



**HOCHSCHULE LUDWIGSBURG
HOCHSCHULE FÜR ÖFFENTLICHE VERWALTUNG UND FINANZEN**

**Wahlpflichtfach im Wahlpflichtfachbereich:
„Unternehmensführung in der öffentlichen Wirtschaft“**

**Die Liberalisierung in der EU –
dargestellt am Beispiel des
Erdgasmarktes in Deutschland**

DIPLOMARBEIT

zur Erlangung des Grades eines
Diplom-Verwaltungswirtes (FH)

vorgelegt von

Daniel Mehne

Studienjahr 2008/2009

Erstgutachter: Prof. U. Bähr
Zweitgutachter: Prof. F. Hieber

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	II
Verzeichnis der Abbildungen.....	IV
Verzeichnis der Anlagen	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Einführung.....	1
1.1 Ausgangsproblematik.....	1
1.2 Ziel der Diplomarbeit	2
1.3 Methodischer Aufbau der Diplomarbeit.....	2
2 Entwicklung der Liberalisierung.....	4
2.1 Begriff der Liberalisierung	4
2.2 Entwicklung der Liberalisierung der deutschen Energieversorgung bis 1996	4
2.3 Binnenmarktrichtlinie Elektrizität (EltRL 1996)	7
2.4 Binnenmarktrichtlinie Gas (GasRL 1998).....	8
2.5 EnWG 1998/2003.....	8
2.6 Beschleunigungsrichtlinien Elektrizität und Gas.....	12
2.7 EnWG 2005	14
2.7.1 Regulierter Netzzugang	15
2.7.2 Besonderheiten beim Gasnetzzugang	16
2.7.3 Entflechtung	16
2.7.4 Grundversorgung	17
2.7.5 Konzessionsvertragsrecht.....	17
2.7.6 Regulierungsbehörden.....	19
3 Schwerpunkte der Liberalisierung	20
3.1 Regulierungsmethoden	20
3.1.1 Kostenorientierte Entgeltbildung	20
3.1.2 Vergleichsverfahren	22
3.1.3 Anreizregulierung.....	23
3.1.3.1 Erlösobergrenzen	24

3.1.3.2	Effizienzvorgaben	26
3.1.3.3	Qualitätselement.....	27
3.1.3.4	Regulierungsformel.....	28
3.1.3.5	Ermittlung der Netzentgelte	29
3.2	Entflechtung	29
3.2.1	Rechtliche Entflechtung (§ 7 EnWG)	30
3.2.2	Operationelle Entflechtung (§ 8 EnWG).....	31
3.2.3	Informatorische Entflechtung (§ 9 EnWG)	32
3.2.4	Buchhalterische Entflechtung (§10 EnWG).....	33
3.2.5	Eigentumsrechtliche Entflechtung.....	34
3.3	Wegfall der Demarkation.....	35
3.4	Zugang zu den Gasversorgungsnetzen	37
4	Auswirkung der Liberalisierung auf die Verbraucher.....	41
5	Stand und Entwicklung der Liberalisierung auf dem Erdgasmarkt in Deutschland	44
5.1	Allgemeine Zahlen	44
5.2	Gashandel.....	45
5.3	Marktanteile der Anbieter	47
5.4	Verhalten der Letztverbraucher.....	48
5.5	Gaspreis.....	50
5.6	Entflechtung	52
5.6.1	Rechtliche Entflechtung	52
5.6.2	Operationelle Entflechtung.....	53
5.6.3	Informatorische Entflechtung	55
5.6.4	Buchhalterische Entflechtung.....	56
5.6.5	Ausblick über die Entflechtung.....	56
6	Zusammenfassung.....	58
Anlagen	V
Literaturverzeichnis		XXIII
Erklärung nach § 36 Abs. 3 APrO VwGD.....		XXVI

Verzeichnis der Abbildungen

Abb. 1: Entwicklung der Liberalisierung des Energiemarktes in Deutschland von 1996 - 2005.....	6
Abb. 2: Gasversorger in Deutschland.....	45
Abb. 3: Gashandel an europäischen Hubs 2007.....	46
Abb. 4: Gashandel in Deutschland nach Marktplätzen.....	47
Abb. 5: Belieferung von Letztverbrauchern.....	49
Abb. 6: Zeitliche Einordnung der bisher erfolgten Gründungen von Netzgesellschaften der Verteilernetzbetreiber Elektrizität und/oder Gas.....	53
Abb. 7: Verteilernetzbetreiber Elektrizität nach Mitarbeitern mit eigenem schuldrechtlichem Anstellungsvertrag.....	54
Abb. 8: Räumliche Trennung und eigenständiger Marktauftritt bei rechtlich entflochtenen Verteilernetzbetreibergesellschaften.....	55

Verzeichnis der Anlagen

Anlage 1:	Anlage 1 (zu § 7) ARegV.....	V
Anlage 2:	Abbildungen: Gasimport und Gasexport.....	VIII
Anlage 3:	Abbildung: Marktanteile.....	X
Anlage 4:	Abbildungen: Lieferantenwechsel.....	XII
Anlage 5:	Abbildungen: Gaspreis.....	XIV
Anlage 6:	Abbildungen: Entflechtung.....	XIX

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
Anm.	Anmerkung
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfGE	Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts
bzw.	beziehungsweise
d. h.	das heißt
DV	Datenverarbeitung
EDIFACT	Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
EGV	Vertrag zur Gründung der europäischen Gemeinschaft
EltRL	Binnenmarktrichtlinie Elektrizität vom 19.12.1996
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
f.	folgende Seite
ff.	folgende Seiten
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GABi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungen und Bilanzie- rungsregeln im deutschen Gasmarkt
GasRL	Binnenmarktrichtlinie Gas vom 22.06.1998
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gas- versorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung), vom 25. Juli 2005

GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung), vom 25. Juli 2005
GeLi Gas	Geschäftsprozesse/Datenformate für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
H-Gas	High Gas
HGB	Handelsgesetzbuch
Hrsg.	Herausgeber
ISO	Independent System Operator
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
L-Gas	Low Gas
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
MWh	Megawattstunde
Nr.	Nummer
OLG	Oberlandesgericht
S.	Satz
sep.	separat
sog.	so genannt
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromentgeltverordnung), vom 07. Juli 2005
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung), vom 25. Juli 2005
TWh	Terawattstunde
usw.	und so weiter
VNB	Verteilernetzbetreiber
vgl.	vergleiche
VP	Virtueller Handelspunkt

VV Erdgas I	Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas, vom 04. Juli 2000
VV Erdgas II	Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas, vom 03. Mai 2002
VV Strom II	Verbändevereinbarung über Netzzugangsentgelte für elektrische Energie, vom 13. Dezember 1999
VV Strom II plus	Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, vom 13. Dezember 2001
z. B.	zum Beispiel
zit.	zitiert

1 Einführung

1.1 Ausgangsproblematik

Das Bundesverfassungsgericht bezeichnete die Sicherstellung der Energieversorgung in einem Urteil als ein „Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges“¹ und führte in einem weiteren Urteil aus, dass die Versorgung mit Energie „zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich“² sei. Niemand wird wohl bestreiten, dass wir auf Energie angewiesen sind. Der Bedarf ist dabei sehr vielfältig. Wir brauchen Energie, um unsere Räume zu heizen, Nahrung zuzubereiten oder für den Betrieb von Einrichtungen oder Maschinen zur Lebenserleichterung. Energie kann als absolutes Gemeinschaftsgut bezeichnet werden und zählt zum Bereich der Daseinsvorsorge.

Vor dem Inkrafttreten der europäischen Binnenmarktrichtlinien wurde in den Mitgliedsstaaten der EU die Ansicht vertreten, dass eine preisgünstige und zuverlässige Energieversorgung nur in monopolistisch geprägten Strukturen zu gewährleisten sei. Man wollte somit einen ruinösen Verdrängungswettbewerb verhindern. Die EU strebte jedoch eine Veränderung dieser Situation an.

Nach den Bemühungen zur Liberalisierung auf den Gebieten der Telekommunikation und des Schienenverkehrs war Ende der 90er Jahre nun auch die Energieversorgung an der Reihe. Dabei sollten die (Gebiets-) Monopole abgeschafft werden, damit ein funktionsfähiger und chancengleicher Wettbewerb entstehen kann. Es wurde jedoch schon früh erkannt, dass sich dieser Systemwechsel nicht allein durch Vertrauen in den Markt vollzieht, sondern es weiterer Regelungen bedarf.

¹ Vgl. BVerfGE 30, 292, S. 323.

² Vgl. BVerfGE 66, 248, S. 258.

1.2 Ziel der Diplomarbeit

Das Ziel dieser Diplomarbeit ist es, die Liberalisierung des Gasmarktes in Deutschland durch den Einfluss der EU zu beschreiben. Neben der Entwicklung wird dabei auf einzelne Aspekte der Liberalisierung genauer eingegangen, sowie die Auswirkung am Gasmarkt auf die Verbraucher dargestellt. Des Weiteren soll die Diplomarbeit dazu beitragen, den momentanen Stand der Liberalisierung des Gasmarktes in Deutschland aufzuzeigen.

1.3 Methodischer Aufbau der Diplomarbeit

Die Diplomarbeit ist in vier größere Blöcke aufgeteilt. Der erste Block geht nach einer Begriffsdefinition auf die Entwicklung ein, beginnend bei den Binnenmarktsrichtlinien EItRL 1996/GasRL 1998 über die EnWG-Novelle 1998/2003 und die Beschleunigungsrichtlinien 2003 bis hin zum EnWG 2005. Aufgrund der engen Verbindung zwischen Elektrizität und Gas während des Prozesses der Liberalisierung und oft ähnlicher Regelungen erweist sich nicht nur ein Blick auf den Gasbereich, sondern auch auf den Elektrizitätsbereich als sinnvoll.

Der nächste Block der Arbeit umfasst die Schwerpunkte der Liberalisierung, unter anderem mit einem genauen Blick auf das Thema Entflechtung. Daneben werden auch sehr aktuelle Themen wie die Einführung der Anreizregulierung und des Enty-Exit-Modells genauer betrachtet.

Im Anschluss daran soll der dritte Teil die Auswirkung der Liberalisierung und die momentane Situation der Verbraucher am Gasmarkt darlegen, bevor schließlich im letzten großen Block der Arbeit auf den Stand der Liberalisierung des Gasmarktes in Deutschland eingegangen wird. Dabei soll mit Hilfe der Monitoringberichte der Bundesnetzagentur aus den Jah-

ren 2007 und 2008 veranschaulicht werden, inwiefern der deutsche Gasmarkt schon vom Wettbewerb beeinflusst ist.

2 Entwicklung der Liberalisierung

2.1 Begriff der Liberalisierung

Unter dem Begriff der Liberalisierung versteht man die wettbewerbliche Öffnung von Wirtschaftsgebieten, die früher durch Monopole gekennzeichnet waren.³ Vielfach wird Liberalisierung auch als Deregulierung bezeichnet, die wiederum als Beschränkung staatlicher Einflussnahme definiert werden kann.⁴

Ein Blick in die USA und nach Großbritannien, wo die Liberalisierung der Strommärkte schon früher begonnen hat, zeigt jedoch, dass die Folge der Liberalisierung häufig neue Regulierungen waren. Diese waren zum Schutz des Wettbewerbs gedacht und zeigen auf, dass die Liberalisierung mit der Deregulierung nicht gleichgesetzt werden kann.⁵ Mit dem Inkrafttreten des EnWG 2005 lässt sich diese Tendenz auch in Deutschland beobachten.

2.2 Entwicklung der Liberalisierung der deutschen Energieversorgung bis 1996

Mit dem 1957 verkündeten GWB wurden Ausnahmeregelungen für Strom und Gas in den §§ 103 ff. GWB. getroffen. Demnach wurden die in der leitungsgebundenen Versorgungswirtschaft üblichen Demarkationsverträge, Konzessionsverträge, Höchstpreisvereinbarungen und Verbundverträge vom Kartellverbot nach § 1 GWB. sowie vom Preisbindungsverbot nach § 15 GWB. freigestellt. Auch im Anschluss daran hielt die Bundesre-

³ Vgl. Schneider, Jens-Peter, Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation, Baden-Baden, 1999, S. 31.

⁴ Vgl. Kämmerer, Jörn Axel, Privatisierung. Typologie, Determinanten, Rechtspraxis, Folgen, Tübingen, 2001, S. 55.

⁵ Vgl. Schneider, 1999, S. 31.

gierung an geschlossenen Versorgungsgebieten und dem Ausschluss brancheninternen Wettbewerbs fest, um eine sichere und preiswürdige Strom- und Gasversorgung zu gewährleisten.⁶ Eine Reform des von 1935 datierenden EnWG wurde damals nicht für nötig gehalten.⁷ Der Zwischenbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft von 1971, der die monopolistische Versorgungsstruktur als wirtschaftlichste Form ansah, sowie die hohe Qualität der bundesdeutschen Energieversorgung im internationalen Vergleich unterstrichen diese Meinung.⁸

Ende der siebziger Jahre gab es wieder erste Anzeichen für eine Stärkung des Wettbewerbs. Mit der vierten GWB-Novelle von 1980 wurden zwei neue Missbrauchstatbestände sowie eine eigenständig geregelte Missbrauchsaufsicht eingeführt, und die Laufzeit für bestehende und zukünftige Verträge wurde zudem auf zwanzig Jahre begrenzt. Des Weiteren machte die Deregulierungskommission einen Vorstoß die §§ 103, 103a GWB aufzuheben, sowie u. a. wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen sowohl zwischen EVU untereinander als auch zwischen EVU und Städten bzw. Gemeinden, d. h. in Konzessionsverträgen, zu untersagen.⁹

1986 kam es nun auch zu ersten europäischen Impulsen, indem im Rat der Gemeinschaft erstmalige Forderungen nach einem Binnenmarkt für Energie laut wurden. Eine legislatorische Grundkonzeption der Europäischen Kommission zwei Jahre später benannte drei Schritte für die Errichtung grenzüberschreitender Energiemärkte, die mit unterschiedlichen Richtlinien ausgefüllt wurden:

⁶ Vgl. Nill-Theobald, Christiane/Theobald, Christian, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts. Die Liberalisierung der Strom und Gaswirtschaft, 2. Auflage, München, 2008, S. 65 f.

⁷ Vgl. Koenig, Christian/Kühling, Jürgen/Rasbach, Winfried, Energierecht, Frankfurt a. M., 2006, S. 26.

⁸ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 66.

⁹ Vgl. ebenda, S. 66.

- 1) Erleichterung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs durch Verbesserung der Transparenz zur Feststellung von Versorgungsmängeln im Binnenmarkt
(Transit-, Preistransparenz- und Vergaberichtlinien)
- 2) Vorantreiben der Liberalisierung durch ein freies Spiel der Kräfte auf dem Binnenmarkt
(EltRL 1996 und GasRL 1998)
- 3) Beseitigung der Wettbewerbsverzerrungen durch Erfahrungen aus der zweiten Phase
(Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas 2003)¹⁰

Im Folgenden wird vor allem auf die Schritte 2 und 3 eingegangen.

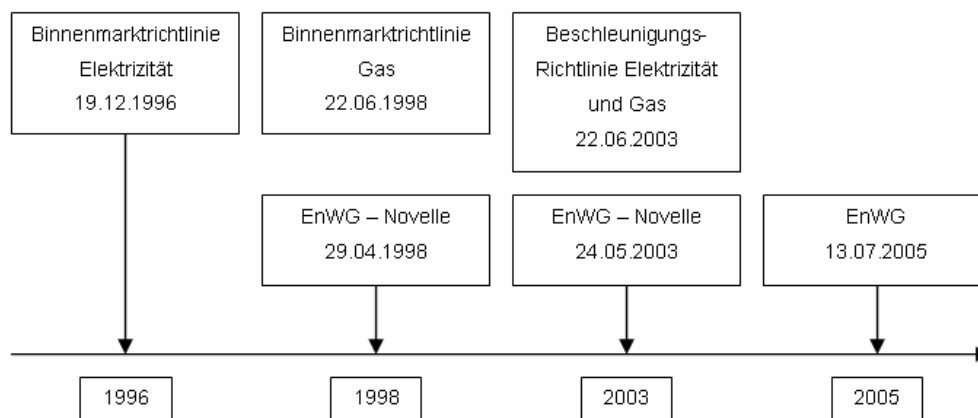


Abbildung 1: Entwicklung der Liberalisierung des Energiemarktes in Deutschland von 1996 - 2005

Quelle: eigene Darstellung

¹⁰ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 46 f.

2.3 Binnenmarktrichtlinie Elektrizität (EltRL 1996)

Zweck der EltRL vom 19.12.1996 war die Hinführung zu einem einheitlichen Binnenmarkt für Elektrizität, welcher sich am Wettbewerb orientieren sollte. Die Richtlinie stellte einen Kompromiss zwischen einer europaweiten Marktöffnung durch einen offenen Netzzugang (Third Party Access) auf der einen Seite und Versorgungssicherheit, Umwelt- und Verbraucherschutz auf der anderen Seite dar.¹¹

Den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union stand es frei, ihren Markt sofort und insgesamt zu öffnen oder aber nur bestimmte Marktöffnungs-fenster zu öffnen. Die nationale Marktquote (Mindestmarktöffnungsgrad) sollte jedoch über einen Zeitraum von sechs Jahren stufenweise erhöht werden und Kunden mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 GWh je Verbrauchsstätte war die Netznutzung unmittelbar mit dem Inkrafttreten der EltRL 1996 zu gewähren. Daneben musste eine von den Parteien unabhängige Stelle zur Beilegung von Streitigkeiten im Hinblick auf die Netznutzung benannt werden.¹²

Inhalt der Richtlinie war darüber hinaus die Einführung einer buchhalterischen und verwaltungsmäßigen Entflechtung und die Möglichkeit des nationalen Gesetzgebers Übertragungsnetzbetreibern die Auflage zu machen, dass sie bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang geben, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten.¹³ Ferner ist auch festzuhalten, dass die Mitgliedsstaaten geeignete und wirksame Mechanismen für die Regulierung, Kontrolle und Sicherstellung der Transparenz einzurichten hatten, damit eine marktbeherrschende Stellung zum Nachteil insbesondere von Verbrauchern verhindert werden

¹¹ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 50.

