabelle 39: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasdruckregelmessanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckstufen für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben

Material	Druckstufe in bar	Gasleitungen		Anschlüsse	
		Anzahl der Reparaturen	Ø Reparaturdauer in h	Anzahl der Reparaturen	Ø Reparaturdauer in h
Kunststoff	> 4 - ≤ 16	4	9,67	0	0,00
	> 1 - ≤ 4	41	8,59	79	5,33
	> 0,1 - ≤ 1	886	10,81	3.793	6,95
	≤ 0,1	1.039	15,11	4.240	10,42
Metall	> 16	188	27,32	3	8,33
	> 4 - ≤ 16	619	27,67	20	25,73
	> 1 - ≤ 4	586	28,45	95	18,53
	> 0,1 - ≤ 1	1.574	17,59	1.706	12,79
	≤ 0,1	9.552	18,23	10.922	11,16

Tabelle 40: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasleitungen und Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckstufen und Materialien für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben

Druckstufe in bar	Gasdruckregelmessanlagen	
	Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Reparaturdauer in h
> 1	975	29,48
> 0,1 - ≤ 1	0	0,00

Tabelle 41: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasdruckregelmessanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Druckstufen für Netzbetreiber, die nicht der örtlichen Verteilung dienen

Material	Druckstufe in bar	Gasleitungen		Anschlüsse	
		Anzahl der Reparaturen	Ø Reparaturdauer in h	Anzahl der Reparaturen	Ø Reparaturdauer in h
Kunststoff	> 4 - ≤ 16	0	0,00	0	0,00
	> 1 - ≤ 4	0	0,00	0	0,00
	> 0,1 - ≤ 1	0	0,00	0	0,00
Metall	> 16	0	0,00	0	0,00
	> 4 - ≤ 16	302	27,44	12	19,50
	> 1 - ≤ 4	164	74,50	63	3,00
	> 0,1 - ≤ 1	1	8,00	0	0,00

Tabelle 42: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasleitungen und Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckstufen und Materialien für Netzbetreiber, die nicht der örtlichen Verteilung dienen

Die Auswertungen der Daten lassen keine Rückschlüsse auf Art und Umfang der Reparaturmaßnahmen bzw. der Störfälle zu. Es können ebenfalls keine konkreten Aussagen bezüglich der Ursachen zwischen niedrigster und höchster durchschnittlicher Dauer pro Reparatur und den Druckstufen getroffen werden. Die Rückantworten der Netzbetreiber über die Anzahl der

Reparaturen und durchschnittlichen Reparaturdauern aus den Tabellen 39 bis 42 schwankten. Insbesondere in den Tabellen 41 und 42 war die Beteiligung von den Netzbetreibern, die keine örtlichen Verteilernetze betreiben, für gewisse Bereiche (Nullwerte in den Tabellen) sehr gering. Dies ist vermutlich auch dadurch begründet, dass es unter der Konstellation Material (z.B. Kunststoff) und Druckstufe (z.B. größer 4 bis 16 bar) kaum Rohrleitungen gibt. Zudem dauern erwartungsgemäß die Reparaturen an Gasnetzen für nicht örtliche Verteilung zumeist länger als an Gasnetzen der örtlichen Verteilung. In der örtlichen Verteilung gibt es insb. in der Druckstufe bis 0,1 bar und der Druckstufe größer 0,1 bis 1 bar deutlich mehr Zahlenwerte, da es in diesen Druckbereichen zum einen mehr Netzbetreiber gibt und zum anderen mehr Rohrleitungen/Anschlüsse vorhanden sind.

4.1.6 Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas

Der Anteil der Energie aus Biomasse am Primärenergieverbrauch betrug im Jahre 2005 insgesamt 3,2 Prozent, wovon 8 Prozentpunkte auf Biogas entfielen. In der Endenergiebereitstellung in Form von Strom und Wärme entspricht Biogas etwa einer Menge von 6,6 TWh. Im Bereich der Biogaserzeugung hat sich der Markt in Deutschland rasant entwickelt. In 2005 gingen mehr als 600 Anlagen vorwiegend im landwirtschaftlichen Bereich in Betrieb. Damit waren im letzten Jahr 2.700 Anlagen am Netz. Im Vergleich zu 1999 mit 850 Anlagen ist dies mehr als eine Verdreifachung innerhalb von sechs Jahren⁷⁴. Die Datenerhebung der Bundesnetzagentur hat ergeben, dass auch weiterhin mit einem Zuwachs der Anlagen zur Biogaserzeugung gerechnet werden kann. So gaben mehr als die Hälfte der Betreiber von Biogasanlagen an, dass sie weitere Anlagen planen und gut ein Fünftel dieser Anlagen bereits genehmigt wurde. Allerdings konnte im Bereich der Betreiber von Biogasanlagen nur eine geringe Marktabdeckung erreicht werden, da die meisten der kleinen, landwirtschaftlichen Betreiber von Biogasanlagen nicht an der Datenerhebung teilgenommen haben.

Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas haben nach eigenen Angaben 64 Prozent der Gasversorgungsnetzbetreiber bisher nicht erstellt. Von diesen Netzbetreibern planen in Zukunft ca. 45 Prozent die Erstellung solcher Zugangsbedingungen. Der vorgesehene Zeitpunkt für die Erstellung variiert dabei zwischen dem 01.05.2006 und dem 31.12.2010, wobei der überwiegende Teil dies noch in diesem Jahr geplant hat.

Nach § 8 Abs. 1 GasNZV ist Netzzugang vorrangig Transportkunden zu gewähren, die Biomethan und Gas aus Biomasse einspeisen. Im Falle eines Kapazitätsengpasses i.S.v. 10 GasNZV sind Kapazitäten „...vorrangig an Transportkunden, die Biomethan oder Gas aus Biomasse einspeisen, zu vergeben“ (§ 10 Abs. 4 S. 1 GasNZV). Die Kosten für die Aufbereitung von Biogas und für die Einspeisung sind allerdings vom Veranlasser der Kosten und damit vom Einspeiser von Biogas und nicht vom Gasversorgungsnetzbetreiber zu tragen.

Im Jahr 2005 haben die Gasversorgungsnetzbetreiber insgesamt 43 Anfragen für Netzzugang von Biogas erhalten. Keine dieser Anfragen wurde verweigert, allerdings kam es auch nicht zu einer Einspeisung von Biogas. Derzeit planen 50 Prozent der antwortenden Betreiber von Biogasanlagen die Einspeisung in das deutsche Erdgasnetz mit einer maximalen theoretischen Einspeisekapazität von insgesamt 14.000 m³/h.

4.1.7 Mindestanforderungen an Messeinrichtungen sowie Datenumfang und Datenqualität

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen des Zähl- und Messwesens sind in § 21b EnWG geregelt. Aufgabe des Netzbetreibers ist nach Absatz 1 der Regelung grundsätzlich der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen sowie die Messung, soweit keine anderweitigen Regelungen nach Absatz 2 oder 3 getroffen werden. § 21b Abs. 2 EnWG eröffnet

⁷⁴ Vgl. BMU: Entwicklung erneuerbarer Energien 2005, Stand März 2006.

den Anschlussnehmern die Option, den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen, nicht jedoch die Messung an sich, auch durch Dritte vornehmen zu lassen. Die Voraussetzung hierfür ist die Einhaltung der eichrechtlichen Vorschriften und der vom Netzbetreiber vorgesehenen technischen Mindestanforderungen sowie der Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität durch den neuen Messstellenbetreiber. Diese müssen sachlich gerechtfertigt und diskriminierungsfrei sein. Die rechtlichen Beziehungen zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber sind hierbei durch Vertragsabschluss zu regeln.

Die technischen und datenspezifischen Mindestanforderungen an Messstellenbetreiber wurden im Jahr 2005 nur von knapp der Hälfte der Netzbetreiber definiert. Auf der Ebene der örtlichen Verteilernetzbetreiber waren dies 41,5 Prozent, während es bei den nicht örtlichen Netzbetreibern 66,7 Prozent waren. Die örtlichen Verteilernetzbetreiber geben an, sich bei der inhaltlichen Ausgestaltung der Mindestanforderungen stark am Regelwerk der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V (DVGW) zu orientieren, bei den nicht örtlichen Netzbetreibern wird die Sammelkategorie „Sonstige“ als häufigste Inhaltsgrundlage genannt (vgl. Abbildung 35).

Betrachtet man die in der Kategorie „Sonstiges“ zusammengefassten inhaltlichen Schwerpunkte für Mindestanforderungen (vgl. Tabelle 43) zeigt sich, dass die nicht örtlichen Netzbetreiber ganz wesentlich unternehmensindividuellen Regelungen den Vorzug geben, während die örtlichen Verteilernetzbetreiber die (gesetzlich geforderten) eichrechtlichen Bestimmungen heranziehen und auf standardisierte Messstellenbetreiber-Rahmenverträge setzen. DIN- bzw. ISO-Normen haben sowohl bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern als auch bei den nicht örtlichen Netzbetreibern einen nachgeordneten Stellenwert (vgl. Abbildung 35).

In 2005 konnten sowohl auf der Ebene der örtlichen Gasverteilernetze als auch auf Ebene der nicht örtlichen Netze nahezu keine Anträge auf Übernahme des Messstellenbetriebs durch Dritte registriert werden. Lediglich bei zwei Betreibern von örtlichen Gasverteilernetzen ist ein Antrag von Anschlussnehmern eingegangen, und ebenfalls nur bei zwei Netzbetreibern der nicht örtlichen Verteilung sind jeweils vier bzw. mehr als vier Anträge eingegangen. In allen Fällen wurde den Anträgen stattgegeben.

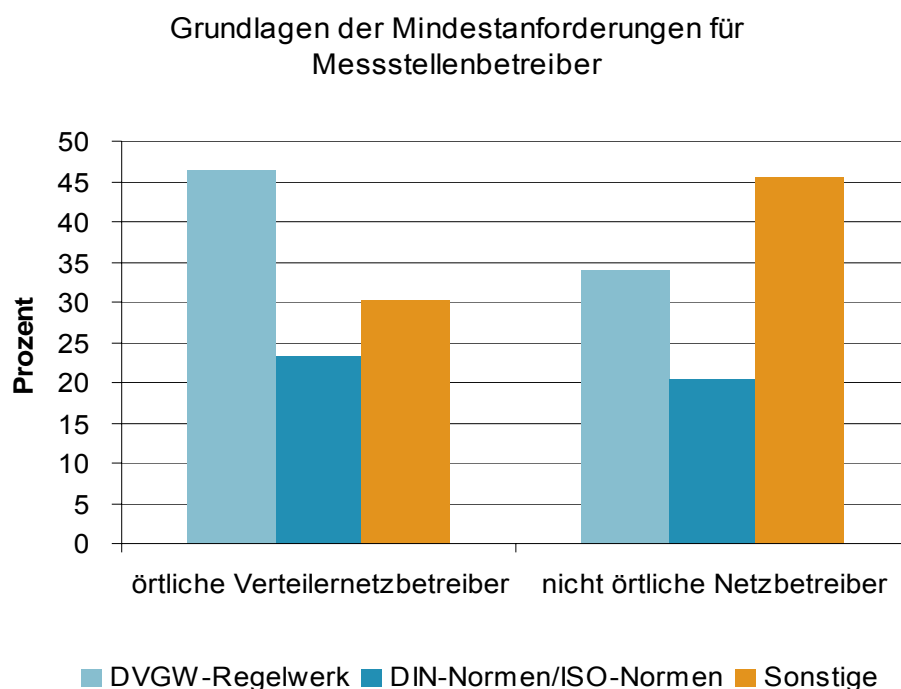


Abbildung 34: Grundlagen der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber

	örtliche Verteilernetzbetreiber	nicht örtliche Netzbetreiber
Messstellenbetreiber-Rahmenvertrag	31,3 %	0,0 %
Eichgesetzgebung und sonstige Regelungen	46,9 %	38,1 %
unternehmenseigene Regelungen	7,5 %	42,9 %
Herstellerangaben	5,6 %	4,8 %
Technisches Sicherheitsmanagement	5,0 %	9,5 %
noch nicht spezifiziert	3,7 %	4,7 %

Tabelle 43: Aufschlüsselung der Angaben bei „Sonstige“

4.2 Wettbewerbliche Fragen

4.2.1 Förderung und Import

Nach Ausführungen des Bundeskartellamtes wird auf der Importstufe Erdgas bis zur deutschen Grenze von den Gasförderunternehmen geliefert (Take-or-Pay-Verpflichtung). Aufgrund der verschiedenen Gaslieferverträge der Importgesellschaften bildet sich an den Grenzübergangsstellen ein durchschnittlicher Grenzübergangspreis. Daneben wird Erdgas im Rahmen des Ruhrgas-Release-Programms versteigert. Eine Preisbildung, die sich nach Angebot und Nachfrage richtet, findet noch nicht statt.

Der Gaspreis wird wesentlich durch die Entwicklung auf den Ölmärkten mitbestimmt, da die Gaspreise auf der Importstufe an den Ölpreis gekoppelt sind.⁷⁵ Der Berichtszeitraum war durch deutliche Preissteigerungen auf den weltweiten Gas- und Ölmärkten gekennzeichnet. Die Energieversorgungsunternehmen versuchten diese Preissteigerungen weiterzugeben. Nachdem das Bundeskartellamt und die Landeskartellbehörden gegen einige Gasversorgungsunternehmen Missbrauchsverfahren wegen des Verdachts auf Preishöhenmissbrauch eingeleitet hatten, nahmen einige Gasversorgungsunternehmen die Preissteigerungen zurück oder eröffneten ihren Kunden im Rahmen einer Beistellungslösung Wechselmöglichkeiten.

Nach Darstellung des Bundeskartellamtes ist die Gas-/Ölpreiskopplung aus wettbewerblicher Sicht unbefriedigend. Mit der vom Bundeskartellamt herbeigeführten Verkürzung der Laufzeiten von Gaslieferverträgen zwischen Ferngasunternehmen und Orts- bzw. Regionalversorgern könnte aber auch der Bedarf für eine Preisgleitklausel schwinden, weil auf diese Weise fehlende Liquidität in den Markt gebracht wird.

Gemäß den Ausführungen des Bundeskartellamtes ist die Liquidität auf dem deutschen Gasmarkt gering. Hierzu trägt unter anderem die hohe Konzentration auf der Importstufe bei, auf der allein E.ON Ruhrgas als größtes deutsches Ferngasunternehmen einen Anteil von deutlich mehr als 50 Prozent auf sich zieht, sowie die Kombination aus langfristiger Vertragsbindung mit hoher Bedarfsdeckung, die die Gasimportunternehmen in der Regel mit den Weiterverteilunternehmen abschließen. Das Bundeskartellamt ist gegen diese langfristige Vertragsbindung im Rahmen von Missbrauchsverfahren gegen die Ferngasunternehmen vorgegangen. Anfang 2006 hat das Bundeskartellamt zunächst gegen E.ON Ruhrgas eine Untersagungsverfügung erlassen. Dieses Verfahren hat Mustercharakter für die gesamte Branche. Das OLG Düsseldorf hat mit Beschluss vom 20.06.2006 den Sofortvollzug der Verfügung bestätigt und in den Entscheidungsgründen ausgeführt, dass keine ernstlichen Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Verfügung sowie an den sachlichen Voraussetzungen für die in der Verfügung gemachten Anordnungen bestehen. Bereits die nun vorliegende

⁷⁵ Vgl. European Commission: Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report, 2006, S. 86 ff.

Eilentscheidung rechtfertigt nach Auffassung des Gerichts ein Vorgehen gegen die anderen Ferngasunternehmen. Die Rechtsbeschwerde zum BGH wurde vom OLG Düsseldorf zugelassen.⁷⁶

Die Förderung von Erdgas in Deutschland wird von vier Konzernen betrieben. Das dominierende Unternehmen hat einen Anteil von knapp über 70 Prozent⁷⁷.

Die Förderung sank im Jahr 2005 um 3,4 Prozent auf 184 Mrd. kWh. Damit beträgt der Anteil der inländischen Förderung rd. 16 Prozent am inländischen Erdgasaufkommen. Gleichzeitig sanken die Reserven um sechs Prozent und haben eine statische Reichweite von zurzeit etwa 13 Jahren. Auf Grund des hohen Preisniveaus sowohl von Erdgas als auch Erdöl und dem Einsatz von verbesserten Technologien bei der Erschließung und Ausbeutung besteht die Erwartung, dass in Deutschland neue Lagerstätten erschlossen und bestehende Lagerstätten intensiver genutzt werden können. Die sinkende Erdgasproduktion wurde durch zusätzliche Importe insb. aus Norwegen und den sonstigen EU-Ländern ausgeglichen, so dass das Erdgasaufkommen in Deutschland (ohne Speichersaldo) um 0,2 Prozent gestiegen ist.

	2004 Mrd. kWh	Veränderung zu 2003 in %	2005 Mrd. kWh	Veränderung zu 2004 in %
Inländische Erdgasförderung	190	-7,5	184	-3,4
Import	942	6,4	950	0,9
Erdgasaufkommen⁷⁸	1.132	3,7	1.134	0,2
Export	90	14,7	101	11,8
Speichersaldo ⁷⁹	-25		12	-
Inlandsverbrauch	1.017	-0,5	1.045	2,7

Tabelle 44: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch 2004/2005⁸⁰

Die Exporte von Erdgas stiegen 2005 um 11,8 Prozent. Bei einem positiven Speichersaldo von 12 Mrd. kWh (Veränderung zum Vorjahr + 37 Mrd. kWh - d.h. Speicherentnahme) erhöhte sich der Inlandsverbrauch um 2,7 Prozent auf 1.045 Mrd. kWh.

⁷⁶ Textbeitrag Bundeskartellamt.

⁷⁷ Vgl. LBEG Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2005, 2006.

⁷⁸ ohne Speichersaldo.

⁷⁹ Minuszeichen = Injektion in Speicher.

⁸⁰ Vgl. Energiebilanz Gas 1998-2005 BMWI/BAFA 03/2006.

Erdgasförderung, -Import, -Export und -Verbrauch

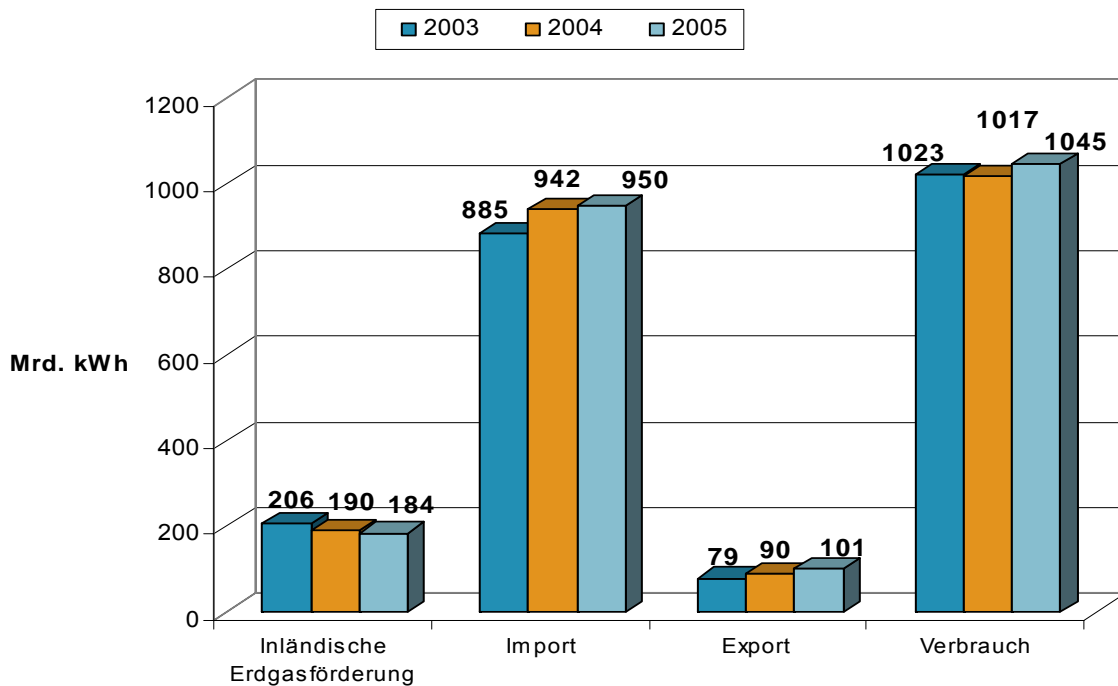


Abbildung 35: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch⁸¹

Durch die unterschiedlichen Qualitäten (Energiegehalt) des Erdgases und sonstiger Besonderheiten des Marktes gibt es erhebliche Schwierigkeiten einheitliche und valide Daten zu erhalten. Die Monitoringabfrage zu diesem Thema konnte, trotz fast 100-prozentiger Beantwortung, nicht zur Verifizierung der Marktdaten herangezogen werden. Auf eine weitergehende Darstellung der im Wege des Monitoring erhobenen Daten zu den Produktions- und Importkapazitäten wird daher verzichtet.

	2004 Anteil in %	2005 Anteil in %
Deutschland	17	16
Niederlande	18	18
Norwegen	26	27
Russland	36	35
Sonstige	3	4

Tabelle 45: Struktur des Erdgasaufkommens in Deutschland nach Herkunftsland (ohne Speichersaldo)⁸²

⁸¹ Dito.

⁸² Vgl. Energiebilanz Gas 1998-2005 BMWI/BAFA 03/2006.

