

Heuterkes, Michael (Ed.); Janssen, Matthias (Ed.)

Working Paper

Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland

Beiträge zur angewandten Wirtschaftsforschung, No. 29

Provided in Cooperation with:

University of Münster, Münster Center for Economic Policy (MEP)

Suggested Citation: Heuterkes, Michael (Ed.); Janssen, Matthias (Ed.) (2008) : Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland, Beiträge zur angewandten Wirtschaftsforschung, No. 29, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Centrum für Angewandte Wirtschaftsforschung (CAWM), Münster

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/51303>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung

Nr. 29 (2008)

Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland

Michael Heuterkes, Matthias Janssen (Hrsg.)

INHALT

Vorwort	V
1 Der Gasmarkt	1
1.1 Der Energieträger Erdgas.....	1
1.2 Regulierungsbedarf	2
1.3 Die rechtlichen Rahmenbedingungen	4
1.4 Netzzugang	6
1.4.1 Kontraktpfadmodell	6
1.4.2 Zweivertragsmodell (Entry-Exit-Modell)	7
1.5 Netzentgelte	12
1.5.1 Kostenbasierte Netzentgelte.....	12
1.5.2 Anreizregulierung	13
1.6 Der Regel- und Ausgleichsenergiemarkt für Gas: Das Bilanzkreismodell	19
1.6.1 Begriffsdefinitionen und Zielvorgaben.....	19
1.6.2 Bilanzierung und Bepreisung von Ausgleichsenergie	21
1.7 Netzausbau	24
1.7.1 Probleme und Risiken eines Netzausbaus	24
1.7.2 Das Open Season Verfahren.....	28
1.8 Gasspeicher	31
1.8.1 Arten von Gasspeichern	31
1.8.2 Funktionen von Gasspeichern.....	33
1.8.3 Regulierung von Gasspeichern.....	35
1.9 Funktionsfähigkeit des Gasmarktes.....	39
1.9.1 Anzahl der Marktgebiete.....	39
1.9.2 Langfristverträge	40
1.9.3 Börsenhandel	41
1.9.4 Sekundärmarkt für Kapazitätsrechte	42
Literaturverzeichnis Gas.....	43

2	Der Strommarkt	50
2.1	Der Energieträger Strom.....	50
2.2	Regulierungsbedarf	52
2.3	Rechtliche Rahmenbedingungen.....	53
2.3.1	Die EU-Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG	53
2.3.2	Das EnWG 1998.....	54
2.3.3	Die Verbändevereinbarungen	54
2.3.4	Die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG und das EnWG 2005.....	57
2.3.5	Das EEG.....	59
2.4	Netzzugang und Netzentgelte	60
2.4.1	Strukturregulierung.....	61
2.4.2	Verhaltensregulierung.....	65
2.5	Die Preisbildung am Strommarkt und das Investitionsdilemma.....	69
2.5.1	Der optimale Kraftwerkspark.....	69
2.5.2	Der Handel an der EEX	71
2.5.3	Einflüsse durch erneuerbare Energien.....	75
2.5.4	Das Investitionsdilemma	79
2.5.5	Kapazitätsmärkte als Lösung des Investitionsdilemmas.....	83
2.6	Regel- und Ausgleichsenergie.....	86
2.6.1	Grundlagen der Beschaffung von Regelenergie.....	88
2.6.2	Ausgestaltung der Beschaffung von Regelenergie in Deutschland	90
2.6.3	Grundlagen zur Bepreisung von Ausgleichsenergie.....	92
2.6.4	Der Preismechanismus für Ausgleichsenergie in Deutschland	93
2.7	Engpassmanagement an grenzüberschreitenden Netzkuppelstellen.....	95
2.7.1	Das Auftreten von Engpässen	95
2.7.2	Engpassmanagementverfahren	96
	Literaturverzeichnis Strom	102

Zum Gasmarkt-Kapitel haben beigetragen:

Christian Becker
Britta Cramer
Katrín Dorpríger
Daniela Kersting
Laurent Knieke
Hilmar Kobel
Benedikt Kortmüller
Tobias Kramme
Johannes Lambertz
Rachel Mende
Christian Oberst
Irina Sidikh
Veit Wienhausen

Zum Strommarkt-Kapitel haben beigetragen:

Kathrin Binnebessel
Andreas Böcker
Timo Claaßen
Stephan Dahlhaus
Eike van Emmerich
Thomas Entrup
Anika Frehe
Florian Jauer
David Jungnitz
Friederike Konold
Daniel Krimphoff
Nicole Kurpiela
Michael Kutz
Sven Müller
Christopher Noll
Jakob Osinski
Timo Panke
Julia Pludra
Frank Pothen
Kai Rademaker
Daniel Schüür
Sebastian Siemer
Fritz Speller
Marc Spitzkopf

VORWORT

Das Ziel dieses Artikels ist, einen Überblick über die derzeitige Regulierung der Märkte für Strom und Gas zu geben. Die Idee zu diesem Übersichtsartikel entstand bei der Vorbereitung des Seminars „Angewandte Probleme der Energiewirtschaft: Regulierung von Energiemärkten“ aus dem sehr praktischen Mangel, dass es keine Literaturgrundlage gab. Dies mag zum einen dem Umstand geschuldet sein, dass die Neuordnung der Märkte für Strom und Gas noch nicht allzu lang zurück liegt, zum anderen, dass diese Neuordnung noch nicht abgeschlossen ist. Die Regulierungsvorgaben ändern sich noch immer in rasendem Tempo und vieles ist noch in der Entwurfs- und Entscheidungsphase. Dies macht die Beschäftigung mit dem Thema sicherlich interessant, aber es führt auch zu einem Anreizproblem auf Autoreseite: Kein Autor möchte, dass sein Werk bereits veraltet ist, wenn es erscheint.

Allerdings war das Ziel des Seminars, dass in seinem Verlauf gute bis sehr gute Beschreibungen der Regulierung der Energiemärkte entstehen sollten – nämlich in Form der von den Studierenden erstellten Seminararbeiten. Dieses gesammelte Wissen musste eigentlich „nur“ übernommen und gefiltert werden. Das Vorhaben war geboren.

Das Seminar wurde sehr stark nachgefragt, so dass die ursprünglichen 17-20 Seminarplätze auf insgesamt 42 Plätze erhöht wurden und das Seminar in zwei Veranstaltungen aufgespalten wurde. Daraus folgte, dass jedes Thema mindestens doppelt vergeben wurde, was sich als gute Qualitätssicherung erwies. Allerdings waren die Zusammenstellung und die Einordnung der sehr unterschiedlichen Arbeiten in einen gemeinsamen Rahmen sowie die Nachbearbeitung der Texte leider umfangreicher als gehofft. Trotzdem gebührt sämtliches Lob einzig den Autoren. Gleichzeitig obliegt die Verantwortung jeglicher verbliebener Fehler bei den Herausgebern, was eine recht seltene Konstellation sein dürfte.

Die Bearbeitung des Artikels ist nicht abgeschlossen: Alle Anmerkungen, Hinweise, Korrekturen, Vorschläge und Anregungen sind herzlich willkommen und können an michael.heuterkes AT wiwi.uni-muenster.de gesendet werden. Denn die einzige Möglichkeit, dass dieser Artikel auf aktuellem Stand bleiben kann, ist eine ständige Aktualisierung.