¹² Vgl. ebenda, S. 51.

¹³ Vgl. ebenda, S. 89.

konnte. Die EltRL 1996 musste bis zum 19.02.1999 in nationales Recht umgesetzt werden.¹⁴

2.4 Binnenmarktrichtlinie Gas (GasRL 1998)

Die in weiten Teilen der EltRL 1996 folgende GasRL vom 22.06.1998 sollte zur Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Gasmarktes führen. Inhalt waren Regelungen zu Fernleitungen, Verteilnetzen und zur Versorgung. Als Besonderheit konnte die zwischenstaatliche Regelung über den Zugang zum vorgelagerten Verbindungsnetz, d. h. zu den Gasgewinnungsstätten wie z. B. Erdgasspeicher, Anlagen zur Gasverflüssigung und Wiederverdampfungsanlagen, angesehen werden. Bezüglich der Entflechtung wurden in der GasRL 1998 im Vergleich zur EltRL 1996 allerdings weiter reichende Vorgaben getroffen, was sich schon daran erkennen ließ, dass in der Richtlinie von einer größeren Zahl wirtschaftlicher Aktivitäten die Rede war.¹⁵

Den Mitgliedsstaaten blieb überlassen für welche Form des Netzzugangs sie sich entscheiden. Die Wahl bestand zwischen dem System des verhandelten und dem des regulierten Netzzugangs. Dabei war Erdgasunternehmen und zugelassenen Kunden ein objektives und diskriminierungsfreies Netzzugangsrecht zu gewähren. Die GasRL 1998 musste bis zum 10.08.2000 in nationales Recht umgesetzt werden.¹⁶

2.5 EnWG 1998/2003

Eine Neuerung im EnWG vom 29.04.1998/24.05.2003 war die Erweiterung der Ziele Sicherheit und Preisgünstigkeit in § 1 um den Umwelt-

¹⁴ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 50 f.

¹⁵ Vgl. ebenda, S. 54.

¹⁶ Vgl. Olbricht, Tim, Netzzugang in der deutschen Gaswirtschaft, Essen, 2008, S. 103 f.

schutz. § 2 Abs. 4 EnWG 1998/2003 legte hierbei fest, dass der Umgang mit Energie und Ressourcen rationell und sparsam erfolgen sollte. Dabei stellte der Umweltschutz keinen Widerspruch zur wettbewerblichen Steuerung dar. Dies wurde vor allem aus dem zunehmenden Anspruch der Kunden auf eine umweltverträgliche Versorgung ersichtlich. Des Weiteren sollte der Innovations- und Modernisierungsdruck zu einer Beschleunigung in der Entwicklung der Kraftwerkstechnik führen. Festzuhalten ist jedoch auch, dass eine Verbesserung der Sicherheit und Umweltverträglichkeit mit höheren Kosten und Preisen verbunden ist.¹⁷

Die grundlegende Veränderung in der Novellierung des EnWG war jedoch die Aufhebung des Energiekartellrechts in den §§ 103, 103a GWB, was schließlich eine uneingeschränkte Geltung des Kartellrechts für die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft bedeutete.¹⁸

Bei der Art des Wettbewerbs wurde im EnWG eine Kombination aus den beiden Modellen „Wettbewerb im Netz“ („Wettbewerb im Markt“) und „Wettbewerb um das Netzgebiet“ („Wettbewerb um den Markt“) gewählt. „Wettbewerb im Netz“ sollte bei der Energielieferung und beim Handel stattfinden. Die Netze mussten für Dritte geöffnet werden (§ 19 Abs. 4 GWB).¹⁹ Dabei sollten die Einzelheiten der Durchleitung²⁰ von den Parteien ausgehandelt werden („Negotiated Third Party Access“). Die Durchleitungsbedingungen für Dritte mussten „guter fachlicher Praxis“ entsprechen und durften „nicht ungünstiger“ sein, als die Netzbetreiber sich selbst „in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung“ stellen (§§ 6 Abs. 1 S. 1,

¹⁷ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 82 f.

¹⁸ Vgl. Obricht, 2008, S. 105.

¹⁹ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 84.

²⁰ Durchleitung meint die Einspeisung von elektrischer Energie (Leistung und Arbeit) in vereinbarten Einspeisepunkten des Netzes und die damit korrelierende zeitgleiche Entnahme dieser Energiemenge an räumlich entfernt liegenden Entnahmepunkten aus dem Netzsystem.

6a Abs. 2 S. 1 EnWG 2003). Eine Verweigerung des Durchleitungsbegehrens war nur ausnahmsweise möglich (§§ 6 Abs. 1 S. 2, 6a Abs. 2 S. 2 EnWG 2003). Da keine konkreteren Ausgestaltungen der Netzzugangsbedingungen durch den Gesetzgeber getroffen wurden, entwickelten sich Verbändevereinbarungen (VV) als Rahmenrichtlinien für die Gestaltung des Netzzugangs und der Netzzugangsentgelte. Während die VV zunächst als unverbindliche Musterregelungen galten, wurde mit der Neufassung des EnWG 2003 bei ihrer Einhaltung die Erfüllung der Bedingung „gute fachliche Praxis“ vermutet.²¹

Die VV Strom II plus sah durch die Ablösung des transaktionsabhängigen Durchleitungsmodell der VV Strom I durch das Prinzip des transaktionsunabhängigen Netzpunkttarifs (Point of Connection Tarif) eine konsequente Trennung zwischen Netznutzung und Stromlieferung vor. Als Folge dessen ist die Trennung des Abschlusses von Netzanschluss- und Netznutzungsverträgen und die entbündelte Betrachtung von gelieferter Ware (elektrische Energie und Leistung) und Transportweg (Netz) zu nennen. Die Ablösung des transaktionsabhängigen Durchleitungsmodells war zudem Voraussetzung für die freie Wahl und den beliebigen Wechsel des Lieferanten, den Strombezug von mehreren Lieferanten je Entnahmestelle, die Abwicklung von anonymen Strombörsengeschäften sowie die Schaffung von Transparenz bei Netznutzungs- und Strompreisen.²²

Der Netzzugang in der VV Erdgas II war grundsätzlich einzelfallbezogen, d. h. individuell mit jedem betroffenen Netzbetreiber auszuhandeln. Es wurde jedoch keine Regelung getroffen, wer die Netzzugangsbedingungen aushandelt und es erfolgt auch keine Trennung zwischen Handelsgeschäft und Netznutzung wie bei der VV Strom II. Das transaktionsabhängige Netzzugangsmodell führte oft zu langwierigen Verhandlungen und hohen Kosten. Auch die Entgeltberechnung auf Grundlage eines internati-

²¹ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 86.

²² Vgl. ebenda, S. 86 f.

onalen Vergleichsmarktes stand wegen dem Fehlen von Regelungsinhalten bzw. Kalkulationsgrundlagen und einer eigenständigen Kontrollinstanz für den Entgeltvergleich in der Kritik. Im Übrigen gab es auch keine Regelungen für den Zugang zu Gasspeichern.²³

„Wettbewerb um das Netzgebiet“ sollte bei der allgemeinen Versorgung Anwendung finden.²⁴

Eine weitere große Neuheit in den beiden EnWG-Novellen 1998/2003 war die Einführung des Unbundling, was mit dem Ziel verbunden war, eine höchstmögliche Transparenz der Kostenzuordnung zu den einzelnen Marktstufen²⁵ zu erreichen. Der Netzbetrieb sollte als fortwährendes natürliches Monopol aus der Wertschöpfungskette herausgelöst und von den vor- und nachgelagerten Märkten in Form der Erzeugung und des Einkaufs bzw. des Verkaufs abgetrennt werden. Durch die Entflechtung versprach sich der Gesetzgeber sowohl Quersubventionierungen zwischen den Marktstufen als auch die Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung zu verhindern. Unbundling ist somit ein Instrument der Marktmachtdisziplinierung und kann als Konkretisierung des Art. 82 EGV angesehen werden.²⁶

Regelungen zum Thema Entflechtung fanden in der EnWG-Novelle 1998 zunächst nur für die Stromwirtschaft statt. Mehr oder weniger parallele Anforderungen an die Gaswirtschaft fanden erst mit der EnWG-Novelle 2003 Einzug ins Gesetz. Bei den Arten des Unbundling beschränkte sich der Gesetzgeber bei der Umsetzung der EitRL 1996 und GasRL 1998 zum einen auf die buchhalterische Entflechtung in Form der Führung unterschiedlicher Konten für die Aktivitäten Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie für Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitätsbereichs. Zum

²³ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 87 f.

²⁴ Vgl. ebenda, S. 84.

²⁵ Marktstufen bei der Gasversorgung: Produktion bzw. Import, Transport, Weiterverteilung und Verkauf.

²⁶ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 88 f.

anderen wurden Regelungen bezüglich der verwaltungsmäßigen Entflechtung getroffen, die besagten, dass das Übertragungsnetz als eine Betriebsabteilung geführt und von den anderen Tätigkeiten eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens getrennt werden sollte.²⁷

2.6 Beschleunigungsrichtlinien Elektrizität und Gas

Da man mit dem Ergebnis der EltRL 1996 und der GasRL 1998 in der Europäischen Kommission nicht zufrieden war, wurden am 22.06.2003 die Beschleunigungsrichtlinien Elektrizität und Gas erlassen. Diese sollten zu einer weiteren Öffnung der Strom- und Gasmärkte führen.²⁸

Mit den Beschleunigungsrichtlinien verbunden waren verschärfte Anforderungen an das Unbundling, welche zu einer größeren Kostentransparenz und einer sachgemäßen Zuordnung von Kosten, Gewinnen und Steuern führen sollten. Bis auf die Klarstellung, dass der Energievertrieb nicht zur „Verteilung“ zählen kann, gab es bei der buchhalterischen Entflechtung jedoch keine großen Änderungen zur EltRL 1996 und GasRL 1998 und es wurden weiterhin alle Elektrizitäts- und Gasversorgungsunternehmen unabhängig von der Kundenzahl erfasst. Bei der informatorischen Entflechtung wurden Vertraulichkeitsanforderungen an sämtliche Netzbetreiber gestellt.²⁹

Die größten Anforderungen wurden an die organisatorische und gesellschaftsrechtliche Entflechtung gestellt, welche Verteilernetzbetreiber in integrierten Energieversorgungsunternehmen betrafen. Für sie bestand die Pflicht, die Verantwortlichkeit für den Netzbetrieb in eine gesonderte Gesellschaft zu verlagern. Eine Verlagerung des Netzeigentums war jedoch nicht notwendig. Hierbei ist noch festzuhalten, dass die Möglichkeit

²⁷ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 89 f.

²⁸ Vgl. ebenda, S. 55.

²⁹ Vgl. ebenda, S. 56 f.

für die nationalen Gesetzgeber bestand, Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden von den Verpflichtungen zum organisatorischen und gesellschaftsrechtlichen Unbundling auszunehmen. Die Folge dessen war eine Vermeidung von finanziell und administrativ unverhältnismäßig starker Belastung für kleinere Verteilunternehmen, was vor allem für kommunale Eigenbetriebe und Eigengesellschaften eine Begünstigung darstellte. Das gesellschaftsrechtliche Unbundling musste erst zum 01.07.2007 in nationales Recht umgesetzt werden.³⁰

Zusätzlich wurden Regulierungsbehörden eingeführt, welche eine Schlüsselrolle bei der Gewährleistung eines nicht diskriminierenden Netzzugangs spielen sollten. Für die nationalen Gesetzgeber bestand hierbei die Möglichkeit sowohl eine als auch mehrere Einrichtungen damit zu betrauen. Die Wahl konnte auch auf schon bestehende Einrichtungen fallen. Die Regulierungsbehörden sollten ein Monitoring³¹ durchführen, das unter anderem Aspekte der Versorgungssicherheit (Überwachung von Angebot und Nachfrage), der tatsächliche Entflechtung der Rechnungslegung und des Abschlusses neuer Elektrizitätserzeuger (Bedingungen und Tarife) betraf.³²

Ferner haben die Regulierungsbehörden die Aufgabe, die Netzanschluss- und Zugangsbedingungen zu den nationalen Netzen festzulegen, sowie Tarife oder Tarifmethoden zu bestimmen oder zu genehmigen. Diese Neuerung bedeutet die Abschaffung der bisher in den Richtlinien enthaltenen Möglichkeit des verhandelten Netzzugangs, welcher in Deutschland bis dahin praktiziert wurde.³³

³⁰ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 57.

³¹ In vorherigen deutschen Textfassungen war immer der Begriff der „Überwachung“ verwendet worden. Wegen der Befürchtung, dass der Begriff „Überwachung“ der zuständigen Behörde Eingriffskompetenzen vermittelt, wählte man den Begriff „Monitoring“ („Dauerbeobachtung eines bestimmten Systems“; Quelle: Duden)

³² Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 57 f.

³³ Vgl. ebenda, S. 59.

Die rechtliche Mindestanforderung war die vorherige Festlegung von Tarifmethoden. Es bestand aber auch die Möglichkeit entweder die konkreten Netzzugangsentgelte der einzelnen Netzbetreiber in ihrer exakten Höhe zu genehmigen (Ex-ante³⁴-Genehmigung) oder einen quantitativen Tarifrahmen, beispielsweise in Form einer Maximalhöhe oder einer Tarifspanne festzulegen. Die Anforderungen galten sowohl für die Verteiler- als auch für die Übertragungsebene.³⁵

Darüber hinaus war es der Regulierungsbehörde aber auch gestattet Bedingungen, Tarife, Regeln, Mechanismen und Methoden nachträglich zu ändern, um eine angemessene und nicht diskriminierende Anwendung sicherzustellen (Ex-post-Eingriffskompetenzen³⁶). Abgesehen davon konnten auch konkrete Änderungen gemacht werden, hinsichtlich derer keine Ex-ante-Präventivgenehmigung notwendig war (z. B. Verbindungskapazitäten, Kapazitätsengpassmanagement, Entflechtung). Außerdem diente die Regulierungsbehörde als Streitbeilegungsstelle in Bezug auf Unstimmigkeiten zwischen Netzzugangspetenten und Netzbetreibern.³⁷

Die Beschleunigungsrichtlinien Elektrizität und Gas mussten bis zum 01.07.2004 in nationales Recht umgesetzt werden.

2.7 EnWG 2005

Das am 13.07.2005 in Kraft getretene EnWG setzt die Beschleunigungsrichtlinien Elektrizität und Gas um und läutet mehrere Paradigmenwechsel ein. Die wesentlichen Änderungen sind dabei der Übergang vom verhandelten zum regulierten Zugang zu Strom- und Gasnetzen sowie deutlich

³⁴ „im Vorhinein“ (Quelle: Duden)

³⁵ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 59.

³⁶ „im Nachhinein“ (Quelle: Duden)

³⁷ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 59 f.

weitergehende Verpflichtungen vertikal integrierter EVU³⁸ zu unterschiedlichen Stufen der Entflechtung.³⁹ Des Weiteren wurden die Ziele aus § 1 Abs. 1 EnWG um Verbraucherfreundlichkeit und Effizienz erweitert.

2.7.1 Regulierter Netzzugang

§ 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG besagt, dass die Netzbetreiber „jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren“ haben. Jedoch können die Betreiber von Energieversorgungsnetzen den Netzzugang auch weiterhin ausnahmsweise verweigern, sofern er „aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen (...) nicht möglich oder nicht zumutbar“ ist (§ 20 Abs. 2 Satz 1 EnWG). Eine weitere Möglichkeit der Verweigerung stellt § 3 Abs. 3 StromNZV dar, und zwar „wenn sich der Netzzugangspetent dem Bilanzkreissystem des jeweiligen Betreibers von Übertragungsnetzen nicht anschließt oder nicht bereit ist, die veröffentlichten und gültigen Netznutzungsentgelte zu entrichten.“ Liegt ein nicht gerechtfertigter Verstoß gegen die Gewährung des Netzzugangs vor, so hat die Regulierungsbehörde nun auch ein Bündel an Eingriffsmöglichkeiten.⁴⁰

Die Einzelheiten des Netzzugangs werden mit dem neuen EnWG auf vertraglicher Ebene in Form von Netznutzungs-, Lieferantenrahmen- und Bilanzkreisverträgen geregelt (§§ 23 - 26 StromNZV). Statt den wie bisher verhandelten Verträgen gibt es nun Standardverträge, die von der Regulierungsbehörde genehmigt bzw. verändert werden (§ 28 StromNZV). In-

³⁸ „ein im Elektrizitäts- oder Gasbereich tätiges Unternehmen oder eine im Elektrizitäts- oder Gasbereich tätige Gruppe von Unternehmen, die (...) miteinander verbunden sind, wobei (...) im Elektrizitätsbereich mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität oder im Erdgasbereich mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, Betrieb einer LNG-Anlage oder Speicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas“ wahrgenommen werden (§ 3 Nr. 38 EnWG)

³⁹ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 101 f.