Struktur des Erdgasaufkommens in Deutschland nach Herkunftsland

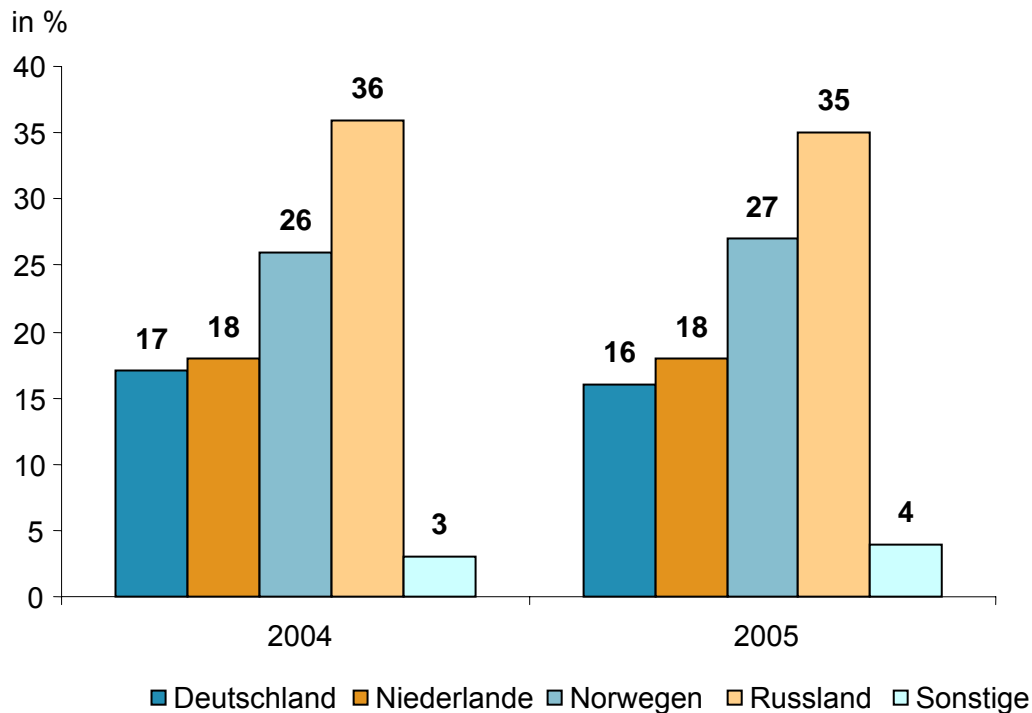


Abbildung 36: Struktur des Erdgasaufkommens in Deutschland nach Herkunftsland

Auf Grund der unterschiedlichen Datengrundlagen und der unterschiedlichen Herangehensweisen der verschiedenen Untersuchungen kann es zu leicht unterschiedlichen Daten kommen.

Die Importe für Deutschland werden zu über 90 Prozent von fünf großen Ferngasgesellschaften realisiert. Transitmengen kommen aus Russland, Norwegen und den Niederlanden und gehen im Wesentlichen nach Frankreich, Italien und Großbritannien. Der Anteil von Erdgas am insgesamt rückläufigen Primärenergiemarkt stieg von 22,4 Prozent in 2004 auf 22,7 Prozent in 2005.⁸³

Prognosen gehen davon aus, dass der Erdgasverbrauch und der Anteil des Erdgases am Primärenergiemarkt durch den verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme (u.a. KWK-Anlagen) in den nächsten Jahren weiter steigt (vgl. Kapitel 5.2.1).

4.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches

4.2.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches

Innerhalb des vertikal gegliederten Verteilungssystems in der Gaswirtschaft unterscheidet das Bundeskartellamt sachlich die Märkte für die Belieferung von Weiterverteilern und Endabnehmern. Dabei wird nach Darstellung des Bundeskartellamtes die Belieferung von Weiterverteilern unterteilt nach der erstmaligen Belieferung von Weiterverteilern durch überregionale Ferngasunternehmen (Gasproduzenten und Gasimporteure) und auf der zweiten Stufe die Belieferung von Weiterverteilern (in der Regel Stadtwerke) durch die auf der ersten Stufe von überregionalen Ferngasunternehmen belieferten Weiterverteiler (regionale Ferngasunternehmen). Diese Differenzierung auf der Weiterverteilerstufe ist aus Sicht des Bundes-

⁸³ Vgl. BMWI: „Energiedaten“ – Energieträger März 2006.

kartellamtes sachlich gerechtfertigt.⁸⁴ Die besonderen Leistungen der überregionalen Ferngasunternehmen, nämlich die Einfuhr größerer Gasmengen aus Erzeugerländern, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch das Vorhalten der Anlagen, die für die Einfuhr, den Langstreckentransport über Hochdruckleitungen und die Erbringung von Dienstleistungen an ihre Abnehmer (zum Beispiel Speicherung) erforderlich sind, werden von den regionalen Ferngasunternehmen in der Regel nicht erbracht. Hinzu kommt, dass die Mehrzahl der Stadtwerke aufgrund der historischen Entwicklung nicht an das Ferngasnetz der überregionalen Ferngasunternehmen, sondern an dasjenige der regionalen Ferngasunternehmen angeschlossen sind. Aufgrund der nach wie vor unbefriedigenden Durchleitungsbedingungen im Gasbereich entfaltet damit die Stellung des regionalen Ferngasversorgers als Eigentümer der regionalen Ferngasleitungen eine erhebliche Abschottungswirkung gegenüber wettbewerbsbegründenden Durchleitungen von Seiten überregionaler Ferngasunternehmen, die auch auf die sachliche Marktabgrenzung überregionale/regionale Ferngasversorgung durchschlägt. Die Annahme zweier sachlich voneinander abzugrenzender Weiterverteilermärkte in Deutschland steht auch im Einklang mit der ständigen Praxis der EU-Kommission.^{85 86} Gegenstand des nächsten Benchmarkberichtes werden u.a. die konkreten wettbewerblichen Auswirkungen eines neuen Netzzugangsmodells sein.

4.2.2.2 Entwicklung Gaspreis im Großhandelsbereich

Der durch das BAFA⁸⁷ veröffentlichte Grenzübergangspreis ist ein statistischer Durchschnittspreis aller Importe von Gasversorgern in das Bundesgebiet und zeigt den Preis des Erdgases an der deutschen Grenze. Der Grenzübergangspreis folgt in der Regel mit einer gewissen Zeitverzögerung den Preisen für Mineralöl. Der Grenzübergangspreis wird aus der Menge und dem Wert des nach Deutschland importierten Gases gebildet und beinhaltet keine Erdgassteuer. Nach vorläufigen Berechnungen des BAFA lag der Grenzübergangspreis pro TJ Erdgas im Jahr 2005 mit durchschnittlich 4.481 € (dieses entspricht ca. 1,61 ct/kWh) um 36,4 Prozent bzw. 0,43 ct/kWh über dem durchschnittlichen Preis im Jahr 2004 (3.288 €/TJ bzw. ca. 1,18 ct/kWh).⁸⁸

4.2.2.3 Einflussfaktoren Gaspreis

Zu den Einflussfaktoren auf den Gaspreis im Großhandelsmarkt führt das Bundeskartellamt folgendes aus:

Die Berechnung des Gaspreises für Regional- und Weiterverteiler sowie für leistungsgemessene Industriekunden wird nach einem vertraglich vereinbarten Arbeits- und Leistungspreis vorgenommen, wobei der Arbeitspreis an den Preis für leichtes (HEL) und zum Teil schweres Heizöl (HS) gekoppelt (sog. anlegbarer Preis) ist. Die Gas-Ölpreiskopplungsformel ist in ihrer statistischen und zeitlichen Ausprägung unterschiedlich. Üblich ist eine zeitlich verzögerte 6:3:3 Kopplung an den statistisch veröffentlichten Heizölpreis der Rheinschiene (Fachserie 17 Reihe 2 des Statistischen Bundesamtes). Auch wird der Einfluss des HEL-Preises auf den Gasbezugspreis durch einen (modifizierbaren) Anpassungsfaktor relativiert.⁸⁹

⁸⁴ Die Marktabgrenzung und die nachstehenden Ausführungen wurden vom OLG Düsseldorf bestätigt. Vgl. OLG Düsseldorf, B. v. 23.11.2005,

A. VI-2 Kart 14/04 (V), Beschlussausfertigung S. 11.

⁸⁵ Zuletzt: Kommissionsentscheidung vom 17. Dezember 2002 COMP/M. 2822 "ENBW/ENI/GVS" Tz. 13 ff.

⁸⁶ Textbeitrag Bundeskartellamt.

⁸⁷ BAFA: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

⁸⁸ Vgl. www.bafa.de; www.bmwi.de.

⁸⁹ Textbeitrag Bundeskartellamt; Vgl. Bundeskartellamt: Tätigkeitsbericht 2003/2004, BT-Drucksache 15/5790, S. 138 f.

4.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches

4.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches

Die Belieferung von Endkunden wird nach Darstellung des Bundeskartellamtes unterteilt in die Belieferung von Gasgroßkunden (industrielle und gewerbliche Sondervertragskunden) und Gaskleinkunden (HuK⁹⁰-Kunden). Dies ergibt sich in der derzeitigen Marktlage schon aus dem Umstand, dass aus der Gruppe der Endverbraucher gewerbliche/industrielle Großkunden bislang nur die Möglichkeit haben, ihren Lieferanten zu wechseln. Da Gaskosten einen Bestandteil des Kostenmanagements darstellen, sind Großkunden tendenziell preissensibler und entsprechend wechselbereit. Dementsprechend verfügen sie häufig über professionelle Verhandlungsführer im Energieeinkauf. Aufgrund ihrer Abnahmemengen können sie in Bezug auf die Preisstellung Verhandlungspositionen aufbauen. Für HuK-Kunden kommt in der Regel nur die Versorgung zu dem vom örtlichen Versorger veröffentlichten allgemeinen Tarif oder eine tarifliche Sondervereinbarung in Betracht. Eine Reihe von Großunternehmen hat mittlerweile die starren, aus der Zeit der Demarkation stammenden Lieferbeziehungen durchbrochen und den Lieferanten gewechselt. Zum Teil geschieht dies durch Errichtung von Stichleitungen durch den neuen Lieferanten. Dies kommt aus wirtschaftlichen Gründen für HuK-Kunden nicht in Betracht.

Auf beiden Endkundenmärkten bestehen zwar bei der Erzeugung von Prozesswärme, Raumwärme und der Warmwasserbereitung Substitutionsbeziehungen zwischen den Energieträgern Gas, Heizöl, Kohle und – teilweise – Strom. Sobald die jeweiligen Endabnehmer sich jedoch für einen Energieträger entschieden haben, sind diese für einen erheblichen Zeitraum (10 bis 15 Jahre) gebunden und können nicht mehr ohne erhebliche Kosten zu einer alternativen Energieart wechseln. Vor diesem Hintergrund ist auch auf den Endverbrauchermarkt ausschließlich auf Gas abzustellen.⁹¹ Eine Belieferung der Kunden durch reine Handelsunternehmen – wie z.T. im Elektrizitätsmarkt in Deutschland bereits erfolgt – ist bislang wenig ausgeprägt. Es gibt weder eine Gasbörse, noch bildet sich ein Gaspreis durch Angebot und Nachfrage. Solche fehlenden Rahmenbedingungen sowie fehlende handelbare Gasmengen lassen die Etablierung einer Handelsstufe bislang nicht zu.

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt die sachlich relevanten Gasmärkte regional nach den Netzgebieten der beteiligten Unternehmen ab. Denn obwohl mit der Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts nunmehr ein gesetzliches Instrumentarium zur Erzwingung von Durchleitungen besteht, ist an dieser räumlichen Marktabgrenzung noch festzuhalten. Eine Änderung der durch regional begrenzte Märkte bestimmten Marktverhältnisse tritt nicht notwendigerweise bereits mit der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingung ein. Maßgeblich ist vielmehr die Entwicklung der tatsächlichen Marktverhältnisse.⁹² Der Prozess der Gasmarktöffnung ist bisher äußerst schleppend verlaufen.⁹³

Da nach Darstellung des Bundeskartellamtes die Gas-Kleinkundenmärkte netzbezogen abzugrenzen sind, hat dies in aller Regel zur Folge, dass das netzbetreibende Versorgungsunternehmen nahezu die gesamte Nachfrage der an dieses Netz angeschlossenen Kunden auf sich zieht und damit keinem wesentlichen Wettbewerb im Sinne von § 19 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 GWB ausgesetzt ist oder zumindest nach den Kriterien des § 19 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 GWB eine übertragende Marktstellung besitzt.⁹⁴

⁹⁰ HuK: Haushalt und Kleingewerbe.

⁹¹ So auch BGH WuW/E DE-R 1006, 1009 *"Fernwärme Börsen"*.

⁹² Vgl. Entscheidung des Bundesgerichtshofs vom 4. November 2003 *"Strom und Telefon I"*, in der dies (S. 12 der Beschlussausfertigung) im Hinblick auf den Stromkleinkundenmarkt unter Bezugnahme auf die Entscheidung *"Stromversorgung Aggertal"* (WuW/E DE-R 24, 27) erneut herausgestellt wird; OLG Düsseldorf WuW/E DE-R 1639, 1642 f. *"Mainova/Aschaffener Versorgungs GmbH"*.

⁹³ Vgl. Europäische Kommission, Energy Sector Inquiry – Issues Paper v. 15.12.2005, S. 2ff. sowie OLG Düsseldorf, B. v. 23.12.2005, VI-2 Kart 14/04 (V), Beschlussausfertigung S. 21.

⁹⁴ Textbeitrag Bundeskartellamt.

Lieferantenwechsel

Mit den Fragebögen an die Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen (VNB Gas) und die Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen (FNB), wurden die Daten für den Lieferantenwechsel der Letztverbraucher erhoben. Im Zuge der Monitoringabfrage sind 617 beantwortete Fragebögen von den VNB Gas und 24 beantwortete Fragebögen von den FNB ausgewertet worden. Dabei wurde von drei Unternehmen sowohl der Fragebogen für VNB Gas als auch für FNB beantwortet. Die Summe von 638 Unternehmen entspricht einem Anteil von 86,33 Prozent an den insgesamt 739 Gasnetzbetreibern (Stand 22.05.2006) in Deutschland. Die gesamte Entnahmemenge von Letztverbrauchern in 2005 beträgt in den Netzbereichen der erfassten FNB 246,07 TWh und in den Netzbereichen der erfassten VNB Gas 644,41 TWh. Die Summe von 890,48 TWh entspricht einem Anteil von 85,23 Prozent an dem gesamten inländischen Erdgasverbrauch von 1.044,84 TWh (3.761.430 TJ) in 2005 gemäß den Angaben des BMWi und BAFA.⁹⁵

Die befragten FNB und VNB Gas haben die Entnahmemengen von Letztverbrauchern in ihrem Netzbereich für die in der nachstehenden Tabelle 46 aufgeführten drei Kundenkategorien angegeben. Bei der Einordnung der Kunden in die jeweiligen Kategorien sollte die Gesamtabnahmemenge eines Kunden berücksichtigt werden. Sofern zusammengefasste Daten bei den Gasnetzbetreibern vorlagen, waren mehrere Lieferstellen eines Kunden („Bündelkunden“) bei der Eingruppierung in die einzelnen Kundenkategorien zusammengefasst zu betrachten. Dabei haben sich für die Entnahmemengen in 2005 folgende aufsummierte Werte in den einzelnen Kategorien ergeben. Der jeweilige prozentuale Anteil an der gesamten Entnahmemenge von Letztverbrauchern ist für die summierten Entnahmemengen der FNB und VNB Gas ebenfalls aufgeführt (s. Fußnote 4, S. 13).

Kategorie	Summe Entnahmemengen VNB Gas 2005 in TWh	Summe Entnahmemengen FNB 2005 in TWh	Summe Entnahmemengen VNB Gas+FNB 2005 in TWh	Anteil an Gesamtsumme VNB Gas+FNB in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)	288,75	2,07	290,82	34,95
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr bis zu 10.000 MWh/Jahr)	110,25	5,97	116,22	13,97
Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)	186,97	238,03	425,00	51,08
Gesamtsumme⁹⁶	585,97	246,07	832,04	

Tabelle 46: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

⁹⁵ Vgl. www.bmwi.de.

⁹⁶ Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien mit einem Summenwert von 832,04 TWh zur erfassten Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern in Höhe von 890,48 TWh basiert auf nicht übermittelten Daten für die Entnahmemengen in den einzelnen Kategorien und Abweichungen zwischen der Summe der von den Netzbetreibern angegebenen Einzelwerte in den Kategorien und der jeweiligen Gesamtsumme.

Darüber hinaus haben die befragten Gasnetzbetreiber die Menge der Lieferantenwechsel in 2005 in ihrem Netzbereich für die jeweiligen drei Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle 47 aufgelisteten Summenwerte für die FNB und die VNB Gas in den einzelnen Kategorien ergeben. Der jeweilige prozentuale Anteil der Lieferantenwechsel an der gesamten Entnahmemenge der FNB und VNB Gas in der jeweiligen Kategorie ist ebenfalls aufgeführt.

Kategorie	Summe Lieferantenwechsel VNB Gas 2005 in GWh	Summe Lieferantenwechsel FNB 2005 in GWh	Summe Lieferantenwechsel VNB Gas+FNB 2005 in GWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie VNB Gas+FNB in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)	26,18 ⁹⁷	0,00	26,18	0,01
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr bis zu 10.000 MWh/Jahr)	133,58	7,38	140,96	0,12
Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)	2.401,85	739,47	3.141,32	0,74
Gesamtsumme	2.561,61	746,85	3.308,46	0,40

Tabelle 47: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Damit tritt die höchste Wechselquote mit 0,74 Prozent in der Kategorie „Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)“ auf. Die Wechselquoten in den Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr bis zu 10.000 MWh/Jahr)“ sowie „Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)“ sind mit 0,12 Prozent bzw. 0,01 Prozent deutlich niedriger. Die Gesamtsumme der Lieferantenwechsel von 3,31 TWh bezogen auf die Gesamtabnahmemenge von 832,04 TWh führt zu einer durchschnittlichen Wechselquote von 0,4 Prozent.

Absatzmengen Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Der Fragebogen für die Großhändler und Lieferanten wurde von insgesamt 521 Unternehmen für den Bereich Gas beantwortet. Unter Großhändlern werden gemäß § 3 Nr. 21 EnWG natürliche oder juristische Personen mit Ausnahme von Betreibern von Fernleitungs- sowie Gasverteilernetzen verstanden, die Energie zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen. Hierbei ist zu beachten, dass auch Handelsunternehmen der großen Versorgungsunternehmen mit erfasst sind. Unter Lieferanten werden Unternehmen verstanden, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Gas gerichtet ist.

Die im Rahmen des Monitoring erfassten Großhändler und Lieferanten haben in 2004 eine Menge von 815,92 TWh und in 2005 von 826,32 TWh an Letztverbraucher abgesetzt. Dies entspricht einem Anteil von 80,2 Prozent in 2004 bzw. 79,09 Prozent in 2005 am gesamten

⁹⁷ Die angegebene Menge für Lieferantenwechsel von Haushalten und Kleingewerbe resultiert i.w. aus einer Netzübertragung auf Grund von einer Konzessionsentscheidung.

inländischen Erdgasverbrauch von 1.017,38 TWh (3.662.563 TJ) in 2004 bzw. 1.044,84 TWh (3.761.430 TJ) in 2005, gemäß den Angaben des BMWi und BAFA.⁹⁸

Der Absatz der Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher teilt sich dabei in die einzelnen Kundenkategorien wie in Tabelle 48 dargestellt auf. Bei der Einordnung der Kunden in die jeweiligen Kategorien sollte die Gesamtabnahmemenge eines Kunden berücksichtigt werden. Sofern zusammengefasste Daten bei den Großhändlern und Lieferanten vorlagen, waren mehrere Lieferstellen eines Kunden („Bündelkunden“) bei der Eingruppierung in die einzelnen Kundenkategorien zusammengefasst zu betrachten.

Kategorie	Summe Absatzmengen 2004 in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Summe Absatzmengen 2005 in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)	265,98	33,82	265,79	32,88
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr und bis zu 10.000 MWh/Jahr)	101,55	12,91	102,41	12,67
Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)	331,66	42,17	343,06	42,44
Gaskraftwerke	87,36	11,11	97,08	12,01
Gesamtsumme⁹⁹	786,55		808,34	

Tabelle 48: Summierte Absatzmengen Letztverbraucher in 2004 und 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Den größten Anteil am gesamten Absatz der erfassten Großhändler und Lieferanten in 2005 weist damit die Kategorie „Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)“ mit 42,44 Prozent vor der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)“ mit 32,88 Prozent auf. Die Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr und bis zu 10.000 MWh/Jahr)“ und „Gaskraftwerke“ weisen mit 12,67 Prozent bzw. 12,01 Prozent geringere Anteilswerte an der gesamten Absatzmenge an Letztverbraucher auf.

Vertragswechsel

Mit der Monitoringabfrage wurden die von den Großhändlern und Lieferanten Gas durchgeführten Vertragswechsel erfasst. Hier sollten die Mengen in den einzelnen Kundenkategorien angegeben werden, bei denen die Kunden mit dem bestehenden Lieferanten günstigere (Sonder-)Vertragskonditionen abgeschlossen haben. Diese Erhebung der Vertragswechsel hat zu dem in der nachstehenden Tabelle 49 dokumentierten Ergebnis geführt (s. Fußnote 5, S. 14 und Fußnote 7, S. 18).

⁹⁸ Vgl. www.bmwi.de.

⁹⁹ Die Abweichungen der Gesamtsummen der einzelnen Kategorien mit Summenwerten von 786,55 TWh in 2004 und 808,34 TWh in 2005 zu den Gesamtabsatzmengen an Letztverbraucher in Höhe von 815,92 TWh in 2004 und 826,32 TWh in 2005 basieren im Wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Entnahmemengen in den einzelnen Kategorien durch die antwortenden Großhändler und Lieferanten Gas.