Münster, den 11.12.2008

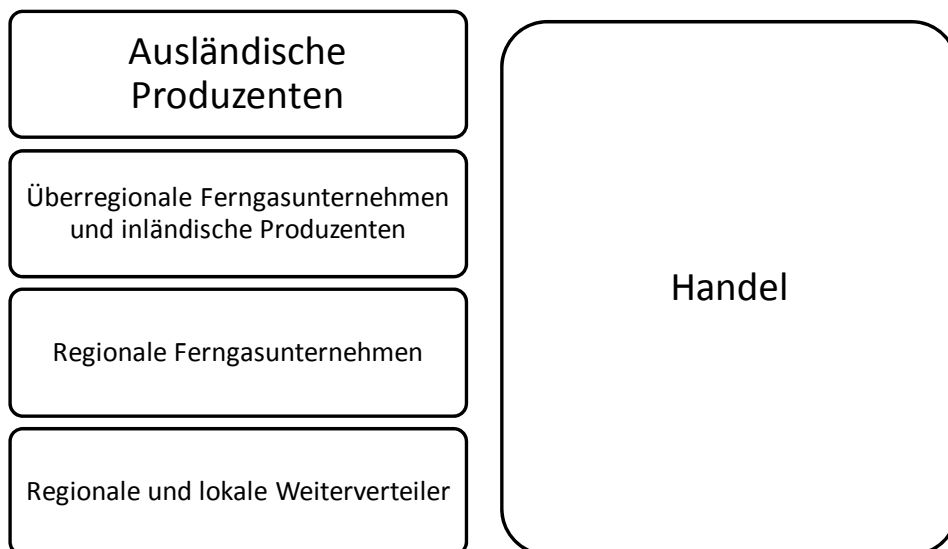
Michael Heuterkes Matthias Janssen

1 DER GASMARKT

1.1 DER ENERGIETRÄGER ERDGAS

Erdgas ist ein brennbares Naturgas, das in unterirdischen Lagerstätten vorkommt. Es ist unter Luftabschluss und hohem Druck in einer Tiefe von ca. 4.000 bis 6.000 Metern bei Temperaturen zwischen 120 und 180°C vor ungefähr 15 bis 600 Millionen Jahren aus abgestorbenen und abgesunkenen Kleinstlebewesen entstanden. Erdgas ist kein homogenes Gut. Abhängig vom Herkunftsort besitzt es unterschiedliche chemische Zusammensetzungen und somit unterschiedliche Brennwerte. In Deutschland unterscheidet man zwischen den Qualitätsstufen L (low = niedrigkalorig) mit einem Methangehalt von 80 % bis 87 % und H (high = hochkalorig) mit einem Methangehalt von 87 % bis 99 % H-Gas und L-Gas sind nur begrenzt substituierbar. Grundsätzlich zeichnet sich der Primärenergieträger Erdgas durch relativ geringe spezifische CO₂-Emissionen als auch durch einen hohen Wirkungsgrad (v.a. in GuD-Kraftwerken) bei der Stromerzeugung aus. Außerdem muss Erdgas auf Grund flächendeckender Vernetzung nicht beim Endverbraucher gelagert werden. Erdgas ist mit einem Anteil von 22,5 % am deutschen Energiemix nach Mineralöl der wichtigste Energieträger in Deutschland.

ABBILDUNG 1: VERTEILUNGSSTRUKTUR DER DEUTSCHEN GASWIRTSCHAFT



QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN SCHIFFER (2005).

Gasleitungsnetze sind nicht mehr klassisch in Fern-, Regional- und Verteilnetze zu unterteilen. Vielmehr wird gemäß § 3 Nr. 19, 20 EnWG zwischen Fernleitungen (Ferngasnetz) und Gasversorgungsnetzen (Verteilernetze) unterschieden. Unter dem Erdgasferntransport versteht man den Transport von Erdgas vom Produzenten zum Verbraucher über eine Entfernung von mindestens 50 km.

In Deutschland gibt es ca. 700 Gasversorgungsunternehmen. Der größte Teil des Erdgases, das in Deutschland verbraucht wird, wird im Ausland produziert. Auf der ersten Handels- und Transportstufe agieren ca. sieben überregionale Ferngasunternehmen. Sie besitzen die großen überregionalen Transportleitungen mit Anschluss ans Ausland, importieren das Erdgas aus dem Ausland und fördern Erdgas im In- und Ausland. Zu diesen Unternehmen gehören die E.ON Ruhrgas AG, die Erdgas-Verkaufs GmbH, die Exxon Mobil Gas Marketing Deutschland GmbH & Co KG, die RWE Energy GmbH, die Shell Erdgas Marketing GmbH & Co KG, die Verbundnetz Gas AG, BEB und die Wingas GmbH.

Auf der zweiten Handelsstufe gibt es etwa acht regionale Ferngasunternehmen, welche das Erdgas von den überregionalen Ferngasunternehmen einkaufen müssen. Ihre Aufgabe besteht darin, das eingekaufte Gas an regionale und lokale Weiterverteiler zu verkaufen. Auf der Verteilebene existieren in Deutschland ca. 40 Regionalverteiler und ca. 650 Ortverteiler. Sie liefern das Gas an die Endverbraucher. Neben den klassischen Unternehmen existieren einige Händler, die ihr Gas an in- und ausländischen Börsen einkaufen und weiterverkaufen.

1.2 REGULIERUNGSBEDARF

Gas ist ein leitungsgebundener Energieträger, dessen flächendeckende Versorgung durch Netze erfolgt. Das Ziel von Regulierung ist, Marktmachtmissbrauch in den Bereichen der Wertschöpfungskette zu verhindern, in denen monopolistische Engpasseinrichtungen (wesentliche Einrichtung / *essential facilities*) vorliegen.

Wirksamer Wettbewettbewerb ist dann nicht möglich, wenn ein natürliches Monopol und fehlende Bestreitbarkeit, etwa durch versunkene Fixkosten, vorliegen. Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn die Kostenstruktur im relevanten Bereich der Nachfrage subadditiv ist, d.h. ein Anbieter kann die gleiche Produktionsmenge günstiger anbieten als mehrere Anbieter. Auf diese Weise ergeben sich steigende Skalenerträge (*economics of scale*) im Einproduktfall. Im Mehrproduktfall ergeben sich neben *economics of scale* auch Verbundvorteile (*economics of scope*). Das bedeutet, dass es kostengünstiger ist, zwei Güter mit einer Anlage zu produzieren als diese separat zu produzieren.

EXKURS: ÜBERPRÜFUNGSKRITERIEN ZUR LEGITIMIERUNG VON REGULIERUNG

Natürliches Monopol/subadditive Kosten

Von einem natürlichen Monopol spricht man, wenn ein Unternehmen den Markt kostengünstiger versorgen kann als mehrere Unternehmen. Dieser Fall kann beim Vorliegen folgender Kostenvorteile eintreten:

- Skalenerträge
- Verbundvorteile
- Geographische, technische, rechtliche Gegebenheiten.

Angreifbarkeit eines Marktes

Die Angreifbarkeit eines Marktes, d.h. der mögliche Markteintritt von neuen Unternehmen, wird insbesondere bestimmt von

- irreversiblen Kosten (sunk cost),
- Kostenunterschieden aufgrund von Lerneffekten, Technologievorsprung etc.,
- Informationsasymmetrien und
- der Höhe der Wechselbereitschaft der Nachfrager, die beispielsweise durch Markennamen, geographische Anbindung oder langfristige Verträge an einen Anbieter gebunden sind.

Wesentliche Einrichtung/Essential Facility

Als wesentlich wird eine Einrichtung oder Infrastruktur bezeichnet, die zugleich

- unabdingbar ist, um Kunden zu erreichen und/oder Wettbewerbern die Durchführung ihrer Geschäftstätigkeit zu ermöglichen,
- am Markt nicht anderweitig vorhanden ist,
- objektiv mit wirtschaftlich zumutbaren Mitteln nicht neu geschaffen werden kann.

Abgeleitete Kriterien zur Rechtfertigung einer Regulierung im Gasmarkt

1. Im gesamten Gasmarkt existiert kein funktionierender Wettbewerb.
2. Die Nutzung von Infrastruktureinrichtungen ist unabdingbar für die Unternehmen, um die Nachfrage in nachgeordneten Märkten zu befriedigen.
3. Die erforderlichen Infrastrukturdienste werden nicht von einer maßgeblichen Anzahl von Betreibern zur Verfügung gestellt, die sich untereinander im Wettbewerb befinden.
4. Es steht kein äquivalentes Substitut zur Verfügung.
5. Die Konstruktion von eigenen Infrastruktureinrichtungen ist unmöglich für Marktteilnehmer, d.h. der Markt ist nicht angreifbar.

Es ist zu beachten, dass *economies of scale* in der Produktion noch kein natürliches Monopol begründen. So können bei einer Erhöhung der Produktion die innerbetrieblichen Koordinationskosten sowie die Transaktionskosten die Größenvorteile überkompensieren. Ebenfalls ist denkbar, dass die Nachfrage die Menge übersteigt, bis zu der Größenvorteile existieren. In diesem Fall könnte ein zweiter Anbieter in den Markt eintreten ohne dass dies zu erhöhten Produktionskosten führen würde.

Im Bereich des Erdgasferntransports existieren *economies of scale* aufgrund von Mindestauslastung der Pipelines, der Zwei-Drittel-Regel beim Bau von Pipelines, sowie stochastische Größenvorteile bei der Vorhaltung von Reservekapazitäten. Diese Aussage gilt jedoch nur bis zur Kapazitätsgrenze des bestehenden Pipelinesystems.

Aber selbst das Vorliegen eines natürlichen Monopols begründet nicht unbedingt wirtschaftspolitische Eingriffe auf dem Gebiet des Ferntransports, wenn die Marktmacht durch die Bestreitbarkeit von Märkten abgeschwächt oder sogar gänzlich behoben werden kann. Märkte sind umso bestreitbarer, desto niedriger ihre Markteintrittsbarrieren sind. Im Gasferntransport ergeben sich hohe Markteintrittsbarrieren durch die hohe Spezifität, die Unteilbarkeit und die Unsicherheit bezüglich der Nachfrage beim Bau einer Pipeline. Ein Unternehmen wird nur dann einen Markteintritt erwägen, wenn es für das Risiko der hohen Spezifität und der Nachfrageunsicherheit durch eine höhere Rendite entschädigt wird. Weiterhin muss es nach Eintritt einen Preiskampf mit den alteingesessenen Anbietern befürchten, deren Netze zum großen Teil bereits abgeschrieben sind und die durch einen Preiskampf weitere Markteintritte verhindern wollen. Daher kann die Fernhandelsebene kaum als bestreitbarer Markt angesehen werden.