⁴⁰ Vgl. Theobald, Christian, Wettbewerb zwischen Entflechtung und Verflechtung im Strommarkt, in Bohne, Eberhard/Jansen, Dorothea (Hrsg.), Strategien von Stadtwerken im liberalisierten Strommarkt, Berlin, 2007, S.28.

halt dieser Verträge ist das Marktplatz- und Bilanzkreissystem der VV Strom II Plus (§§ 4 und 5 StomNZV).⁴¹ Für sämtliche Netznutzungsentgelte bedarf es einer Vorabgenehmigung (spätestens sechs Monate vor beabsichtigtem Inkrafttreten) und ab 01.01.2009 soll eine kostenbasierte Netzentgeltbildung in Form der Anreizregulierung geschaffen werden.⁴²

2.7.2 Besonderheiten beim Gasnetzzugang

Der Gasnetzzugang ist durch ein Entry-Exit-Modell auf Fernleitungsebene und ein „Netzknotenmodell“ auf Verteilnetzebene gekennzeichnet. Für den Netzzugang ist nur noch der Abschluss eines Einspeise- und eines Ausspeisevertrags nötig.⁴³ Genauere Erläuterungen zu den beiden Modellen sind unter Kapitel 3.4 (Zugang zu den Gasversorgungsnetzen) zu finden.

2.7.3 Entflechtung

Mit dem EnWG von 2005 wurden neben dem bisher bestehenden buchhalterischen Unbundling Vorschriften zum informatorischen, operationellen und (gesellschafts-) rechtlichen Unbundling eingeführt (§§ 7 - 10 EnWG). Während sämtliche vertikal integrierte EVU, die ein Netz betreiben, zum buchhalterischen und informatorischen Unbundling verpflichtet sind, betrifft das operationelle und rechtliche Unbundling nur diejenigen Betreiber vom Strom- und Gasnetzen, an denen mindestens 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Das strukturell aufwendigere

⁴¹ Vgl. Theobald, 2007, S.28 f.

⁴² Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 105 f.

⁴³ Vgl. Theobald, 2007, S.29.

(gesellschafts-) rechtliche Unbundling musste dabei erst zum 01.07.2007 umgesetzt werden.⁴⁴

Zu genaueren Ausführungen zu den einzelnen Merkmalen der verschiedenen Arten des Unbundling möchte ich auf Kapitel 3.2 dieser Arbeit verweisen.

2.7.4 Grundversorgung

Eine weitere Neuerung des EnWG ist die Aufspaltung der bisher integrierten Anschluss- und Versorgungspflicht in die Teile allgemeine Anschlusspflicht (§ 18 EnWG) und Grundversorgung (§§ 36 ff. EnWG). Energieversorgungsunternehmen müssen allgemeine Bedingungen und allgemeine Preise für Haushaltskunden in den Netzgebieten, in denen sie die Grundversorgung durchführen, öffentlich machen. Der Grundversorger, der alle drei Jahre durch den Netzbetreiber neu ermittelt wird, ist das EVU, welches im Netzgebiet der allgemeinen Versorgung die meisten Haushaltskunden⁴⁵ beliefert.⁴⁶ Bei Wechsel des Grundversorgers gehen die bisherigen Grundversorgungskunden auf den neuen Grundversorger über.⁴⁷

2.7.5 Konzessionsvertragsrecht

Die beiden grundlegenden Wettbewerbsmodelle „Wettbewerb in Netzen“ und „Wettbewerb um Netze“ aus dem alten EnWG haben auch im neuen EnWG Bestand. Durch den Übergang vom verhandelten zum regulierten Netzzugang wurde der „Wettbewerb in Netzen“ gestärkt. Der „Wettbewerb

⁴⁴ Vgl. Theobald, 2007, S. 31.

⁴⁵ „sämtliche Letztverbraucher mit einem 10.000 kWh nicht übersteigenden Eigenverbrauch zu beruflichen, landwirtschaftlichen oder gewerblichen Zwecken“ (§ 3 Nr. 22 EnWG).

⁴⁶ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 108.

⁴⁷ Vgl. Urteil OLG Stuttgart 18.08.2005 (2 U 27/05).

um Netze“ beschränkt sich auf örtliche Verteilnetze (regelmäßig gemeindlicher Straßenraum). Die Gemeinden entscheiden nur noch über das reine Wegenutzungsrecht, über die Zuständigkeit der allgemeinen Versorgung (siehe 2.7.4) entscheidet der Markt.⁴⁸

Die Bedingungen bei Konzessionsverträgen⁴⁹ sind:

- Die Laufzeit von Konzessionsverträgen beträgt höchstens 20 Jahre.
- Der alte Netzbetreiber hat dem neuen Netzbetreiber die für die örtliche Versorgung erforderlichen Verteilungsanlagen zu überlassen.
- Bei Wechsel des Netzbetreibers ist eine angemessene wirtschaftliche Vergütung zu zahlen.
- Eine Veröffentlichung des Vertragsendes eines Konzessionsvertrags hat zwei Jahre vor Ablauf zu erfolgen.
- Bei der Entscheidung der Gemeinde über den Netzbetreiber sind maßgebliche Gründe mit anzugeben.⁵⁰

Trotz reduziertem Leistungspaket, die allgemeine Grundversorgung nicht mehr mit inbegriffen, hat sich an der Höhe der Konzessionsabgabe⁵¹ nichts geändert. Konzessionsabgaben sind als Folge des Unbundling Kosten des Netzbetriebs.⁵²

⁴⁸ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S.111.

⁴⁹ „Ein privatrechtliches Vertragsverhältnis (...), das zwischen Gebietskörperschaften und Energieversorgungsunternehmen besteht. Verträge über Konzessionen werden hinsichtlich der Nutzung öffentlicher Wege zum Zweck der meist ausschließlichen Versorgung von Energie auf kommunaler Ebene geschlossen.“ (Quelle: Wikipedia).

⁵⁰ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 112.

⁵¹ „Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen.“ (§ 1 Abs. 2 KAV).

⁵² Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 113.

2.7.6 Regulierungsbehörden

Aufgaben der Regulierungsbehörde werden gemäß § 54 Abs. 1 EnWG durch die Bundesnetzagentur wahrgenommen, es sei denn, dass nach Abs. 2 die Landesregulierungsbehörden zuständig sind. Die Landesregulierungsbehörden sind mit Ausnahmen immer dann zuständig, wenn es sich um EVU handelt, an deren Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz jeweils weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind (§ 54 Abs. 2 Satz 1 EnWG). Darüber hinaus darf das jeweilige Elektrizitäts- oder Gasverteilernetz nicht über das Gebiet eines Bundeslandes hinausreichen (§ 54 Abs. 2 Satz 2 EnWG). Aufgaben der Landesregulierungsbehörden sind somit unter anderem

- die Genehmigung der Netznutzungsentgelte nach § 23a EnWG
- die Genehmigung/Festlegung von Entgelten im Rahmen der Bestimmung der Netznutzungsentgelte durch die Anreizregulierung
- die Überwachung der Vorschriften zum Unbundling
- die Missbrauchsaufsicht nach den §§ 30 und 31 EnWG.⁵³

Neben den Regulierungsbehörden sind auch die Kartell- und Energieaufsichtsbehörden weiterhin mit gewissen Zuständigkeiten vertraut. § 111 EnWG stellt jedoch klar, dass der Netzzugang und der Netzanchluss in die alleinige Zuständigkeit der Regulierungsbehörden fällt.⁵⁴

⁵³ Vgl. Theobald, 2007, S. 33.

⁵⁴ Vgl. ebenda, S. 34.

3 Schwerpunkte der Liberalisierung

3.1 Regulierungsmethoden

Die Transport- und Verteilnetze in einer Volkswirtschaft sind wesentliche und notwendige Faktoren für den Vertrieb von Strom und Gas. Ohne staatlichen Eingriff wäre eine Drittbenutzung dieser Netze, die natürliche Monopole darstellen, nicht bzw. nicht durch eine vom Wettbewerb kontrollierte Preissetzung möglich. Natürliche Monopole sollen nur auf den Teil der Wertschöpfungskette beschränkt werden, für den unter Beachtung der volkswirtschaftlichen Kosten ein Wettbewerb nicht sinnvoll ist (Essential Facility-Theorie). Daher benötigt man eine Regulierung des Netzzugangs, d. h. eine Steuerung des Netzzugangs und des Netzentgelts durch eine Regulierungsinstanz. Nach EU-Recht und dem EnWG sind drei Methoden der Regulierung möglich:

- Kostenorientierte Entgeltbildung
- Vergleichsverfahren
- Anreizregulierung⁵⁵

3.1.1 Kostenorientierte Entgeltbildung

Durch die Ermächtigung in § 24 Nr. 1 EnWG hat die Bundesregierung die kostenorientierte Entgeltbildung mit Zustimmung des Bundesrates in Form der GasNEV festgelegt. Dabei werden die anzusetzenden Netzkosten zunächst im Rahmen der Kostenartenrechnung ermittelt. Daraufhin erfolgt

⁵⁵ Vgl. PricewaterhouseCoopers, Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, München, 2008, S. 288 f.

die Verteilung der Kosten auf die Kostenstellen, womit schließlich das Netzentgelt bestimmt werden kann.⁵⁶

Die Kostenartenrechnung dient der Ermittlung sämtlicher Kosten, die durch die Netzzugangsentgelte gedeckt werden sollen.⁵⁷ Es sind sowohl bilanzielle als auch kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs anzusetzen, soweit sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. § 4 Abs. 1 GasNEV). Einzel- und Gemeinkosten werden mit verursachungsgerechter und sachgerechter Schlüsselung, die dem Grundsatz der Stetigkeit entspricht, zugeordnet. Dabei bleiben Kosten, die sich nicht im Wettbewerb einstellen, unberücksichtigt (vgl. § 4 Abs. 4 GasNEV). Die Ableitung der Kosten erfolgt gemäß § 4 Abs. 2 Satz 1 GasNEV aus der GuV des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres.

Bei der Kostenstellenrechnung sind die Kosten soweit wie möglich direkt den Hauptkostenstellen zuzuordnen, ansonsten können Hilfskostenstellen gebildet werden. Zur Ermöglichung einer einheitlichen Kostenstellenbildung und damit eines besseren Vergleichs unter den Netzbetreibern sind in der Anlage 2 der GasNEV die möglichen Haupt- und Nebenkostenstellen angegeben. Die zugeordneten Kosten müssen verursachungsgerecht und sachgerecht über angemessene Verteilungsschlüssel auf die Hauptkostenstellen aufgeteilt werden. Das Vorgehen muss wiederum dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen und schriftlich dokumentiert werden um für sachkundige Dritte nachvollziehbar zu sein.⁵⁸

Die Kostenträgerrechnung im dritten Schritt dient der Entgeltermittlung nach § 13 GasNEV. Mit Ein- und Ausspeiseentgelten, welche nicht als mengenabhängige Arbeitspreise, sondern als Jahresleistungspreise gebildet werden, steht sie in unmittelbarem Zusammenhang zu dem Netzzu-

⁵⁶ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 231.

⁵⁷ Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach, 2006, S. 93.

⁵⁸ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 235 f.

gangsmodell.⁵⁹ Die Netzkosten sind möglichst verursachungsgerecht aufzuteilen, wobei eine Abdeckung dieser Kosten zum einen Teil durch Einspeiseentgelte und zum anderen Teil durch Ausspeiseentgelte erfolgt (vgl. § 15 Abs. 1 S. 1, 2 GasNEV). Abweichend von diesem System gibt es für örtliche Verteilnetze und Fernleitungsnetze besondere Regelungen. Während sich örtliche Verteilnetze durch ein transaktionsunabhängiges Punktmodell kennzeichnen, bei welchem nur ein Ausspeiseentgelt zu entrichten ist (vgl. § 18 Abs. 1 GasNEV), werden bei Fernleitungsnetzen laut § 19 Abs. 1 S. 1 GasNEV die Entgelte im Rahmen eines Vergleichsverfahrens ermittelt.

3.1.2 Vergleichsverfahren

Das Vergleichsverfahren ist dadurch gekennzeichnet, dass sich die Entgelte für den Netzzugang an den Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten Netzbetreibers entsprechen, orientieren sollen. Die Grundlage dafür ist in § 21 Abs. 3 EnWG gelegt.⁶⁰ Die Durchführung durch die Regulierungsbehörde ist in zeitlichen Abständen für jede Netzebene möglich (vgl. § 21 Abs. 1 S. 1 GasNEV). Vergleichsobjekte können dabei gemäß § 22 GasNEV entweder Entgelte, Erlöse oder Kosten der Energieversorgungsnetzbetreiber sein. Bei einer Vorabgenehmigung der Netzzugangsentgelte nach § 23a EnWG kann jedoch nur ein Vergleichsverfahren für Kosten durchgeführt werden.⁶¹

In das Vergleichsverfahren sind alle Netzbetreiber einzubeziehen, sofern deren Daten der Regulierungsbehörde vorliegen. Dabei ist auch eine Berücksichtigung ausländischer Betreiber von Energieversorgungsnetzen denkbar.⁶² Um einen direkten Vergleich zwischen Netzbetreibern mit ähn-

⁵⁹ Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach, 2006, S. 97.

⁶⁰ Vgl. ebenda, S.99.

⁶¹ Vgl. ebenda.

⁶² Vgl. ebenda.

lichen strukturellen Rahmenbedingungen zu ermöglichen, ist die Bildung von sechs Strukturklassen vorgesehen, welche nach Absatzdichte und Gelegenheit des Netzes in den alten oder neuen Bundesländern unterschieden werden (vgl. § 23 Abs. 1 GasNEV).

Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens werden bei der kostenorientierten Entgeltbildung nach § 21 Abs. 2 EnWG berücksichtigt. Kommt es zu einer Überschreitung der Entgelte, Erlöse oder Kosten gegenüber strukturell vergleichbaren Netzbetreibern, so wird vermutet, dass die Kosten denen effizienter arbeitender Unternehmen nicht entsprechen (vgl. § 21 Abs. 4 EnWG).

3.1.3 Anreizregulierung

Die Möglichkeit der Kalkulation von Netzzugangsentgelten durch die Anreizregulierung ist in § 21a EnWG vorgesehen.⁶³ Diese Methode der Regulierung soll Anreize für eine effiziente Leistungserfüllung bieten (vgl. § 21a Abs. 1 EnWG). Aufgrund der Verordnungsermächtigung in § 21a Abs. 6 EnWG hat die Bundesregierung am 29.10.2007 die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) erlassen, welche ab 01.01.2009 umzusetzen ist.⁶⁴ Zu diesem Zeitpunkt beginnt die erste Regulierungsperiode (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 ARegV). Der Anreiz für die Netzbetreiber soll dabei sein, dass sie die erzielten Effizienzgewinne innerhalb einer Regulierungsperiode teilweise vereinnahmen dürfen. Die Anreizregulierung bedeutet keine vollständige Abwendung von der Kostenorientierung, vielmehr wird die Obergrenze der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers auf Grundlage der tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs gebildet

⁶³ Vgl. Olbricht, 2008, S. 327.

⁶⁴ Vgl. ebenda, S. 328.

(vgl. § 4 Abs. 1 ARegV). Somit kann die Anreizregulierung als eine Variante der kostenbasierten Netzentgeltbildung gesehen werden.⁶⁵

Die Regulierungsbehörde gibt entweder einzelnen Netzbetreibern oder strukturell vergleichbaren Gruppen von Netzbetreibern Erlösbergrenzen und Effizienzziele vor (vgl. 21a Abs. 2 EnWG). Diese Vorgaben sollen sich auf die Dauer einer Regulierungsperiode beziehen, welche zwischen zwei und fünf Jahre umfassen soll (vgl. § 21a Abs. 3 EnWG). Die Vorgaben müssen von einzelnen Netzbetreibern in zumutbarer Weise erfüllt und übertroffen werden können (vgl. § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG). Die Dauer der ersten Regulierungsperiode wurde bei Gas auf vier Jahre festgelegt (vgl. § 34 Abs. 1b ARegV).

3.1.3.1 Erlösbergrenzen

Die Erlösbergrenzen begrenzen die Gesamterlöse aus den Netznutzungsentgelten (sog. Revenue Cap; vgl. § 4 Abs. 1 ARegV). Gemäß § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG wäre auch eine Begrenzung der Höhe der Netznutzungsentgelte möglich gewesen (sog. Price Cap).⁶⁶ Die Bestimmung der Erlösbergrenzen erfolgt anhand einer Regulierungsformel für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode (vgl. § 4 Abs. 2 und § 7 ARegV). Dabei ist zwischen den von den Netzbetreibern beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zu unterscheiden. Nur die beeinflussbaren Kosten können Gegenstand einer Anreizregulierung sein (vgl. § 21a Abs. 4 EnWG). Zu den nicht beeinflussbaren Kosten gehören vor allem Kosten, die von strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete abhängen oder auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben oder Betriebssteuern beruhen.⁶⁷ Der Kostenblock der beeinflussbaren Kosten wird entsprechend der Effizienzvorgaben der

⁶⁵ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 243.

⁶⁶ Vgl. Olbricht, 2008, S. 330.

⁶⁷ Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach, 2006, S. 104.

Regulierungsbehörde in der Regel nach unten verändert. Bei Nichterfüllung der Vorgaben erwirtschaftet der Netzbetreiber weniger Gewinn oder sogar einen Verlust.⁶⁸

Die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen und den vom Netzbetreiber tatsächlich erzielten Umsatzerlöse kommt gemäß § 5 ARegV jedes Jahr auf ein von der Regulierungsbehörde geführtes Regulierungskonto. Falls die tatsächlichen Umsatzerlöse die nach § 4 ARegV zugestandenen Erlöse um mehr als 10 % übersteigen, so sind die Gasnetzbetreiber zu einer Anpassung ihrer Netzentgelte verpflichtet. Der im Kalenderjahr durchschnittlich gebundene Betrag auf dem Regulierungskonto wird in gleicher Höhe wie festverzinsliche Wertpapiere verzinst (vgl. § 5 Abs. 2 ARegV). Der am Ende der Regulierungsperiode ermittelte Saldo wird in der folgenden Regulierungsperiode durch gleichmäßige Zu- und Abschläge verteilt, die als (dauerhaft) nicht beeinflussbare Kostenanteile in die Erlösobergrenze einfließen.⁶⁹

Das Regulierungskonto kann als Element zur verbesserten Stabilität der Entgelte innerhalb einer Regulierungsperiode gesehen werden. Mit der Grenze von 10 % an Mehrerlösen wird eine kontinuierliche und bewusst ausgenutzte Überziehung der Erlösobergrenzen verhindert. Vom Prinzip her sind die Mehrerlöse recht umfangreiche Kredite für die Netzbetreiber.⁷⁰

⁶⁸ Vgl. Olbricht, 2008, S. 330 f.