Kategorie	Summe Vertragswechsel 2004 in TWh	Anteil an Absatzmenge in Kategorie in Prozent	Summe Vertragswechsel 2005 in TWh	Anteil an Absatzmenge in Kategorie in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)	2,58	0,97	3,46	1,30
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr und bis zu 10.000 MWh/Jahr)	2,57	2,53	5,35	5,22
Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)	65,75	19,82	54,0	15,74
Gaskraftwerke	6,57	7,52	13,48	13,89
Gesamtsumme	77,47	9,85	76,29	9,44

Tabelle 49: Vertragswechsel Letztverbraucher in 2004 und 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Die von Vertragswechseln erfasste Gasmenge hat in 2005 gegenüber 2004 um 1,18 TWh von 77,47 TWh auf 76,29 TWh abgenommen. Im Verhältnis zur erfassten Gesamtabatzmenge an Letztverbraucher sank die Vertragswechselquote von 9,85 Prozent auf 9,44 Prozent. Die Summe der Vertragswechsel liegt damit weit über der in der Tabelle 47 dargestellten Summe der Lieferantenwechsel. Die höchsten Vertragswechselquoten weisen die Kategorien „Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)“ und „Gaskraftwerke“ mit einem prozentualen Anteil der Vertragswechsel in 2005 von 15,74 bzw. 13,89 Prozent an der gesamten angegebenen Absatzmenge in diesen Kategorien auf. In den Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr und bis zu 10.000 MWh/Jahr)“ sowie „Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)“ sind die Vertragswechselquoten mit 5,22 bzw. 1,3 Prozent deutlich geringer.

Anteile der größten Unternehmen

Die drei größten Unternehmen weisen gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten Gas eine Absatzmenge von insgesamt 308,8 TWh an Letztverbraucher in 2005 auf, was einem Anteil von rund 29,6 Prozent am gesamten inländischen Erdgasverbrauch von 1.044,84 TWh in 2005 gemäß Angaben des BMWi und des BAFA entspricht.¹⁰⁰ Dabei wurden die Absatzmengen der beherrschten (konsolidierten) Unternehmen nach der Dominanzmethode¹⁰¹ dem beherrschenden Unternehmen zugeordnet. Bei Anwendung der Dominanzmethode weisen in 2005 drei Unternehmen einen Anteil von jeweils mindestens fünf Prozent, bezogen auf die Absatzmenge an Letztverbraucher, auf.

In der folgende Tabelle werden die Anteile der drei größten Unternehmen in den Kategorien „Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)“, „Mittelgroßer Industrie- und

¹⁰⁰ Vgl. www.bmwi.de (Energiestatistik).

¹⁰¹ Die Dominanzmethode ordnet die Absatzmenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu. Dann allerdings erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet. Vgl. hierzu auch Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; IWE Working Paper Nr. 02 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg, S. 5.

Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr und bis zu 10.000 MWh/Jahr), „Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)“ und Gaskraftwerke gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten Gas dargestellt. Dabei wurde ebenfalls die Dominanzmethode verwendet. Zur Ermittlung der korrekten Anteile wurde die erfasste Gesamtabsatzmenge in den einzelnen Kategorien entsprechend des Verhältnisses des gesamten inländischen Erdgasverbrauches von 1.044,84 TWh in 2005 gemäß Angaben des BMWi und des BAFA¹⁰² zur erfassten Gesamtabsatzmenge an Letztverbraucher von 808,34 TWh (vgl. Tabelle 48) hochgerechnet.

Die Untersuchungen zu den Anteilen der drei größten Unternehmen bezogen auf die Absatzmengen an Letztverbraucher, stellen nur Anhaltswerte dar, da in einer ersten Analyse nur die wesentlichen Beteiligungen der Unternehmen berücksichtigt worden sind.

Kategorie	Summe Absatzmengen 2005 in TWh	Hochgerechnete Summe Absatzmengen 2005 in TWh	Summe Absatzmengen der drei größten Unternehmen 2005 in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)	265,79	343,55	88,35	25,7
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (> 300 MWh/Jahr und bis zu 10.000 MWh/Jahr)	102,41	132,37	34,25	25,9
Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)	343,06	443,43	180,44	40,7
Gaskraftwerke	97,08	125,48	51,16	40,8
Gesamtsumme	808,34	1044,84	308,8¹⁰³	29,6

Tabelle 50: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen 2005 nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas unter Verwendung der Dominanzmethode

Marktbeteiligung neuer/nicht-nationaler Unternehmen

Unter den 521 Unternehmen, die den Fragebogen Großhändler und Lieferanten Gas beantwortet haben, sind zwei nicht-nationale Unternehmen, deren Hauptsitz außerhalb Deutschlands liegt und die seit der Liberalisierung (29.04.1998) neu auf den Gasmarkt in Deutschland eingetreten sind. Von diesen beiden Unternehmen weist ein Unternehmen auch Absatzmengen an Letztverbraucher auf. Über die gesamte Anzahl der nicht-nationalen Unternehmen, die derzeit auf dem Gasmarkt in Deutschland aktiv sind bzw. den Markteintritt versuchen, liegen derzeit keine verwertbaren Angaben vor.

Mit der Monitoringabfrage wurden die befragten deutschen Großhändler und Lieferanten auch nach der Beteiligung von nicht-nationalen Unternehmen, d.h. von Unternehmen mit Hauptsitz außerhalb Deutschlands, an ihrem Unternehmen gefragt. Dabei haben 13 Unternehmen angegeben, dass an ihrem Unternehmen ein nicht-nationales Unternehmen beteiligt ist.

¹⁰² Vgl. www.bmwi.de.

¹⁰³ Die Abweichung der Summe der einzelnen Kategorien zur Gesamtsumme basiert auf nicht übermittelten Daten für die Entnahmemengen in den einzelnen Kategorien durch die antwortenden Unternehmen. Zudem sind die drei größten Unternehmen in den einzelnen Kategorien nicht immer identisch.

Vom BNE wurden drei neue nationale Unternehmen benannt, die als Lieferanten auf dem deutschen Gasmarkt tätig sind und bei denen von einer Unabhängigkeit von in- und ausländischen Gasnetzbetreibern ausgegangen werden kann.

4.2.3.2 Entwicklung Gaspreis im Einzelhandelsbereich

Mit der Monitoringabfrage wurde das aktuelle Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) in ct/kWh der Großhändler und Lieferanten Gas für die nachstehend aufgeführten Kundenkategorien gemäß Eurostat-Definition erhoben. Dabei waren ggf. Mittelwerte für die entsprechende Kundenkategorie anzugeben. Ferner war eine geschätzte Aufteilung in Netzkosten, Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge, Abgaben (Konzessionsabgabe) und Steuern (Erdgas- und Umsatzsteuer) vorzunehmen. Der Wert für Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge errechnete sich aus der Subtraktion von dem Gesamtwert - Netzkosten - Abgaben - Steuern.

Das aktuelle Einzelhandelspreisniveau war für folgende Eurostat-Kundenkategorien aufzuführen:

- I4-1: Jahresverbrauch 116.300 MWh; jährliche Inanspruchnahme 250 Tage, (4.000 Stunden)
- I1: Jahresverbrauch 116,3 MWh; keine jährliche Inanspruchnahme, ggf. 115 - 200 Tage
- D3: Jahresverbrauch 23.260 KWh (Ausstattung: Kochen, Warmwasserbereitung und Zentralheizung)

In den Tabellen 51, 52 und 53 werden die Ergebnisse der Erhebung des Einzelhandelspreisniveaus für die drei Eurostat-Kundenkategorien I4-1, I1 und D3 aufgeführt. Die Kundenkategorien I4-1 und I1 sind dem Industriebereich zuzurechnen und die Kundenkategorie D3 dem Haushaltsbereich. Der arithmetische Mittelwert ist der Mittelwert der eingegangenen Antworten für die einzelnen Preisbestandteile bzw. des Gesamtpreisniveaus ohne Berücksichtigung der angegebenen Absatzmengen der Unternehmen in den einzelnen Kategorien. Dabei wurde für jeden einzelnen Preisbestandteil und für den Gesamtwert der jeweilige Mittelwert separat gebildet. Bei der Ermittlung des mengengewichteten Mittelwertes wurde der Mittelwert unter Berücksichtigung der Absatzmenge an Letztverbraucher des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2005 gemäß der Einteilung in Tabelle 48 berechnet. Dabei wurde der Abnahmefall I4-1 den Kategorien „Große und sehr große Industriekunden (> 10.000 MWh/Jahr)“ sowie „Gaskraftwerke“ und die Abnahmefälle I1 und D3 der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger)“ zugeordnet.

In der Kategorie I4-1 hat die Auswertung der eingegangenen Fragebögen zu dem in der folgenden Tabelle 51 dargestellten Ergebnis geführt. Die Auswertung basiert für die Kategorie I4-1 auf 98 Unternehmen, die in dieser Kategorie Angaben geleistet haben.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Netzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte ohne Konzessionsabgabe) in ct/kWh	0,30	6,52	0,30	7,00
Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten) in ct/kWh	3,20	69,57	2,96	69,09
Abgaben (Konzessionsabgabe) in ct/kWh	0,03	0,65	0,004	0,09
Steuern (Erdgassteuer inkl. Rabatte und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,07	23,26	1,02	23,81
Gesamt in ct/kWh¹⁰⁴	4,55		4,28	

Tabelle 51: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie I4-1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau liegt in der Kategorie I4-1 bei 4,55 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 4,28 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Der Preisbestandteil „Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge“ weist mit 69,57 bzw. 69,09 Prozent den weitaus größten prozentualen Anteil an dem Gesamtwert auf. Die Steuern bilden mit 23,26 bzw. 23,81 Prozent den weiteren größeren Preisbestandteil. Die Netzkosten liegen bei 6,52 bzw. 7 Prozent des Gesamtpreises.

Für die Kategorie I1 führte die Auswertung der eingegangenen Fragebögen zu dem in der folgenden Tabelle 52 dargestellten Ergebnis. Die Auswertung basiert dabei für die Kategorie I1 auf 286 Großhändlern und Lieferanten, die in dieser Kategorie Angaben vorgenommen haben.

¹⁰⁴ Die auftretenden Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und der angegebenen Gesamtsumme basieren auf den Unternehmensangaben, bei denen die angegebenen Gesamtsummen teilweise nicht mit der Summe der Einzelwerte übereinstimmten.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Netzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte ohne Konzessionsabgabe) in ct/kWh	1,07	18,67	1,03	18,17
Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten) in ct/kWh	3,33	58,12	3,27	57,67
Abgaben (Konzessionsabgabe) in ct/kWh	0,10	1,75	0,07	1,23
Steuern (Erdgassteuer inkl. Rabatte und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,23	21,47	1,24	21,87
Gesamt in ct/kWh¹⁰⁵	5,69		5,67	

Tabelle 52: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie I1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau liegt in der Kategorie I1 bei 5,69 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 5,67 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Dabei bilden die „Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge“ für diesen Abnahmefall mit 58,12 bzw. 57,67 Prozent den größten Gesamtpreisbestandteil. Die Steuern bilden mit 21,47 bzw. 21,87 Prozent den zweitgrößten Anteil am Gesamtwert. Der Anteil der Netzkosten am Gesamtpreis beträgt 18,67 bzw. 18,17 Prozent.

In der Kategorie D3 sind Angaben von 385 Großhändlern und Lieferanten eingegangen. Die Auswertung der von den befragten Großhändlern und Lieferanten eingegangenen Antworten stellt die Tabelle 53 dar.

¹⁰⁵ Dito.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Netzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte ohne Konzessionsabgabe) in ct/kWh	1,37	22,03	1,35	21,99
Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten) in ct/kWh	3,40	54,66	3,34	54,40
Abgaben (Konzessionsabgabe) in ct/kWh	0,14	2,25	0,10	1,63
Steuern (Erdgassteuer inkl. Rabatte und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,31	21,06	1,32	21,50
Gesamt in ct/kWh¹⁰⁶	6,17		6,14	

Tabelle 53: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie D3 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Das Einzelhandelspreisniveau liegt für den Abnahmefall D3 bei 6,17 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 6,14 ct/kWh Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge“ mit 54,66 bzw. 54,4 Prozent. Die beiden weiteren größeren Preisbestandteile sind die Netzkosten mit 22,03 bzw. 21,99 Pro-zent sowie die Steuern mit 21,06 bzw. 21,50 Prozent.

4.2.3.3 Einflussfaktoren Gaspreis

Zu den Einflussfaktoren auf den Gaspreis im Einzelhandelsmarkt führt das Bundeskartellamt folgendes aus:

Die nicht individuell abgeschlossenen standardisierten Gasverträge für Privat- und Kleingewerbekunden beinhalten keine unmittelbare Anbindung an den Ölpreis, folgen jedoch den Preisanpassungsklauseln für den Arbeitspreis des Lieferanten. Die Gaspreise setzen sich aus Arbeitspreis und Grundpreis zusammen. Der Grundpreis ist - ähnlich dem Leistungspreis - das Entgelt für das dem Kunden eingeräumte Recht, die Versorgungseinrichtung und –leistung ohne zeitliche Einschränkung in Anspruch zu nehmen. Die Gaspreise der örtlichen Versorgungsunternehmen, die keiner Preisgenehmigung unterliegen, decken neben der Marge die Gasbeschaffungskosten, die Netz- und Vertriebskosten und staatliche Abgaben (Mehrwertsteuer, Energiesteuer und Konzessionsabgaben) ab. Die Entwicklung der Preise (Index der Erzeugerpreise) für Erdgas (Verteilung) ist in der Fachserie 17 Reihe 2 des Statistischen Bundesamtes veröffentlicht.¹⁰⁷

¹⁰⁶ Die auftretenden Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und der angegebenen Gesamtsumme basieren auf den Unternehmensangaben, bei denen die angegebenen Gesamtsummen teilweise nicht mit der Summe der Einzelwerte übereinstimmen.

¹⁰⁷ Textbeitrag Bundeskartellamt.

5 Versorgungssicherheit

5.1 Versorgungssicherheit Elektrizität

5.1.1 Bereitstellung von notwendigen Informationen

Nach § 12 Abs. 1 EnWG haben die ÜNB die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundpartnern zu regeln. Dazu setzen alle ÜNB im synchron betriebenen UCTE¹⁰⁸-Netzverbund die so genannte Leistungs-Frequenzregelung ein. Dazu werden zunächst alle jeweils am Vortag bis 14.30 Uhr von den Händlern bei den jeweiligen ÜNB anzumeldenden Fahrpläne saldiert und das Ergebnis mit allen anderen ÜNB im Verbundnetz abgeglichen. Das Resultat bilden Austauschfahrpläne, die für jede Viertelstunde des Ausführungstages die geplanten Stromtransporte über die Regelzongrenzen hinweg beschreiben. Zum Vergleich der tatsächlichen physikalischen Lastflüsse mit den Werten der Austauschfahrpläne sowie zur Messung der Abweichung der aktuellen Frequenz vom Sollwert 50 Hz werden Leistungsfrequenzregler eingesetzt. Der lokale Einsatz von Regelenergie gleicht die auftretenden Abweichungen von den Sollwerten aus. Die für die Umsetzung dieses Verfahrens in den deutschen Regelzonen geltenden Regeln sind insb. den Abschnitten 2.3, 3, 4 und 6 des TransmissionCode 2003 zu entnehmen.

§ 12 Abs. 2 des EnWG verpflichtet die ÜNB gegenüber Betreibern von technisch mit ihrem Übertragungsnetz verbundenen Übertragungsnetzen zur Bereitstellung der Informationen, die für die Sicherstellung eines sicheren und effizienten Betriebs, des koordinierten Ausbaus und des Verbunds notwendig sind. Zu den von den ÜNB ausgetauschten Informationen zählen bedarfs- und fallbezogene wie beispielsweise Planungsinformationen, aber auch regelmäßig auszutauschende Informationen wie beispielsweise Online-Informationen.

Für den koordinierten Ausbau der Netze führen die ÜNB Abstimmungsgespräche mit allen benachbarten Netzbetreibern durch. Neben der gegenseitigen Information über aktuelle Netzentwicklungen und Planungsprojekte werden hierbei auch gemeinsame Projekte abgestimmt, die über die eigene Regelzone hinausgehen oder zumindest das Nachbarnetz beeinflussen. Für die übergeordnete Abstimmung innerhalb der UCTE werden von allen ÜNB zudem so genannte Long-term Reference Models (LTRM) übermittelt, die nach der Aggregation zur Abbildung eines zukünftigen Netzes in drei bis fünf Jahren verwendet werden und den Netzbetreibern in der UCTE zur Verfügung gestellt werden. Die Abstimmung der Ausschaltplanung von Betriebsmitteln erfolgt jährlich, monatlich und wöchentlich, sowie im Einzelfall (z. B. bei Änderungen) auch täglich mit den benachbarten Netzbetreibern.

Für die DACF¹⁰⁹ erfolgt am Tag zuvor eine Lastflussprognose für jede Stunde des Folgetages. Diese 24 Datensätze werden zur Ermittlung von Netzengpässen an die Etrans (unabhängige Koordinierungsstelle für den UCTE-Netzbetrieb) übermittelt. Die ermittelten stündlichen Datensätze werden den ÜNB für eine weitere Auswertung wieder zur Verfügung gestellt.

Zur Fahrplanabstimmung führen die ÜNB mehrmals täglich Regelzonenaustauschprogramme durch, anhand derer überprüft werden kann, ob die Fahrpläne auf der anderen Seite der Fahrplangrenze mit den Anmeldungen für die eigene Regelzone identisch sind. Schalterstellungen und Messwerte (Strom und Spannung) von Leitungen und Transformatoren in den Nachbarschaftsbereichen der Netze tauschen die ÜNB ständig online untereinander aus, so dass sie in der Lage sind, jeweils benachbarte Netzbereiche online abzubilden. Des Weiteren tauschen die ÜNB u.a. auch Informationen über Topologieänderungen, geplante Abschaltungen von Erzeugungseinheiten, ermittelte NTC¹¹⁰-Werte, Fahrplanwerte für Basisszenarien, Lastflussinformationen, den Regelzonen überschreitenden Minutenreserveeinsatz, Schnapp-

¹⁰⁸ UCTE: Union for the Coordination of Transmission of Electricity.

¹⁰⁹ DACF: Day Ahead Congestion Forecast.

¹¹⁰ NTC: Net Transfer Capacity.

schüsse nach besonderen Netzsituationen, sowie zweimal jährlich Referenzdatensätze und Schnappschüsse (jeweils min. und max. Einspeisewerte von Kraftwerken) aus.

§ 12 Abs. 4 EnWG verpflichtet die Betreiber von Erzeugungsanlagen, Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Lieferanten von Elektrizität die Informationen, die notwendig sind, damit die Übertragungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können, den ÜNB unverzüglich bereitzustellen. Die von den Betreibern von Erzeugungsanlagen und den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen bereitzustellenden Informationen richten sich insb. nach den jeweils geltenden Netzanschluss- und/oder Netznutzungsregeln, den technischen Mindestanforderungen und den entsprechenden Musterverträgen der ÜNB, die auf der jeweiligen Internetseite abgerufen werden können, sowie auch nach den Regelungen im TransmissionCode 2003. Zu den bereitzustellenden Daten zählen unter anderem auch Online-Daten aus dem Anlagenbetrieb (z.B. aktuelle Messwerte für Wirk- und Blindleistung), Schalterstellungen, Fahrpläne und Absprachen zu Wartungs- und Umbauarbeiten in den jeweiligen Netzen. Lieferanten von Elektrizität haben nach § 5 StromNZV Fahrpläne anzumelden. Über weitere, von Lieferanten zur Verfügung zu stellende Informationen, haben die ÜNB keine Angaben vorgenommen.

5.1.2 Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage

Aktueller Erzeugungsmix und voraussichtliche Entwicklungen

Die folgende Tabelle stellt nach Angaben des VDEW/VDN die Zusammensetzung der Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung in 2005 nach Energieträgern dar. Dabei wird unterschieden nach der Netto-Stromerzeugung mit/ohne private Einspeisungen. Die Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung lag in 2005 ohne private Einspeisungen bei 498,2 TWh und mit privaten Einspeisungen bei 535,6 TWh.

Energie-träger	ohne Einspeisungen Privater in TWh	%	mit Einspeisungen Privater in TWh	%
Kernenergie	154,6	31,0	154,6	28,9
Braunkohle	140,2	28,1	140,2	26,2
Steinkohle	110,6	22,2	110,6	20,6
Mineralöl- produkte	3,5	0,7	3,5	0,7
Erdgas	52,3	10,5	52,3	9,8
Wasser	24,5	4,9	27,3	5,1
Wind	0,4	0,1	26,5	4,9
sonstige regenerative Energien	3,5	0,7	12,1	2,2
Übrige	8,6	1,8	8,6	1,6
Insgesamt	498,2	100,0	535,6	100,0

Tabelle 54: Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung 2005 (vorläufig)

Entsprechend der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 lag die gesamte inländische Kraftwerksleistung bei 119,4 GW. Die Jahreshöchstlast 2005 trat am Donnerstag, den 15. Dezember um 17.45 Uhr auf und war mit 76,7 GW um rund 0,6 Prozent bzw. 0,5 GW niedriger als die Jahreshöchstlast 2004 in Höhe von 77,2 GW vom 16. Dezember um 18.00 Uhr. Die nach VDN- und UCTE-Leistungsbilanzsystematik zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 verfügbare Kraftwerksleistung betrug 82,7 GW.¹¹¹ In den kommenden drei Jahren rechnen VDEW/VDN mit einem Lastzuwachs von 0,5 Prozent pro Jahr.

Die gesamte Nettostromerzeugung der im Rahmen des Monitoring erfassten 84 Erzeuger lag 2004 bei 480,29 TWh und 2005 bei 475,03 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 89,94 Prozent in 2004 bzw. 88,63 Prozent in 2005 an der gesamten Netto-Stromerzeugung der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung einschließlich privater Einspeisungen in Höhe von 534 TWh in 2004 und 536 TWh in 2005 gemäß Angaben des VDEW.¹¹² Ohne Berücksichtigung der privaten Einspeisungen betragen die Anteile der erfassten Erzeugungsmengen bei einer Netto-Stromerzeugung der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung von 495,9 TWh in 2004 und 498,2 TWh in 2005 gemäß VDEW-Angaben rund 96,85 Prozent (2004) bzw. 95,35 Prozent (2005).