Kann ein Netzbetreiber jedoch nachweisen, dass sein „*Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehendem oder potenziellem Wettbewerb ausgesetzt ist*“ (§ 3 Abs. 2 GasNEV), räumt der Gesetzgeber ihm die Möglichkeit ein, wettbewerbsorientierte Entgelte zu bilden, die der Regulierung nicht unterworfen sind. Die bestehenden Ferntransportunternehmen sehen in dem Markteintritt der Wingas bzw. der Wingas Transport, die in den 90er Jahren eigene Fernleitungspipelines in Konkurrenz zu den bestehenden Netzen der alteingesessenen Unternehmen verlegte, einen Beweis für die Bestreitbarkeit des Ferngastransportmarktes.

Aber selbst wenn der Bau eines zusätzlichen, allerdings wenig vermaschten und vornehmlich für Transittransporte verwendeten Pipelinesystems betriebswirtschaftlich sinnvoll war, ist flächendeckend weder von funktionierendem noch von potenziellem Pipelinewettbewerb auszugehen, zumal die Preissetzung in einem Duopol sicher nicht der gewünschten Preissetzung entspricht. Es ist daher davon auszugehen, dass die Bundesnetzagentur die von den Fernleitungsnetzbetreibern gestellten Anträge zur (im EnWG grundsätzlich vorgesehenen) Ausnahme von der Kosten- bzw. Anreizregulierung allesamt ablehnen wird, wie im Fall der E.ON Ruhrgas schon geschehen.

1.3 DIE RECHTLICHEN RAHMENBEDINGUNGEN

In der am 10. August 1998 in Kraft getretenen EU-Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt gab den Anstoß für die Liberalisierung des Gasmarktes. Im Vordergrund der Richtlinie stand das Konzept des Netzzugangs für Dritte (*Third Party Access*) zur Öffnung des Erdgasmarktes in der EU. Mit dem Erlass der Richtlinie gingen die Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zum 29. April 1998 und die Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) zum 1. Januar 1999 einher. Das neue EnWG legte die Rahmenbedingungen

für einen diskriminierungsfreien Netzzugang aller Marktteilnehmer fest. Die EU gab den Mitgliedsländern für die Umsetzung der Richtlinie die Wahlmöglichkeit, sich für einen regulierten oder für einen verhandelten Netzzugang zu entscheiden. Der deutsche Gesetzgeber hatte sich für den verhandelten Netzzugang entschieden und somit auf freiwillige Vereinbarungen zwischen den Marktteilnehmern gesetzt. Die konkrete Ausgestaltung des Netzzugangs blieb dabei jedoch offen.

Zur Konkretisierung der Netzzugangsbedingungen legten die Industrieverbände BDI und VIK gemeinsam mit den Gaswirtschaftsverbänden BGW und VKU am 4. Juli 2000 die erste Verbändevereinbarung zum Netzzugang für Erdgas (VV Erdgas) für einen liberalisierten deutschen Gasmarkt vor, welche im März und September 2001 nachträglich inhaltlich ergänzt wurde. Am 3. Mai 2002 folgte die zweite Verbändevereinbarung (VV Erdgas II), die am 1. Oktober 2002 in Kraft trat und bis zum 30. September 2003 Gültigkeit hatte. Die Verbändevereinbarung legte die grundlegenden Rahmenbedingungen für frei verhandelbare Netzzugangsvereinbarungen auf Vertragsbasis sowie für die entsprechenden Netzzugangsentgelte fest. Diese waren jedoch für die Netzbetreiber nicht verbindlich.

Mit der Umsetzung der Verbändevereinbarung sollte eine Förderung des Wettbewerbs entsprechend der Ziele der Richtlinie 98/30/EG, des EnWG sowie des GWB erreicht werden. Der Netzzugang erfolgte gemäß der Verbändevereinbarung transaktionsabhängig und auf Basis von Einzelfallverhandlungen mit entfernungsabhängigen Netzzugangstarifen. In den Verhandlungen zur Verbändevereinbarung VV Erdgas III forderten die Industrieverbände BDI und VIK die Einführung eines transaktionsunabhängigen Entry-Exit-Modells auf Basis von nur noch zwei Verträgen (Einspeise- und Ausspeisevertrag). Da die Industrieverbände und die Gaswirtschaftsverbände keinen Konsens bzgl. des Netzzugangs finden konnten, wurden die Verhandlungen zur VV Erdgas III im April 2003 als gescheitert erklärt.

Am 26. Juni 2003 wurde mit der Verabschiedung der EU-Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EG die Möglichkeit eines verhandelten Netzzugangs ausgeschlossen und durch die Einführung einer sektorspezifischen Regulierung der Elektrizitäts- und Gasnetze ersetzt und gleichzeitig die Richtlinie 98/30/EG aufgehoben.

Daraufhin musste das deutsche Energiewirtschaftsgesetz vom April 1998 von Grund auf geändert werden. Das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005) trat zum 13. Juli 2005 in Kraft und schloss die entstandene Lücke durch das Scheitern der Verbändevereinbarungen. Im Mittelpunkt der Gesetzesnovelle standen die Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte und die organisatorische und rechtliche Entflechtung (*Legal Unbundling*) von Netzbetrieb und Handel.

In Verbindung mit dem EnWG 2005 wurde erstmals eine allgemeine nationale Regulierungsbehörde für die Netzsektoren, die Bundesnetzagentur (BNetzA), geschaffen sowie eine Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und eine Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) erlassen.

Eine weitere wichtige Veränderung des Regulierungsrahmens erfolgt durch die Verabschiedung der Anreizregulierungsverordnung. Diese wurde am 21.09.2007 durch den Bundesrat verabschiedet und am 05.11.2007 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht. Die Anreizregulierung in Deutschland startet zum 01.01.2009. Sie umfasst zunächst zwei Regulierungsperioden von je fünf Jahren, wobei die erste Regulierungsperiode für die Gasnetzbetreiber nur vier Jahre beträgt. In diesen beiden Regulierungsperioden wird die *Revenue-Cap*-Regulierung mit hybriden Ansätzen angewendet. Frühestens im Jahr 2019 soll dann zu einer *Yardstick*-Regulierung übergegangen werden.

1.4 NETZZUGANG

1.4.1 KONTRAKT-PFADMODELL

Bis einschließlich zum Gaswirtschaftsjahr 2005/2006 wurde der Gasnetzzugang auf der Transportebene in Deutschland weitestgehend anhand des Kontraktpfadmodells gemäß der Verbändevereinbarung gewährleistet. Unter Anwendung des Kontraktpfadmodells musste der Transportkunde mit jedem Netzbetreiber entlang des zugrunde gelegten Transportpfades einen separaten Vertrag über die entsprechenden gebuchten Kapazitäten abschließen. D.h. jede einzelne kommerzielle Transaktion wurde als ein tatsächlicher physischer Gastransport vom Einspeisepunkt bis zum Ausspeisepunkt betrachtet (Punkt-zu-Punkt-Durchleitung).

Drittnetznutzer hatten im Kontraktpfadmodell ein Entgelt zu entrichten, welches auf fiktiven Transportpfaden, unabhängig von den tatsächlichen Gasflüssen, basierte. Hierdurch kam es zu einer systematischen Ungleichbehandlung von etablierten Unternehmen und neuen Marktteilnehmern, da die vertikal integrierten Netzbetreiber gegenläufige Gasflüsse saldieren und gleichzeitig einen Systemausgleich innerhalb des eigenen Netzes durchführen konnten. Daher waren die von Drittnutzern zu entrichtenden Netzentgelte in der Regel deutlich höher als die tatsächlich durch die Netzbereitstellung entstandenen Kosten. Die technischen Gegebenheiten eines Gasnetzes, d.h. die tatsächlichen Gasflüsse wurden mit der Anwendung des Kontraktpfadmodells nicht berücksichtigt und führten zu einer falschen Berechnung der Netznutzungskosten.

1.4.2 ZWEIVERTRAGSMODELL (ENTRY-EXIT-MODELL)

Mit dem Entry-Exit-Modell bzw. Zweivertragsmodell wird der Gasnetzzugang geregelt. Das Gas wird an sog. Entrypunkten (Einspeisepunkten) ins Netz eingespeist und an Exitpunkten (Ausspeisepunkten) entnommen. Die Transportkapazität wird an den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkten im Voraus vertraglich festgelegt. Zunächst erfolgt eine Buchung über die gewünschten ein- und auszuspeisenden Kapazitäten durch den Transportkunden beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber. Die Buchungen von Ein- und Ausspeisekapazitäten können unabhängig voneinander erfolgen und auch unabhängig voneinander kombiniert werden (freie Zuordenbarkeit). Der Transportkunde hat lediglich zu beachten, dass die Ein- und Ausspeisemengen innerhalb seines Portfolios jederzeit ausgeglichen sind. Mit Zuteilung der Ein- und Ausspeisekapazitäten durch den Übertragungsnetzbetreiber erhält der Transportkunde die Berechtigung, ein bestimmtes Gasvolumen pro Stunde in das Netz ein- bzw. auszuspeisen. Der Transportnetzbetreiber legt dafür für jeden einzelnen Ein- und Ausspeisepunkt den entsprechenden Transporttarif fest, der unabhängig von der tatsächlichen Nutzung zu entrichten ist (Kapazitäts- oder Leistungspreis). Einen Tag im Voraus muss der Transportkunde bzw. Bilanzkreisverantwortliche dem Netzbetreiber in Form der so genannten Nominierung mitteilen, in welchem Ausmaß er von seinem Kapazitätsrecht Gebrauch machen möchte, d.h. wie viel Gas er in welchen Stunden des Folgetages an welchen Punkten ein- und ausspeisen möchte.