⁶⁹ Vgl. Haripyan, Armenak, Die Anreizregulierung im deutschen Stromsektor, München/Ravensburg, 2008, S. 33.

⁷⁰ Vgl. Bundesverband Neue Energieanbieter u. a., Position zum BMWi-Entwurf für eine „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgung (ARegV) vom 04.04.07, Berlin/Essen/Hannover, 2007, S. 3.

3.1.3.2 Effizienzvorgaben

Bei der Bildung der Erlösobergrenzen sind Effizienzvorgaben gemäß § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG zu berücksichtigen, die auf Grundlage eines Effizienzvergleichs zu ermitteln sind. Die Orientierung erfolgt an dem effizientesten aller Netzbetreiber bzw. der Gruppe der effizientesten Netzbetreiber (sog. Frontier-Unternehmen).⁷¹ Hierbei hat die Regulierungsbehörde Aufwands- und Vergleichsparameter zu berücksichtigen. Folgende Vergleichsparameter gelten für die erste und zweite Regulierungsperiode (vgl. § 13 ARegV):

- Anzahl der Ausspeisepunkte im Gasversorgungsnetz
- Fläche des versorgten Gebiets
- Leitungslänge
- zeitgleiche Jahreshöchstlast

Das Ergebnis des Effizienzvergleichs führt zu den unternehmensindividuellen Effizienzwerten der Netzbetreiber, die Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenzen sind. Sofern im Verhältnis von Aufwand zur Leistungserbringung keine Effizienzen mehr gehoben werden können, hat der Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 %. Alle anderen Netzbetreiber haben einen entsprechend niedrigeren Wert, welcher jedoch nach § 12 Abs. 4 ARegV auf mindestens 60 % begrenzt ist. Die individuelle Effizienzvorgabe wird in der ersten Regulierungsperiode so bestimmt, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach zehn Jahren abgeschlossen ist.⁷²

Nicht in den Effizienzvergleich mit einzubeziehen sind Netzbetreiber, die auf Antrag am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen. Dazu können Gasnetzbetreiber mit weniger als 15.000 angeschlossenen

⁷¹ Vgl. Olbricht, 2008, S. 334 f.

⁷² Vgl. ebenda, S. 335 f.

Kunden gehören. Für diese Netzbetreiber wird der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode auf 87,5 % festgelegt. In den folgenden Perioden wird der gemittelte Effizienzwert aus dem bundesweiten Effizienzvergleich der Vorperiode herangezogen.

3.1.3.3 Qualitätselement

Um den Unternehmen nicht die Möglichkeit zu geben ihre in der betreffenden Regulierungsperiode anstehenden Investitionen und Instandhaltungen erheblich zu reduzieren, um damit eine größtmögliche Differenz zwischen der vorgegebenen Erlösobergrenze und den tatsächlichen Kosten zu erreichen, wurde ein Qualitätselement in die Anreizregulierung mit eingeführt. Diese Qualitätsregulierung ist als Gegengewicht zu den Kostensenkungsanreizen zu sehen und soll eine Gefährdung der Versorgungssicherheit und -qualität verhindern.⁷³

Das Ziel dieses Qualitätselementes ist zu verhindern, dass Netzbetreibern mit hoher Versorgungsqualität und somit in der Regel auch höheren Kosten keine Nachteile aus ihren Anstrengungen innerhalb der Anreizregulierung entstehen. Diese würden sonst im Effizienzvergleich aufgrund ihrer höheren Kosten schlechter erscheinen als Netzbetreiber, die solche Kosten vermieden haben. Als Folge dessen würde die Qualität der Netze und der damit verbundenen Versorgungssicherheit gesenkt werden, was dem Zielkatalog aus § 1 EnWG entgegenstehen würde.⁷⁴

Daher wurde ein Qualitätselement in die Regulierungsformel zur Bestimmung der Erlösobergrenzen eingeführt.⁷⁵ Das Qualitätselement beinhaltet Qualitätsvorgaben der Regulierungsbehörde und bewirkt Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Zu-

⁷³ Vgl. Olbricht, 2008, S. 337 f.

⁷⁴ Vgl. ebenda, S. 338.

⁷⁵ Vgl. ebenda.

verlässigkeit ihrer Netze von den vorgegebenen Kennzahlen abweichen (vgl. § 19 Abs. 1 S. 1 ARegV). Die Qualität von Gasversorgungsnetzen kann mittels der Dauer der Unterbrechung der Energieversorgung, der Häufigkeit der Unterbrechung der Energieversorgung und der Menge der nicht gelieferten Energie bestimmt werden (vgl. § 20 Abs. 1 ARegV).

Das Qualitätselement wird erst zur oder während der zweiten Regulierungsperiode mangels belastbarer Daten verfügbar sein, was für qualitativ stärkere Netzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode einen Nachteil darstellt (vgl. § 19 Abs. 2 S. 2 ARegV).

3.1.3.4 Regulierungsformel

Mit in der Regulierungsformel für die Erlösobergrenze berücksichtigt sind ferner sowohl das Verhältnis des Verbraucherpreisindex für das jeweilige Jahr der Regulierungsperiode zum Verbraucherpreisindex für das Basisjahr der Regulierungsperiode als auch der Produktivitätsfortschritt für die Gaswirtschaft. Der Produktivitätsfortschritt ist in der ersten Regulierungsperiode mit jährlich 1,25 % und in der zweiten Regulierungsperiode mit jährlich 1,5 % anzusetzen (vgl. § 9 Abs. 2 ARegV).

Die Formel für die erste Regulierungsperiode lautet:

$$EO_t = KA_{dnb, t} + (KA_{vnb, 0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b, 0}) \cdot ((VPI_t/VPI_0) - PF_t) \cdot EF_t + Q_t$$

Die Erläuterungen zu den einzelnen Bestandteilen der Regulierungsformel sind in der Anlage 1 zu finden.

3.1.3.5 Ermittlung der Netzentgelte

Die Ermittlung der Entgelte für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen erfolgt durch Umsetzung der festgelegten Erlösobergrenzen. Eine Anpassung der Netzentgelte ist nur einmal im Jahr, zu Beginn des Kalenderjahres, möglich (vgl. § 17 Abs.1, 3 ARegV). Dies trägt zu einer Erhöhung der Stabilität der Netzentgelte bei.⁷⁶

3.2 Entflechtung

Der Anwendungsbereich und das Ziel der Entflechtung, auch als Unbundling bezeichnet, lässt sich an der amtlichen Begründung zu § 6 EnWG festmachen. Sie soll „neben erhöhter Transparenz dazu beitragen, dass Ausgestaltungen und Abwicklungen des Netzbetriebs in diskriminierungsfreier Weise geschehen und sie keine Grundlage für mögliche verdeckte Quersubventionen zwischen den Tätigkeiten des Netzbetriebsbereichs und dem der anderen Geschäftsbereiche des vertikal integrierten Unternehmens bieten.“ Weiterhin wird ausgeführt, dass „die Unabhängigkeit von sonstigen Interessen im vertikal integrierten Unternehmen (...) den Netzbetreibern den nötigen unternehmerischen Freiraum, ihr Geschäft ausschließlich an netzeigenen Interessen auszurichten und damit allen Netznutzern gleichermaßen einen diskriminierungsfreien Zugang zum Netz zu verschaffen“⁷⁷, gewährleistet.

Die Adressaten des Unbundling sind in erster Linie die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen (§ 3 Nr. 38 EnWG).⁷⁸ Von der Verpflichtung zum (gesellschafts-) rechtlichen und operationellen Unbundling aus-

⁷⁶ Vgl. Bundesverband Neue Energieanbieter u.a., 2007, S. 4.

⁷⁷ Vgl. BT-Drucksache 15/3917, 2004, S. 51.

⁷⁸ Vgl. PricewaterhouseCoopers, 2008, S. 9.

genommen sind zum einen die Betreiber von LNG-Anlagen⁷⁹ und von Speichieranlagen in vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, soweit die Anlagen nicht den Gasversorgungsnetzen zuzurechnen sind und zum anderen auch Unternehmen mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden⁸⁰ an das Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz (§§ 7 Abs. 2 und 8 Abs. 6 EnWG; sog. De-minimis-Klausel).⁸¹ „Angeschlossen“ bedeutet hier, alle Kunden, die über einen Anschluss gemäß §§ 17, 18 EnWG verfügen, sog. Anschlussnehmer. Nicht erfasst sind Anschlussnutzer, die nur Energie entnehmen und nicht unmittelbar an das Netz angeschlossen sind, sondern nur mittelbar über den Anschlussnehmer.

Auch wenn in diesen beiden Fällen nur das informatorische und buchhalterische Unbundling durch das Gesetz vorgesehen ist, so kann das (gesellschafts-) rechtliche und operationelle Unbundling dennoch durchgeführt werden.

3.2.1 Rechtliche Entflechtung (§ 7 EnWG)

Der Inhalt der (gesellschafts-) rechtlichen Entflechtung besteht darin, dass Netzbetreiber gemäß § 7 Abs. 1 EnWG hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sein müssen. Das bedeutet, dass für den Netzbetrieb eine eigene Rechtsperson gebildet werden muss, wobei hinsichtlich der Rechtsform keine Vorschriften getroffen wurden.⁸²

⁷⁹ „eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas; darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind, jedoch nicht die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Kopfstationen“ (§ 3 Nr. 26 EnWG).

⁸⁰ „Großhändler, Letztverbraucher und Unternehmen, die Energie kaufen“ (§ 3 Nr. 24 EnWG).

⁸¹ Vgl. PricewaterhouseCoopers, 2008, S. 13 ff.

⁸² Vgl. ebenda, S. 29 f.

Der Netzbetrieb kann somit auf eine neu gegründete oder bereits bestehende Gesellschaft übertragen werden. Der neue Netzeigentümer muss auch nicht zwingend Eigentümer des Netzes sein; es genügt, wenn er z. B. auf Grund eines Pachtvertrags das Netz betreibt.⁸³

3.2.2 Operationelle Entflechtung (§ 8 EnWG)

Bei der operationellen Entflechtung ist das Ziel, den Netzbetreiber hinsichtlich der Organisation und Entscheidungsgewalt der Unternehmensleitung unabhängig von den Wettbewerbsbereichen Erzeugung, Gewinnung und Vertrieb zu machen.⁸⁴

Dies soll unter anderem durch die Entflechtung des im Netzbetrieb eingesetzten Personals erreicht werden (Abs. 2). Leitungspersonal oder Personen mit Letztentscheidungsbefugnis dürfen keinesfalls direkt oder indirekt für die Wettbewerbsbereiche zuständig sein (sog. personelle Inkompatibilität). Alle anderen Personen sind der fachlichen Weisung des Netzbetreibers zu unterstellen.⁸⁵

Zusätzlich soll die berufliche Handlungsfähigkeit des Leitungspersonals gewährleistet werden (Abs. 3). Unmittelbare oder mittelbare Sanktionen (z. B. Abmahnungen und Kündigungen), die ein gesetzmäßiges, an den Interessen des Netzbetriebs orientiertes Verhalten ahnden, sind untersagt. Auch wirtschaftliche Anreize, die von anderen als den Leistungen und Erfolgen im Netzgeschäft abhängen, sind nicht gestattet.⁸⁶ Ferner soll durch die operationelle Entflechtung erreicht werden, dass die tatsächliche Einflussnahme der Konzern- und Unternehmensleitung sonstiger Bereiche des vertikal integrierten Unternehmens auf den Netzbetrieb beschränkt

⁸³ Vgl. Klees, Andreas/Langerfeldt, Michael, Entflechtung in der deutschen Energiewirtschaft. Kostenfalle oder Effizienzquelle?, 2. Auflage, Wiesbaden, 2005, S. 79 f.

⁸⁴ Vgl. PricewaterhouseCoopers, 2008, S. 30 f.

⁸⁵ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 314 f.

⁸⁶ Vgl. ebenda, S. 316 f.

wird (Abs. 4). Der Netzbetreiber hat jedoch berechnigte Interessen des Energieversorgungsunternehmens zu berücksichtigen. Während einzelne Weisungen, etwa zum laufenden Netzbetrieb, untersagt sind, so sind Weisungen hinsichtlich der Vermögenswerte, die Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes betreffen, einzuräumen.⁸⁷

Darüber hinaus sind die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verpflichtet ein Gleichbehandlungsprogramm „mit verbindlichen Maßnahmen zur diskriminierungsfreien Ausübung des Netzgeschäfts“ aufzustellen (vgl. § 8 Abs. 5 S. 1 EnWG). Das Gleichbehandlungsprogramm beschäftigt sich mit den Pflichten der mit Tätigkeiten des Netzbetriebs befassten Mitarbeiter und möglichen Sanktionen. Es beinhaltet Verhaltensregeln für einzelne Geschäftsprozesse des Netzbetriebs und einzelne Beispiele zur Beschreibung der Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit. Für die Überwachung ist ein sog. Gleichbehandlungsbeauftragter zuständig, der der Regulierungsbehörde einen jährlichen Bericht vorzulegen hat.⁸⁸

Die Vorgaben zur operationellen Entflechtung flankieren somit die rechtliche Entflechtung, indem sie im Einzelnen festschreiben, wie die Zuständigkeits- und Leitungsbefugnisse zwischen dem Netzbetrieb und den sonstigen Tätigkeiten der Energieversorgung verteilt werden.

3.2.3 Informatrische Entflechtung (§ 9 EnWG)

Die informatrische Entflechtung regelt nach § 9 Abs. 1 EnWG die Verwendung wirtschaftlich sensibler Informationen innerhalb eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens, sodass deren Vertraulichkeit sichergestellt wird. Dabei geht es darum, den Vertrieb von allen wirt-

⁸⁷ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 317 f.

⁸⁸ Vgl. ebenda, S. 320 f.

schaftlich sensiblen Informationen (vor allem Kundendaten), die der Netzbetrieb aus seinem Tätigkeitsbereich erlangt hat, fernzuhalten. Dagegen kann der Vertrieb dem „eigenen“ Netzbetrieb jedoch alle Daten offen legen, die er für sachdienlich hält. Der Grund dafür ist, dass der Netzbetrieb im Gegensatz zum Vertrieb keine Konkurrenz hat und somit durch die Informationen nicht im Wettbewerb begünstigt wird. Dafür sind die DV-Programme „im Rahmen des technisch, zeitlich und wirtschaftlich zumutbaren“ auszugestalten und entsprechende Dienstanweisungen zum Schutz der Geschäftsführung vor einem Organisationsverschulden zu erlassen. Bei Missachtung der gebotenen Vertraulichkeit kann eine vollziehbare Anordnung der Regulierungsbehörde die Folge sein. Soweit wiederum gegen diese verstoßen wird, besteht die Möglichkeit der Ahndung als Ordnungswidrigkeit.⁸⁹

Im Übrigen sind Informationen über die Tätigkeit als Netzbetreiber, soweit diese wirtschaftliche Vorteile auch für Dritte bringen können, diskriminierungsfrei offenzulegen (vgl. § 9 Abs. 2 EnWG).

3.2.4 Buchhalterische Entflechtung (§10 EnWG)

Die buchhalterische Entflechtung bildet die Grundlage für die Berechnung und Überprüfung der Netznutzungsentgelte. So haben nach § 10 Abs. 1 EnWG alle Energieversorgungsunternehmen „ungeachtet ihrer Eigentumsverhältnisse und ihrer Rechtsform einen Jahresabschluss nach den Vorschriften des HGB aufzustellen, prüfen zu lassen und offen zu legen“. Dazu sind alle Geschäfte größeren Umfangs, die mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen im Sinne des § 271 Abs. 2 oder § 311 HGB getätigt werden, gesondert auszuweisen (vgl. § 10 Abs. 2 EnWG).

⁸⁹ Vgl. PricewaterhouseCoopers, 2008, S. 31 f.

Ferner haben alle vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen die Verpflichtung in ihrer internen Rechnungslegung⁹⁰ für die Bereiche

- Elektrizitätsübertragung
- Elektrizitätsverteilung
- Gasfernleitung
- Gasverteilung
- Gasspeicherung und
- Betrieb von LNG-Anlagen

getrennte Konten zu führen. Dies hat so zu geschehen, als ob diese Tätigkeiten von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt werden. Ein Jahresabschluss ist folglich für jeden dieser Tätigkeitsbereiche zu erstellen. Für weitere Tätigkeiten innerhalb als auch außerhalb des Strom- und Gasbereichs sind ebenfalls gesonderte Konten zu führen; diese können aber zusammengefasst werden (vgl. § 10 Abs. 3 EnWG).

3.2.5 Eigentumsrechtliche Entflechtung

Die eigentumsrechtliche Entflechtung, die auch als Ownership Unbundling bezeichnet wird, ist die stärkste Form der Entflechtung. Sie ist nicht durch europäische Richtlinien oder das EnWG vorgesehen. Man unterscheidet hierbei zwischen den beiden Möglichkeiten des Ownership Unbundlings und des Independent System Operator (ISO).⁹¹ Beim Ownership Unbundling wird der Netzbetrieb im weiteren Sinne, d. h. die Netzinfrastruktur und der Netzbetrieb im engeren Sinne (Netzzugang und Systembetrieb), an

⁹⁰ Die interne Rechnungslegung (sog. Betriebsbuchhaltung) zeichnet die angefallenen Kosten auf und rechnet sie zu den Kostenstellen und -trägern zu. Die externe Rechnungslegung dagegen beinhaltet die Geschäfts- und Finanzbuchhaltung, die einen Überblick über die Vermögens- und Ertragslage bietet.