Mit der Monitoringabfrage wurden die Erzeuger nach den bevorstehenden Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten mit einer Netto-Leistung von mindestens 25 MW gefragt. Dabei sind von den Unternehmen Angaben zu geplanten Investitionen für den Zeitraum 2006 bis 2016 vorgenommen worden. Bei den geplanten Investitionen wurde erfasst, ob die Investition bereits unternehmensintern sowie –extern genehmigt und der Bau bereits begonnen wurde. Allerdings wurde hier nicht zwischen Ersatzinvestitionen und zusätzlicher Nettokapazität unterschieden. Auch liegen z.Zt. Genehmigungen für nur 6,4 GW vor. Dabei hat die Abfrage von 84 Erzeugungsunternehmen das in der folgenden Tabelle 55 aufgeführte Ergebnis geliefert, das die Summe der geplanten Erweiterungen bzw. der Neubauten der Netto-Leistung in MW im entsprechenden Zeitraum zeigt. Die Angaben zu den genehmigten Investitionen stellen dabei Teilmengen der Angaben zu den insgesamt geplanten Investitionen dar und die Angaben zu den sich tatsächlich im Bau befindlichen Projekten sind Teilmengen der genehmigten Investitionen.

Zeitraum	Summe geplante Investitionen insgesamt in MW	Summe unternehmensintern und -extern genehmigte Investitionen in MW	Summe tatsächlich im Bau befindliche Projekte in MW
2006-2008	3.346	3.085	1.661
2006-2016	23.227	6.447	3.936

Tabelle 55: Übersicht bevorstehende Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten

Im Zeitraum 2006 bis 2008 liegt damit der Anteil der insgesamt geplanten Investitionen von 3,35 GW bei 2,81 Prozent der gesamten inländischen Kraftwerksleistung von 119,4 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005. Bei insgesamt geplanten Investitionen von 23,23 GW für den Zeitraum 2006 bis 2016 beträgt dieser Anteil 19,46 Prozent.

Neben den geplanten Investitionen wurden von den Erzeugern auch Angaben zu den in 2005 tatsächlich in Auftrag gegebenen Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten abgefragt. Weiterhin wurde ermittelt, ob Kraftwerke in 2005 fertig gestellt und an das Netz gegangen sind oder vom Netz genommen wurden. In der folgenden Tabelle 56 sind die entsprechenden Ergebnisse mit der jeweiligen Summe der Netto-Leistung in MW dargestellt, wobei nach den eingesetzten Primärenergieträgern unterschieden wird. Zusätzlich ist in der Tabelle 56 auf-

¹¹¹ Vgl. VDN: VDN Jahresbericht 2005, 2006, S. 31; VDN: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004, 2005, S. 2.

¹¹² Vgl. www.strom.de.

geführt, welchen Anteil Kraft-Wärme-Kopplung an der Gesamtsumme der Netto-Leistung in der jeweiligen Kategorie aufweist.

Eingesetzte Primärenergie	Summe beauftragte Investitionen in 2005 in MW	Summe fertiggestellte und an das Netz gegangene Kraftwerksleistungen in 2005 in MW	Summe vom Netz genommene Kraftwerksleistungen in 2005 in MW
Kohle und Öl	2.100	1.850	1.343
Erdgas	2.342	1.790	385
Kernenergie	0	0	340
Erneuerbare Energien	0	43	0
Sonstige	31	57	0
Gesamtsumme	4.473	3.740	2.068
Kraft-Wärme-Kopplung (von Gesamtsumme)	1.561	3.715	1.728

Tabelle 56: Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten und vom Netz genommene Kraftwerksleistungen in 2005 für Kraftwerke mit einer Netto-Leistung von mindestens 25 MW

Von den in 2005 beauftragten Investitionen von insgesamt 4.473 MW wurden in 2005 bereits 741 MW fertig gestellt. Dieser Wert von 741 MW ist in den oben aufgeführten Daten sowohl bei den beauftragten Investitionen als auch bei den fertig gestellten und an das Netz gegangenen Kraftwerken enthalten.

Wie in der Tabelle 56 aufgeführt, weisen damit bis auf Kernenergie die aufgeführten Energieträger einen positiven Saldo bei der Gegenüberstellung der Netto-Leistung der fertig gestellten und an das Netz gegangenen Kraftwerke gegenüber den vom Netz genommenen Kraftwerken auf. Insgesamt stieg nach der vorliegenden Erhebung die installierte Netto-Leistung für Kraftwerke mit einer Netto-Leistung von mindestens 25 MW in 2005 um 1.672 MW. Entsprechend der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland stieg die gesamte inländische Kraftwerksleistung von 114,6 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004 um 4,8 GW auf 119,4 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005.¹¹³

Die Bundesnetzagentur steht insbesondere mit den ÜNB und potentiellen Kraftwerksinvestoren in engem Kontakt, um den raschen und diskriminierungsfreien Anschluss neuer Kapazitäten zu gewährleisten.

Die folgende Tabelle beinhaltet gemäß Erhebungen des VDEW eine nach Energieträgern aufgeteilte Darstellung der in 2005 gesamten installierten Netto-Engpassleistung. Dabei wird zwischen der allgemeinen Versorgung und der gesamten Elektrizitätswirtschaft unterschieden. Demnach lag in 2005 die Netto-Engpassleistung der allgemeinen Versorgung bei 101,7 GW und der gesamten Elektrizitätswirtschaft bei 132,3 GW. In 2004 lagen diese Werte gemäß VDEW-Angaben bei 101,1 GW für die allgemeine Versorgung und 129,1 GW für die gesamte Elektrizitätswirtschaft. Bei der gesamten Elektrizitätswirtschaft werden zu den Kapazitäten der Allgemeinen Versorgung die privaten Einspeiser (Windparks, Biomasseanlagen, Photovoltaikanlagen etc.) und Industriekraftwerke hinzugerechnet. Die Differenz der vom VDEW

¹¹³ Vgl. VDN: VDN Jahresbericht 2005, 2006, S. 31; VDN: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004, 2005, S. 2.

angegebenen Werte zur Netto-Engpassleistung zu der gesamten inländischen Kraftwerksleistung gemäß den Erhebungen des VDN liegen in den Unterschieden bei der Ermittlung der Leistungswerte begründet. So wurden bei der Leistungsermittlung des VDN für Industriekraftwerke nur vertraglich gesicherte Leistungen eingerechnet sowie bei EEG-Anlagen nur ein bestimmter Prozentsatz der Leistung.

Kapazitäten	2005	
	allgemeine Versorgung einschl. DB AG ¹¹⁴ [in MW]	Gesamte Elektrizitätswirtschaft [in MW]
Netto-Engpassleistung	101.653	132.265
davon:		
Kernenergie	20.343	20.343
Braunkohle	19.700	20.200
Steinkohle	25.025	27.525
Erdgas	16.860	20.660
Öl	6.000	6.680
Pumpspeicher	5.710	5.710
Lauf- und Speicherwasser	4.215	4.680
Wind	200	18.437
Biomasse*	251	1.481
Photovoltaik	15	1.115
Sonstige regenerative Energien	0	0
Übrige	3.334	5.434

* einschl. Klär-, Deponie- und Biogas, Quelle: VDEW

Tabelle 57: Netto-Engpassleistung in Deutschland 2005 in MW

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 ergaben sich nach Erhebungen des VDN im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik folgende prozentuale Anteile der installierten Leistung der Kraftwerkstypen an der gesamten installierten Kraftwerksleistung:

- Wasserkraft: ca. 8 Prozent
- Kernkraft: ca. 17 Prozent
- Konventionelle Wärmekraft: ca. 59 Prozent
- Erneuerbare Energieträger (ohne Wasser): 16 Prozent

Im Rahmen der Erhebungen für die Leistungsbilanz-Vorschau 2006 bis 2015 wurden folgende Werte ermittelt:

¹¹⁴ DB AG: Deutsche Bahn AG.

	2007	2010	2015
Wasserkraft	7 %	7 %	7 %
Kernkraft	17 %	14 %	9 %
Konventionelle Wärmekraft	58 %	57 %	55 %
Erneuerbare Energieträger (ohne Wasser)	18 %	22 %	29 %

Tabelle 58: Leistungsbilanz-Vorschau bis 2015¹¹⁵

Da den Angaben die installierte Leistung zugrunde liegt, ergibt sich nach VDEW/VDN ein starker Anstieg des Anteils erneuerbarer Energieträger (insbesondere 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.

Für die Jahre 2007 bis 2009 wird vom VDEW/VDN ein Gesamtinvestitionsvolumen von schätzungsweise 13 – 15 Mrd. Euro für Erzeugung und Netzinfrastruktur sowie bebaute Grundstücke, Betriebs- und Geschäftsausstattung, Zähler- und Messwesen erwartet.

Obwohl die großen Stromversorgungsunternehmen die Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten angekündigt haben, ist aus Sicht des Bundeskartellamtes mittelfristig nicht mit einem steigenden Angebot an Strom zu rechnen. Auf der einen Seite dienen die neu zu errichtenden Anlagen überwiegend dem Ersatz von bestehenden Anlagen, zum anderen haben die großen Stromversorgungsunternehmen kein Interesse daran, neue Erzeugungskapazitäten zu schaffen, die ggf. das bestehende hohe Preisniveau gefährden könnten. So liegen dem Bundeskartellamt Hinweise dazu vor, dass Strategien (z.B. Standortsicherung) verfolgt werden, um bei Wettbewerbern die Entstehung neuer Stromerzeugungskapazitäten zu verhindern.

Die Nachfrage nach Strom ist relativ unelastisch, sie steigt darüber hinaus seit einigen Jahren leicht an. Der Nettostromverbrauch der Allgemeinen Versorgung ist gemäß VDEW-Angaben von 508,7 TWh (2003) auf 516,2 TWh (2004) um 1,5 Prozent und von 516,2 TWh (2004) auf 519,8 TWh (2005) um weitere 0,7 Prozent gestiegen, ein Ende dieses Trends ist derzeit nicht zu verzeichnen.¹¹⁶

5.1.3 Versorgungsstörungen

Anders als in vielen europäischen Nachbarländern kann eine übergreifende Überwachung der Versorgungsqualität bzw. -zuverlässigkeit in Energieversorgungsnetzen in Deutschland nicht auf eine lange Tradition zurückblicken. So hat der VDN erstmals im Herbst 2005 auf Basis einer Beteiligung von knapp 70 größeren Netzbetreibern Kennzahlen zur Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2004 veröffentlicht. Aufgrund der Netzabdeckung von grob 50 Prozent können diese Kennzahlen als durchaus repräsentativ angesehen werden. Mit einer mittleren Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Duration Index, SAIDI) bei ungeplanten Unterbrechungen von 22,9 Minuten pro Letztverbraucher und Jahr (sowie 6,5 Minuten bei geplanten Unterbrechungen) weist Deutschland im internationalen Vergleich niedrige Werte auf. Gleiches gilt für die Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI) mit 0,44 ungeplanten und 0,04 geplanten Versorgungsunterbrechungen pro

¹¹⁵ Quelle: VDEW/VDN.

¹¹⁶ Textbeitrag Bundeskartellamt.

Letztverbraucher und Jahr. Voraussichtlich im Herbst 2006 wird der VDN die aktualisierten Kennzahlen für das Jahr 2005 veröffentlichen.

Seit In-Kraft-Treten des novellierten EnWG im Juli 2005 sind Netzbetreiber verpflichtet, Versorgungsunterbrechungen für Letztverbraucher in ihrem Netz an die Bundesnetzagentur zu melden. Die Bundesnetzagentur hat hierzu im März 2006 präzisierende und konkretisierende Vorgaben zu Inhalt und Form der ihr zu meldenden Daten zu Versorgungsunterbrechungen veröffentlicht.

Demzufolge sind die Netzbetreiber verpflichtet, zukünftig Daten zu Versorgungsunterbrechungen in dem von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Format zu erfassen und an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die Vorgaben orientieren sich an den gängigen internationalen Standards und Empfehlungen (u.a. CEER-Empfehlungen). Aus den Daten zu Versorgungsunterbrechungen sollen die bekannten Kenngrößen zur Versorgungszuverlässigkeit ermittelt werden.

Erfahrungen in anderen Ländern zeigen, dass die Erfassung von Versorgungsunterbrechungen und die Übermittlung an den Regulierer erst nach einer Start- und Lernphase zu einer belastbaren und aussagekräftigen Basis für die Bestimmung der Kenngrößen zur Versorgungszuverlässigkeit führen. Da die präzisierenden Vorgaben der Bundesnetzagentur zudem erst ab März 2006 gelten, ist somit insb. für das Startjahr 2005 nur mit einer eingeschränkten Datenqualität zu rechnen. Geplant ist, die Kenngrößen zur Versorgungszuverlässigkeit zukünftig jährlich zu ermitteln. Darüber hinaus befasst sich die Bundesnetzagentur mit der statistischen Erhebung der Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG. Weiterhin haben die Netzbetreiber, für die die Bundesnetzagentur zuständige Regulierungsbehörde ist, die Verpflichtung Großstörungen (nach § 13 EnWG Versorgungsstörung für lebenswichtigen Bedarf) unverzüglich bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. In 2005 betraf dies nur den mehrtägigen Stromausfall im Münsterland nach dem 25.11.2005. Die Frage, ob der Netzbetreiber seiner Verpflichtung zur sicheren Stromversorgung und der hierzu erforderlichen Sorgfaltspflicht ausreichend nachgekommen ist, war Gegenstand einer gesonderten Untersuchung. Im Rahmen dieser Maßnahme wurde ein technisches Gutachten an die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung vergeben. Im Ergebnis zeigt sich, dass der wesentliche Grund für das Umbrechen von 83 Masten extremer Nassschnee in großen Mengen, bei sturmartigem Wind, war. Der für die Untersuchung ausgewählte Mast brach bei siebenfacher Überlast durch spröden Bruch einer Thomasstahldiagonalen. Die Eigenschaften von Thomasstahl können entsprechend alte und unsanierte Masten zu einem möglichen Risiko für die Versorgungssicherheit machen. Daher wird mit allen Netzbetreibern geklärt, inwieweit deren Netze saniert werden müssen. Ein weiterer Themenschwerpunkt sind Fragen rund um die Normung des VDE im Freileitungsbau. Eine sachgerechte Normenanpassung und eine Sanierung alter Masten sind im Rahmen wirtschaftlich vertretbarer Konzepte erforderlich. Sowohl das Gutachten als auch der Untersuchungsbericht wurden Anfang Juni 2006 der Öffentlichkeit auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zugänglich gemacht.

5.1.4 Schwachstellenanalyse, Netzzustand und –ausbauplanung

Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind nach § 13 Abs. 7 EnWG verpflichtet, zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf deren Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen. Die ÜNB müssen die Bundesnetzagentur jährlich bis zum 31. August über das Ergebnis der Schwachstellenanalyse und die notwendigen Maßnahmen unterrichten. In 2005 wurden der Bundesnetzagentur erstmals die Schwachstellenanalysen der ÜNB vorgelegt. Diese beinhalteten sowohl netz- und marktbezogene Maßnahmen als auch Anpassungsmaßnahmen. Innerhalb der Schwachstellenanalyse wurde zwischen Maßnahmen bei Nichteinhaltung des Leistungsgleichgewichts und Frequenzabweichungen und Maßnahmen bei Verletzung bzw. zu besorgender Verletzung der Betriebsparameter Spannung und Strom unterschieden.

Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind darüber hinaus gemäß § 12 Abs. 3a EnWG verpflichtet, jährlich einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen. Die ÜNB mussten der Bundesnetzagentur erstmals zum Februar 2006 diese Berichte vorlegen. Da die Bundesnetzagentur nach § 12 Abs. 3a S. 3 EnWG Dritten auf Antrag Zugang zu den vorgenannten Berichten zu gewähren hat, sofern ein berechtigtes Interesse des Antragstellers vorliegt, wurden im März 2006 um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassungen angefordert. Der hierbei von den ÜNB angelegte unterschiedliche Maßstab der vorgenommenen Schwärzungen sowie die Abstimmung von wesentlichen Mindestanforderungen an den Inhalt der Berichte waren Gegenstand einer Diskussion zwischen der Bundesnetzagentur und den ÜNB. Die im Anschluss an die Diskussion geforderten Anpassungen wurden von den ÜNB weitestgehend mit den zum 28.04.2006 vorgelegten überarbeiteten Fassungen der Berichte erfüllt. Insbesondere die gegenwärtige Schwärzungspraxis und deren Rechtfertigung wird von der Bundesnetzagentur derzeit weiter geprüft.

Die Grundlagen der Netzausbauplanung finden sich im TransmissionCode 2003¹¹⁷. Zum Teil ermitteln die ÜNB die erforderlichen Investitionen in die Netzinfrastruktur durch die Ausschreibung von Studien. Die Erweiterung bzw. der Ausbau bestehender Netzinfrastruktur in den jeweiligen Regelzonen ist notwendig, wenn die Nachfrage der Marktteilnehmer nach Übertragungskapazität beispielsweise durch Anschluss neuer Kraftwerke bzw. Kunden steigt.

Zu den Parametern, die bei Entscheidungen über Investitionen in neue Verbindungsleitungen oder über die Erweiterung bereits bestehender Verbindungsleitungen berücksichtigt werden müssen, zählen Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit, technische Aspekte sowie gesetzliche Vorgaben (EnWG, EEG, Verordnung (EG) 1228/2003). Die ÜNB unterscheiden dabei nicht nach nationalen und grenzüberschreitenden Projekten und sie nehmen auch keine Priorisierung der Parameter vor.

In 2005 haben die deutschen ÜNB insgesamt rd. 643 Mio. € in die Netzinfrastruktur investiert und damit mehr als in den vorangegangenen drei Jahren ausgegeben. Nachdem die Investitionen der Stromversorger in Fortleitung und Verteilung etwa seit Mitte der 90er Jahre tendenziell rückläufig sind, scheint sich hier eine Trendwende anzudeuten. Einen Trend zu höheren Investitionen, v.a. im Bereich Ausbau und Erneuerung, lassen die Planwerte für 2006 erkennen. Bei den für das Jahr 2006 angegebenen rd. 800 Mio. € handelt es sich um Planwerte der ÜNB, die im Laufe des Jahres noch Änderungen unterliegen können. Für den Zeitraum von 2007 bis 2015 planen die deutschen ÜNB zum gegenwärtigen Zeitpunkt Ausgaben in Höhe von ca. 2.703 Mio. € für Ausbau und Erneuerung der Netzinfrastruktur. Davon sind rd. 1.584 Mio. € für Erneuerungsmaßnahmen und rd. 1.119 Mio. € für Ausbaumaßnahmen vorgesehen.

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind gemäß §§ 11 ff. EnWG verantwortlich für die Sicherheit und Zuverlässigkeit ihres Netzes. Zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen gemäß § 14 Abs. 1 S. 4 i.V.m. § 13 Abs. 7 EnWG dann eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf dieser Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen, wenn dies von der Regulierungsbehörde angefordert wird. Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 8 EnWG waren die Verteilernetzbetreiber aufgefordert mitzuteilen, ob sie sich bereits mit den Anforderungen einer Schwachstellenanalyse auseinandergesetzt haben und welche Maßnahmen zur Beseitigung einer Versorgungsstörung Anwendung finden.

Eine Schwachstellenanalyse im Verteilernetz haben sich 58,5 Prozent der befragten Unternehmen vorgenommen. (vgl. nachstehende Tabelle). 39,6 Prozent der Betreiber von Verteilernetzen haben sich damit noch nicht auseinandergesetzt. Lediglich 1,9 Prozent der Unternehmen machten keine Angaben.

¹¹⁷ Vgl. VDN: TransmissionCode 2003, 08/2003.

Ja	Nein	keine Angabe
58,5 %	39,6 %	1,9 %

Tabelle 59: Auseinandersetzung mit der Schwachstellenanalyse

Mit einer Schwachstellenanalyse sollte sich möglichst jeder Verteilernetzbetreiber auseinandersetzen. Dieses Instrument bietet die Gelegenheit, mögliche schwerwiegende Versorgungsstörungen zu erkennen und im Fall eines Auftretens durch einen geeigneten Maßnahmenplan zu verhindern.

Im Falle einer Gefährdung bzw. Störung der Elektrizitätsversorgung gemäß § 14 Abs. 1 i.V.m. § 13 EnWG gehören zu den häufigsten angewendeten Maßnahmen im Verteilernetz:

- Schalthandlungen im Netz,
- sofortige Reparatur,
- Netzertüchtigungen bzw.
- Einsatz von Notstromaggregaten.

5.2 Versorgungssicherheit Gas

5.2.1 Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage

Die folgende Tabelle stellt nach Erhebungen des BGW die Entwicklung des gesamten inländischen Gasverbrauches sowie der Gewinnungskapazität in Deutschland bis zum Jahre 2010 dar. Demnach ist gegenüber 2005 eine Steigerung des gesamten inländischen Gasverbrauches bis 2010 um rund 10 Mrd. m³ zu erwarten, während die inländische Gewinnungskapazität um 0,8 Mrd. m³ abnehmen wird.

	Gesamter inländischer Gasverbrauch (in Mrd. m ³)	Inländische Gewinnungskapazität (in Mrd. m ³)
2000	94,3	20,1**
2004	101,9	19,5**
2005	101,6	18,8**
2006 geschätzt	106***	18,5***
2008 geschätzt	109***	18***
2010 geschätzt	112*	18*

* Quelle: Prognos, ** Quelle: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, *** Quelle: Schätzung BGW

Tabelle 60: Entwicklung des gesamten inländischen Gasverbrauches und der inländischen Gewinnungskapazität

Nordeuropäische Gaspipeline

Am 08.09.2005 haben die OAO Gazprom, BASF AG und E.ON AG eine Grundsatzvereinbarung zum Bau der „Nordeuropäischen Gasleitung“ durch die Ostsee unterzeichnet. An der „North European Gas Pipeline Company“ (Gründung 02.12.2005 in der Schweiz) ist OAO Gazprom mit 51 Prozent, BASF und E.ON mit jeweils 24,5 Prozent beteiligt. Die Gaspipeline wird nach derzeitiger Planung über 1200 km von Vyborg an der Ostseeküste nach Greifswald geführt werden. In der ersten Ausbaustufe (ein Rohrleitungsstrang) soll die Gaspipeline über eine Transportkapazität von 27,5 Mrd. m³ pro Jahr verfügen. Die Planung sieht einen zweiten Rohrleitungsstrang vor, der die Kapazität verdoppeln würde. Das Gas soll aus dem sibirischen Erdgasfeld Yushno Russkoje kommen, an dem sich die E.ON AG mit 25 Prozent minus eine Aktie beteiligt hat. Auch die BASF-Tochter Wintershall AG ist an zwei westsibirischen Gasfeldern in Russland beteiligt. Der geplante Bau der Pipeline wird eine zusätzliche Liefermöglichkeit für russisches Erdgas bieten, wodurch die Liefersicherheit für Deutschland und Europa verbessert und ein Beitrag zur Absicherung des zu erwartenden Mehrbedarfs in den nächsten zehn bis 20 Jahren geleistet werden könnte.