Den Ausgangspunkt des Entry-Exit-Modells ist die Bildung von Marktgebieten, wobei ein Marktgebiet alle in ihm befindlichen Netzbetreiber und die an deren Netze angeschlossenen Kunden umfasst und von einem oder mehreren marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber (MGNb) gebildet und unterhalten wird. Innerhalb eines Marktgebietes sind alle marktgebietsaufspannenden Netze horizontal integriert. Nachgelagerte Regionaltransport- und Verteilungsnetze sind vertikal in das Marktgebiet integriert. Die Abgrenzung von Marktgebieten erfolgt anhand von Netzrestriktionen, Kapazitätsengpässen, der transportierten Gasqualität und bisher nach Eigentumsgrenzen. Im Zweivertragsmodell kann Gas innerhalb eines Marktgebietes ohne Einschränkungen gehandelt werden. Ein Transport über mehrere Marktgebiete ist jedoch weiterhin mit einer Mehrzahl von Verträgen (jeweils ein Ein- und Ausspeisevertrag in jedem Marktgebiet), Transport- und Handelseinschränkungen verbunden, weshalb die Anzahl der Marktgebiete entscheidend für die Funktionsfähigkeit des Gasmarktes ist (siehe dazu auch Kapitel 1.9.1).

Zurzeit gibt es in Deutschland 12 Marktgebiete, wobei einzelne Netze teilweise mehreren Marktgebieten zugeordnet sind. Durch die genaue Zuordnung der Kunden im Überlappungsgebiet zu jeweils einem Marktgebiet kommt es aber zu einer exakten Abgrenzung. Die zwölf Marktgebiete sind: EGT-H, EGT-L, RWE-H, RWE-L, H-Gas Norddeutschland, L-Gas Norddeutschland, EWE, EGMT, Wingas, Ontras, GVS/Eni und GDF. Der Zusammenschluss der Marktgebiete

GdF und GVS/Eni ist bereits beantragt. Gegen alle L-Gas Netzbetreiber läuft momentan ein Verfahren, weil die Zusammenlegung nicht zum 1.10.2008 wie angekündigt statt gefunden hat. Laut BNetzA soll es ab 1.10.2009 nur noch ein L-Gas Marktgebiet in Deutschland existieren (RWE-L, EGT-L, L-Gas Norddeutschland, EWE und EGMT). Je nachdem wann und an welchen Netzbetreiber der RWE TSO verkauft wird, könnte in den nächsten zwei bis drei Jahren noch eine Zusammenlegung des RWE-H Marktgebietes mit einem anderen stattfinden.

TABELLE 1: MARKTGEBIETE IN DEUTSCHLAND

Marktgebiet	Zugehörige Netzbetreiber
Südbayern (Bayerngas) H-Gas	47
H-Gas Norddeutschland (BEB, Dong, Statoil, Hydro)	78
L-Gas Norddeutschland (BEB, Exxon Mobil)	59
E.ON H-Gas (vormals E.ON I, II, III)	216
E.ON L-Gas	144
EGMT (Erdgas Münster) H-Gas	42
Verbundnetz Ems-Weser-Elbe (EWE) H-Gas	7
Gas-Union H-Gas	43
Gaz de France H-Gas	39
GVS-ENI H-Gas	116
Ontras (Verbundnetz Gas)	150
RWE H-Gas (vormals RWE I, II*, III)	67
RWE L-Gas	39
Wingas Transport H-Gas (vormals Wingas I, II, III)	97

QUELLE: LEUSCHNER (2008)

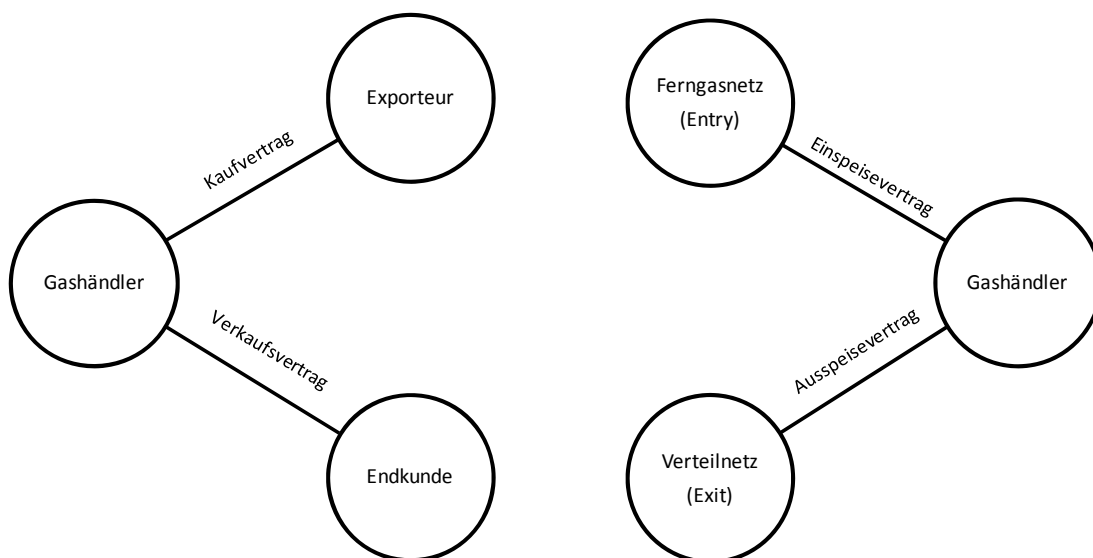
In jedem Marktgebiet existiert ein virtueller Punkt (VP), an dem Gas unabhängig vom Besitz von Kapazitäten gehandelt werden kann. Hierdurch kommt es zu einer strikten Trennung zwischen Handel und Transport.

Innerhalb der Marktgebiete bilden die Transportkunden Bilanzkreise, in denen die Einspeisung und die gemessene oder nominierte (bei Haushaltskunden ohne bilateralen Zähler, bei denen der Verbrauch über Standardlastprofile geschätzt wird) Ausspeisung bilanziert und bei Abweichung verrechnet werden (siehe dazu Kapitel 1.6). Die Summe aller Bilanzkreise beinhaltet alle Einspeise- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes und den VP. Für jeden Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) zu bestimmen. Der Bilanzkreisverantwortliche hat einen Bilanzkreisvertrag mit dem Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) zu schließen. Beim Bilanzkreisnetzbetreiber handelt es sich normalerweise um einen marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber. Der Bilanzkreisnetzbetreiber ist für die Systemstabilität verantwortlich, das beinhaltet z.B. die Beschaffung und Bereitstellung von Regelenergie.

In Zusammenhang mit der Kooperationsverpflichtung der Netzbetreiber haben diese gemäß § 25 GasNZV sog. Netzkopplungsverträge mit den benachbarten Netzbetreibern physisch verbundener Netze zu schließen. Diese Netzkopplungsverträge ermöglichen die Abwicklung des Transports über mehrere, durch Netzkopplungspunkte verbundene Netze, ohne dass der

Transportkunde mit jedem Netzbetreiber einen separaten Vertrag abschließen muss. Darüber hinaus sind die jeweils marktgebietsverantwortlichen Netzbetreiber zum Abschluss eines Bilanzkreisvertrages gemäß § 32 GasNZV i.V.m. § 3 der Anlage 3 der KoV II verpflichtet. Dieser Vertrag wird einmalig zwischen den marktgebietsverantwortlichen Netzbetreibern und den übrigen marktgebietszugehörigen Netzbetreibern geschlossen. Neben der operativen Abwicklung des Gastransportes werden durch den Bilanzkreisvertrag die Übertragung von Gasmengen zwischen verschiedenen Bilanzkreisen sowie der Ausgleich und die Abrechnung von Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisemengen eines oder mehrerer Transportkunden innerhalb eines Bilanzkreises geregelt. Abbildung 2 stellt die gesamte Vertragsstruktur des Entry-Exit-Modells innerhalb eines Marktgebietes dar.

ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER VERTRAGSSTRUKTUR IM MARKTGEBIET



QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN OHMEN (2006).