⁹¹ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 327.

eine vom ursprünglichen Netzbetreiber unabhängige Gesellschaft übertragen.

Dagegen wird beim ISO lediglich die Verfügungsgewalt über den Netzbetrieb im engeren Sinne übertragen, was bedeutet, dass der Betrieb der Netzanlagen vom Eigentum an denselben getrennt wird. Der bisherige Netzbetreiber bleibt zwar Eigentümer seiner Anlagen, erhält aber nur einen festgesetzten Ertrag daraus erstattet. Der ISO ist für wesentliche Aufgaben wie z. B. Netzführung, Wartung und Ausbau zuständig.⁹²

3.3 Wegfall der Demarkation

Bei den so genannten Altlieferverträgen ging es um Vereinbarungen zwischen Lieferanten und Abnehmern, die sich durch eine langfristige Bezugsbindung von regelmäßig 20 Jahren und/oder einer Gesamtbedarfsdeckung auszeichneten. Diese Verträge wurden von der Rechtsprechung und vom Bundeskartellamt als wettbewerbsbeeinträchtigend und unzulässig angesehen. Genau davon betroffen sind Verträge mit einer Laufzeit von mehr als 2 Jahren mit einer Bedarfsdeckung von mehr als 80 % sowie Verträge von einer Laufzeit mit mehr als 4 Jahren mit einer Bedarfsdeckung von mehr als 50 %. Diese Kombination aus hoher Deckungsquote und langer Laufzeit stellt eine große Gefährdung für den Wettbewerb dar. Häufig beinhalteten diese Vereinbarungen Gebietsschutzabsprachen (sog. Demarkationen), die besagten, dass dem Abnehmer die Energie nur zur Versorgung eines bestimmten Gebietes geliefert wird. Damit verbunden waren meistens auch Kundenschutzklauseln mit einem Verbot für den Abnehmer Kunden des Lieferanten zu versorgen.⁹³

⁹² Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S. 328.

⁹³ Vgl. ebenda, S.160 ff.

Diese Altlieferverträge stellten Verstöße gegen mehrere Gesetzesnormen dar, wie unter anderem gegen § 1 GWB. Dieser besagt, dass „Verhaltensweisen von Unternehmen (...) und aufeinander abgestimmte Verhaltensweisen, die eine Verhinderung, Einschränkung oder Verfälschung des Wettbewerbs bezwecken oder bewirken“ verboten sind. Darunter fallen die Gebietsschutzvereinbarungen mit der Aufteilung der Belieferung einzelner Kunden als Letztverbraucher und der Aufteilung von Gebieten. Ferner ist die Gesamtbedarfsdeckungsverpflichtung im Zusammenhang mit der Vertragslaufzeit verboten, da zum einen die Abnehmer durch die Deckung ihres Bedarfs nicht mehr als Nachfrager auf dem Markt auftreten und zum anderen eine Monopolstellung der Lieferanten daraus resultiert.⁹⁴

Ein zusätzlicher Verstoß liegt gegen § 19 GWB vor, welcher nach Abs. 1 verbietet eine marktbeherrschende Stellung missbräuchlich auszunutzen. Dabei ist ein Missbrauch insbesondere dann gegeben, wenn „die Wettbewerbsmöglichkeiten anderer Unternehmen in einer für den Wettbewerb auf dem Markt erheblichen Weise ohne sachlich gerechtfertigten Grund beeinträchtigt“ werden (vgl. § 19 Abs. 4 Nr. 1 GWB). Die Altlieferverträge lassen sich darunter subsumieren, da Gas auf den sachlich relevanten Märkten (Beliieferung von Weiterverteilern und Großkunden) nicht mit anderen Energiearten austauschbar ist und die Lieferanten aufgrund des größtenteils mangelnden Durchleitungswettbewerbs eine überragende Marktstellung im Sinne des § 19 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 GWB besitzen.⁹⁵

Neben einem weiteren Verstoß gegen § 20 Abs. 1 GWB durch die Marktzutrittsbarriere, gibt es zudem noch Probleme bei der Vereinbarkeit mit den Art. 81 und 82 des EGV.⁹⁶

Bei der Beurteilung der Altlieferverträge sind nicht nur einzelne Klauseln, sondern der Gesamtzusammenhang aller zu betrachten. Demnach führt

⁹⁴ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S.162 f.

⁹⁵ Vgl. ebenda, S.164 f.

⁹⁶ Vgl. ebenda, S.165 ff.

die Unwirksamkeit der kartellrechtswidrigen Vereinbarungen in der Regel zur Unwirksamkeit des gesamten Vertrags, da sich die Benutzungsmenge und Benutzungsstruktur auf die Preisgestaltung auswirken und somit eine sinnvolle Auslegung des Restvertrags zumeist nicht erfolgen kann.⁹⁷

3.4 Zugang zu den Gasversorgungsnetzen

Nach § 20 Abs. 1 EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen „jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren“. Dabei sind verschiedene Netzzugangsmodelle möglich.

Das Punkt-zu-Punkt-Modell oder auch Kontraktpfadmodell war in der VV Gas II vom 01.10.2002 niedergelegt. Bei diesem Modell musste der Transportkunde⁹⁸ den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkt sowie den kompletten Leistungsweg konkret angeben. Die Vertragsbedingungen waren mit allen betroffenen Netzbetreibern zu organisieren, was zu einer Vielzahl unterschiedlicher Verträge führte (sog. Pancaking). Der dadurch entstehende hohe Transaktionsaufwand wirkte sich wettbewerbsfeindlich aus.⁹⁹

Aus diesem Grund wurde das Kontraktpfadmodell aufgegeben und am 01.10.2006 durch das Entry-Exit-Modell sowie das Punktmodell ersetzt. Während das Entry-Exit-Modell bei Fernleitungsnetzen Anwendung findet (§ 20 Abs. 1b S. 10 EnWG), kommt das Punktmodell bei örtlichen Verteilernetzen zum Einsatz (§ 20 Abs. 1b S. 11 EnWG).¹⁰⁰

Die Besonderheit des Entry-Exit-Modells ist, dass an beliebigen Orten im Gasnetz der Lieferant Gas einspeisen und der Kunde Gas entnehmen

⁹⁷ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S.168 f.

⁹⁸ „im Gasbereich Großhändler, Gaslieferanten einschließlich der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens und Letztverbraucher“ (§ 3 Nr. 31b EnWG).

⁹⁹ Vgl. Olbricht, 2008, S. 81.

¹⁰⁰ Vgl. ebenda, S. 174.

kann. Dabei ist kein spezifischer Transportpfad notwendig und auch bei den Zugangspreisen zum Gasnetz spielt der Transportweg keine Rolle. Durch § 20 Abs. 1b S. 1 EnWG sind die Gasversorgungsnetzbetreiber verpflichtet Ein- und Ausspeisekapazitäten anzubieten, um „den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades [zu] ermöglichen und unabhängig voneinander nutzbar und handelbar“ zu machen.¹⁰¹ Für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen sind zwei Verträge notwendig, ein Einspeise- und ein Ausspeisevertrag (sog. Zweivertragsmodell).¹⁰² Diese beiden Verträge werden mit unterschiedlichen Netzbetreibern abgeschlossen:

- Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz eine Einspeisung von Gas erfolgen soll, über die Einspeisekapazität
- Ausspeisevertrag mit dem Netzbetreiber, aus dessen Netz der Letztverbraucher das Gas entnimmt, über die Ausspeisekapazität¹⁰³

Das Zweivertragsmodell wird neben § 20 Abs. 1b EnWG durch die GasNZV ausgestaltet. Nach § 3 Abs. 2 GasNZV besteht der Ein- sowie der Ausspeisevertrag aus jeweils drei Bestandteilen:

- Kapazitätsvertrag zur Vereinbarung von Kapazitäten zugunsten der Transportkunden an bestimmten Ein- und Ausspeisepunkten
- Portfoliovertrag zur Bestimmung der konkreten Transportleistung
- Bilanzkreisvertrag zur Abrechnung von Differenzmengen

Die Ein- und Ausspeiseleistung ist zeitlich und sachlich getrennt voneinander buch- und nutzbar, wobei die für den Transportkunden vorgehaltene Ausspeiseleistung an jedem beliebigen Ausspeisepunkt zur Verfügung

¹⁰¹ Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach, 2006, S. 67 f.

¹⁰² Vgl. Brühl, Götz/Weissmüller, Gerhard, Gasnetzzugang. Ein Leitfaden zum Basismodell der Bundesnetzagentur, München, 2006, S. 2.

¹⁰³ Vgl. Olbricht, 2008, S. 176.

steht und teilbar ist. Des Weiteren müssen die Kapazitäten handelbar, d. h. weiterveräußerbar sein. Für die gebuchte Kapazität ist ein Leistungspreis zu entrichten.¹⁰⁴

Bei netzübergreifenden Transporten regeln die verschiedenen Betreiber der Netze die vertraglichen Beziehungen untereinander, wofür eine Kooperationsvereinbarung geschlossen wurde. Diese Verpflichtung zur Kooperation zwischen den Netzbetreibern ist zudem durch § 20 Abs. 1 S. 2 EnWG und § 20 Abs. 1b S. 5 EnWG gesetzlich geregelt und soll der Entlastung der Transportkunden dienen.¹⁰⁵

Für die Nutzung des örtlichen Verteilernetzes muss der Netznutzer nur einen Ausspeisevertrag mit dem örtlichen Verteilernetzbetreiber abschließen, der ihm das Recht einräumt, sowohl die zu transportierende Gasmenge am Ausspeisepunkt seines Gaskunden zu dessen Belieferung auszuspeisen als auch die hierzu benötigte Menge in das örtliche Verteilernetz einzuspeisen.¹⁰⁶

Die Einführung dieses Entry-Exit-Modells soll die Wettbewerbschancen für Transportkunden verbessern, indem sie durch die Buchung von Einspeisekapazität an eine Vielzahl von potenziellen Letztverbrauchern in einem großen Gebiet herantreten können.¹⁰⁷

Bei diesem Netzzugangsmodell geht man von einer Einteilung Deutschlands in Marktgebiete aus, die von einem oder mehreren überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern gebildet werden. Ein Marktgebiet ist nach § 4 Nr. 2 der Kooperationsvereinbarung „eine Verknüpfung von Netzen/Teilnetzen verschiedener miteinander verbundener Netzbetreiber, in denen ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausspei-

¹⁰⁴ Vgl. Olbricht, 2008, S. 174 f.

¹⁰⁵ Vgl. ebenda, S. 177 f.

¹⁰⁶ Vgl. ebenda, S. 175.

¹⁰⁷ Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach, 2006, S. 68.

sepunkten flexibel nutzen kann“. Jeder Ausspeisepunkt in einem Marktgebiet kann dabei von jedem Einspeisepunkt erreicht werden.¹⁰⁸

Eine hohe Anzahl an Marktgebieten steht prinzipiell einem diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang entgegen. Da jedes Marktgebiet über einen eigenen virtuellen Handlungspunkt verfügt, an welchem in der Regel ein dominierender Großhändler Gasumengen umschlägt, zersplittern die Gashandelsmärkte in Deutschland. Der geringere Gasumsatz an den einzelnen virtuellen Handlungspunkten und die geringere Anzahl an Marktteilnehmern wirken damit einem liquiden Gashandel entgegen.¹⁰⁹ Mit Einführung des Entry-Exit-Modells zum Oktober 2006 gab es noch 19 Marktgebiete. Diese Zahl wurde mittlerweile auf acht reduziert¹¹⁰, was einen Schritt zu mehr Wettbewerb darstellt.

¹⁰⁸ Vgl. Olbricht, 2008, S. 185 f.

¹⁰⁹ Vgl. ebenda, S. 186.

¹¹⁰ Stand: 01.10.2008.

4 Auswirkung der Liberalisierung auf die Verbraucher

Da die die Binnenmarktrichtlinie Gas (Richtlinie 98/30/EG) und deren Umsetzung in Form der EnWG-Novelle 2003/2005 noch nicht zu mehr Wettbewerb führten und der Markt weiterhin durch monopolistische Strukturen geprägt war, erließ die EU 2003 die Beschleunigungsrichtlinie Gas (Richtlinie 2003/55/EG). § 3 Abs. 3 dieser Richtlinie verpflichtete die Mitgliedsstaaten zur Gewährleistung eines hohen Verbraucherschutzniveaus, „insbesondere in Bezug auf die Transparenz der allgemeinen Vertragsbedingungen, allgemeinen Informationen und Streitbeilegungsverfahren“. Mit der Aufnahme des Ziels der „verbraucherfreundlichen Energieversorgung“ in den Zielkatalog des § 1 EnWG von 2005 wurde dieses europäische Gemeinschaftsrecht in nationales Recht umgesetzt.¹¹¹ Als konkrete Maßnahmen zum Schutz von zugelassenen Kunden¹¹² und insbesondere Haushalts-Kunden wurden dabei in § 3 Abs. 3 der Richtlinie folgende Punkte aufgeführt:

- angemessener Schutz einschließlich Maßnahmen zur Vermeidung des Versorgungsausschlusses
- Schutz von Endkunden in abgelegenen Gebieten
- **Wechselmöglichkeiten zugelassener Kunden zu neuen Lieferanten**
- Sicherstellung von allgemeinen Vertragsinformationen

Diese Punkte wurden zum einen durch den Begriff „Verbraucherfreundlichkeit“ des Zielkatalogs in § 1 sowie zum anderen durch Teil 4, „Energielieferung an Letztverbraucher“ (§§ 36 - 42), in das EnWG aufgenommen.

¹¹¹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 49. Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Baden-Baden, 2008, S. 35.

¹¹² „Kunden, denen es (...) frei steht, Gas von einem Lieferanten ihrer Wahl zu wählen“ (Art. 2 Nr. 28 der Richtlinie 2003/55/EG).

Als Beispiel kann hierzu § 42 EnWG herangezogen werden, der die Energieversorgungsunternehmen dazu verpflichtet, Letztverbraucher präzise über eingesetzte Primärenergieträger zu informieren und die Entgelte für den Netzzugang gesondert auszuweisen. Dadurch sollte die Wahl des Energieversorgungsunternehmens für Verbraucher in Zukunft erleichtert werden.¹¹³ Eine weitere Ausgestaltung stellen die GasNZV und GasNEV vom 29.07.2005 dar, die den Übergang vom verhandelten zum regulierten Netzzugang untermauern und Grundzüge der Marktöffnung beschreiben. Sie definieren sog. Standardangebote von Netzbetreibern, die alle notwendigen Bestandteile (Parteien, Vertragsgegenstand, Preis, usw.) enthalten.¹¹⁴

In der Richtlinie 2003/55/EG wurde in Art. 23 ein genaues Datum für die vollständige Marktöffnung mit der Möglichkeit für Letztverbraucher ihren Gaslieferanten frei zu wählen festgelegt.

- für Nicht-Haushalts-Kunden („Kunden, die Erdgas für andere Zwecke als den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen“; Art. 3 Nr. 26 der Richtlinie 2003/55/EG) spätestens ab dem 01.07.2004
- für Haushalts-Kunden („Kunden, die Erdgas für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen“; Art. 3 Nr. 25 der Richtlinie 2003/55/EG) spätestens ab dem 01.07.2007

Eine Öffnung des Gasmarktes für Haushalts-Kunden wurde in Deutschland schließlich zum 01.10.2006 mit Einführung des Entry-Exit-Modells anvisiert.¹¹⁵

Aufgrund drastischer Preiserhöhungen von Gasversorgungsunternehmen seit Oktober 2005 hat das Bundeskartellamt Ende Januar 2006 ein Missbrauchsverfahren gegen sieben Gasversorgungsunternehmen eingeleitet.

¹¹³ Vgl. Monopolkommission, 2008, S. 35 f.

¹¹⁴ Vgl. Nill-Theobald/Theobald, 2008, S.222.

¹¹⁵ URL: <http://www.verivox.de/gas/article.aspx?i=13615> [04.02.2009].

Die Preisdifferenzen in Deutschland lagen zu diesem Zeitpunkt zwischen den günstigsten und den teuersten Unternehmen bei bis zu 40 %. Das Verfahren wurde daraufhin jedoch unter der Bedingung eingestellt, dass diese Gasversorgungsunternehmen einen Anbieterwechsel für Privatkunden schon zum 01.04.2006 ermöglichen. Durch bessere Wechselmöglichkeiten sollten sich die Preise senken.¹¹⁶ Als Folge dieser Wechselmöglichkeit mit dem Begriff „Beistellung“ haben Kunden Gasversorgungsverträge mit einem neuen Anbieter abgeschlossen, der das Gas beim bisherigen Gasversorger kaufte. Somit kam das Gas nach wie vor vom alten Anbieter zum gleichen Preis.¹¹⁷

Eine komplette Marktöffnung mit der Möglichkeit den Anbieter zu günstigeren Preisen zu wechseln erfolgte somit erst zum 01.10.2006 mit Einführung des Entry-Exit-Modells.

¹¹⁶ URL: <http://www.verivox.de/gas/article.aspx?i=12930> [04.02.2009].

¹¹⁷ URL: <http://www.verivox.de/gas/article.aspx?i=13615> [04.02.2009].