LNG – Liquefied Natural Gas

In Deutschland spielt Liquefied Natural Gas (LNG) noch keine Rolle, da die Versorgung mit Erdgas durch Eigenförderung und Pipeline-Erdgas gesichert ist. Im Zuge der Debatte um die Versorgungssicherheit zur Jahreswende 2005/2006 vor dem Hintergrund der Lieferengpässe von russischem Erdgas aufgrund der Auseinandersetzungen zwischen Russland und einigen osteuropäischen Erdgastransitländern wurde auch in Deutschland der Rückgriff auf Flüssigerdgas zur Diversifizierung der Bezugsquellen und zur Vermeidung einseitiger Abhängigkeiten verstärkt ins Gespräch gebracht. Aus diesem Grund wird derzeit der Bau des LNG-Terminals in Wilhelmshaven von der Deutschen Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mbH (DFTG) erneut geprüft. Die E.ON Ruhrgas AG hält 78 Prozent der Anteile an der DFTG. Das geplante LNG-Terminal in Wilhelmshaven ist für eine Gesamtkapazität von 10 Mrd. m³ pro Jahr ausgelegt. Die erste Stufe mit einer Kapazität von fünf Mrd. m³ pro Jahr könnte bis 2010 fertig gestellt werden. Der Bau des Terminals würde die Beschaffungsseite in Deutschland auf eine breitere Basis stellen, zumal die Eigenversorgung immer weiter zurückgehen wird. Deutsche Firmen verhandeln zudem mit Gate Terminal B.V. über Buchungen langfristiger Kapazitäten, bzw. wollen sich an dem geplanten Regasifizierungs-Terminal in Rotterdam beteiligen.

5.2.2 Systemverantwortung, Schwachstellenanalyse und Netzausbauplanung

Mit der Monitoringabfrage zum Themenbereich Systemverantwortung und Versorgungssicherheit wurde das Ziel verfolgt, einen hinreichenden Überblick über die Maßnahmen der Gasnetzbetreiber zu bekommen, die diese durchgeführt oder geplant haben, um ihrer Systemverantwortung nachzukommen und Versorgungsstörungen zu vermeiden. Hierfür wurden drei verschiedene Gruppen befragt.

Gruppe 1	Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen
Gruppe 2	Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen
Gruppe 3	Großhändler und Lieferanten

Tabelle 61: Befragte Marktteilnehmer zur Systemverantwortung und Versorgungsstörungen

Marktbezogene Maßnahmen

Laut § 16 Abs. 1 i.V.m. § 16a EnWG können sowohl netz-, als auch marktbezogene Maßnahmen von örtlichen Gasverteilernetzbetreibern eingesetzt werden, um ihrer Systemverantwortung nachzukommen. Die gängigsten marktbezogenen Maßnahmen sind im EnWG bereits aufgeführt. Insgesamt haben 617 „Betreiber von Gasnetzen, die der örtlichen Verteilung dienen“ einen ausgefüllten Fragebogen zurückgesandt. 4,2 Prozent der Antwortenden gaben an,

in 302 Fällen im Jahr 2005, marktbezogene Maßnahmen angewandt zu haben. Dies lässt den Schluss zu, dass derartige Maßnahmen selten zum Einsatz kommen. Die Verteilung der eingesetzten Maßnahmen ist in der folgenden Abbildung 37 dargestellt. Vor allem die „vertraglichen Regelungen über eine Abschaltung“ werden als häufigstes Mittel eingesetzt, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

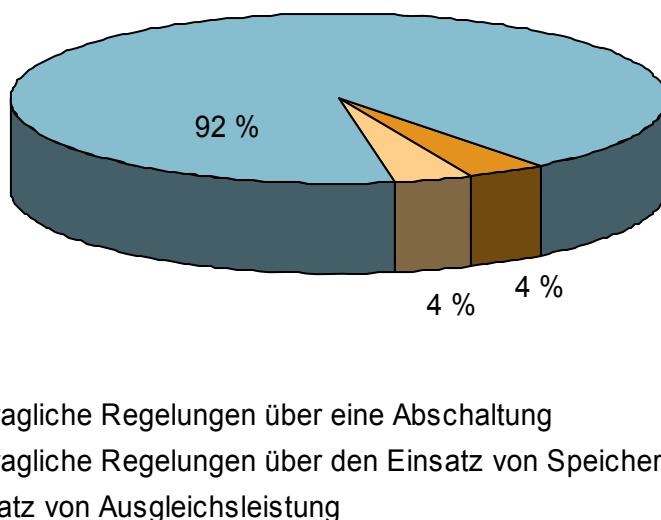


Abbildung 37: Angewandte marktbezogene Maßnahmen von örtlichen Gasverteilernetzbetreibern

Neben diesen Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 16a EnWG waren in zwei Fällen weitere Anpassungen gemäß § 16 Abs. 2 EnWG erforderlich. Hiervon waren insgesamt 6.712 Kunden betroffen. Bereits jetzt gaben acht Netzbetreiber an, dass auch im laufenden Kalenderjahr Anpassungen erforderlich sein werden oder in der ersten Jahreshälfte 2006 Anwendung fanden.

In der Vergleichsgruppe „Großhändler und Lieferanten“ haben insgesamt vier Befragte angegeben, im letzten Jahr von Anpassungen gemäß § 16 Abs. 2 EnWG betroffen gewesen zu sein. Nur ein Unternehmen hat den betroffenen Händler nicht im Voraus, wie im § 16 Abs. 2 S. 2 EnWG i.V.m. § 16a EnWG gefordert, über diese Maßnahme informiert.

Die Betreiber von „Gasnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen“, haben im vergangenen Jahr keine marktbezogenen Maßnahmen nach § 16 Abs.1 EnWG oder weitergehende Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG vorgenommen.

Netzbezogene Maßnahmen

Die netzbezogenen Maßnahmen wurden in einer offenen Frage ohne vorgegebene Antwortmöglichkeiten abgefragt. Da bei dieser Frageform, wegen der fehlenden Vorgaben, womöglich nur zu einem geringen Teil Antworten gegeben wurden, ist eine Darstellung der Anzahl der abgegebenen Antworten nicht repräsentativ. Aus den gegebenen 606 Einzelantworten (Mehrfachangaben waren möglich) der Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen lassen sich zwei Kategorien mit jeweils drei Gruppen bilden, wie in folgender Tabelle ersichtlich und mit Beispielen erläutert ist. Daneben gaben 27 Netzbetreiber an, dass sie keine Maßnahmen vorsehen „da sie keine Fernleitungsnetzbetreiber sind“, obwohl gemäß § 16a EnWG auch Verteilernetzbetreiber zu derartigen Maßnahmen verpflichtet sind.

		Erläuterung
Vorbeugende Maßnahmen	TSM	Ein zertifiziertes TSM (Technisches-Sicherheits-Management) oder jede Vorstufe davon, wie z.B. Handbücher, Notfall-, Einsatz- oder Maßnahmenpläne sind hier einzuordnen.
	Redundanz	Alle Angaben zu Ringnetzen, ein doppelschieniger Stationsaufbau, ein zweiter Einspeisepunkt, Ersatzzeinspeisungen, Speicherausspeisungen sind nur einige Beispiele, um im Falle einer Störung die Versorgung zu gewährleisten.
	Bereitschaftsdienst/ Netzüberwachung	Eine 24 h-Bereitschaft und/oder eine Leitwarte sind wichtige Einrichtungen, um schnell handeln zu können.
Eingreifende Maßnahmen	Druckänderung	Zur Stabilisierung des Netzes ist eine Druckerhöhung möglich. Unter Umständen kann der Druck auch abgesenkt werden, um Reparaturen durchzuführen.
	Abschaltung	a) Um der Systemverantwortung gerecht zu werden, können vertragliche Festlegungen zur Abschaltung zum Einsatz kommen. b) Bei unklaren Fehlerbildern, Gasgeruchsmeldungen, Leckagen oder in Zweifelsfällen wird häufig eine Abschaltung durchgeführt, um Gefahren zu minimieren oder vorzubeugen.
	Reparatur	Auftretende Störungen werden möglichst zeitnah behoben. Bei Reparaturen kann eine Abschaltung eines Versorgungsabschnittes notwendig sein.

Tabelle 62: Netzbezogene Maßnahmen

Der Antwortumfang (53 Einzelantworten, Mehrfachangaben waren möglich) bei den „Betreibern von Gasnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen“, war vor allem durch den deutlich kleineren Kreis der möglichen Befragten (24) wesentlich geringer. Die Antworten glichen denen der örtlichen Verteilernetzbetreiber (Tabelle 62), jedoch lag der Schwerpunkt bei den vorbeugenden Maßnahmen. Nur zwei Netzbetreiber gaben an, „keine“ netzbezogenen Maßnahmen für den Fall einer Gefährdung oder Störung vorzusehen.

Schwachstellenanalyse

Gemäß § 16 Abs. 5 EnWG sind Betreiber von Fernleitungsnetzen verpflichtet, „...jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf dieser Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen...“. Um einen Anhaltspunkt zu haben, inwieweit die Fernleitungsnetzbetreiber dieser Pflicht nachkommen, wurde im Fragebogen an die „Betreiber von Gasnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen“ die Frage gestellt, ob sie mit der Erstellung bereits begonnen haben. Von den antwortenden Unternehmen (24) antworteten 9 mit „ja“ und 15 Unternehmen mit „nein“. Die Netzbetreiber planen, falls angegeben, die Analyse zwischen Juni 2006 und Januar 2007 abzuschließen. Die Bundesnetzagentur fordert alle Fernleitungsnetzbetreiber auf, ihre Verpflichtungen zu erfüllen.

Netzausbaumaßnahmen

Für die Netzausbaumaßnahmen wurde im Rahmen der Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur eine Tabelle vorgegeben, in welcher die Orte des Ausbaus sowie der Stand der Projekte aufgeschlüsselt werden sollten. Von den 24 Netzbetreibern, die den Fragebogen „Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen“ beantwortet haben, teilten 15 mit, dass Sie mittelfristig keine Netzausbaupläne haben. Die restlichen neun planen mittelfristig einen Ausbau oder haben bereits damit begonnen. Die Netzausbaumaßnahmen bezogen sich auf unterschiedlichste Baumaßnahmen.

Im Bereich der Rohrleitungen:

- Maßnahmen zum Aus- und Neubau von Hochdruckleitungen im Bereich der großen Transportleitungen,
- Ertüchtigung (Sanierung und Aufwertung) von Rohrleitungen,
- Umbindungen oder Bypässe zur Veränderung der Netzarchitektur,
- bis hin zur Verlegung von kürzeren Leitungsabschnitten, die zur Einbindung von neu anzuschließenden Kunden und/oder Stationen dienen.

Im Bereich der Gasdruckregelstationen/Gasdruckregelmessstationen wurden mehrere Maßnahmen, z.B. an Übernahmestationen geplant, die ebenfalls im Zusammenhang mit den Rohrleitungsbaumaßnahmen stehen, da eine Druckregelung durch die Baumaßnahme der Rohrleitung erforderlich wurde. In einem ähnlichen Zusammenhang ist auch die Planung/der Bau neuer Verdichterstationen zu sehen. Auch die Erneuerung und der Ausbau der Automatisierungen/Fernsteuerungen einzelner Netzkomponenten werden forciert.

6 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen

6.1 Erfüllung der Verpflichtungen zur Stromkennzeichnung

Gemäß § 42 Abs. 1 i.V.m. § 118 Abs. 4 EnWG sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen seit dem 15.12.2005 verpflichtet, die Vorschriften zur Stromkennzeichnung nach dem EnWG anzuwenden. Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen nunmehr in oder als Anlage zu ihren Stromrechnungen an Letztverbraucher und in ihrem Werbematerial für den Stromverkauf den Anteil der einzelnen Energieträger an dem Gesamtenergieträgermix ausweisen. Die Stromkennzeichnung soll Letztverbraucher von Elektrizität darüber informieren, auf Basis welcher Energieträger die ihnen gelieferte Elektrizität erzeugt worden ist. Der Verbraucher kann sich somit neben den preislichen Merkmalen auch an den Umweltauswirkungen der eingesetzten Primärenergieträger orientieren. Derzeit existieren zwei Umsetzungshilfen (Leitfäden) zu den Stromkennzeichnungspflichten. Diese unterscheiden sich u.a. hinsichtlich der Empfehlung zur Bilanzierung der UCTE-Strommengen und der Darstellung der Stromkennzeichnung.

Eine Empfehlung geht dahin, den UCTE-Strommix¹¹⁸ auf die Energieträger i.S.d. § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG zu bilanzieren. Die andere Umsetzungshilfe empfiehlt die separate Angabe dieser Strommengen aus unbekannter Herkunft mit der Bezeichnung „UCTE-Strommix“. Im Ergebnis bewirken die Umsetzungshilfen ein unterschiedliches Maß an Transparenz. Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 10 EnWG wurden Elektrizitätsversorgungsunternehmen, d.h. Lieferanten und Großhändler, zur Umsetzung der Stromkennzeichnungspflicht befragt. Die nachfolgende Tabelle zeigt, ob hierfür eine Orientierungshilfe Anwendung findet. Mehrfachnennungen werden dabei nicht dargestellt. Der Ausweis des Netzentgelts ist davon ausgenommen.

Umsetzung	Anzahl
gemäß Hilfestellung/Leitfaden VDEW	284
gemäß Hilfestellung/Leitfaden Austrian Power Trading Deutschland (APT)	18
ohne Hilfestellung/Leitfaden	49
keine Antwort	10

Tabelle 63: Umsetzung der Stromkennzeichnungspflichten

Überwiegend findet die Umsetzungshilfe des VDEW Anwendung, nur im geringen Maße wird die Umsetzung unter Zuhilfenahme des Leitfadens von APT oder ohne Hilfestellung vorgenommen. In der Stromwirtschaft wird eine große Bandbreite der Darstellungsmöglichkeiten (z. B. von Fließtext bis Farbdigrammen) angewendet, wobei für die Gestaltung keine gesetzlichen Vorgaben bestehen. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen verwendeten Darstellungsformen, wobei eine Mehrfachnennung möglich war.

¹¹⁸ Statistische Daten über die Stromerzeugung.

Darstellung auf der Rechnung	ja	nein
Fließtext	311	220
Tabelle	169	331
Kreisdiagramm	36	433

Darstellung als Anlage zur Rechnung	ja	nein
Fließtext	108	344
Tabelle	102	345
Kreisdiagramm	88	350

Werbematerial für den Verkauf von Elektrizität	ja	nein
Fließtext	217	258
Tabelle	171	298
Kreisdiagramm	122	338

Tabelle 64: Darstellungsformen der Stromkennzeichnungspflichten

Größte Verbreitung findet dabei der Fließtext auf der Rechnung. Im Werbematerial wird ebenfalls mehrheitlich der Fließtext verwendet, wobei hier auch im stärkeren Umfang Tabellen und Diagramme zur Veranschaulichung genutzt werden.

Nach § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG ist im Rahmen der Stromkennzeichnung zu unterscheiden, wie hoch der verwendete Anteil der einzelnen Energieträger am Gesamtenergieträgermix ist. Explizit sind dabei die Energieträger

- Kernkraft,
- fossile und sonstige Energieträger,
- Erneuerbare Energien

zu unterscheiden. Eine weitergehende Differenzierung der Energieträger wird von 15 Prozent der Befragten vorgenommen. Die Mehrheit von 83 Prozent beschränkt sich jedoch auf die gesetzlich vorgeschriebene Differenzierung. Zwei Prozent der Befragten machten keine Angaben hierzu.

Elektrizitätsmengen, die über eine Strombörse bezogen oder ohne konkreten Herkunftsnachweis von einem Unternehmen mit Sitz außerhalb der Europäischen Union eingeführt werden, können oft bestimmten Energieträgern nicht zugeordnet werden. In diesen Fällen sieht § 42 Abs. 4 EnWG vor, dass hierfür die von der Strombörse oder die von dem betreffenden Unternehmen für das Vorjahr vorgelegten Gesamtzahlen zugrunde gelegt werden. Hilfsweise kann der UCTE-Strommix Verwendung finden. Dieser UCTE-Strommix findet auch für Strommengen Anwendung, die nicht eindeutig erzeugungsseitig einem der in § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG genannten Energieträgern zugeordnet werden können. In diesem Zusammenhang wurden die Unternehmen befragt, wie hoch der Anteil des UCTE-Mix an ihrem Gesamtenergieträgermix ist.

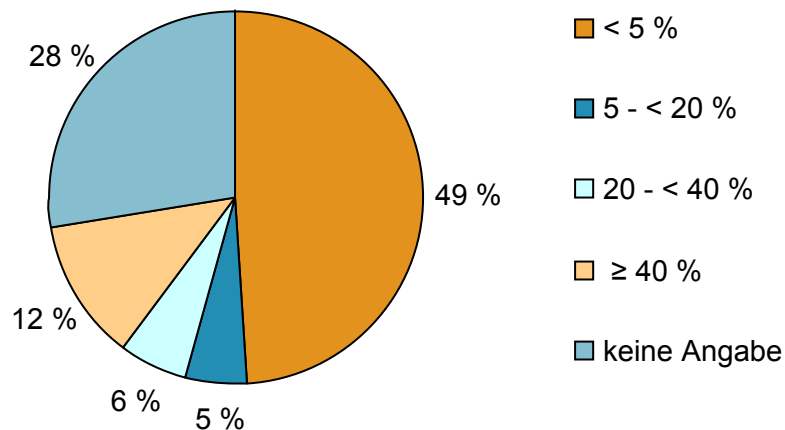


Abbildung 38: Anteil UCTE-Strommix am Gesamtenergieträgermix

Bei 49 Prozent der befragten Unternehmen ist der Anteil des UCTE-Mix kleiner als fünf Prozent. Bei 12 Prozent beträgt der UCTE-Strommix dagegen mehr als 40 Prozent.

Um dem Transparenzgedanken des § 42 EnWG Rechnung zu tragen und dabei sicherzustellen, dass die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen verwendeten Informationen verlässlich sind, vgl. Art. 3 Abs. 6 S. 3 EU-Richtlinie 2003/54/EG, wurde im Rahmen des Monitoring gefragt, wie in der Praxis der Herkunftsnachweis der Elektrizitätsmengen sichergestellt wird.

Sicherstellung des Herkunftsnachweises	Ja	Nein	keine Angabe
Verifikation durch Umweltgutachter	6	433	183
Herkunftsnachweis gemäß Richtlinie 2001/77/EG	18	424	180
RECS-Zertifikate	29	416	177
EECS-Zertifikate	2	438	182
Qualitätszertifikate/Label	41	405	176
Stromlieferverträge mit Zusage der Eigenschaften	348	174	100
Verträge mit Produzenten	106	349	167
Selbstdeklaration von Produzenten	242	246	134
Sonstiges	179	301	142

Tabelle 65: Verifizierung/Deklaration/Herkunftsnachweis der Elektrizitätsmengen für die Stromkennzeichnung

Die Mehrzahl der Elektrizitätsversorgungsunternehmen schließt Stromlieferverträge ab, die eine entsprechende Zusage der Eigenschaften über den Herkunftsnachweis beinhalten. Wie diese Stromverkäufer ihrerseits den Herkunftsnachweis absichern, lässt sich nicht weiter verifizieren. Zwar vertrauen auch 242 der befragten Unternehmen auf die Selbstdeklaration von Produzenten, im gleichen Umfang (246) wird dieser Herkunftsnachweis aber auch verneint. Keine Angaben hierzu machten 134 der befragten Unternehmen. Nur eine geringe Anzahl von Herkunftsnachweisen wird durch Umweltgutachter, Zertifikate oder Qualitätslabels sichergestellt. § 42 Abs. 6 EnWG verpflichtet zur getrennten Ausweisung des Netzentgeltes. Hierzu bestätigten 90 Prozent der Elektrizitätsunternehmen, dass sie dieser gesetzlichen Verpflichtung

nachkommen, sieben Prozent der Elektrizitätsversorgungsunternehmen antworteten, dass sie das Entgelt bisher nicht gesondert ausweisen. Drei Prozent der Unternehmen machten keine Angaben.

6.2 Verbraucheraspekte

Die Bundesnetzagentur führte im Rahmen des Monitoring eine Untersuchung über die wettbewerbliche Entwicklung in den Netzen für Elektrizität und Gas aus Sicht der Haushaltskunden durch. In diesem Zusammenhang wurden Energielieferanten nach der Einhaltung gesetzlicher Vorgaben hinsichtlich Veröffentlichungspflichten bei der Grund- und Ersatzversorgung und inhaltlicher Gestaltung von Energielieferverträgen außerhalb der Grundversorgung näher befragt. Im Einzelnen lauteten die Fragen wie folgt:

- Frage 1: Werden Allgemeine Bedingungen und Allgemeine Preise für die Durchführung der Grundversorgung öffentlich bekannt gegeben und im Internet veröffentlicht?
- Frage 2: Werden für die Ersatzversorgung mit Energie i.S.d. § 38 EnWG gesonderte Allgemeine Preise veröffentlicht?
- Frage 3: Enthalten Lieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung die im § 41 EnWG festgelegten Bestimmungen?
- Frage 4: Werden den Haushaltskunden vor Abschluss eines Liefervertrages außerhalb der Grundversorgung verschiedene Zahlungsmodalitäten angeboten?