Innerhalb eines Marktgebietes gibt es eine Vielzahl von Bilanzkreisen, über die alle eingebrachten Handelsmengen abgerechnet werden. Die Bilanzkreise stellen somit die in einem Marktgebiet aktiven Händler bzw. Transportkunden dar. Dabei muss nicht jeder Händler einen eigenen Bilanzkreis haben; es können sogenannte Subbilanzkreise gebildet werden. In jedem Bilanzkreis gibt es jedoch nur einen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), der einen Bilanzkreisvertrag mit dem Bilanzkreisnetzbetreiber abschließt, um den Ausgleich und die Abrechnung von Abweichungen zwischen ein- und ausgespeisten Gasmengen zu regeln.

Es ist die Aufgabe des Bilanzkreisverantwortlichen, Nominierungen nach §27 GasNZV gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber vorzunehmen. Hierbei muss die Inanspruchnahme der beabsichtigten Ein- und Ausspeisekapazitäten für den nächsten Tag angegeben werden. Die Gasmengen sollten vorher durch den Bilanzkreisverantwortlichen möglichst exakt prognostiziert werden, da dieser die wirtschaftliche Verantwortung für seinen Bilanzkreis trägt. Der Bilanzkreisvertrag ist auch bei guten Prognosen notwendig, da Differenzen zwischen ein- und ausgespeisten Gasmengen im laufenden Betrieb unvermeidbar sind. Der Einsatz von Gas ist äußerst temperaturabhängig, was eine sehr schwere Prognostizierbarkeit des tatsächlichen Bedarfs mit sich bringt. Des Weiteren hängt die Verlässlichkeit einer Bedarfsprognose von der Art des Gaskunden und dessen Abnahmeprofil ab.

Die Abwicklung des Gastransports erfolgt durch die Nominierung der jährlichen internen Bestellungen der beteiligten Netzbetreiber entgegen der physischen Gasflussrichtung, also „von unten nach oben“. Bei der Ermittlung der Höhe der zu bestellenden Kapazität sollen auf historischen Werten basieren, die auf eine bestimmte gesetzlich festgelegte Auslegungstemperatur extrapoliert wurden. Nur bei gesicherten Kenntnissen von Abweichungen z.B. über den Anschluss eines Neubaugebiets an das Gasnetz kann hiervon abgewichen werden.

Die Kostenwälzung im Entry-Exit-System zwischen den Netzbetreibern eines Marktgebietes erfolgt in der Wertschöpfungskette „von oben nach unten“ und hat den Zweck, die Netzkosten möglichst verursachungsgerecht auf die entsprechenden Kostenträger zu verteilen. Die Begleichung der Kosten erfolgt jedoch, ebenso wie die Abwicklung des Transports „von unten nach oben“. Hierbei ist festzuhalten, dass nur die Ausspeiseentgelte und somit nur die Netzkosten vom VP bis zum Endkunden gewälzt werden, die Einspeiseentgelte werden von den Transportkunden an die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber entrichtet. Der wirkliche physische Weg des Gases hat keinen Einfluss auf die Entgelte. Bei Marktgebietsüberlappung wird ein mengengewichtetes (Ausspeise-)Entgelt gebildet.

Nach § 6 Abs.1 GasNZV haben Netzbetreiber unter Verwendung von Lastflussszenarien die freien Kapazitäten des Netzes vor der Zuteilung von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten zu ermitteln und die freie Zuordenbarkeit innerhalb des Marktgebietes sicherzustellen. Das bedeutet, dass von Transportkunden gebuchte Kapazitäten ohne weitere Prüfung auch nominiert werden können. Die Buchung von Kapazitäten kann jedoch durch das Vorliegen von Engpässen verhindert werden. Engpässe können in physischer und vertraglicher Form vorliegen. Ein physischer Engpass liegt dann vor, wenn ein Buchungspunkt regelmäßig bis zur physischen Leistungsgrenze ausgelastet ist und kann nur durch eine Verlagerung der Gasströme oder den Netzausbau behoben werden. Physische Engpässe sollten jedoch innerhalb eines Marktgebietes nicht vorkommen und sind auch tatsächlich selten zu beobachten. Vertragliche Engpässe, d.h. die komplette vertragliche Ausbuchung eines Buchungspunkts, ereignen sich allerdings relativ

häufig. Die tatsächlich nominierte und somit transportierte Gasmenge bleibt dabei deutlich unter der Höhe der vermarktbaren Kapazität. Die Gründe hierfür können neben der zyklisch schwankenden und stochastischen Gasnachfrage auch die strategische Kapazitätshortung sowie die steigende Zahl von Transportkunden sein. Zur Vermeidung von vertraglichen Engpässen können geeignete Mechanismen der Kapazitätsallokation/Kapazitätsvergabe oder des Engpassmanagements herangezogen werden. Kapazitätserweiterung wäre in diesem Fall keine effiziente Lösung.

Die Kapazitätsvergabe soll laut § 9 Abs. 1f GasNZV nach dem sogenannten „*first-come-first-served*“-Prinzip erfolgen. Sind jedoch 90 Prozent der Kapazitäten durch Anfragen von Transportkunden belegt, hat die Vergabe weiterer Kapazitäten erst nach 24 Stunden und einer Engpassprüfung zu erfolgen. Stellt sich nach dieser Frist heraus, dass ein Engpass vorliegt, sind die knappen Kapazitäten durch eine Auktion zu vergeben. In der Praxis wird dieses Verfahren jedoch nur von der ENI angewandt. Bis auf EON Ruhrgas, die beim Erreichen der Kapazitätsgrenze eine erneute Prüfung der Kapazitäten anbieten, verfahren alle anderen Netzbetreiber einzig und allein nach dem „*first-come-first-served*“-Prinzip. Alternativ könnte die Zuweisung über eine Auktion geregelt werden.

Ein weiteres Instrument der Kapazitätsallokation stellt das Rucksackprinzip dar, wonach die für einen Letztverbraucher reservierten Kapazitäten beim Lieferantenwechsel vom alten Lieferanten auf den Neuen übertragen werden müssen. Im Zuge des Engpassmanagements soll hauptsächlich das sog. „*use-it-or-lose-it*“-Prinzip (UIOLI) zum Tragen kommen. Hierbei haben Netzbetreiber Transportkunden, die in einem Zeitraum von sechs Monaten ihre gebuchten Kapazitäten nicht oder nur in einem geringen Umfang nutzen, aufzufordern, diese zu verkaufen und sind nach Nicht-Befolgung verpflichtet, diese zu entziehen. UIOLI kommt jedoch erst dann zum Einsatz, wenn die Kapazitäten trotz Aufforderung nicht verkauft wurden. Die Praxis zeigt allerdings, dass diese Regel nur schwer anwendbar ist.

Auch das Anbieten von unterbrechbaren Kapazitäten stellt eine Möglichkeit dar, vertraglichen Engpässen entgegen zu wirken. Da unterbrechbare Kapazitäten allerdings nicht geeignet sind, feste Lieferverträge zu erfüllen, werden diese dementsprechend wenig nachgefragt.

Wie beim Transport innerhalb eines Marktgebietes sind die Netzbetreiber auch bei marktgebietsüberschreitendem Transport (MüT) zur Kooperation verpflichtet. Voraussetzung für einen MüT ist, dass der Transportkunde Aus- und Einspeisekapazität in Transportrichtung gebucht hat. Durch die entsprechende Nominierung erfolgt der Transport von Gas vom VP des einen Marktgebietes zum VP des anderen Marktgebietes. Die so entstehenden Kosten des MüT werden nicht in die Entgeltwälzung miteinbezogen.

Der Preis, der am VP für Gas bezahlt werden muss, erhöht sich somit um die Einspeise- und Ausspeiseentgelte, die zuvor beim Transport schon angefallen sind. Man spricht hierbei von *Pancaking*.

Dadurch, dass der Gastransport im Entry-Exit-Modell durch nur zwei Verträge bewerkstelligt werden kann, senken sich die Transaktionskosten im Vergleich zum Kontraktpfadmodell. Dem Argument, es würde in Wirklichkeit keine Senkung der Transaktionskosten stattfinden, sondern vielmehr eine bloße Umverteilung von den Transportkunden hin zu den Netzbetreibern vorliegen, ist entgegenzuhalten, dass schon im Kontraktpfadmodell die benötigten Abstimmungen von den Gasversorgungsunternehmen durchgeführt wurden. Einige Versorgungsnetze wenden ohnehin keine eigene Netzsteuerung an und werden von vorgelagerten Netzen gesteuert. Diese Kooperation wird durch das Zweivertragsmodell lediglich Dritten zur Verfügung gestellt.