5 Stand und Entwicklung der Liberalisierung auf dem Erdgasmarkt in Deutschland

5.1 Allgemeine Zahlen

Die Förderung von Erdgas in Deutschland ist rückläufig. Wurden 2005 184,0 TWh und 2006 noch 181,7 TWh Erdgas gefördert, so waren es 2007 nur noch 166,5 TWh. Dies stellt einen Rückgang von 9,5 % dar. Grund dafür ist zum einen der natürliche Rückgang der Fördermenge bereits erschlossener Bohrungen und zum anderen die milden Winter 2005/2006/2007, die zu keiner maximalen Entnahmerate führten.

Der Anteil der drei größten Unternehmen an der inländischen Erdgasförderung (Exxon Mobil Corporation, Royal Dutch Shell PLC, RWE AG) beträgt 82,71 %, wobei der des größten Unternehmens (Exxon Mobil Corporation) knapp 50 % der inländischen Erdgasförderung ausmacht.¹¹⁸

2007 wurden 924 TWh Erdgas nach Deutschland importiert (2006: 978,3 TWh), was einen Rückgang von 5,6 % zu 2006 bedeutet. Von 2005 (950,9 TWh) auf 2006 war dieser Wert noch ansteigend. Beim Export meldet Deutschland weiterhin steigende Zahlen. Von 100,8 TWh (2005) über 119,2 TWh (2006) auf 125,4 TWh (2007) stieg der Erdgasexport um 24,4 % an. Die Transitmenge, d. h. die Menge an Erdgas, die durch Deutschland durch in andere Länder fließt, betrug 2007 schätzungsweise 370 - 412 TWh.¹¹⁹

¹¹⁸ Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2008 für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, S. 178f; Bundesnetzagentur, Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2007 für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, S. 150.

¹¹⁹ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 178,181 ; Monitoringbericht 2007, S. 150.

Der Inlandsverbrauch von Erdgas in Deutschland ist rückläufig. Ging man 2005 noch von 1042,2 TWh aus, so waren es 2006 1028,1 TWh und 2007 nur noch 991,2 TWh. Dies stellt einen Rückgang von 4,9 % dar.¹²⁰

Bei der Zahl der Gasversorgungsunternehmen gibt es seit Mitte der 1990er Jahre keine großen Veränderungen. In keinem anderen Land in Europa gibt es mehr Gasversorgungsunternehmen als in Deutschland; 2007 waren es über 700.¹²¹

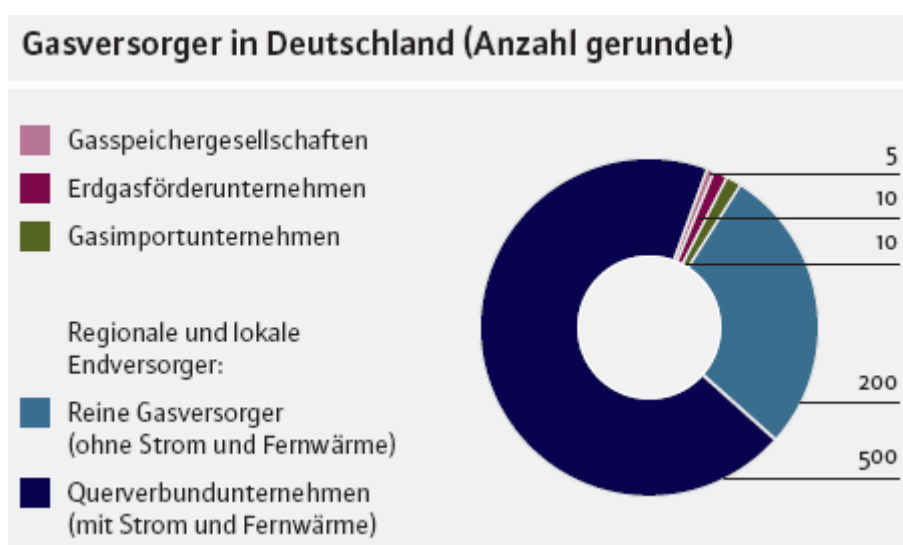


Abbildung 2: Gasversorger in Deutschland

Quelle: BDEW

5.2 Gashandel

Beim Gashandel im Großhandelsbereich war 2007 eine deutliche Erhöhung der Menge an den Virtuellen Handelspunkten, an denen überhaupt ein nennenswerter Gashandel stattfand (E.ON-GT VP, BEB-VEP), zu verzeichnen. Dies kann sowohl als ein positives Zeichen für den Gas-zu-Gas-Wettbewerb als auch für einen liquideren Gashandel und eine stabilere

¹²⁰ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 178 ; Monitoringbericht 2007, S. 150.

¹²¹ Vgl. BDEW, Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung, Sommer 2008, S.20.

und transparentere Preisstellung gewertet werden. An den Virtuellen Handelspunkten der anderen Marktgebiete fand jedoch praktisch kein Gas-handel statt. Gehandelt wurde an den VP vor allem mit kurzfristigen Mengen (Spotmarkt), während der Terminmarkt sich dagegen noch langsam entwickelt. Bei der Liquidität an den Hubs findet sich Deutschland im Vergleich zu den wichtigen europäischen Märkten auf den hinteren Plätzen wieder.¹²²

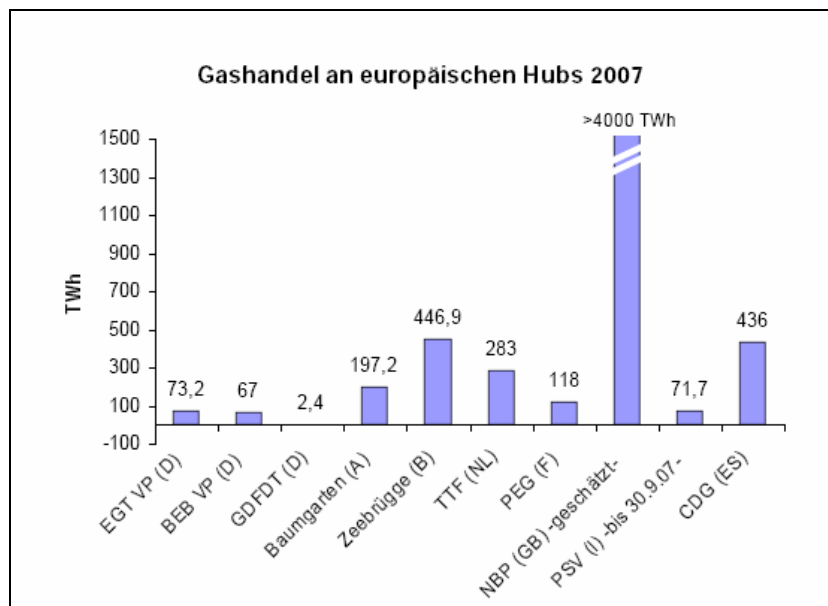


Abbildung 3: Gashandel an europäischen Hubs 2007

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Von einem liquiden Gashandel an der EEX kann noch keine Rede sein. Der Anteil von 0,14 % des deutschen Gasverbrauchs am Gasspotmarkt bzw. 0,8 % des deutschen Gasverbrauchs am Gasterminmarkt der EEX ist minimal. Im Vergleich dazu war der Anteil des Spotmarkts Elektrizität der EEX bzw. des Terminmarkts Elektrizität an der EEX mit 20,7 % bzw. 201,6 % des Gesamtelektrizitätsverbrauchs deutlich höher. Aus dem illiquiden Gasmarkt an der EEX folgt, dass zum einen bei der Auswertung von Preissignalen Vorsicht geboten ist und zum anderen, dass sich Markt-

¹²² Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 181.

teilnehmer nicht darauf verlassen können beliebig große Mengen sicher über die Börse zu handeln.¹²³

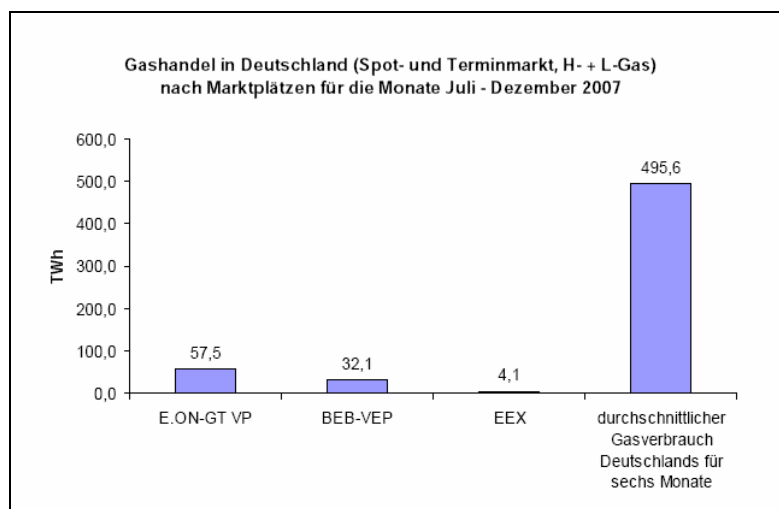


Abbildung 4: Gashandel in Deutschland nach Marktplätzen

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Jedoch kann 2007 als Umbruchjahr für die Gaswirtschaft gewertet werden. Mit der Einführung des Zweivertragsmodells, dem Gashandel an der EEX und nach oben zeigender Liquidität an den Virtuellen Handlungspunkten stehen Deutschland in den nächsten Jahren sicherlich große Änderungen beim Gasgroßhandel bevor.

5.3 Marktanteile der Anbieter

Im Einzelhandelsbereich, d. h. bei der Gasbelieferung sämtlicher Nachfrager nach Erdgas, die Erdgas zum eigenen Verbrauch und nicht zur Belieferung von anderen Letztverbrauchern nachfragen, kann noch nicht von einem funktionierenden Wettbewerb gesprochen werden. Zum Einzelhandelsbereich gehören Standardlastprofilkunden mit standardisierten Tarifverträgen und industrielle Großkunden mit individuellen Lieferverträgen. Der Markt ist noch von den Nachwirkungen der bisherigen monopolartigen

¹²³ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 182.

Verhältnisse gekennzeichnet. Der Grund dafür ist, dass die Abschaffung der Legalisierung wettbewerbsbeschränkender Absprachen nicht automatisch zu einer Änderung der Marktabgrenzung geführt hat. Dafür sind noch organisatorische und rechtliche Umsetzungsmaßnahmen nötig.¹²⁴

Einzelne Stadtwerke und endversorgende Regionalversorger sind bei der Belieferung von Standardlastprofilkunden und industriellen Großkunden noch regelmäßig marktbeherrschend, bei der Versorgung von Kleinkunden sogar oft ohne Konkurrenz. 2007 wechselte lediglich 1 % der Haushaltskunden ihren Lieferanten. Bei Großkunden sollte der das jeweilige vorgelagerte Netz betreibende Versorger der Konkurrent zu den Stadtwerken sein. Dieser beliefert jedoch regelmäßig die Stadtwerke und hat deshalb kein Interesse daran, als Wettbewerber aufzutreten.¹²⁵

Beim Marktanteil der drei größten Unternehmen an der Gasabgabemenge an Letztverbraucher ist 2007 jedoch ein Rückgang um 4,5 % zu verzeichnen. Der Marktanteil fiel von 30,87 % (2006) auf 26,32 % (2007). Neben strukturellen Gründen (Beteiligungsstruktur) kann dieser Rückgang auch schon als Folge von beginnendem Wettbewerb gewertet werden.¹²⁶

5.4 Verhalten der Letztverbraucher

Der Anteil der zu Allgemeinen Preisen/Allgemeinen Tarifen gelieferten Mengen der Großhändler und Lieferanten innerhalb ihres Grundversorgungsgebiets ist rückläufig. War es 2006 noch ein Anteil von 14,23 % an der Gesamtausspeisemenge an Letztverbraucher, so fiel der Anteil 2007 auf nur noch 11,12 %. Bei Haushaltskunden fiel die Quote von 41,10 % auf 36,24 %. Der Rückgang am Anteil der Menge ging auch mit einem Rückgang am Anteil der Anzahl einher. Diese Werte sind kein Zeichen für

¹²⁴ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 185.

¹²⁵ Vgl. ebenda.

¹²⁶ Vgl. ebenda, S. 189.

einen signifikant steigenden Wettbewerb, vor allem im Hinblick darauf, dass es eine zunehmende Hinwendung zu Sondervertragskonditionen beim Grundversorger gab. Alternative Anbieter waren weiterhin in der Minderheit.¹²⁷

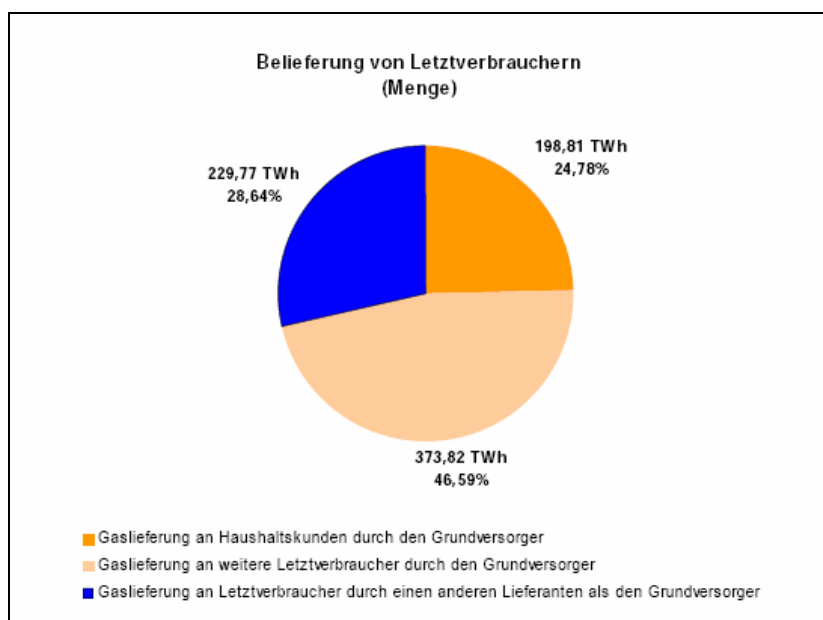


Abbildung 5: Belieferung von Letztverbrauchern¹²⁸

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Die Zahl der Lieferantenwechsel stieg von 8.871 (2006) auf 132.953 (2007); bei den Haushaltskunden lag die Wechselquote 2007 bei 1 %, bei den Industriekunden (mehr als 100.000 MWh Verbrauch im Jahr) bei 4,2 %. Die durchschnittliche Wechselquote bezogen auf die Gesamtzahl der Letztverbraucher war 1,01 %. Bezogen auf die Gesamtausspeisemenge betrug die durchschnittliche Lieferantenwechselquote 2007 3,79 % (2006: 1,25 %; 2005: 0,4 %).¹²⁹

¹²⁷ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 191.

¹²⁸ Anm.: In dem Diagramm sind sowohl die zu Allg. Preisen/Allg. Tarifen belieferten Letztverbraucher als auch die außerhalb der zu Allg. Preisen/Allg. Tarifen belieferten Letztverbraucher enthalten.

¹²⁹ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 197 ff.; Vgl. Monitoringbericht 2006, S. 106.

Festzuhalten ist, dass bei den Haushaltskunden noch kein Wettbewerb zu verzeichnen ist, während bei Industriekunden bestenfalls von leichtem Wettbewerb gesprochen werden kann. Durch die Festlegung von bundesweit einheitlichen Geschäftsprozessen für den Lieferantenwechsel im Gassektor (GeLi Gas) durch die Bundesnetzagentur wird jedoch in den nächsten Jahren ein stärkerer Wettbewerb mit entsprechenden Lieferalternativen für den Verbraucher entstehen. Neben der GeLi Gas mit Regelungen über Inhalt und Ablauf von Geschäftsprozessen soll das Datenformat EDIFACT, welches sich mit dem Austausch erforderlicher Informationen befasst, zu größtmöglicher Automatisierung führen. Dazu gibt es mit dem GABi Gas noch Festlegungen zum Bilanzierungssystem. Die Richtlinien sind seit dem 01.08.2008 bzw. dem 01.10.2008 anzuwenden.

5.5 Gaspreis

Nachdem die Gaspreise von Herbst 1997 bis Frühjahr 2000 noch relativ konstant blieben, stiegen sie danach extrem an.¹³⁰ Die Preise nahmen auch im Zeitraum vom 01.04.2006 - 01.04.2008 in allen Abnahmefällen zu.¹³¹ Aufgrund der zeitlich versetzten Preisentwicklung zum Ölpreis, war die Tendenz für das nächste Jahr zunächst steigend. Da der Ölpreis aber im Zuge der Finanzkrise sehr stark gefallen ist (von 145 \$/Barrel Mitte Juli auf 37 \$/Barrel Mitte Januar 2009), was man sehr gut an den Benzinpreisen ablesen konnte, ist auch mit einem Rückgang des Gaspreises im Laufe des Jahres 2009 zu rechnen. Beim Gaspreis geht man durch die Kopplung an den Ölpreis von einer Verzögerung von etwa einem halben Jahr zu der Entwicklung des Ölpreises aus.

Ein bemerkenswerter Punkt beim Anstieg des Gaspreises war, dass keine Entlastung durch ein Absenken der Netzentgelte durch die Bundesnetz-

¹³⁰ URL: <http://www.verivox.de/gas/article.aspx?i=11218> [10.02.2009].