Rund 92 Prozent aller Energieversorgungsunternehmen, die für die Durchführung der Grundversorgung in ihrem Netzgebiet zuständig sind, kommen nach eigenen Angaben ihren Veröffentlichungspflichten gemäß § 36 EnWG hinsichtlich der „Allgemeinen Bedingungen“ und der „Allgemeinen Preise für die Versorgung in Niederdruck oder Niederspannung“ nach (siehe Tabelle 66). Dagegen fällt die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten für die Ersatzversorgung deutlich geringer aus (22 Prozent). Weniger als ein Drittel der Grundversorger im Strombereich und weniger als ein Siebtel im Gasbereich kommen ihren Veröffentlichungspflichten hinsichtlich der gesonderten Allgemeinen Preise für die Ersatzversorgung nach (siehe Tabelle 66).

	Strom in %	Gas in %	Energie in %
Veröffentlichung Allgemeiner Bedingungen und Allgemeiner Preise für die Grundversorgung	94	91	92
Veröffentlichung gesonderter Allgemeiner Preise für die Ersatzversorgung	29	14	22

Tabelle 66: Anteil der Energieversorgungsunternehmen, die ihren Veröffentlichungspflichten nachkommen

Auch die inhaltliche Gestaltung der Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung gemäß § 41 EnWG entspricht derzeit nur teilweise den gesetzlichen Vorschriften. Die in Tabelle 67 zusammengefasste Auswertung zeigt deutlich, dass Stromlieferanten die gesetzlichen Vorgaben zur inhaltlichen Gestaltung des Energieliefervertrags häufiger und umfassender umgesetzt haben als Gaslieferanten. Eine geringe Umsetzung (< 60 Prozent) fanden bei Energielieferverträgen von Gaslieferanten insb. die Bestimmungen zum Rücktrittsrecht des Kunden, zur Art und Weise, wie aktuelle Informationen über geltende Tarife erhältlich sind, zu den zu erbringenden Leistungen und zum unentgeltlichen und zügigen Lieferantenwechsel. Auch bei Stromlieferanten wurden die Bestimmungen zum unentgeltlichen und zügigen Lieferantenwechsel nur bedingt umgesetzt (60 Prozent).

	Strom in %	Gas in %
Vertragsdauer	91	72
Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses	91	72
Preisanpassung	90	72
Haftungs- und Entschädigungsregelungen bei Nichteinhaltung vertraglich vereinbarter Leistungen	87	70
Zahlungsweise	87	69
Rücktrittsrecht des Kunden	77	55
Art und Weise, wie aktuelle Informationen über die geltenden Tarife und Wartungsentgelte erhältlich sind	75	57
Zu erbringende Leistungen einschl. angebotene Wartungsdienste	72	55
Unentgeltlicher und zügiger Lieferantenwechsel	60	37

Tabelle 67: Umsetzungsstand gesetzlicher Bestimmungen für die inhaltliche Gestaltung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung nach § 41 EnWG

Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung vor Vertragsabschluss verschiedene Zahlungsmodalitäten anzubieten, ist eine weitere gesetzliche Bestimmung, die sich für Energieversorgungsunternehmen aus § 41 EnWG ergibt. Bezogen auf Strom und Gas bieten bereits 83 Prozent der Energieversorgungsunternehmen Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung verschiedene Zahlungsmodalitäten vor Abschluss des Energieliefervertrages an (siehe Tabelle 68).

	Strom in %	Gas in %	Energie in %
EVU bietet verschiedene Zahlungsmodalitäten vor Vertragsabschluss an	87	78	83

Tabelle 68: Anteil EVU, die Haushaltskunden vor Abschluss eines Liefervertrages außerhalb der Grundversorgung verschiedene Zahlungsmodalitäten anbieten

Die Bundesnetzagentur fordert die Lieferanten von Strom und Gas nachdrücklich auf, jetzt rasch ihre gesetzlichen Verpflichtungen umzusetzen.

Neben der diesjährigen Datenerhebung für den Monitoringbericht verfolgt die Bundesnetzagentur kontinuierlich über ihren Verbraucherservice die Entwicklungen auf dem Energiemarkt aus Sicht der Haushaltskunden. In den ersten Monaten nach Inkrafttreten des EnWG lag der inhaltliche Schwerpunkt der Verbraucheranfragen bei den Energiepreisen bzw. -tarifen. Die von einer lebhaften öffentlichen Diskussion begleiteten Erhöhungen der Elektrizitäts- und Gaspreise haben viele Haushaltskunden zum Anlass genommen, sich auch bei der Bundesnetzagentur über die Preiserhöhungen zu beschweren und sich grundsätzlich über Aufgaben und Zuständigkeiten zu informieren. In den letzten Monaten werden zunehmend Probleme, die sich beim Lieferantenwechsel ergeben, thematisiert. Insbesondere die Unzufriedenheit hinsichtlich fehlender Wechselmöglichkeiten bei Nacht-/Wärmespeicherstrom und bei Erdgas wird zunehmend von den Verbrauchern zum Ausdruck gebracht.

6.3 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung

6.3.1 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung Elektrizität

Mit der Abfrage der Großhändler und Lieferanten Strom wurden im Rahmen des Monitoring auch Daten zu den Mahnverfahren und Versorgungseinstellungen bei Stromkunden erhoben. Die Gesamtsumme der Stromzähler, die in 2005 durchschnittlich von den im Wege der Monitoringabfrage erfassten Unternehmen beliefert wurden, betrug 42,02 Millionen. Davon befanden sich in 2005 Kunden mit durchschnittlich 6,65 Mio. Stromzählern im Mahnverfahren. Dies entspricht einem prozentualen Anteil von 15,83 Prozent. Im Kalenderjahr 2005 wurde bei Kunden mit 0,51 Mio. Stromzählern die Versorgung wegen Zahlungsverzug abgestellt, was einem Anteil von 1,21 Prozent an der Gesamtsumme der erfassten Stromzähler entspricht.

6.3.2 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung Gas

Mit der Abfrage der Großhändler und Lieferanten Gas sind im Rahmen des Monitoring auch Daten zu den Mahnverfahren und Versorgungseinstellungen bei Gaskunden erfasst worden. Die Gesamtsumme der Gaszähler, die in 2005 durchschnittlich von den im Wege der Monitoringabfrage erfassten Unternehmen beliefert wurden, betrug 11,28 Millionen. Davon befanden sich in 2005 Kunden mit durchschnittlich 2,56 Mio. Gaszählern im Mahnverfahren. Dies entspricht einem prozentualen Anteil von 22,7 Prozent. Im Kalenderjahr 2005 wurde bei Kunden mit 67.203 Gaszählern die Versorgung wegen Zahlungsverzug abgestellt, was einem Anteil von 0,6 Prozent an der Gesamtsumme der erfassten Gaszähler entspricht.

6.4 Allgemeine Endnutzerpreise

6.4.1 Genehmigte Endnutzerpreise Elektrizität

Die Allgemeinen Tarife für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden müssen von der zuständigen Energieaufsichtsbehörde der Länder vorab genehmigt werden. Die Tarifgenehmigung wird in § 12 der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) geregelt. Der genehmigte Preis ist als Höchstpreis zu verstehen.

Mit der Datenerhebung für das Monitoring wurden von den Großhändlern und Lieferanten Strom Angaben zu den aktuellen Allgemeinen Tarifen/Allgemeinen Preisen der Unternehmen mit Preisstand 01.04.2006 erbeten. Falls die befragten Unternehmen Allgemeine Tarife/Allgemeine Preise für die Versorgung in Niederspannung anbieten, sollten die Absatzmengen in 2004 und 2005 an Kunden in den Segmenten „Haushaltsbedarf“, „Landwirtschaftlicher Bedarf“ sowie „Gewerblicher, beruflicher und sonstiger Bedarf“ zu den Konditionen des Allgemeinen Tarifes/Allgemeiner Preise angegeben werden. Hierbei haben die Angaben der Unternehmen zu dem in der Tabelle 69 dargestellten Ergebnis geführt.

Kategorien Stromabsatz Allgemeiner Tarif/Allgemeine Preise	2004	Anteil Kategorie an gesamter Absatzmenge in Prozent	2005	Anteil Kategorie an gesamter Absatzmenge in Prozent
Haushaltsbedarf in TWh	74,21	86,50	73,25	86,01
Landwirtschaftlicher Bedarf in TWh	1,14	1,33	1,15	1,35
Gewerblicher, beruflicher und sonstiger Bedarf in TWh	10,44	12,17	10,76	12,64
Gesamte Absatzmenge in TWh	85,79		85,16	

Tabelle 69: Absatzmengen Großhändler und Lieferanten Strom zu den Konditionen des Allgemeinen Tarifes/Allgemeiner Preise nach Kategorien in TWh

Die gesamte erfasste Absatzmenge der befragten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher betrug 433,92 TWh in 2004 und 432,84 TWh in 2005. Der Anteil der gesamten Absatzmenge zu den Konditionen des Allgemeinen Tarifes/Allgemeiner Preise an der gesamten erfassten Absatzmenge der befragten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher betrug damit 19,77 Prozent in 2004 und 19,67 Prozent in 2005.

Falls die befragten Unternehmen Allgemeine Tarife/Allgemeine Preise für die Versorgung in Niederspannung anbieten, sollten die aktuellen Allgemeinen Tarife/Allgemeinen Preise der Unternehmen mit Preisstand 01.04.2006 für die Segmente „Haushaltsbedarf“, „Landwirtschaftlicher Bedarf“ sowie „Gewerblicher, beruflicher und sonstiger Bedarf“ inkl. aller Steuern und Abgaben angegeben werden. Für die im folgenden dargestellten Abnahmefälle wurde dabei sowohl der arithmetische Mittelwert als auch der mengengewichtete Mittelwert unter Berücksichtigung der Absatzmenge der befragten Unternehmen in der dazugehörigen Kategorie der Allgemeinen Tarife/Allgemeinen Preise ermittelt. Zur Ermittlung der mengengewichteten Mittelwerte ist insb. für die Kategorie „Landwirtschaftlicher Bedarf“ anzumerken, dass nicht von allen Unternehmen, die eine Tarifpreisstellung für eine bestimmte Kategorie angegeben haben, auch die entsprechende Abnahmemenge in dieser Kategorie angegeben wurde.

Für eine Menge von 3.500 kWh/Jahr (vgl. Eurostat-Kundenkategorie Dc, s. Fußnote 60, S. 96) liegt der arithmetische Mittelwert in der Kategorie „Haushaltsbedarf“ bei 19,40 ct/kWh. Unter Berücksichtigung der Absatzmenge der befragten Unternehmen in der Kategorie „Haushaltsbedarf“ in 2005 liegt der mengengewichtete Mittelwert für eine Abnahmemenge von 3.500 kWh/Jahr ebenfalls bei 19,40 ct/kWh. In der Kategorie „Gewerblicher, beruflicher und sonstiger Bedarf“ liegt der arithmetische Mittelwert für eine Menge von 50.000 kWh/Jahr (vgl. Eurostat-Kundenkategorie Ib) bei 17,88 ct/kWh. Der mengengewichtete Mittelwert unter Berücksichtigung der Absatzmenge in der Kategorie „Gewerblicher, beruflicher und sonstiger Bedarf“ beträgt für eine Abnahmemenge von 50.000 kWh/Jahr 18,35 ct/kWh. In der Kategorie „Landwirtschaftlicher Bedarf“ liegt der arithmetische Mittelwert bei einer Abnahmemenge von ebenfalls 50.000 kWh/Jahr für die erfassten Preisstellungen bei 17,21 ct/kWh. Der mengengewichtete Mittelwert beträgt für eine Menge von 50.000 kWh/Jahr unter Berücksichtigung der Absatzmenge 2005 in der Kategorie „Landwirtschaftlicher Bedarf“ 16,75 ct/kWh.

6.4.2 Endkundenpreise Gas

Endkundenpreise für Gas bedürfen keiner behördlichen Genehmigung, sie unterliegen jedoch der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht.

An dieser Stelle sei auf die Erhebung zum aktuellen Einzelhandelspreisniveau der im Wege des Monitoring befragten Großhändler und Lieferanten für den Haushaltsbereich (s. Kapitel 4.2.3.2) verwiesen.

6.5 Gewährleistung Transparenz Liefervertragsbedingungen

Gemäß der Anforderungen für den vorliegenden Bericht sollten die Tätigkeiten der Regulierer zur Gewährleistung der Transparenz der Liefervertragsbedingungen allgemein dargelegt werden, darunter die Aufteilung der Zuständigkeiten zwischen dem Regulierer, der Regierung und sonstigen öffentlichen Stellen.

Einerseits stellt die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Monitoring-Tätigkeiten fest, ob die gesetzlichen Bestimmungen, die in § 41 EnWG festgelegt sind, auch tatsächlich in den Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung enthalten sind. Andererseits hat die Bundesnetzagentur die Möglichkeit über ihren Verbraucherservice in Erfahrung zu bringen, ob Verbraucherbeschwerden über mangelnde Transparenz bei Energielieferverträgen vorliegen. Bei Nichteinhaltung der Bestimmungen des § 41 EnWG kann die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 EnWG Maßnahmen zu deren Einhaltung anordnen. In diesem Zusammenhang arbeitet die Bundesnetzagentur mit der Verbraucherzentrale Bundesverband (VZBV) eng zusammen.

Tabelle der Indikatoren mit Definitionen

Disclaimer:

The information of the associations (VDEW, VDN, BGW, BNE, WEG), institutions (IWEN) and undertakings (EEX) shall not be binding on future decisions of the Federal Network Agency and the Federal Cartel Office as it was not subject to detailed scrutiny.

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
General Regulatory Issues					
1)	Electricity market opening threshold	GWh/y	Threshold of eligibility of customers to choose supplier	0	
2)	Proportion (%) of market open to competition	%	GWh eligible divided by annual consumption in GWh in the country	100	
3)	Interruptions	min/yr	SAIDI = System average interruption duration index. It indicates the total duration of interruption for the average customer during a predefined period of time. It is commonly measured in customer minutes.	22,9	Unplanned interruptions only (planned interruptions: 6,5 min/yr), as of 2004; source: VDN survey
Effective Unbundling					
1)	Transmission System Operators (TSOs)				
1.1)	TSOs in the country	number	Number of TSOs in the country	4	As of 22 May 2006
1.2)	Ownership unbundled TSOs	number	Number of TSOs that are ownership unbundled	0	
2)	Distribution System Operators (DSOs)				
2.1)	DSOs in the country	number	Number of DSOs in the country	876	As of 22 May 2006
2.2)	Legally unbundled DSOs	number	Number of DSOs that are legally unbundled	n.a.	Legal unbundling provisions will enter into force on July 1, 2007

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
2.3)	100.000 customer exemption	yes/no	Application of the 100.000 customer exemption in the country	yes	
2.4)	Small DSOs (< 100.000 customers)	number	Number of DSOs with less than 100.000 customers	799	As of 22 May 2006
2.5)	DSOs with network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that own netw. assets	n.av.	See detailed description in the report
2.6)	DSOs w/o network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that do not own network assets	n.av.	See detailed description in the report
3)	Share of employees in the network business	average percentage	Employees directly employed by network operators (TSOs + DSOs) as share of employees of the total electricity sector	n.av.	See detailed description in the report
4)	Shared services		Services which are provided by affiliated companies to network companies (TSOs + DSOs)		See detailed description in the report
4.1)	Share of shared services	average %	Overall costs of shared services divided by total network costs of network companies	n.av.	See detailed description in the report
4.2)	Shared employees	average percentage	Employees also providing services to other parts of the group as percentage of total employees in the network business (the denominator includes the shared employees + the exclusive network employees)	n.av.	See detailed description in the report
Description of the wholesale market (generation)					
1)	Generation and consumption figures				
1.1)	Demand/ consumption	TWh	Annual final total demand including losses without pumped storage,	563,5	Source: VDEW
1.2)	Peak load	GW	<ul style="list-style-type: none"> • The highest simultaneous demand for electricity satisfied during the year. • The electricity supply at the time of peak demand may include demand satisfied by imported electricity or alternatively the demand may include exports of electricity. • The total peak load on the national grid is not the sum of the peak loads during the year on every power station as they may occur at different times. 	76,7	Figure for public supply; source: VDEW

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
1.3)	Maximum net generating Capacity	GW	IEA definition: the national Maximum Generating Capacity is defined as the sum of all individual plants' maximum net capacity available during a period of at least 15 hours per day. The reported figures should relate to the maximum net capacities on 31 December. Net capacity is without auxiliary services.	132,3	Figure for total electricity industry; figure for public supply: 101,7 GW in 2005; source: VDEW
2)	Market dominance figures		For groupings the domination principle should be used: Where one generation firm owns (controls) 50 % or more of another gen. firm, they are counted as one company.		
2.1)	Generation companies \geq 5 % by capacity	number	Number of companies running more than 5 % of national net generation.	4	Figure for 2004; source: Federal Cartel Office
2.2)	Share of 3 biggest generators	%	Share of largest 3 generation companies by capacity	68,23	Figure for 2004; only power station capacities above 100 MW were taken into consideration; Source: IWEN
2.3)	HHI by volume	number (between 1 and 10000)	Number (between 1 and 10000); Sum of squared shares of individual companies. The threshold should be set in way to guarantee 80 % coverage	n.ap.	Owing specific characteristics (low price elasticity, network dependence, capacity restrictions) of the grid-based energy industry, market dominance may exist even if the market shares are smaller as compared with those in other sectors. Common indicators for measuring the degree of market concentration such as the Herfindahl-Hirschman Index (HHI) are therefore deemed inadequate for determining the extent of market power and confirming or refuting the existence of competitive risk scenarios. Source: Federal Cartel Office

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
2.4)	HHI by capacity	number (between 1 and 10000)	Sum of squared shares of individual companies. The threshold should be set in way to guarantee 80 % coverage	n.ap.	Owing specific characteristics (low price elasticity, network dependence, capacity restrictions) of the grid-based energy industry, market dominance may exist even if the market shares are smaller as compared with those in other sectors. Common indicators for measuring the degree of market concentration such as the Herfindahl-Hirschman Index (HHI) are therefore deemed inadequate for determining the extent of market power and confirming or refuting the existence of competitive risk scenarios. Source: Federal Cartel Office
Description of the wholesale market (traded electricity)					
1)	Electricity traded (power exchange - spot)	TWh	Volume of electricity traded at power exchange spot market (day ahead). Trade of standardised products for physical delivery the next day.	85,7	Source: EEX
2)	Electricity traded (power exchange - future)	TWh	Volume of electricity traded at power exchange future markets. Trade of standardised products.	259	Source: EEX
3)	Electricity traded (OTC)	TWh	Non standardized trade between companies. To not cover transaction taking place in vertical integrated company. Individual OTC contract that are cleared only at power exchange.	n.av.	
Description of the retail market					
1)	Independent suppliers	number	Number of independent suppliers that are ownership unbundled of any electricity network business in the country	6	Undertakings currently operating in Germany in the mass/small customers market for electricity supplies and whose independence from (domestic and foreign) electricity network operators can be assumed estimation; source: BNE
2)	Share in the retail market		For groupings the domination principle should be used (where one supplier owns 50% or more of another supplier, they are counted as one company) (large, medium and small industry as usual defined in the individual country)		

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
2.1)	No companies ≥ 5 % market share in retail	number	The final retail market should be split into elig. and not elig. and the share calculated on the basis of consumption quantity of eligible customers.	3	Figure for public supply; Estimation, source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2)	Market share of three largest companies in large industry	%		49,2	Figure for public supply; Estimation, consumption of more than 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3)	Market share of three largest companies in medium sized industry	%		39,3	Figure for public supply; Estimation; consumption of 50 MWh/year to 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.4)	Market share of three largest companies in small industry and households	%		39,5	Figure for public supply; Estimation, consumption of 50 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3)	Switching rates		Switching supplier is defined as "the action through which a customer changes supplier". More detailed: A switch is essentially seen as the free (by choice) movement of a customer (defined in terms of an overall relationship or the supply points and quantity of electr. or gas associated with the relationship) from one supplier to another. Switching activity is defined as the number of switches in a given period of time.		
			A switch additionally includes: A re-switch: when a customer switches for the second or subsequent time, even within the same measured period of time. A switch-back: when a customer switches back to his/her former or previous supplier. Switching and moving: When a customer moves, a switch should only be rec. if a customer switches to a supplier other than the supplier which is incumbent in the area where he/she is moving to. Changes of tariffs: A change of tariff with the same retailer is not equivalent to a switch (this exclusion extends to: changing to a new tariff; changing from a regulated to a non-regulated tariff with the same supplier or a subsidiary of the same supplier).		