Neben den gesenkten Transaktionskosten trägt vor allem die Möglichkeit, Einspeise- und Ausspeisekapazitäten getrennt zu buchen (Transaktionsunabhängigkeit), zur Börsenfähigkeit und somit zur Massengeschäftstauglichkeit des Systems bei. Theoretisch können freie, also vertraglich nicht gebundene Erdgasmengen am VP gehandelt werden. Genügend Liquidität vorausgesetzt, kann so ein Spotmarkt für Gas entstehen. Außerdem ist die Entstehung eines Sekundärmarktes für Kapazitäten im Marktgebiet möglich, da sich aufgrund der beliebig kombinierbaren Punktkapazitäten einfacher Transaktionspartner finden lassen als im Kontraktpfadmodell. Auch für die Bilanzierung ergeben sich aus der Anwendung des Entry-Exit-Modells große Vorteile. So können auf Grund der Transaktionsunabhängigkeit einzelne Einspeise- und Ausspeisepunkte verschiedener Netzbetreiber in Bilanzkreisen zusammengefasst werden. Zusätzlich ermöglicht dies, Abweichungen von nominierten Gasflüssen zu saldieren. Die dann noch benötigte Regelernergie kann, wiederum ausreichend Liquidität vorausgesetzt, am VP transparent und zu marktnahen Preisen beschafft werden.

1.5 NETZENTGELTE

1.5.1 KOSTENBASIERTE NETZENTGELTE

In einem Entry-Exit-Modell sind Netzentgelte nicht vom Transportpfad abhängig, es handelt sich vielmehr um eine Umlage aller Netzkosten auf die einzelnen Einspeise- und Ausspeisepunkte, welche möglichst verursachungsgerecht erfolgen soll. So ist beispielsweise vorstellbar, dass an typischen Einspeisepunkten das Entgelt hoch, in Regionen mit hoher Last jedoch relativ niedrig ist. Die Bestimmung des Entgeltniveaus bleibt allerdings ein Wettbewerbsproblem, welches eine Entgeltregulierung erforderlich macht.

Die in § 21b EnWG gestellten Bedingungen an die Gestaltung von Netzentgelten, Angemessenheit, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit, können grundsätzlich durch verschiedene Mechanismen der Entgeltregulierung erreicht werden. So entschied man sich vorläufig für eine kostenbasierte Entgeltregulierung. Im Sinne des Als-ob-Wettbewerbsgedankens werden die Kosten eines „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ als Grundlage für die Entgeltbildung herangezogen. Darüber hinaus ist den regulierten Netzbetreibern eine „angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung“ des eingesetzten Kapitals zu gewähren. Die Ermittlung der Netzentgelte erfolgt in drei Schritten. So werden zuerst die anrechenbaren Kosten des Netzbetreibers festgestellt. Diese werden danach auf Kostenstellen und Kostenträger verteilt. Zuletzt findet die Bestimmung der Netzentgelte auf Basis der Kostenträger statt.

Die kostenbasierte Entgeltfindung weist jedoch einige Schwächen auf. So bestehen Anreize, durch Überinvestition die Kostenbasis künstlich zu erhöhen (*Averch-Johnson-Effekt*). Außerdem gehen von dieser Art der Entgeltbestimmung kaum dynamische Anreize aus, da kostensenkende Innovationen zu geringeren Entgelten und nicht zu höheren Gewinnen führen.

Neben diesen systemimmanenten Problemen ist die kostenorientierte Entgeltfindung mit einem hohen Regulierungsaufwand verbunden. So stellt die hohe Zahl der Netzentgeltanträge sowohl die BNetzA als auch die zuständigen Landesregulierungsbehörden vor große personelle Schwierigkeiten, was letztlich zu erheblichen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren führt und eine eingehende Effizienzprüfung der Netzbetreiber unmöglich macht. Ebenfalls nachteilig wirken sich die asymmetrisch verteilten Informationen zwischen dem Regulierer und den zu regulierenden Netzbetreibern auf eine sachgerechten Entgeltfindung aus.

1.5.2 ANREIZREGULIERUNG

Um den angesprochenen Nachteilen der kostenbasierten Entgeltfindung entgegenzuwirken, wird diese ab dem 1. Januar 2009 durch eine sog. Anreizregulierung ersetzt. Die Anreizregulierung versucht, durch die losgelöste Betrachtung der Erlöse bzw. der Preise von den Kosten Wettbewerb zu simulieren. Im Zuge dieses Regulierungsregimes wird eine Erlös- oder Preisobergrenze festgesetzt, die vom regulierten Unternehmen nicht überschritten werden darf. Da unterhalb dieser Grenze die Gestaltung der Preisstruktur frei ist und sich Kostensenkungen in höheren Gewinnen widerspiegeln, ergeben sich positive Anreize für die allokativen, produktiven und dynamischen Effizienz.

Die Ausgangsbasis der Anreizregulierung muss vor Beginn jeder Regulierungsperiode festgelegt werden. Sie legt das Ausgangsniveau für die Ermittlung der Erlös- oder Preisobergrenze fest. Dazu sollte man sich bei der Höhe der Ausgangsbasis an den Kosten, die bei der vorherigen kostenorientierten Regulierung festgestellt wurden, orientieren. Außerdem ist es wichtig,

zwischen den beeinflussbaren Kosten und den nicht-beeinflussbaren Kosten eines Unternehmens zu unterscheiden. Zum einen muss gewährleistet werden, dass beim Benchmarking von Unternehmen nur Arten von Kosten verglichen werden, welche die Unternehmen auch beeinflussen können. Zum anderen muss der Zeitpunkt berücksichtigt werden, in dem Unternehmen ihre Kosten beeinflussen können. Nur dann können Unternehmen Effizienzvorgaben erreichen und übertreffen. Es stellt sich daher die Frage, wann welche Kosten beeinflussbar sind. Dies hängt insbesondere mit den Investitionszyklen der Kapitalanlagen zusammen. In der Gaswirtschaft sind die Kapitalkosten bestehender Anlagen wegen einer Anlagennutzungsdauer von 40 Jahren schwer beeinflussbar, erst bei einer Erneuerung der Anlagen sind die Kapitalkosten beeinflussbar.

Die Länge der Regulierungsperiode hat entscheidenden Einfluss auf die Anreize für Unternehmen Effizienzsteigerungen durchzuführen. Je länger die Regulierungsperiode dauert, desto größer sind die Anreize für Unternehmen, Prozesse effizienter zu gestalten, da sie die zusätzlichen Gewinne aus der Effizienzsteigerung behalten und erst nach dem Ende der Regulierungsperiode an die Kunden weitergeben müssen. Allerdings geht dies zu Lasten des Verbrauchers, da die Verbraucher durch die längere Regulierungsperiode zwischenzeitlich nicht an den Effizienzgewinnen beteiligt werden. Daher ist die Länge der Regulierungsperiode so zu wählen, dass sowohl Unternehmen als auch Verbraucher profitieren können. Für den Gasbereich ist eine vier- und eine anschließende fünfjährige Periode einer Revenue-Cap-Regulierung vorgesehen, die danach in eine Yardstick-Regulierung übergehen soll (siehe Exkurs: Revenue-Cap- und Yardstick-Regulierung).

Der allgemeine X-Faktor in der Anreizregulierung soll die Produktivitätsentwicklung der gesamten Branche im Vergleich zur Gesamtwirtschaft widerspiegeln. Der allgemeine X-Faktor ist ein wichtiges Instrument, das die Rationalisierungserfolge zwischen Netzbetreibern und Verbrauchern aufteilt. Bei einem zu geringen X-Faktor kommen Rationalisierungserfolge nur den Netzbetreibern und nicht den Verbrauchern zu Gute. Ist der X-Faktor zu hoch, kann es zur Vernachlässigung der Netzinvestitionen und damit zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen.

Ausgangsbasis für die Netzentgelte ist die Entgeltgenehmigung von 2008. Der generelle Produktivitätsfaktor, den jedes Unternehmen unabhängig von seiner individuellen Effizienz zu erbringen hat, beträgt für die erste Regulierungsperiode 1,25% pro Jahr und für die zweite 1,50% pro Jahr.

Unternehmen, die als nicht effizient gelten, sollen zusätzlich durch individuelle Produktivitätsvorgaben ihre Effizienz steigern. Es wird dabei unterstellt, dass Rationalisierungspotentiale ausgeschöpft werden. Dies führt dazu, dass sie unter Rationalisierungsdruck geraten und so

gezwungen werden können, effizienter zu wirtschaften und unnötige Kosten zu vermeiden. Um ineffiziente Unternehmen zu identifizieren, ist es notwendig, einen Effizienzvergleich (*Benchmarking*) zwischen den Unternehmen durchzuführen. Die Ergebnisse des Benchmarkings sind dann in individuelle Effizienzvorgaben zu überführen.

Die Bundesnetzagentur orientiert sich bei ihrem Ansatz an dem besten Unternehmen. Für dieses beste Unternehmen beträgt der individuelle Effizienzparameter X_{ind} 0%. Es wird geschätzt, dass der jährliche Effizienzfaktor bei Unternehmen bis zu 5% pro Jahr betragen kann. Um den bürokratischen Aufwand für kleinere Netzbetreiber zu vereinfachen, sieht die Anreizregulierungsverordnung Ausnahmen für kleinere Netzbetreiber vor. Stromnetzbetreiber mit weniger als 30.000 Kunden und Gasnetzbetreiber mit weniger als 15.000 Kunden konnten bei der Bundesnetzagentur bis zum 15.12.2007 einen vereinfachten Antrag zur Teilnahme an der Anreizregulierung stellen. Es wird unterstellt, dass diese Unternehmen eine Mindesteffizienz von 87,5 % besitzen.