¹³¹ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 208.

agentur gegenüber den eingereichten Entgeltanträgen zu beobachten war. Dagegen war sogar ein leichter Anstieg der Netzentgelte festzustellen, der auch auf die rückläufige Verbrauchsmenge in Deutschland zurückzuführen ist.¹³²

Außerhalb ihres eigenen Grundversorgungsgebietes ist das Preisniveau der Anbieter über alle Abnahmefälle betrachtet durchschnittlich günstiger als das der etablierten Versorger. Auch die Sondervertragskonditionen der Grundversorger sind oft günstiger als die Allgemeinen Preise/Allgemeinen Tarife. Für Letztverbraucher könnte somit in vielen Fällen ein Lieferantenwechsel in Betracht kommen. Die Entwicklung hin zu Vertragswechseln zu einem günstigeren Angebot des bestehenden Versorgers ist auch in Anbetracht eines Mangels an attraktiven Angeboten von Wettbewerbern zu beobachten.¹³³

Als Folge der hohen Gaspreise kam es zu Beginn des Jahres 2008 zu Missbrauchsverfahren des Bundeskartellamts gegen 35 Gasversorger wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Gaspreise für Haushalts- und Gewerbekunden. Durch die Ausnutzung der marktbeherrschenden Stellung gab es teilweise Preisabweichungen von 25 % - 45 % zwischen den Unternehmen. Untersucht wurden Preisbestandteile nach Abzug der genehmigten Netzentgelte sowie der Steuern und Konzessionsabgaben, die noch etwa 55 % des Bruttogaspreises ausmachten. Ende 2008 haben die Mehrzahl der Unternehmen einem Vergleich mit dem Bundeskartellamt zugestimmt, der Preissenkungen oder Rückzahlungen zur Folge hatte.¹³⁴

¹³² Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 208.

¹³³ Vgl. ebenda.

¹³⁴ <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/170/449894/text/> [11.02.2009].

5.6 Entflechtung

5.6.1 Rechtliche Entflechtung

Zum 01.01.2008 waren insgesamt 295 Verteilernetzbetreiber Elektrizität und/oder Gas rechtlich entflochten, 30 % davon freiwillig, d. h. mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden (sog. De-minimis-Unternehmen).¹³⁵

Der Umsetzungsstand bei Netzbetreibern (Elektrizität und/oder Gas) mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden betrug 98 %. Zählt man noch die Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden, die jedoch die Kunden derer Unternehmen hinzugerechnet bekommen, auf die sie im Sinne der Europäischen Fusionskontrolle bestimmenden Einfluss ausüben, dazu, so beträgt die Quote der Unternehmen, die zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet sind und die sie durchgeführt haben, 96 %. Die verbliebenen Unternehmen waren Anfang 2008 zum größten Teil jedoch schon in der Umsetzungsphase.¹³⁶

Fast 90 % der rechtlich entflochtenen Netzbetreiber haben sich für eine Pachtlösung (die Übertragung der Verfügungsgewalt über das Netz an einen Pächter), entschieden. Da mehr als ein Drittel der Pachtverträge jedoch kürzer als vier Jahre laufen, herrscht bei den Pächtern nur eine sehr begrenzte Planungssicherheit. Sofern eine Eigentumsübertragung des Netzes gewählt wurde, also in 10 % der Fälle, war es im Bereich der Elektrizitätsversorgung doppelt so oft der Fall wie im Gasbereich. 31 Netzgesellschaften wurden auf dem Zusammenschluss der Eigentümer der von ihnen betriebenen Energieverteilernetze gegründet. Davon waren

¹³⁵ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 219.

¹³⁶ Vgl. ebenda, S. 219 f.

16 Netzbetreibergesellschaftskooperationen „auf Augenhöhe“, d. h. Kooperationen zwischen kleinen und mittleren Verteilernetzbetreibern.¹³⁷

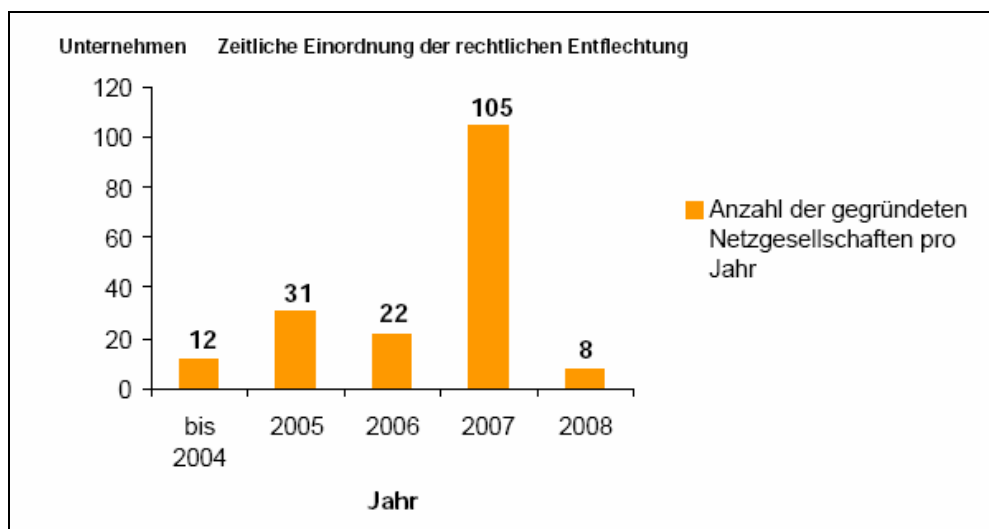


Abbildung 6: Zeitliche Einordnung der bisher erfolgten Gründungen von Netzgesellschaften der Verteilernetzbetreiber Elektrizität und/oder Gas

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Der Anstieg 2007 hängt mit der ab 01.07.2007 gültigen Regelung zusammen, die Unternehmen mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet.

5.6.2 Operationelle Entflechtung

Netzgesellschaften müssen für die Erfüllung ihrer Aufgaben eine angemessene Anzahl an hinreichend qualifiziertem und unabhängigen eigenem Personal verfügen. Dabei ist die Anzahl abhängig von Umfang und Komplexität der Aufgaben. Die folgenden Zahlen und Quoten sind daher ohne einen sehr genauen Einblick in die Netzgesellschaften nur mit Vorsicht zu interpretieren.¹³⁸

¹³⁷ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 220 f.

¹³⁸ Vgl. ebenda, S. 221.

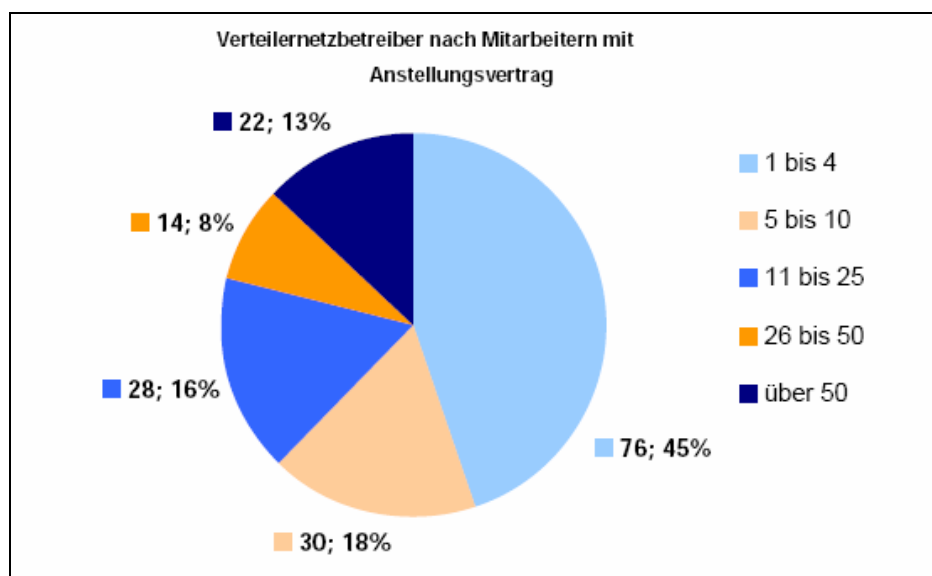


Abbildung 7: Verteilernetzbetreiber Elektrizität nach Mitarbeitern mit eigenem schuldrechtlichen Anstellungsvertrag

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Fast die Hälfte (45 %) aller Verteilernetzbetreiber Elektrizität hat weniger als fünf eigene Mitarbeiter. Von den 20 größten Elektrizitäts- bzw. Gasverteilernetzbetreibern haben vier bzw. acht Netzbetreiber weniger als 11 eigene Mitarbeiter.¹³⁹

Des Weiteren haben die Unternehmen auch nach ihrer rechtlichen Ausgliederung aus dem Mutterkonzern in beachtlichem Umfang keinen eigenen Marktauftritt. Anzumerken ist, dass dazu auch keine rechtliche Verpflichtung besteht, es aber als ein Kriterium für operationelle Entflechtung herangezogen werden kann.¹⁴⁰

¹³⁹ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 221 f.

¹⁴⁰ Vgl. ebenda, S. 223.

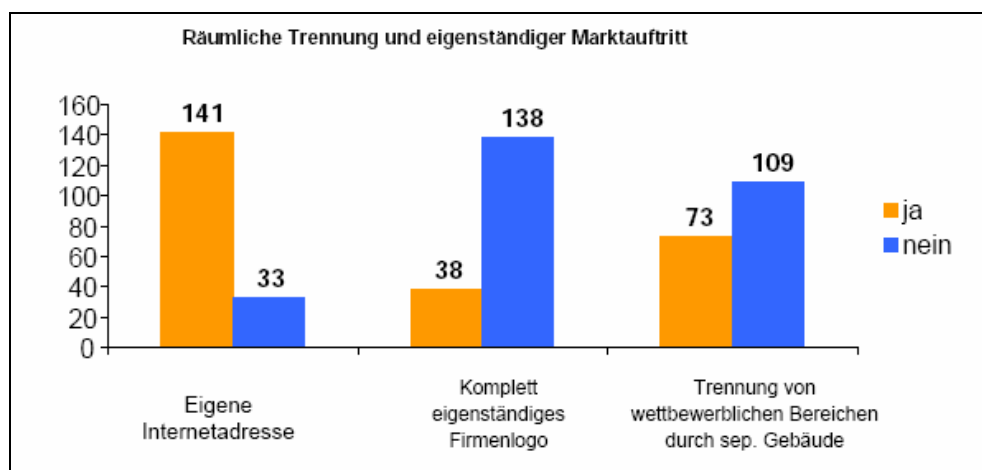


Abbildung 8: Räumliche Trennung und eigenständiger Marktauftritt bei rechtlich entflochtenen Verteilernetzbetreibergesellschaften
Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

2007 ist auch für die operationelle Entflechtung als Schlüsseljahr zu sehen. Da es für viele Unternehmen sinnvoll war, die operationelle Entflechtung erst mit der rechtlichen Entflechtung durchzuführen und für die Unternehmen mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden die Verpflichtung auch erst ab 01.07.2007 bestand, befindet sich die operationelle Entflechtung noch im Anfangsstadium.

5.6.3 Informatrische Entflechtung

Bei der informatrischen Entflechtung zeigt sich bislang ein sehr unterschiedliches Bild. Es gibt sehr gute Beispiele, die durchaus auch kleinere Unternehmen betreffen, aber auch viele Netzbetreiber die noch in der Prozessgestaltung sind.¹⁴¹

Die konkrete Erfassung der relevanten Prozesse, wie Netzentgelte, Anschlusswesen oder Kundencenter, sind oftmals noch nicht vollständig erfolgt. Auch bei den Gleichbehandlungsberichten fehlt es vielfach noch an konkreten Angaben, wie etwa über die Hinterlegung von Geschäftspro-

¹⁴¹ Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 224.

zessen in unternehmensinternen Dokumenten oder über konkrete Handlungsanweisungen im Umgang mit diskriminierungsrelevanten Informationen.¹⁴²

5.6.4 Buchhalterische Entflechtung

Die formale Umsetzung der buchhalterischen Entflechtung ist weitgehend erfolgt. Während die Vorgaben nach § 10 Abs. 3 EnWG zur Kontenführung zumeist eingehalten wurden, war eine Überprüfung der Zuordnung zu den Konten durch die Prüfer oft nicht zu erkennen. Ferner waren die Spartenabschlüsse vielfach unzureichend.¹⁴³

5.6.5 Ausblick über die Entflechtung

Obwohl es (noch) nicht durch das Gesetz vorgesehen ist, hat Ende 2007 durch Veräußerung des Erdgastransportgeschäfts der BEB Erdgas und Erdöl GmbH (BEB) der Muttergesellschaften ExxonMobil Central Europe Holding GmbH und Shell Verwaltungsgesellschaft für Erdgasbeteiligungen mbH an die NV Nederlandse Gasunie (Gasunie) die erste konsequente eigentumsrechtliche Entflechtung stattgefunden. Auch die zunehmende Konzentration der Marktgebiete von anfänglich 19 auf nunmehr acht zum 01.10.2008 führt zu einer stärkeren operativen Eigenständigkeit der Netzbetreiber, sofern sie in ihrem Marktgebiet mit anderen Netzbetreibern technisch zusammenwirken müssen. Diese Eigenständigkeit wird sich auch durch z. B. eigenständigere Interessenwahrnehmung der Netzgesellschaften in den Entgeltgenehmigungsverfahren weiterentwickeln.¹⁴⁴

¹⁴² Vgl. Monitoringbericht 2008, S. 224.

¹⁴³ Vgl. ebenda.

¹⁴⁴ Vgl. ebenda, S. 225.

2007 ist daher unter anderem wegen der Verpflichtung zur rechtlichen und operationellen Entflechtung für Unternehmen mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden zum 01.07.2007 und der Richtlinie der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur informatorischen Entflechtung vom 13.07.2007 als Schlüsseljahr für die Entflechtung zu sehen.

6 Zusammenfassung

Alles in allem lässt sich feststellen, dass sich der Wettbewerb auf dem Gasmarkt noch sehr zögerlich entwickelt. Viele Letztverbraucher wagen noch keinen Lieferantenwechsel, vielfach aber auch mangels Alternativen. Diese Situation wird sich jedoch in den nächsten Jahren ändern. Die Liberalisierung des Erdgasmarktes in Deutschland befindet sich noch in den Startlöchern. Erst Ende 2006 erfolgte mit der Einführung des Entry-Exit-Modells eine komplette Marktöffnung und auch die Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung für Unternehmen mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden besteht erst seit Juli 2007. Der Wettbewerb auf dem Erdgasmarkt in Deutschland wird sich, auch mit Hilfe weiterer Regelungen, erhöhen. Dabei wird auch die Reduzierung auf acht Marktgebiete zum 01.10.2008 eine gewichtige Rolle spielen.

Ein Blick hinüber nach Großbritannien, wo sich der Liberalisierungsprozess schon früher vollzogen hat, bringt zusätzliche Aufschlüsse. Der britische Erdgasmarkt hat eine Art Vorbildfunktion für den europäischen Kontinent. Der Erdgasmarkt ist schon seit 1998 vollständig geöffnet und sehr vom Wettbewerb beeinflusst. Statistiken zeigen, dass 47 % aller kleineren Geschäfts- und Haushaltskunden schon ihren Gasanbieter gewechselt haben. Bei großen Industriekunden geht die Quote sogar über 85 % hinaus.¹⁴⁵ Auch wenn sich der britische Gasmarkt aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen (wie z. B. nationale Erdgasvorkommen, Anzahl der Fernleitungs- bzw. Verteilungsunternehmen oder Gasqualität) nicht direkt auf Deutschland übertragen lässt, so stimmt er doch mit seiner Entwicklung positiv.

Trotz aller Bemühungen zu mehr Wettbewerb sollte jedoch nicht die Abhängigkeit von Gasimporten in Deutschland vergessen werden. Gerade

¹⁴⁵ Vgl. EU-Kommission, United Kingdom – Internal Market Fact Sheet, 2007.

die Situation mit Gazprom und Russland Anfang 2009 zeigt dies deutlich, indem die eigenen Interessen auch mal vor die Erfüllung von Verträgen gestellt werden. Während sich diese Krise in Deutschland aufgrund großer Erdgasspeicher nicht so schlimm auswirkte, so hatten andere Länder in Osteuropa schwer mit der Kälte zu kämpfen.

Deshalb sollte versucht werden künftig mehr auf eine breitere Importpalette oder zumindest auf sicherere Verbindungen zu setzen. In dieser Richtung zeigen sich schon positive Entwicklungen mit dem Nabucco-Projekt und der Ostsee-Pipeline. Darüber hinaus muss der Blick in den nächsten Jahren verstärkt auf erneuerbare Energie fallen und es muss auch mehr in die Energieeffizienz investiert werden, da die weltweiten Gasreserven, wenn auch noch nicht in nächster Zeit, irgendwann einmal erschöpft sein werden.

Anlagen

Anlage 1

Anlage 1 (zu § 7) ARegV

Die Festsetzung der Erlösobergrenze nach den §§ 4 bis 16 erfolgt in der ersten Regulierungsperiode nach der folgenden Formel:

(Formel BGBl. I 2007 S. 2541)

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot ((VPI_t/VPI_0) - PF_t) \cdot EF_t + Q_t$$

Ab der zweiten Regulierungsperiode erfolgt die Festsetzung der Erlösobergrenze nach den §§ 4 bis 16 nach der folgenden Formel:

(Formel BGBl. I 2008 S. 696)

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot (VPI_t/VPI_0 - PF_t) \cdot EF_t + Q_t + S_t$$

Dabei ist:

- EO_t Erlösobergrenze aus Netzentgelten, die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 4 Anwendung findet.
- $KA_{dnb,t}$ Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 2, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode unter Berücksichtigung der Änderungen nach § 4 Abs; 3 Satz 1 Nr. 2 Anwendung findet.
- $KA_{vnb,0}$ Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 3 im Basisjahr.
- V_t Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen, der im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 16 Anwendung findet.
- $KA_{b,0}$ Beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 4 im Basisjahr. Er entspricht den Ineffizienzen nach § 15 Abs. 3.