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
3.1)	Annual switching rate in large industry (number of eligible meter points)	%	% of large customers having changed supplier	n.av.	
3.2)	Annual switching rate in medium sized industry (number of eligible meter points)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier	n.av.	
3.3)	Annual switching rate in small industry and households (number of eligible meter points)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier	n.av.	
3.4)	Annual switching rate in large industry (by volume)	%	% of large industrial and power plants customers having changed supplier (by volume)	11,42	Consumption of more than 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.5)	Annual switching rate in medium sized industry (by volume)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier (by volume)	10,9	Consumption of 50 MWh/year to 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.6)	Annual switching rate in small industry and households (by volume)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier (by volume)	2,22	Consumption of 50 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.7)	Annual rate of customer re-negotiating	%	Customer renegotiating means changing the contractual terms with the existing electricity supplier	11,96	Source: Federal Network Agency's monitoring survey
Retail market prices					
1)	Prices for standard consumer Ig		Standard consumer Ig = annual consumption of 24000 MWh and maximum demand of 4000 kW		
1.1)	Ig - Network Charges	€/MWh	Including: • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs; • excluding taxes.	16,5	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.2)	Ig - Levies	€/MWh	renewables, stranded cost, chp levies, concession levies, etc.	8,5	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.3)	Ig - Taxes	€/MWh	VAT, energy taxes, local taxes	26,9	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
1.4)	Ig - Energy Price	€/MWh	Total - network - levies - taxes = Energy Price	59,3	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2)	Prices for standard consumer Ib		Standard consumer Ib = annual consumption of 50 MWh and maximum demand of 50 kW		
2.1)	Ib - Network Charges	€/MWh	Including: • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs • excluding taxes.	63,8	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2)	Ib - Levies	€/MWh	renewables, stranded cost, chp levies, concession levies, etc.	20,5	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3)	Ib - Taxes	€/MWh	VAT, energy taxes, local taxes	38,1	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.4)	Prices (Ib) - Energy Price	€/MWh	Total - network - levies - taxes = Energy Price	62,0	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3)	Prices for standard consumer Dc		Standard consumer Dc = annual consumption of 3500 kWh of which 1300 by night		
3.1)	Dc - Network Charges €/MWh	€/MWh	Including: • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs • excluding taxes.	73,0	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2)	Dc - Levies	€/MWh	renewables, stranded cost, chp levies, concession levies, etc.	24,8	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3)	Dc - Taxes	€/MWh	VAT, energy taxes, local taxes	46,2	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.4)	Dc - Energy Price	€/MWh	Total - network - levies - taxes = Energy Price	44,9	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
4)	Prices for typical household in the country		Typical household = energy (kWh) supplied to households divided by number of households		

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
4.1)	Typical household - Network Charges	€/MWh	Including: <ul style="list-style-type: none"> • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs • excluding taxes. 	n.av.	
4.2)	Prices (typical household) - Levies	€/MWh	renewables, stranded cost, chp levies, concession levies, etc.	n.av.	
4.3)	Typical household - Taxes	€/MWh	VAT, energy taxes, local taxes	n.av.	
4.4)	Typical household - Energy Price	€/MWh	Total - network - levies - taxes = Energy Price	n.av.	
4.5)	Typical household	kWh	Please specify the typical consumption of a household you consider. Describe the composition of the average consumption of the typical household in the field for comments (e.g. summer/winter, day/night, etc.).	n.av.	

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
General Regulatory Issues					
1)	Gas market opening threshold	Mm ³ /year	Threshold of eligibility of customers to choose supplier	0	
2)	Proportion (%) of market open to competition	%	Eligible consumption (Gm ³) divided by annual consumption in the country (Gm ³)	100	
Effective Unbundling					
1)	Transmission System Operators (TSOs)				
1.1)	TSOs in the country	number	Number of TSOs in the country	5	A definite distinction between TSOs and DSOs in the gas sector is not yet possible. The number indicated represents the biggest TSOs in Germany. As of 22 May 2006
1.2)	Ownership unbundled TSOs	number	Number of TSOs that are ownership unbundled	0	
2)	Distribution System Operators (DSOs)				
2.1)	DSOs in the country	number	Number of DSOs in the country	734	Including system operators with distrib. grids not intended for local distribution; as of 22 May 2006
2.2)	Legally unbundled DSOs	number	Number of DSOs that are legally unbundled	n.av.	Legal unbundling provisions will enter into force on July 1, 2007
2.3)	100.000 customer exemption	yes/no	Application of the 100.000 customer exemption in the country	yes	
2.4)	Small DSOs (< 100.000 customers)	number	Number of DSOs with less than 100.000 customers	708	As of 22 May 2006
2.5)	DSOs with network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that own network assets	n.av.	See detailed description in the report
2.6)	DSOs w/o network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that do not own network assets	n.av.	See detailed description in the report
3)	Share of employees in the network business	average percentage	Employees directly employed by network operators (TSOs + DSOs) as share of employees of the total gas sector	n.av.	See detailed description in the report
4)	Shared services		Services which are provided by affiliated companies to network companies (TSOs + DSOs)		See detailed description in the report
4.1)	Share of shared services	average %	Overall costs of shared services divided by total network costs of network companies	n.av.	See detailed description in the report

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
4.2)	Shared employees	average percentage	Employees also providing services to other parts of the group as percentage of total employees in the network business (the denominator includes the shared employees + the exclusive network employees)	n.av.	See detailed description in the report
Description of the wholesale market (production, import)					
1)	Production, import, transit and consumption figures				
1.1)	Demand/ Consumption	Gm ³	Gross Inland Consumption = Production + Imports - Exports + Storage variations	101,6	Source: BGW
1.2)	Peak	Mm ³ /day	Maximum quantity of gas consumed in a day during the year	n.av.	
1.3)	National production	Gm ³ /yr	National production per year	18,8	Source: WEG
1.4)	National production capacity	Gm ³ /day	Production capacity per day	n.av.	
1.5)	Import capacity total	Gm ³ /yr		n.av.	
1.6)	Import capacity reserved transit	Gm ³ /yr	Long term contract to supply foreign market (> 1 year)	n.av.	
1.7)	Reserved to domestic LT contracts	Gm ³ /yr	Long term contract to supply domestic market (> 1 year)	n.av.	
1.8)	Unreserved	Gm ³ /yr	open to short term transport	n.av.	
2)	Market dominance figures		For groupings the domination principle should be used: Where one generation firm owns (controls) 50% or more of another generation firm, they are counted as one company.		
2.1)	No of companies ≥ 5 % production and import capacity	number	Number of companies running more than 5 % of national supply capacity (i.e. IMP + production bcm).	5	source: BGW
2.2)	No of companies ≥ 5 % available gas	number	available gas = gross inland consumption (production + net imports + storage variations)	11	source: BGW
2.3)	Share of largest 3 wholesalers	%	Share calculated on volumes traded in wholesale and retail markets (the number includes resales)	n.av.	

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
Description of the wholesale market (traded gas)					
1)	Gas traded (spot at hubs)	Gm ³		n.av.	Due to the small number of participants at the EuroHub (10 in 2005) no quantitative data will be published
2)	Gas traded (at hub forward markets)	Gm ³	Trade of standardized products.	n.av.	Due to the small number of participants at the EuroHub (10 in 2005) no quantitative data will be published
3)	Gas traded (OTC)	Gm ³	Non standardized trade between companies. To not cover transaction taking place in vertical integrated company. Individual OTC contract that are cleared only at gas exchange.	n.av.	
Description of the retail market					
1)	Independent suppliers	number	Number of independent suppliers that are ownership unbundled of any gas network business in the country	3	National undertakings currently operating as suppliers in the German gas market and whose independence from (domestic and foreign) gas network operators can be assumed; estimation; source: BNE
2)	Share in the retail market		For groupings should be used the domination principle (where one supplier owns 50 % or more of another supplier, they are counted as one undertaking) (large, medium and small industry as usual defined in the individual country)		
2.1)	No of companies ≥ 5 % market share in retail	number	The final retail market should be split into eligible and not eligible and the share calculated on the basis of consumption quantity of eligible customers	3	Estimation, source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2)	Market share of three largest companies in power plants	%	market share of three largest companies calculated on gas sold to power plants	40,8	Estimation, source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3)	Market share of three largest companies in large industry	%	market share of three largest companies calculated on gas sold to industrial sector	40,7	Estimation, Consumption of more than 10.000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
2.4)	Market share of three largest companies in medium sized industry	%	market share of three largest companies calculated on gas sold to commercial and services sector	25,9	Estimation, Consumption of more than 300 MWh/year to 10.000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.5)	Market share of three largest companies in small industry and households	%	market share of three largest companies calculated on gas sold to households	25,7	Estimation, Consumption of up to 300 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3)	Switching rates		Switching supplier is defined as "the action through which a customer changes supplier". More detailed: A switch is essentially seen as the free (by choice) movement of a customer (defined in terms of an overall relationship or the supply points and quantity of electricity or gas associated with the relationship) from one supplier to another. Switching activity is defined as the number of switches in a given period of time. (Definition taken from the Customer FG).		
			<p>A switch additionally includes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A re-switch: when a customer switches for the second or subsequent time, even within the same measured period of time. • A switch-back: when a customer switches back to his/her former or previous supplier. <p>Switching and moving: When a customer moves, a switch should only be recorded if a customer switches to a supplier other than the supplier which is incumbent in the area where he/she is moving to.</p> <p>Changes of tariffs: A change of tariff with the same retailer is not equivalent to a switch (this exclusion extends to: changing to a new tariff; changing from a regulated to a non-regulated tariff with the same supplier or a subsidiary of the same supplier).</p>		

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
3.1)	Annual switching rate in large industry (number of eligible meter points)	%	% of large industrial customers having changed supplier	n.av.	
3.2)	Annual switching rate in medium sized industry (number of eligible meter points)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier	n.av.	
3.3)	Annual switching rate in small industry and households (number of eligible meter points)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier	n.av.	
3.4)	Annual switching rate in large industry (by volume)	%	% of large industrial and power plants customers having changed supplier (by volume)	0,74	Consumption of more than 10.000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.5)	Annual switching rate in medium sized industry (by volume)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier (by volume)	0,12	Consumption of more than 300 MWh/year to 10.000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.6)	Annual switching rate in small industry and households (by volume)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier (by volume)	0,01	Consumption of up to 300 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.7)	Annual rate of customer re-negotiating	%	Customer renegotiating means changing the contractual terms with the existing gas supplier	9,44	Source: Federal Network Agency's monitoring survey
Retail market prices					
1)	Prices for standard consumer I4		Standard consumer I4 = annual consumption of 418,6 TJ		The price elements were converted from ct/kWh to €/m ³
1.1)	I4 - Network Charges	€/m ³	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	0,029	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.2)	I4 - Levies	€/m ³	concession levies, etc.	0,0004	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.3)	I4 - Taxes	€/m ³	VAT, energy taxes, local taxes	0,10	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
1.4)	I4 - Energy price	€/m ³	Total - network - levies - taxes = Energy Price	0,289	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2)	Prices for standard consumer I1		Standard consumer I1 = annual consumption of 0,4186 TJ		The price elements were converted from ct/kWh to €/m ³
2.1)	I1 - Network Charges	€/m ³	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	0,10	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2)	I1 - Levies	€/m ³	concession levies, etc.	0,007	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3)	I1 - Taxes	€/m ³	VAT, energy taxes, local taxes	0,121	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.4)	I1 - Energy Price	€/m ³	Total - network - levies - taxes = Energy Price	0,319	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3)	Prices for standard consumer D3		Standard consumer D3 = annual consumption of 83,7 GJ		The price elements were converted from ct/kWh to €/m ³
3.1)	D3 - Network Charges	€/m ³	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	0,132	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2)	D3 - Levies	€/m ³	concession levies, etc.	0,01	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3)	D3 - Taxes	€/m ³	VAT, energy taxes, local taxes	0,129	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.4)	D3 - Energy Price	€/m ³	Total - network - levies - taxes = Energy Price	0,326	Weighted average, as of 1 April 2006; source: Federal Network Agency's monitoring survey

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2005)	Comments
4)	Prices for typical household in the country		The consumption of a typical household is calculated by energy (m ³) sold to all households divided by number of households.		
4.1)	Typical household - Network Charges	€/m ³	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes The consumption of a typical household is calculated by energy (m ³) sold to all households divided by number of households.	n.av.	
4.2)	Typical household - Levies	€/m ³	concession levies, etc.	n.av.	
4.3)	Typical household - Taxes	€/m ³	VAT, energy taxes, local taxes	n.av.	
4.4)	Typical household - Energy Price	€/m ³	Total - network - levies - taxes = Energy Price	n.av.	
4.5)	Typical household (consumption)	kWh	Please specify the typical consumption of a household you consider. Describe the composition of the average consumption of the typical household in the field for comments (e.g. summer/winter, day/night, etc.)	n.av.	
5)	Calorific value	J/m ³	Average calorific value of the country	35.169.120	For the representation of the natural gas volumes a theoretical gas volume corresponding to "Groningen quality" natural gas with a higher heating value (calorific value) of Ho = 9,7692 kWh has been calculated (1 m ³ = 9,7692 kWh = 35.169.120 J); source: BGW, LBEG
6)	Storage charges	€/m ³	Average value for the country (total cost of storage used in the respective country divided by total consumption)	n.av.	Germany's NRA is not authorised to monitor cost related data of storage operators

Glossar

Elektrizität und Gas

Begriff	Definition
Ersatzversorger	Der Ersatzversorger ist der Grundversorger (vgl. § 38 EnWG).
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grundversorger geliefert (vgl. § 38 EnWG).
Grundversorger	Grundversorger ist jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert. Er ist verpflichtet, alle Haushaltskunden zu den veröffentlichten Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen zu versorgen (vgl. § 36 EnWG).
Grundversorgung	Die Grundversorgung ist die Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen (vgl. § 36 EnWG).
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Kunde an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Dies umfasst somit nicht Aus-/Ein- und Umzüge.
"Verbundene Unternehmen" i.S.d. § 15 AktG:	Verbundene Unternehmen sind rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verrechnungsentgelt	Das Verrechnungsentgelt beinhaltet die Aufwendungen für die technisch notwendige Messeinrichtung sowie für Ablesung und Abrechnung pro Zählpunkt.
Zeitpunkt Marktöffnung	Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24.04.1998 (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998

Elektrizität

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

Begriff	Definition
Baseload	Grundlast. Kennzeichnet den Lasttyp für Stromlieferung oder Strombezug von konstanter Leistung über 24 Stunden eines jeden Tages der Lieferperiode. (vgl. www.eex.de)
Brutto-Leistung	Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. (vgl. VDEW)
Bruttostromerzeugung	Die Bruttostromerzeugung ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorenklemmen einer Erzeugungseinheit, d.h. einschließlich des Eigenverbrauchs der Erzeugungseinheit. (vgl. Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt)
Clearing (Spot)	Die physische bzw. finanzielle Erfüllung von Handelskontrakten (vgl. www.eex.de)
Clearing (Termin)	Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Termingeschäften. Insbesondere umfasst es den täglichen Gewinn- und Verlustausgleich, die Erfassung der Sicherheiten, sowie die Schlussabrechnung am letzten Handelstag. (vgl. www.eex.de)
Dauer der Anschluss-herstellung	Die Dauer zur Herstellung des Anschlusses ist die Zeitspanne vom Beginn der Tiefbauarbeiten bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme. Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Stromlieferung aufgenommen werden könnte. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage, an denen tatsächlich an dem Anschluss gearbeitet wurde.
Dauerleistung	Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt. Anm.: Die Dauerleistung kann z.B. mit den Jahreszeiten (z.B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken. (vgl. VDEW)
Eigenverbrauchs-leistung	Die Eigenverbrauchsleistung einer Erzeugungseinheit ist die elektrische Leistung, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z.B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. (vgl. VDEW)
Engpass Verteilernetz	Engpass ist der Engpass im Sinne des § 15 StromNZV.

Engpassleistung (Netto/Brutto)	Die Engpassleistung einer Erzeugungseinheit ist diejenige Dauerleistung, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messung ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z.B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag +/- P abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebes einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Diese Leistung ist die Differenz aus Brutto-Engpassleistung und Netto-Engpassleistung. (vgl. VDEW)
Erzeuger	Unternehmen, die eigene Kraftwerke betreiben und damit Strom erzeugen (vgl. www.energate.de)
Erzeugung	Produktion von Elektrizität (vgl. www.energate.de)
Erzeugungseinheit	Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder um ein Solarmodul handeln. (vgl. VDEW)
Explizite Auktion	Im Rahmen der expliziten Auktion wird die zur Verfügung stehende Kapazität an die Marktteilnehmer vergeben, die im Rahmen einer Auktion die höchsten Gebote für diese Kapazität abgegeben haben (vgl. ETSO, An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe, Mai 2006).
Futures	Ein EEX-Futures ist die feste vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge Strom zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Derzeit ist eine physische Lieferung nicht vorgesehen. (vgl. www.eex.de)
Interkonnektoren	Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen
Intraday Handel	Untertäglicher Handel, Fahrplanänderungen für den laufenden Tag (vgl. www.vdn-berlin.de bzw. § 5 Abs. 2 StromNZV)
Kleingewerbe	Gewerbekunden mit einer jährl. Stromabnahmemenge von bis zu 50 MWh
Kraftwerk	Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. (vgl. VDEW)
Nennleistung	Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein - bei Normalbedingungen erreichbarer - Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung. (vgl. VDEW)
Netting	Saldieren gegenläufiger Handelsgeschäfte

Netto-Leistung	Die Netto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die an das Versorgungssystem abgegebene Leistung. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebs, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird. (vgl. VDEW)
Nettostromerzeugung	Die Nettostromerzeugung eines Kraftwerkes ist die um den Eigenverbrauch verminderte Bruttostromerzeugung. (vgl. Stat. Landesamt Sachsen-Anhalt)
Netto-Stromverbrauch	Die vom Verbraucher genutzte elektrische Arbeit nach Abzug des Eigenbedarfs der Kraftwerke und der Übertragungs- bzw. Netzverluste (vgl. www.gipsprojekt.de)
Net Transfer Capacity	Netto Übertragungskapazität (berechnet sich aus Total Transfer Capacity abzüglich der Sicherheitsmarge) (vgl. Transmission Code 2003)
(n-1)-Kriterium	Das Netz muss so betrieben werden, dass der Ausfall eines einzigen Betriebsmittels, z. B. einer Leitung, die Sicherheit des Verbundbetriebes nicht gefährden darf. Diese Regel wird als (n-1)-Kriterium bezeichnet. Diese Regel besagt auch, dass im Falle eines Verlustes der (n-1)-Sicherheit das Netz in der Lage sein muss, mit dieser Situation fertig zu werden und den (n-1)-sicheren Betriebszustand so bald wie möglich wieder herzustellen, um eine eventuelle neue Störung beherrschen zu können. (vgl. UCTE, TransmissionCode 2003)
OTC Clearing-Fazilität	Die OTC Clearing Fazilität ist der bilaterale Austausch von außerbörslich geschlossenen Geschäften und die einvernehmliche Eingabe dieser Geschäfte als OTC Trades in das EEX-System, sofern diese Geschäfte hierfür zugelassen sind und die Eingabe nach Maßgabe dieser Bestimmungen erfolgt. (vgl. www.eex.de)
OTC-Handel	Außerbörslicher Handel
Peakload	Spitzenlast. Kennzeichnet den Lasttyp für Stromlieferung oder Strombezug konstanter Leistung über 12 Stunden von 08.00 bis 20.00 Uhr eines jeden Wochentages (Montag bis Freitag) einer Lieferperiode. (vgl. www.eex.de)
Phelix	Phelix steht für Physical Electricity Index und wird als Phelix Base und Phelix Peak berechnet und veröffentlicht. (vgl. www.eex.de)
Pro-rata Verfahren	Die Kapazitätsverteilung an die Marktteilnehmer wird proportional zur nachgefragten Kapazität vorgenommen, sofern die Kapazitätsnachfrage die zur Verfügung stehende Kapazität überschreitet (vgl. ETSO, An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe, Mai 2006).
Querregler	Querregler werden zur Steuerung/Begrenzung von Lastflüssen eingesetzt
Redispatching	Hierbei wird der Kraftwerkseinsatz (Dispatching) entsprechend bestehender oder drohender Netzengpässe an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, können die ÜNB die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigen.

Spotmarkt	Der Markt auf dem kurzfristige Ungleichgewichte bei der Strombeschaffung bzw. Stromvermarktung über materielle Verträge ausgeglichen oder auf dem Positionen aus Termingeschäften glattgestellt werden. (vgl. www.eex.de)
Total Transfer Capacity (TTC)	Gesamte Übertragungskapazität (brutto) (vgl. Transmission Code 2003)
Transmission Reliability Margin (TRM)	Sicherheitsmarge (vgl. Transmission Code 2003)
Use-it-or-lose-it-Prinzip	Die erworbene Kapazität muss für die Übertragung von Elektrizität genutzt werden. Anderenfalls wird sie dem Markt wieder zur Verfügung gestellt. Dabei verliert der Käufer die Kapazität, ohne dass sein Verlust kompensiert wird.
Vertragswechsel	Abschluss eines (Sonder-)Vertrages mit dem bestehenden Lieferanten, der günstiger als die Allgemeinen Tarife/Allgemeinen Preise ist oder von günstigeren (Sonder-)Vertragskonditionen
Virtuelle Kraftwerksauktion	Versteigerung von Stromerzeugungskapazitäten durch Erzeuger

Gas

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

Anschlüsse	Unter Anschlüsse wird zum einen der Hausanschluss verstanden und zum anderen Einbindungen von neuen Rohrleitungen, die als Anschlussverbindung verstanden werden. Der Hausanschluss verbindet die Hauptrohrverbindung (Verteilungsleitung) mit der Hausinstallation (Kundenanlage) und endet mit der Hauptabsperreinrichtung (Hauptabsperrhahn). Ist eine Druckregelung für das Gebäude erforderlich, so gehört das Druckregelgerät zum Hausanschluss. Anschlüsse sind im Sinne dieser Definition auch Einbindungen von Rohrleitungen, die für die Versorgung industrieller Kunden, Kraftwerke usw. gebaut wurden.
Ausspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas aus einem Netz des Netzbetreibers an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze des Netzbetreibers ausgespeist werden kann, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen (vgl. dazu § 3 Nr. 1b EnWG).
Beistellung	Die Beistellung ist eine Marktöffnungsregelung, die bereits in der energiewirtschaftlichen Praxis zu Beginn der Liberalisierung 1998 bis zur fortschreitenden Anwendung der Verbändevereinbarung II im Strombereich durchgeführt worden ist. Im Rahmen der Beistellung beliefert der bisherige Versorger den Kunden im Auftrag des neuen Lieferanten, der die Energie bei dem Altversorger erwirbt, um sie an seinen Kunden zu verkaufen. Der Wettbewerber schließt hierfür mit dem Altversorger einen Beistellungsvertrag ab.
Datenformat	Festgelegte Spezifikation innerhalb der Datenverarbeitung, wie Daten beim Laden und Speichern programmtechnisch interpretiert werden. Gemeint sind Datenformate einschließlich Dateiformate, die zur (automatisierten) Übermittlung von Informationen (bspw. Nominierungen, Mengenabrechnungen) zwischen den Marktpartnern verwendet werden. Hierzu können z.B. die Verwendung eines EDIFACT-Standards, die Nutzung des CSV- oder XML-Formats zählen.
Dauer der Anschlussherstellung	Die Dauer zur Herstellung der Anschlüsse ist die Zeitspanne vom Beginn der Tiefbauarbeiten (Rohrgraben-/Kopflöcherherstellung usw.) bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme (Verlegung der Rohrleitung, Druckprobe, Vermessen der Rohrleitung usw.). Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage an denen tatsächlich an dem Anschluss gearbeitet wurde.