EXKURS: REVENUE-CAP- UND YARDSTICK-REGULIERUNG

Revenue-Cap

Die Revenue-Cap-Regulierung begrenzt die Erlöse R eines Unternehmens i in der Regulierungsperiode t prinzipiell auf die Unternehmenserlöse der Vorperiode. Um einen Realausgleich zu gewährleisten, wird die Inflationsrate berücksichtigt, indem dem Unternehmen zugestanden wird, die Erlöse entsprechend dem aktuellen Preisindex (RPI_t) anzupassen. Durch die Subtraktion eines Effizienzfaktors X wird erreicht, dass sich der allgemeine Produktivitätsfortschritt auch in den Netzentgelten widerspiegelt. Außerdem werden die Erlöse um den auf exogene Kosteneinflüsse zurückgehenden Faktor Z korrigiert:

$$R_{i,t} \leq R_{i,t-1} * (1 + RPI_t - X_i) \pm Z_i$$

Es wird damit ein Erlöspfad vorgegeben, der sich unabhängig von den Kosten entwickelt. Zukünftige Mengenentwicklungen werden üblicherweise geschätzt, was u. U. zu erheblichen Problemen führen kann. Weichen die tatsächlichen Mengen eines Netzbetreibers (z. B. durch saisonbedingte Abnahmeschwankungen) von den prognostizierten Mengen ab, ist er zur Neuausrichtung seiner Preise gezwungen, um die Erlösgrenze einzuhalten.

Daraus ergeben sich zwei Anreize: Der gewollte Anreiz, Kosten zu senken und der nicht gewollte Anreiz, die der Regulierung zugrunde liegende Mengenprognose zu erreichen. In Bezug auf die Preise bietet der Revenue-Cap-Ansatz damit weniger allokativen Effizienz, wohl aber geringere Anreize zu strategischem Verhalten als die Price-Cap-Regulierung, bei der eine Preisobergrenze bestimmt wird.

Je nach der Länge der Regulierungsperiode (in der Regel 3 bis 5 Jahre) ergibt sich in beiden Modellen für Unternehmen einerseits die Chance, bei vorzeitiger Erfüllung der Kosteneinsparungsziele zusätzliche Gewinne zu erzielen oder bei Verfehlung der Ziele, Verluste zu erwirtschaften. Anders gesagt: Überdurchschnittlich

effiziente Unternehmen sollen auch überdurchschnittliche Renditen erwirtschaften können.

Yardstick-Regulierung

Die Yardstick-Regulierung geht auf Shleifer (1985) zurück. Den Unternehmen wird für jedes Jahr ein Effizienzziel vorgegeben, das sich an der durchschnittlichen Produktivität der einbezogenen Unternehmen orientiert. Alle Unternehmen müssen ihre Preise um die ermittelte Produktivitätsfortschrittsrate senken. Überdurchschnittliche Unternehmen können den entstehenden Zusatzgewinn vollständig einbehalten, eine Weitergabe der Kosteneinsparungen durch Preissenkungen ist nicht erforderlich.

Diese Methode richtet sich demnach nicht nach dem unternehmensindividuellen Erfolg der Vorperiode, sondern nach dem der gesamten Industrie. So haben erreichte Kostensenkungen eines Unternehmens keine Auswirkungen auf die zukünftige Preisobergrenze und beeinflussen somit nicht die Gewinne der Folgeperioden. Für die Netzbetreiber besteht dadurch kein Anreiz, die eigenen Kosten übertrieben hoch auszuweisen.

Ziel des Benchmarkings ist es, individuelle Effizienzunterschiede bei Gas- und Stromnetzbetreibern zu erfassen und innerhalb der zwei ersten Regulierungsperioden abzubauen, um spätestens 2019 bei möglichst ähnlichen Effizienzverhältnissen mit dem Regime der Yardstick-Regulierung zu beginnen. Unter Effizienz versteht man das Verhältnis zwischen den erbrachten Leistungen eines Netzbetreibers und den aufgewendeten Kosten. Beim Vergleich der Netzbetreiber ist es nämlich nicht sinnvoll, nur die Inputfaktoren, d.h. die absolute Höhe der Kosten zu berücksichtigen, da diese beispielsweise durch die Anzahl der angeschlossenen Kunden stark variieren kann und diese Unterschiede nicht mit Ineffizienz erklärt werden können. Deshalb sollen die Kosten in Relation zu definierten Outputfaktoren gesetzt werden, damit entsprechende Vergleichsgrößen gebildet werden können.

Eine Effizienzanalyse besteht aus verschiedenen Teilen. Zunächst werden Daten erhoben und anschließend ein Benchmarking mittels spezieller Benchmarkingmethoden erstellt. In einem dritten Schritt müssen die Benchmarking-Ergebnisse in Vorgaben für die Erlösobergrenze umgesetzt werden.

Gemäß § 12 i. V. m. Anlage 3 Nr. 1 ARegV ist ein Effizienzvergleich anhand der *Data Envelopment Analysis* (DEA) sowie der *Stochastic Frontier Analysis* (SFA) vorzunehmen. Der effiziente Rand wird dabei aus den effizientesten Unternehmen, nicht aus dem durchschnittlichen Effizienzniveau ermittelt. Falls der Netzbetreiber nachweisen kann, dass in seiner Versorgungsaufgabe strukturelle Besonderheiten bestehen, werden diese im Effizienzvergleich berücksichtigt (siehe Exkurs: Benchmarking).

Ein Effizienzvergleich nur auf Basis der Referenznetzanalyse ist nach § 22 Abs. 2 und 4 ARegV nur dann vorzunehmen, wenn die Belastbarkeit des DEA-Benchmarking trotz Unterstützung durch die Referenznetzanalyse eingeschränkt ist.

EXKURS: BENCHMARKING

Data Envelopment Analysis (DEA)

Der bekannteste Vertreter der nicht-parametrischen Methoden ist die Data Envelopment Analysis (DEA). Die DEA ermittelt anhand von ausgewählten Vergleichsparametern mithilfe der linearen Programmierung den effizienten Rand der betrachteten Unternehmen. Bei gegebenem Output werden die minimalen Inputfaktorkombinationen errechnet.

Die DEA ordnet den Unternehmen anhand der gewählten Vergleichsparameter Effizienzwerte zwischen 0 und 1 zu, wobei die best-practice-Unternehmen (frontier firms) den Effizienzwert 1 zugewiesen bekommen. In einem mehrdimensionalen Raum spannen die frontier firms so den Raum weniger effizienter Unternehmen auf.

Der Vorteil der DEA liegt in der nicht notwendigen Ermittlung von Kosten- oder Produktionsfunktionen. Allerdings werden keine Wahrscheinlichkeiten und keine statistischen Fehler berücksichtigt. Dies hat eine hohe Volatilität der Effizienzwerte zur Folge. Darüber hinaus steigt die Anzahl effizienter frontier firms mit der Anzahl der Vergleichsparameter. Das Ausmaß möglicher Effizienz wird so systematisch unterschätzt. Es sollten daher nur einige wenige Vergleichsparameter gewählt werden, die effiziente Unternehmen möglichst trennscharf von weniger effizienten Unternehmen abgrenzen können. Die Vergleichsparameter sollten dabei zweckmäßig den Ressourcenverbrauch bei der zu vergleichenden Aktivität (in unserem Fall: der Gastransport) möglichst genau abbilden.

Stochastic Frontier Analysis (SFA)

Bei der Stochastic Frontier Analysis (SFA) wird auf Basis einer Maximum-Likelihood-Schätzung der Variablen der Schätzfunktion eine Regressionsgerade durch die Punkte der effizienten Unternehmen gelegt. Die SFA unterteilt Abweichungen von der Effizienzgrenze in tatsächliche Ineffizienzen und zufällige (stochastische) Abweichungen. Der effiziente Rand wird so nicht auf Basis eines einzelnen Unternehmens, sondern aufgrund der stochastischen Verteilung festgelegt.

Die Anwendung der SFA erlaubt auch Hypothesentests, benötigt aber neben Kosten- oder Produktionsfunktionen auch Annahmen zur stochastischen Verteilung. Ergebnisse aus der SFA können im Vergleich zur DEA als tendenziell robuster angesehen werden, da mögliche Ausreißer durch das Zulassen von statistischen Fehlern systematisch beseitigt werden können. Wird beispielsweise ein Ausreißer in den zugrunde liegenden Daten durch die OLS als das einzig effiziente Unternehmen erklärt, wird dieser durch die SFA als zufälliger Fehler interpretiert und vom Benchmarking ausgeschlossen.