VPI _t	Verbraucherpreisgesamtindex, der nach Maßgabe des § 8 Satz 2 für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet.
VPI ₀	Durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr.
PF _t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. In Analogie zu dem Term VPI_t/VPI_0 ist PF _t dabei durch Multiplikation der einzelnen Jahreswerte einer Regulierungsperiode zu bilden.
EF _t	Erweiterungsfaktor nach Maßgabe des § 10 für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode.
Q _t	Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 19 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode.
S _t	Im letzten Jahr einer Regulierungsperiode wird nach Maßgabe des § 5 Abs. 4 der Saldo (S) des Regulierungskontos inklusive Zinsen ermittelt. Da nach § 5 Abs. 4 Satz 2 der Ausgleich des Saldos durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge zu erfolgen hat, wird im Jahr t jeweils 1/5 des Saldos in Ansatz gebracht (S _t).

Das Basisjahr bestimmt sich jeweils nach Maßgabe des § 6 Abs. 1.

Anlage 2

Abbildungen: Gasimport und Gasexport

Ursprungsland, aus dem das Gas bezogen wurde	Anzahl importierender Unternehmen	Importmenge 2007 (in TWh)	Anteil am Gesamtimport (in %)
Russland/GUS	5	433	40,0
Norwegen	9	335	31,0
Niederlande	11	242	22,4
Sonstige Länder EU-27	15	71	6,6
Summe	21 ¹⁴²	1.082	100

Abbildung: Anzahl importierender Unternehmen und Importmengen in 2007

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Zielland, in das das Gas geliefert wurde	Anzahl exportierender Unternehmen	Exportmenge 2007 (in TWh)	Anteil am Gesamtexport (in %)
Länder EU-27	16	133,1	83,7
Länder nicht EU-27	5	25,9	16,3
Summe	16 ¹⁴⁴	159	100

Abbildung: Anzahl exportierender Unternehmen und Exportmengen in 2007

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Anlage 3

Abbildung: Marktanteile

Kategorie	2005		2006		2007	
	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	265,79	342,68	291,33	341,31	280,01	328,05
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	102,41	132,03	101,95	119,44	98,98	115,96
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	343,06	442,30	92,05	107,84	92,60	108,49
> 100.000 MWh/Jahr			279,83	327,83	243,97	285,82
Gaskraftwerke	97,08	125,16	112,38	131,66	121,17	141,96
Erdgastankstellen	--	--	--	--	1,27	1,49
Gesamtsumme	908,34	1042,17	877,54	1028,08	838,00	991,20
Kategorie	2005		2006		2007	
	Abgabemengen der drei größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent	Abgabemengen der drei größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent	Abgabemengen der drei größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	90,03	26,27	92,43	27,08	79,57	24,26
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	36,23	27,44	28,20	23,61	25,72	22,18
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	162,29	41,21	34,40	31,90	30,96	28,54
> 100.000 MWh/Jahr			163,80	49,96	128,05	44,80
Gaskraftwerke	51,15	40,87	51,39	39,03	46,84	33,00
Erdgastankstellen	--	--	--	--	0,30	20,16
Gesamt	312,56	29,99	317,36	30,87	260,89	26,32

Abbildung: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen 2007 nach Kundenkategorien Letztverbrauchern

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Anlage 4

Abbildungen: Lieferantenwechsel

Kategorie	2006 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Ausspeise- menge in Kategorie in %	2007 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Ausspeise- menge in Kategorie in %
≤ 300 MWh/Jahr	0,14	0,04	3,51	1,23
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,46	0,41	1,88	1,78
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	3,31	3,30	5,91	6,20
> 100.000 MWh/Jahr	7,63	2,65	12,93	4,76
Gaskraftwerke	0,20	0,18	9,26	8,06
Erdgastankstellen	-	-	0,01	0,41
Gesamt	11,74	1,25	33,5	3,79

Abbildung: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2006 und 2007 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und FNB

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Kategorie	2007 Anzahl Letztverbraucher	2007 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil Anzahl Lieferantenwechsel an Anzahl Letztverbraucher in %
≤ 300 MWh/Jahr	12.983.869	131.419	1,01
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	136.693	1.215	0,89
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	34.318	239	0,70
> 100.000 MWh/Jahr	1.165	49	4,20
Gaskraftwerke	808	27	3,34
Erdgastankstellen	827	4	0,48
Gesamt	13.157.680	132.953	1,01

Abbildung: Anzahl Letztverbraucher und Anzahl Lieferantenwechsel in 2007 differenziert nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und FNB

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Anlage 5

Abbildungen: Gaspreis

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,36 (1,26)	19,71 (19,08)	1,26 (1,20)	18,26 (18,23)
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,66 (3,56)	53,04 (53,90)	3,74 (3,58)	54,20 (54,61)
Konzessionsabgabe	0,26 (0,24)	3,77 (3,70)	0,27 (0,24)	3,91 (3,68)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,62 (1,54)	23,48 (23,32)	1,63 (1,54)	23,63 (23,49)
Gesamtpreis¹⁷⁸	6,90 (6,61)	100	6,90 (6,57)	100

Abbildung: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden innerhalb der Grundversorgung bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt
Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile)
(Angaben mit Stand 01.04.2007 in Klammern)
Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,36 (1,27)	20,67 (20,00)	1,29 (1,19)	19,85 (19,10)
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,56 (3,48)	54,10 (54,80)	3,58 (3,49)	55,08 (55,87)
Konzessionsabgabe	0,09 (0,10)	1,37 (1,57)	0,06 (0,07)	0,92 (1,14)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,57 (1,50)	23,86 (23,62)	1,57 (1,49)	24,15 (23,90)
Gesamtpreis	6,57 (6,35)	100	6,51 (6,25)	100

Abbildung: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt

Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile)

(Angaben mit Stand 01.04.2007 in Klammern)

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,47	22,90	1,31	20,44
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,38	52,64	3,63	56,63
Konzessionsabgabe	0,08	1,25	0,05	0,78
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,49	23,21	1,42	22,15
Gesamtpreis	6,28	100	6,41	100

Abbildung: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Gas durchführt

Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile)

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

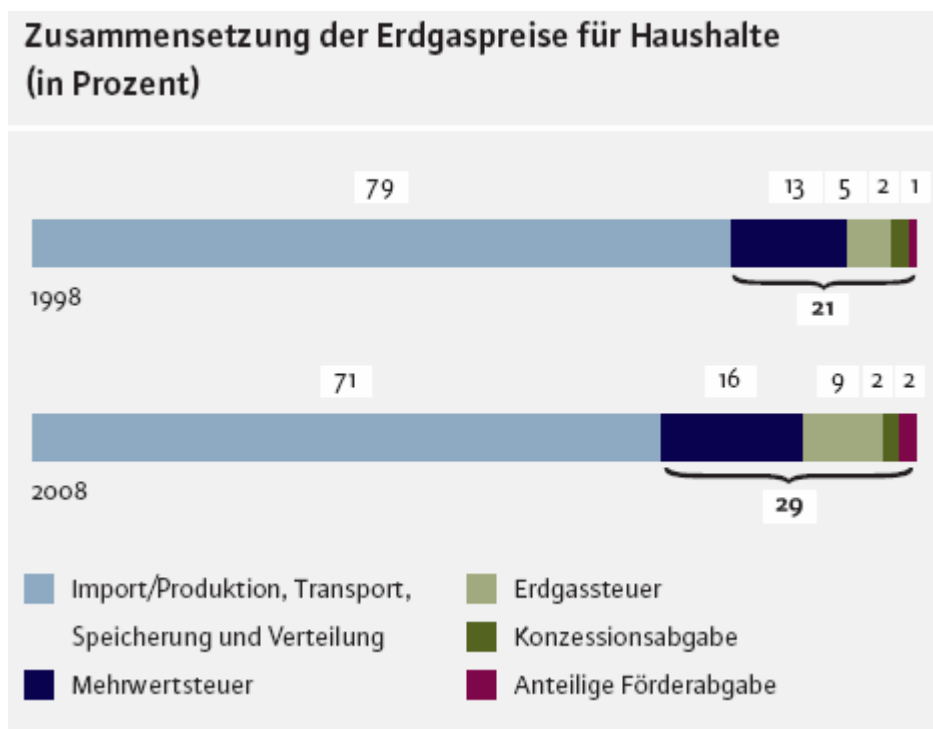
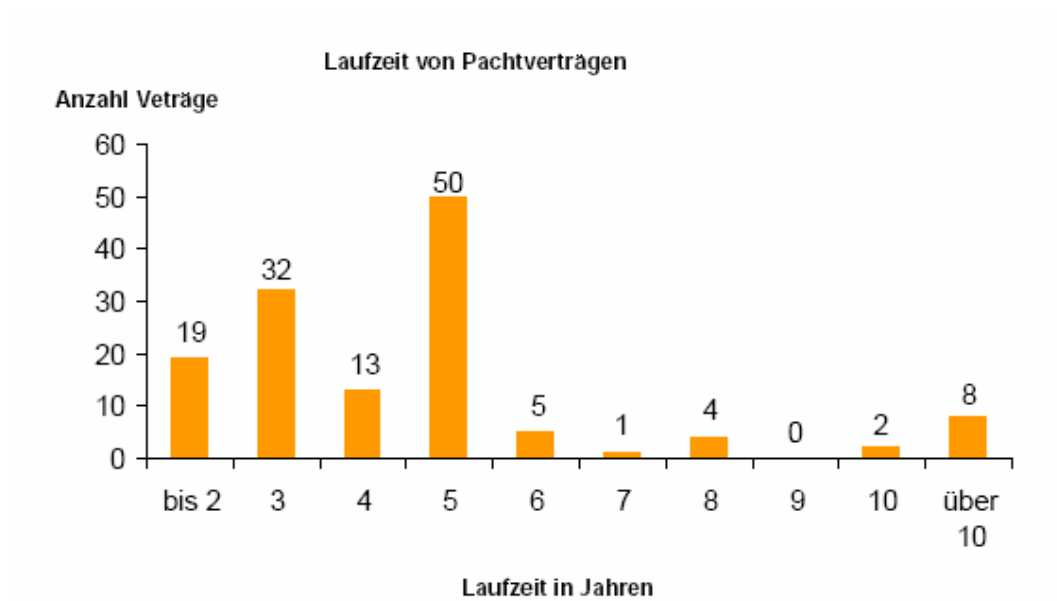


Abbildung: Zusammensetzung der Erdgaspreise

Quelle: BDEW

Anlage 6

Abbildungen: Entflechtung



**Abbildung: Verteilung der Pachtverträge bei rechtlich entflochtenen Unternehmen nach Laufzeiten; Datenbasis: 134 rechtlich entflochtene Unternehmen
Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008**

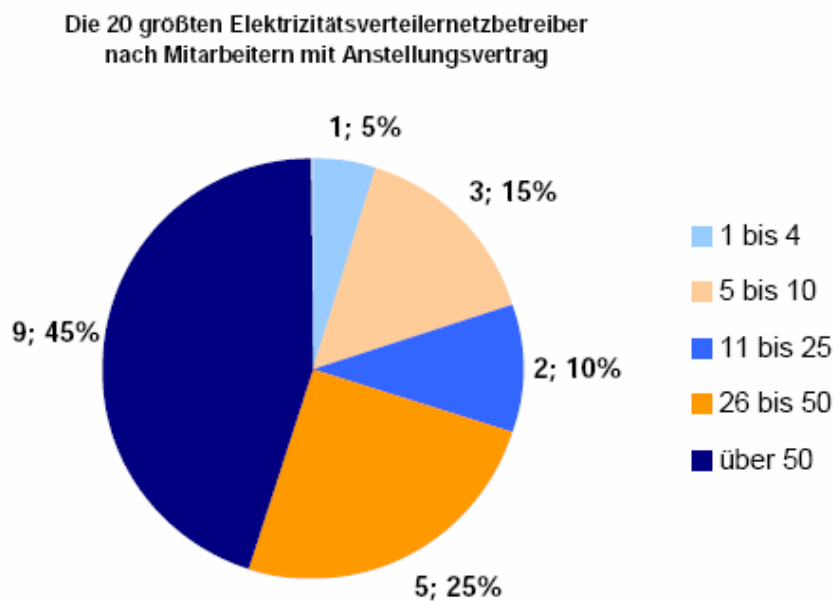


Abbildung: Prozentuale Verteilung der 20 Verteilernetzbetreiber „Elektrizität“ mit den meisten Kunden nach Anzahl ihrer Mitarbeiter (einschließlich Geschäftsführer) mit eigenem schuldrechtlichem Anstellungsvertrag (ohne Arbeitnehmerüberlassung) und unter Einbeziehung aller Mitarbeiter, also auch anderer Bereiche, falls vorhanden

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

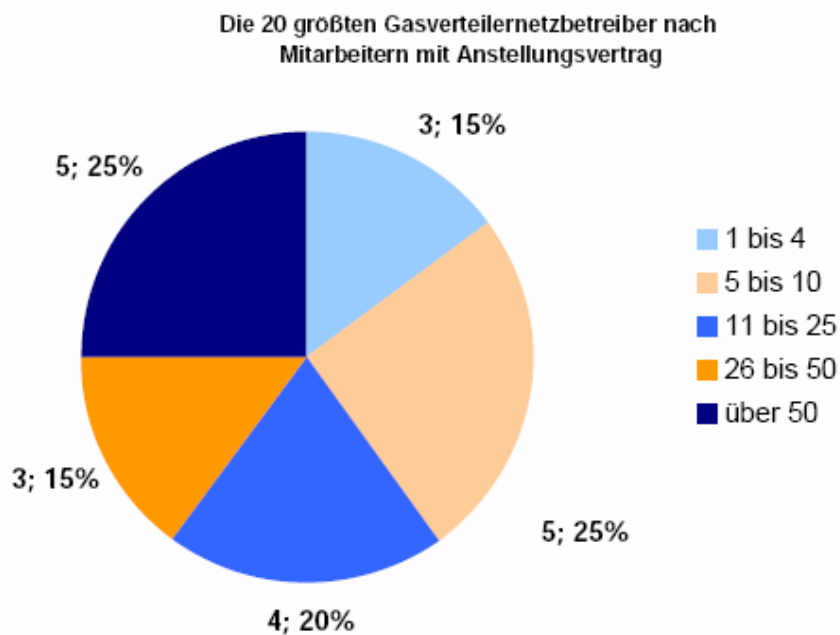


Abbildung: Prozentuale Verteilung der 20 Verteilernetzbetreiber „Gas“ mit den meisten Kunden nach Anzahl ihrer Mitarbeiter (einschließlich Geschäftsführer) mit eigenem schuldrechtlichem Anstellungsvertrag (ohne Arbeitnehmerüberlassung) und unter Einbeziehung aller Mitarbeiter, also auch anderer Bereiche, falls vorhanden

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008

Literaturverzeichnis

BDEW:

Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Strom- und Gasversorgung, Sommer 2008

Bohne, Eberhard/Jansen, Dorothea:

Strategien von Stadtwerken im liberalisierten Strommarkt. Beiträge zum 2. Speyerer Energieforum „Strategien von Stadtwerken im liberalisierten Strommarkt“ vom 15. bis 16. September 2005 an der Deutschen Hochschule für Verwaltungswissenschaften Speyer, Berlin, 2007

Brühl, Götz/Weissmüller, Gerhard:

Gasnetzzugang. Ein Leitfaden zum Basismodell der Bundesnetzagentur, München, 2006

Bundesverband Neue Energieanbieter u. a.:

Position zum BMWi-Entwurf für eine „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze“ (ARegV) vom 04.04.07, Berlin/Essen/Hannover, 2007

Bundesnetzagentur:

Monitoringbericht 2006 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (zit.: Monitoringbericht 2006)

Bundesnetzagentur:

Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (zit.: Monitoringbericht 2007)

Bundesnetzagentur:

Monitoringbericht 2008 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (zit.: Monitoringbericht 2008)

Europäische Kommission:

United Kingdom – Internal Market Fact Sheet, 2007

Haripyan, Armenak:

Die Anreizregulierung im deutschen Stromsektor, München/Ravensburg, 2008

Kämmerer, Jörn Axel:

Privatisierung. Typologie, Determinanten, Rechtspraxis, Folgen, Tübingen, 2001

Klees, Andreas/Langerfeldt, Michael:

Entflechtung in der deutschen Energiewirtschaft. Kostenfalle oder Effizienzquelle?, 2. Auflage, Wiesbaden, 2005

Koenig, Christian/Kühling, Jürgen/Rasbach, Winfried:

Energierrecht, Frankfurt a. M., 2006

Monopolkommission:

Sondergutachten 49. Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Baden-Baden, 2008

NilI-Theobald, Christiane/Theobald, Christian:

Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts. Die Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft, 2. Auflage, München, 2008

Olbricht, Tim:

Netzzugang in der deutschen Gaswirtschaft, Essen, 2008

PricewaterhouseCoopers:

Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxis-
handbuch zum Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage, München, 2008

Schneider, Jens-Peter:

Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation.
Eine vergleichende Untersuchung zur Reform des britischen, US-
amerikanischen, europäischen und deutschen Energierechts, Baden-
Baden, 1999

Theobald, Christian:

Wettbewerb zwischen Entflechtung und Verflechtung im Strommarkt, in
Bohne, Eberhard/Jansen, Dorothea (Hrsg.): Strategien von Stadtwerken
im liberalisierten Strommarkt. Beiträge zum 2. Speyerer Energieforum
„Strategien von Stadtwerken im liberalisierten Strommarkt“ vom 15. bis 16.
September 2005 an der Deutschen Hochschule für Verwaltungswissen-
schaften Speyer, Berlin, 2007, S. 25 - 50

Erklärung nach § 36 Abs. 3 APrO VwGD

Ich versichere, dass ich die Diplomarbeit

*„Die Liberalisierung in der EU –
dargestellt am Beispiel des Erdgasmarktes in Deutschland“*

selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe.

Remchingen, den 27. Februar 2009

Daniel Mehne