Dauer von Reparaturen	Die Dauer der Reparatur beginnt mit dem Zeitpunkt der Instandsetzung und endet mit der Fertigstellung in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Reparatur ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage an denen tatsächlich an der Reparatur effektiv gearbeitet wurde. Ggf. können Zeiten der Fehlerdiagnose anteilig mit zur Reparaturzeit eingerechnet werden, wenn diese Bestandteil und zeitlich direkt im Vorfeld der Reparatur standen.
Druckstufe	Bestimmter Bereich des Fließdrucks strömenden Gases in einem Rohrleitungssystem, der bei Betrieb unter normalen Betriebsbedingungen auftritt.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen. (vgl. dazu § 3 Nr. 13b EnWG).
Fernleitungsnetz	Gasrohrleitungssystem, das dazu dient, den Transport von Gas zum Zwecke der Versorgung von Kunden zu ermöglichen. Im Gegensatz zu dem Verteilernetz dient das Fernleitungsnetz vorrangig der Weiterleitung von Gas zur Abgabe an Weiterverteiler oder nachgelagerte Gasversorgungsnetze des Netzbetreibers. Dagegen kommt der unmittelbaren Ausspeisung von Gas an den Letztverbraucher nur eine nachrangige Bedeutung zu. (vgl. dazu § 3 Nr. 20 EnWG)
Geschäftsdaten	Prozessgesteuerte Daten eines Unternehmens, wie z.B. Bestellungen, Rechnungen.
H-Gas	H-Gas ist ein Gas der 2. Gasfamilie mit höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ . Gefördert wird H-Gas zum Beispiel in den GUS-Staaten, Norwegen oder auch Dänemark.
Hausanschluss	Der Hausanschluss verbindet das Verteilungsnetz mit der Kundenanlage, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus Hausanschlussleitung, ggf. Absperreinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperreinrichtung und ggf. Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Hausanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Hausanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist. (AVBGasV §10 (1))
Hub	Netzknotenpunkt, Ort des Zusammentreffens verschiedener Leitungen (Pipelines, Stromleitungen etc.) (vgl. www.energate.de)
Kleingewerbe	Gewerbekunden mit einer jährlichen Gasabnahmemenge von bis zu 300 MWh
L-Gas	L-Gas ist ein Gas der 2. Gasfamilie mit niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ . Gefördert wird L-Gas zum Beispiel in den Niederlanden oder in Norddeutschland.

Lieferant	Ein Unternehmen, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Gas gerichtet ist.
Messstellenbetreiber	Messstellenbetreiber ist derjenige, der für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messeinrichtungen sowie das Ablesen (Messen) verantwortlich ist. Laut § 21b Abs. 1 EnWG sind Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen sowie die Messung der gelieferten Energie Aufgabe des Netzbetreibers, soweit keine anderweitige Vereinbarung nach Abs. 2 oder Abs. 3 getroffen worden ist.
Netzzugangsverweigerung	Ablehnende Antwort oder abänderndes Vertragsangebot durch den Netzbetreiber auf eine verbindliche Netzzugangsanfrage.
Normkubikmeter	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Physikalischer Netzengpass	Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt.
Reparatur	Unter Reparatur (Instandsetzung) wird der Vorgang verstanden, bei dem ein defektes Objekt in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand zurückversetzt wird.
Stammdaten	Grunddaten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u.a. Vertragsdaten von Kunden, wie z.B. Name, Adresse, Zählersnummer.
Standard-Hausanschlüsse	Unter einem Standard-Hausanschluss ist die technisch standardisierte, üblicherweise vom Netzbetreiber ausgeführte Variante eines Gashausanschlusses zu verstehen. Dies umfasst die hauptsächliche Verwendung des standardisierten Materials ohne das Auftreten oder Vorhandensein von besonderen Erschwernissen, wie z.B. Durchbruch durch alte Fundamente, Dükerung, Grundwasser-absenkung, Kreuzungen usw. oder Sonderlängen. Ein typischer Leitungs- und/oder Druckbereich für einen Standard-Gasanschluss wird an dieser Stelle nicht angegeben, da dieser bei jedem Netzbetreiber variiert.
Verteilernetz	Gasrohrleitungssystem, das dazu dient, den Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze zum Zwecke der Versorgung von Kunden zu ermöglichen. Im Gegensatz zum Fernleitungsnetz erfüllt das Verteilernetz vorrangig die Funktion der Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher. Dagegen kommt der Funktion der Abgabe von Gas an andere Gasversorgungsnetze nur eine nachrangige Bedeutung zu. (vgl. dazu § 3 Nr. 29b EnWG)
Vertragswechsel	Abschluss von günstigeren (Sonder-)Vertragskonditionen mit dem bestehenden Lieferanten

Abkürzungsverzeichnis

a: Jahr
a.a.O.: am angegebenen Ort
a.F.: alte Fassung
Abs.: Absatz
AEEG: Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas
AktG: Aktiengesetz
APT: Austrian Power Trading Deutschland GmbH
Art.: Artikel
ATC: Available Transfer Capacity
AVBGasV: Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden
BAFA: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BaFin: Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BGBl.: Bundesgesetzblatt
BGH: Bundesgerichtshof
BGW: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BHKW: Blockheizkraftwerk
BImSchG: Bundesimmissionsschutzgesetz
BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNE: Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.
BörsG: Börsengesetz
BT: Bundestag
BTOElt: Bundestarifordnung Elektrizität
bzgl.: bezüglich
bzw.: beziehungsweise
ca.: cirka
CEER: Council of European Energy Regulators
CRE: Commission de Régulation de l'Énergie
CREG: Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
CSV: Character (Comma) Separated Values
ct: Cent
d: Tage
d.h.: das heißt
DACF: Day Ahead Congestion Forecast
DERA: Danish Energy Regulatory Authority
DFTG: Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mbH
DIN: Deutsches Institut für Normung e.V.
DVGW: Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
EDIFACT: (United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport
Edigas (Edig@s): Subset des EDIFACT-Standards für den Gastransport
EDV: Elektronische Datenverarbeitung
EECS: European Energy Certificate System
EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX: European Energy Exchange AG
EFET: European Federation of Energy Traders
EG: Europäische Gemeinschaft
EnBW TNG: EnBW Transportnetze AG
EnWG: Energiewirtschaftsgesetz
EON Netz: E.ON Netz GmbH
ERGEG: European Regulators Group for Electricity and Gas
etc.: et cetera
ETSO: European Transmission System Operators
EU: Europäische Union
EUA: EU-Allowance, EU-Emissionsrecht

EuGH: Europäischer Gerichtshof
evtl.: eventuell
EVO: Energieversorgungsunternehmen
EWG: Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
EXAA: Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
f.: folgende
ff.: fortfolgende
FNB: Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen
GasNEV: Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV: Gasnetzzugangsverordnung
GD TREN: Generaldirektion Energie und Verkehr der Europäischen Kommission
GEODE: Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie
gen.: genannt
GG: Grundgesetz
ggf.: gegebenenfalls
GW: Gigawatt
GWB: Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh: Gigawattstunde
h: Stunden
HEL: leichtes Heizöl
HHI: Herfindahl-Hirschman-Index
HS: schweres Heizöl
HS: Hochspannung
HuK: Haushalt und Kleingewerbe
Hz: Hertz
i.d.R.: in der Regel
i.S.d.: im Sinne des
i.S.v.: im Sinne von
i.V.m.: in Verbindung mit
i.w.: im wesentlichen
inkl.: inklusiv
insb.: insbesondere
ISO: International Organisation for Standardization
IT: Informationstechnologie
IWEN: Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg
k.A.: keine Angabe
km: Kilometer
kV: Kilovolt
kW: Kilowatt
kWh: Kilowattstunde
kWh/m³: Kilowattstunde pro Kubikmeter
KWK: Kraft-Wärme-Kopplung
LBEG Niedersachsen: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen
LNG: Liquefied Natural Gas
LTRM: Long Term Reference Model
m³/h: Kubikmeter pro Stunde
max.: maximal
min.: minimal
Mio.: Million
MR: Minutenreserve
Mrd.: Milliarde
MS: Mittelspannung
MVA: Megavoltampere
MW: Megawatt
MWh: Megawattstunde
MWh/km²: Megawattstunde pro Quadratkilometer
neg.: negativ

Nm³: Normkubikmeter
Nm³/h: Normkubikmeter pro Stunde
Nr.: Nummer
NS: Niederspannung
NTC: Net Transfer Capacity
OTC: Over the counter
OLG: Oberlandesgericht
P_N: Nennleistung
pos.: positiv
rd.: rund
RECS: Renewable Energy Certificate System
RTE: Réseau de Transport d' Electricité
RWE TSO: RWE Transportnetz Strom GmbH
Rz.: Randziffer
S.: Satz
S.: Seite
s.o.: siehe oben
SAIDI: System Average Interruption Duration Index
SAIFI: System Average Interruption Frequency Index
sog.: sogenannt
StromNEV: Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV: Stromnetzzugangsverordnung
TJ: Terajoule
TRM: Transmission Reliability Margin
TSM: Technisches-Sicherheits-Management
TTC: Total Transfer Capacity
TWh: Terawattstunde
Tz.: Textziffer
u.a.: unter anderem
UCTE: Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber
usw.: und so weiter
v.a.: vor allem
VDE: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW: Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDN: Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW
VEA: Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V.
VET: Vattenfall Europe Transmission GmbH
vgl.: vergleiche
VIK: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU: Verband Kommunaler Unternehmen e.V.
VNB Gas: Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen
VNB Strom: Verteilernetzbetreiber Strom
VO: Verordnung
VP: Virtueller Punkt
vs.: versus
VV: Verbändevereinbarung
WEG: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
XML: Extensible Markup Language
z.B.: zum Beispiel
z.T.: zum Teil

Quellenverzeichnis

BMU: Entwicklung erneuerbarer Energien 2005, Stand März 2006

Bundeskartellamt: Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2003/2004 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, BT-Drucksache 15/5790, 2005

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit in Zusammenarbeit mit Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Benchmark-Bericht zum Strom- und Gasmarkt gemäß Anforderung der GD TREN vom 2. Juni 2005, 2005

Europäische Kommission, Energy Sector Inquiry – Issues Paper v. 15.12.2005

European Commission: Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report, 2006

Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21.07.2004

LBEG Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2005, 2006

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

Schiffer, Hans-Wilhelm: Energiemarkt Deutschland, Köln, 2005

VDN: Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2006, 2006

VDN: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004, 2005

VDN: TransmissionCode 2003, 08/2003

VDN: VDN Jahresbericht 2005, 2006

WuW: Wirtschaft und Wettbewerb – Zeitschrift für deutsches und europäisches Wettbewerbsrecht

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Organisatorischer Aufbau der Energieregulierung	9
Abbildung 2: Umsetzung der Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung nach Art des Energieversorgungsunternehmens, in Prozent	35
Abbildung 3: Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber, nach ihrem Anteil an Beschäftigten mit Netzaktivitäten in der Netzgesellschaft (in % der Beschäftigten mit Netzaktivitäten im Gesamtunternehmen)	36
Abbildung 4: Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber nach ihrem Kostenanteil für Shared Services und für externe Dienstleister an den Gesamtkosten der Netzgesellschaft.....	37
Abbildung 5: Prozentualer Anteil der befragten Verteilernetzbetreiber, nach ihrem Anteil an Beschäftigten mit Netzaktivitäten in der Netzgesellschaft (in % der Beschäftigten mit Netzaktivitäten im Gesamtunternehmen).....	38
Abbildung 6: Prozentualer Anteil der befragten Verteilernetzbetreiber, nach ihrem Kostenanteil für Shared Services und für externe Dienstleister an den Gesamtkosten der Netzgesellschaft.....	39
Abbildung 7: Prozentualer Anteil der befragten Verteilernetzbetreiber, die einen von der Muttergesellschaft getrennten Firmensitz haben und über eine eigene Bildmarke sowie eine eigene Webdomain verfügen	40
Abbildung 8: Anzahl der befragten Fernleitungsnetzbetreiber nach ihrem Kostenanteil für Shared Services und für externe Dienstleister an den Gesamtkosten der Netzgesellschaft .	41
Abbildung 9: Mittlere verfügbare Übertragungskapazitäten der Kuppelstellen zum Ausland.....	50
Abbildung 10: Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in 2004/2005	51
Abbildung 11: Durchschnittliche stündliche Lastflüsse auf grenzüberschreitenden Kuppelleitungen in 2004 und 2005.....	52
Abbildung 12: Einnahmen aus Engpassmanagement in 2005.....	52
Abbildung 13: Aufteilung der Einnahmen aus Engpassmanagement in 2005	53
Abbildung 14: Einnahmen der ÜNB aus der Kapazitätsvergabe an den deutschen Grenzen in 2004 und 2005	54
Abbildung 15: Aufteilung des Einzelhandelspreises Kategorie Dc.....	57
Abbildung 16: Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo in 2005 (Maximum des Ausgleichsenergiepreises bei Vattenfall Europe Transmission GmbH betrug 9,5 ct/kWh in 2005)	62
Abbildung 17: Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo in 2005.....	63
Abbildung 18: Anzahl der Fahrplanänderungen in 2006 gemäß Übergangsregelung zur Änderung von untertäglichen Fahrplänen	64
Abbildung 19: Volumen der Fahrplanänderungen in 2006 gemäß Übergangsregelung zur Änderung von untertäglichen Fahrplänen	65
Abbildung 20: Anzahl der Fahrplanänderungen in 2006 aufgrund von Kraftwerksausfällen.....	65
Abbildung 21: Volumen der Fahrplanänderungen in 2006 aufgrund von Kraftwerksausfällen ...	66
Abbildung 22: Zahl der Abrufe von MR innerhalb der vier deutschen Regelzonen in den Jahren 2004 und 2005	70
Abbildung 23: Häufigkeit des Einsatzes von MR im Jahr 2005 nach Vorzeichen.....	71
Abbildung 24: Durchschnittswerte der 2005 von den ÜNB abgerufenen MR im Vergleich.....	71
Abbildung 25: Entwicklung der jährlichen Hilfsdienstkosten der deutschen ÜNB nach Hilfsdienst.....	72
Abbildung 26: Anteile der Unternehmen an der Nettostromerzeugungskapazität (inkl. verbundene Unternehmen)	77
Abbildung 27: Geplante und genehmigte Elektrizitätserzeugung am Höchstspannungsnetz (Anschlussbegehren)	81
Abbildung 28: Durchschnittlicher Automatisierungsgrad des Lieferantenwechsels	86
Abbildung 29: Infrastrukturelle Merkmale der Netzbetreiber	99
Abbildung 30: Teilnetzbildung	103
Abbildung 31: Vorliegen physikalischer Netzengpässe bei nicht-örtlichen Gasnetzbetreibern trotz Teilnetzbildung	103

Abbildung 32: Anzahl durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart (örtliche Verteilernetzbetreiber).....	109
Abbildung 33: Anteil Verfahrensart der abgewickelten Lieferantenwechsel (örtliche Verteilernetzbetreiber und nicht örtliche Netzbetreiber).....	110
Abbildung 35: Grundlagen der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber	126
Abbildung 35: Erdgasförderung, -import, -export und –verbrauch	129
Abbildung 36: Struktur des Erdgasaufkommens in Deutschland nach Herkunftsland	130
Abbildung 37: Angewandte marktbezogene Maßnahmen von örtlichen Gasverteilernetzbetreibern	152
Abbildung 38: Anteil UCTE-Strommix am Gesamtenergieträgermix.....	157

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Vorgaben zu den Regionalen Indikatoren.....	47
Tabelle 2: Aggregierte Werte zu den Preisen für „Day ahead base load“ an der EEX in 2005...	47
Tabelle 3: Werte zu den Handelsflüssen an den deutschen Grenzen in 2005	48
Tabelle 4: Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz.....	55
Tabelle 5: Durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreise und Netzkosten.....	57
Tabelle 6: Maxima der Ausgleichsenergiepreise in 2004.....	61
Tabelle 7: Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise in 2005	61
Tabelle 8: Veröffentlichung der Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern....	68
Tabelle 9: Internet-Veröffentlichungspflichten	68
Tabelle 10: Übersicht über die im Jahr 2005 von den ÜNB ausgeschriebenen Leistungen in MW, jeweils getrennt nach positiver und negativer Regelenergieart.....	69
Tabelle 11: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss je Netzebene..	73
Tabelle 12: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Spannungsebenen.....	74
Tabelle 13: Mindestanforderungen gemäß § 21b Absatz 2 EnWG	75
Tabelle 14: Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen durch Dritte.....	75
Tabelle 15: Ablehnung von Anträgen auf Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen durch Dritte.....	75
Tabelle 16: Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen am NS- und MS-Netz sowie Umspannung NS/MS.....	80
Tabelle 17: Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen am HS-Netz.....	81
Tabelle 18: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB Strom.....	87
Tabelle 19: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB Strom.....	88
Tabelle 20: Summierte Absatzmengen Letztverbraucher in 2004 und 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom.....	89
Tabelle 21: Vertragswechsel Letztverbraucher in 2004 und 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom.....	90
Tabelle 22: Anteile der größten Unternehmen bei der Stromabgabe 2003 und 2004 an Letztverbraucher mit einem Anteil von mindestens fünf Prozent	90
Tabelle 23: Anteile der drei größten Unternehmen bei der Stromabgabe 2005 an Letztverbraucher	91
Tabelle 24: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen 2005 nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom unter Verwendung der Dominanzmethode (s. Fußnote 4, S. 13).....	92
Tabelle 25: Wesentliche ausländische Beteiligungen an deutschen Stromversorgern.....	93
Tabelle 26: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie Dc gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom	95
Tabelle 27: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie Ib gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom.....	96
Tabelle 28: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie Ig gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Strom.....	97
Tabelle 29: Verwendete Datenformate bei der Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten	111
Tabelle 30: Durchschnittliche mengengewichtete Netzkosten nach Abnahmefällen	112
Tabelle 31: Versorgung von Kunden nach Standardlastprofilen	114
Tabelle 32: Angebot Basisbilanzausgleich.....	115
Tabelle 33: Angebot erweiterter Bilanzausgleich	116
Tabelle 34: Angebot von Flexibilitätsdienstleistungen.....	116
Tabelle 35: Angebotene Flexibilitätsdienstleistungen	116
Tabelle 36: Eingesetzte Regelenergiequellen.....	117
Tabelle 37: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben	122

Tabelle 38: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss für Netzbetreiber, die nicht der örtlichen Verteilung dienen	123
Tabelle 39: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasdruckregelmessanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckstufen für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben.....	123
Tabelle 40: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasleitungen und Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckstufen und Materialien für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben	124
Tabelle 41: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasdruckregelmessanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Druckstufen für Netzbetreiber, die nicht der örtlichen Verteilung dienen	124
Tabelle 42: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasleitungen und Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckstufen und Materialien für Netzbetreiber, die nicht der örtlichen Verteilung dienen.....	124
Tabelle 43: Aufschlüsselung der Angaben bei „Sonstige“.....	127
Tabelle 44: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch 2004/2005	128
Tabelle 45: Struktur des Erdgasaufkommens in Deutschland nach Herkunftsland (ohne Speichersaldo)	129
Tabelle 46: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB Gas	133
Tabelle 47: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	134
Tabelle 48: Summierte Absatzmengen Letztverbraucher in 2004 und 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	135
Tabelle 49: Vertragswechsel Letztverbraucher in 2004 und 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	136
Tabelle 50: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen 2005 nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas unter Verwendung der Dominanzmethode.....	137
Tabelle 51: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie I4-1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	139
Tabelle 52: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie I1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	140
Tabelle 53: Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2006) für Eurostat-Kundenkategorie D3 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas	141
Tabelle 54: Netto-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung 2005 (vorläufig).....	143
Tabelle 55: Übersicht bevorstehende Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten.....	144
Tabelle 56: Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten und vom Netz genommene Kraftwerksleistungen in 2005 für Kraftwerke mit einer Netto-Leistung von mindestens 25 MW	145
Tabelle 57: Netto-Engpassleistung in Deutschland 2005 in MW	146
Tabelle 58: Leistungsbilanz-Vorschau bis 2015.....	147
Tabelle 59: Auseinandersetzung mit der Schwachstellenanalyse	150
Tabelle 60: Entwicklung des gesamten inländischen Gasverbrauches und der inländischen Gewinnungskapazität.....	150
Tabelle 61: Befragte Marktteilnehmer zur Systemverantwortung und Versorgungsstörungen .	151
Tabelle 62: Netzbezogene Maßnahmen	153
Tabelle 63: Umsetzung der Stromkennzeichnungspflichten	155
Tabelle 64: Darstellungsformen der Stromkennzeichnungspflichten	156
Tabelle 65: Verifizierung/Deklaration/Herkunftsnachweis der Elektrizitätsmengen für die Stromkennzeichnung.....	157
Tabelle 66: Anteil der Energieversorgungsunternehmen, die ihren Veröffentlichungspflichten nachkommen.....	158
Tabelle 67: Umsetzungsstand gesetzlicher Bestimmungen für die inhaltliche Gestaltung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung nach § 41 EnWG.....	159
Tabelle 68: Anteil EVU, die Haushaltskunden vor Abschluss eines Liefervertrages außerhalb der Grundversorgung verschiedene Zahlungsmodalitäten anbieten	159

Tabelle 69: Absatzmengen Großhändler und Lieferanten Strom zu den Konditionen des Allgemeinen Tarifes/Allgemeiner Preise nach Kategorien in TWh..... 161