Die klassischen Methoden überzeugen durch ihre Einfachheit, konzeptionell liegt ihnen jedoch eine Annahme zu Grunde, die eine objektive Bewertung von Ineffizienzen erschwert. Alle klassischen Benchmarking-Methoden unterstellen eine homogene Verteilung und Aufgliederung der Netzinfrastruktur und damit eine gleichmäßige Kostenentstehung bei allen Unternehmen. Netzbetreiber, die sich bezüglich topographischer Gegebenheiten (Netzdichte, Erschließungsgrad, Zersiedelung der Abnehmer) der installierten Leitungen unterscheiden,

arbeiten aber unter unterschiedlichen Bedingungen, so dass Kostenunterschiede zu erwarten sind, die jedoch nicht durch die Benchmarking-Methode mit Kosteneffizienzen gleichgesetzt werden dürfen. Von diesem konzeptionellen Defizit ausgehend wurden Referenznetzanalysen entworfen, die alternativ zu den klassischen Benchmarking-Methoden angewandt werden kann.

Relative Referenznetzanalyse

Referenznetzanalysen gehören zur Gruppe der modellanalytischen Methoden. Referenznetzanalysen sind computergestützte Optimierungsverfahren zur Ermittlung von modellhaften Netzstrukturen und Anlagegeräten, die ein optimales Verhältnis von Kosten und netzwirtschaftlichen Leistungen aufweisen.

Ähnlich wie in den zuvor vorgestellten klassischen Benchmarking-Methoden wird auch bei der Referenznetzanalyse ein Vergleich der Netzbetreiber anhand der Abweichungen eines festgelegten Referenzwerts vorangestellt, nur dass es sich bei dieser Methode um ein hypothetisches Netzunternehmen handelt. Alle Übertragungsleitungen, Netzkopplungspunkte, Netzspeicher und -puffer des virtuellen Netzes werden mit Standardkosten belegt, die dann als Benchmark für die zu regulierenden Unternehmen dienen. Zur Berücksichtigung von Unterschieden in der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber wird das virtuelle Netz bei gegebenen Leitungsverläufen und topographischer Beschaffenheit eines Versorgungsgebiets an unterschiedliche Szenarien angepasst.

Da sich die Methode auf ein modelliertes Mengengerüst mit Standardkosten stützt, sind darüber hinaus Überprüfungen von angesetzten Kapitalkosten für geplante Investitionsszenarien möglich.

Die Referenznetzanalyse erlaubt die Berücksichtigung individueller Besonderheiten der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers und damit eine objektive Bewertung von Ineffizienzen. So werden anders als bei den klassischen Benchmarking-Methoden nicht aggregierte Kennzahlen, sondern die tatsächlichen auslegungsrelevanten Charakteristika der Netze berücksichtigt.

Abweichend von den zuvor betrachteten klassischen Benchmarking-Methoden erfordert die Implementierung des virtuellen Netzes jedoch einen erhöhten Entwicklungsaufwand, wodurch die Anwendung der Referenznetzanalyse als Regulierungsmethode kritisiert wird.

Um dem Gedanken der mit der Menge schwankenden Durchschnittskosten Rechnung zu tragen hat die BNetzA ein Regulierungskonto eingeführt. Danach werden die Mehr- und Mindererlöse, die durch die schwankenden Mengen entstehen, auf einem Regulierungskonto verbucht und am Ende der Periode saldiert und als verzinste Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze der Folgeperiode gewährt.

Die Einführung des Mengenkontos relativiert für die Netzbetreiber den regulatorisch ungewollten Anreiz, die zugrunde liegende Mengenprognose erreichen zu müssen, da sich mögliche Mengeneinbußen durch den Kontoausgleich nicht in Gewinneinbußen in den Folgejahren niederschlagen.

Um dem Problem des drohenden Qualitätsabbaus im Sinne einer Gefährdung der Versorgungssicherheit entgegenzuwirken, wurde das so genannte „Qualitätselement“ in die Verordnung

aufgenommen. Bei Abweichungen der Vorgaben ist eine Anpassung der Erlösobergrenze in beide Richtungen möglich, d.h. es ist auch eine Absenkung im Falle der zu hohen Qualität vorgesehen (§ 19 ARegV). Dies kann als Korrektiv zur ehemals kostenorientierten Regulierung angesehen werden; getätigte Überinvestitionen werden so regulatorisch handhabbar.

Um der Qualität der Netzleistungsfähigkeit eines jeden Unternehmens einen Wert zuzuordnen, bedarf es der Prognose des zukünftigen Nachfrageverhaltens, was zu einem zusätzlichen Informationsbedarf beim Regulierer führt. Konkret plant die Bundesnetzagentur eine Ermittlung der Zahlungsbereitschaften der Netznutzer mit dem Ziel, Abweichungen der Anforderungen zu quantifizieren und beim Benchmarking kostenwirksam zu berücksichtigen. Wie auf funktionierenden Märkten haben sich die Anbieter hinsichtlich ihres Investitionsverhaltens damit an den Nachfragern zu orientieren. Diese ökonomisch elegante Lösung ist für Gasversorgungsnetze aber frühestens ab der zweiten Regulierungsperiode vorgesehen und dann auch nur, falls von belastbaren Datenreihen ausgegangen werden kann (§ 19 Abs. 2 ARegV).

1.6 DER REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIEMARKT FÜR GAS: DAS BILANZKREISMODELL

1.6.1 BEGRIFFSDEFINITIONEN UND ZIELVORGABEN

Unter „Regelenergie“ versteht man die Energie, die zum physikalischen Ausgleich eines Netzes in einem Marktgebiet eingesetzt wird. Planung und Einsatz zum Ausgleich kumulierter Abweichungen obliegen dem Bilanzkreisnetzbetreiber. Im Gegensatz dazu bezeichnet „Ausgleichsenergie“ ausschließlich die bilanziell abzurechnenden Ungleichgewichte in einem Bilanzkreis. Hierfür muss die Differenz zwischen der gesamten Aufbringung und Abgabe von Energie eines Bilanzkreises innerhalb einer Bilanzperiode ermittelt werden.

Zum Ausgleich von Differenzen ist der jeweilige Bilanzkreisnetzbetreiber verantwortlich. Nach § 22 EnWG ist dieser dazu verpflichtet, die für den Ausgleich benötigte Regelenergie zu beschaffen und so für die Glättung von Ungleichgewichten im betrachteten Marktgebiet zu sorgen. Dem Bilanzkreisnetzbetreiber kommt es dabei zugute, dass sich die positiven und negativen Abweichungen der einzelnen Bilanzkreise gegenseitig kompensieren, so dass dieser nur für den Ausgleich der kumulierten Abweichungen verantwortlich ist. In einem zweiten Schritt erfolgt die Abrechnung der eingesetzten Ausgleichsleistungen durch den Bilanzkreisnetzbetreiber mit den einzelnen Bilanzkreisen.

Es gibt zwei spezifische Eigenschaften des Gasmarktes, die bei der Ausgestaltung eines Regel- und Ausgleichsenergiemarktes berücksichtigt werden müssen. Erstens verfügt das Gasnetz über die Möglichkeit der netzinternen Speicherung. Dies hat zur Folge, dass bei der Entstehung

kurzfristiger Differenzen keine Regelenergie aus externen Quellen benötigt wird. Ungleichgewichte können durch die Möglichkeit des intertemporalen Ausgleichs überwunden werden. Diese Eigenschaft des Gasnetzes macht eine weitere begriffliche Differenzierung notwendig: Regelenergie, die aus der Möglichkeit der netzinternen Speicherung sowie der zur Verfügung gestellten Regelenergie anderer Netzbetreiber resultiert, bezeichnet man als „interne Regelenergie“. Hierzu zählen der Netzpuffer und weitere dem Netz zuzuordnende Speichermöglichkeiten. Wird hingegen auf Anweisung des Bilanzkreisnetzbetreibers Regelenergie durch einen anderen Marktteilnehmer zur Verfügung gestellt, handelt es sich um „externe Regelenergie“. Hierbei resultiert die benötigte Regelenergie aus netzexternen Speichern, Flexibilitäten bei der Gasproduktion, abschaltbaren Kunden oder der Möglichkeit der Anpassung von Einspeisemengen.

Die zweite Besonderheit ist die endliche Transportgeschwindigkeit von Gas durch die Leitung. Diese führt dazu, dass Ungleichgewichte im Netz in einem örtlichen Zusammenhang mit der dort verfügbaren Regelenergie stehen. Tritt z.B. in Punkt A ein Engpass auf und in einem entfernt liegenden Punkt B wird Regelenergie zur Verfügung gestellt, so muss, zumindest theoretisch, die Zeit berücksichtigt werden, die das in Punkt B eingespeiste Gas benötigt, um zu Punkt A zu gelangen.

Im Rahmen des Bilanzkreismodells des Gasmarktes ist die Inanspruchnahme von stündlichen Ausgleichsleistungen für jeden Transportkunden zwingend erforderlich. Dabei werden die Ausgleichsleistungen innerhalb des Marktgebiets allein vom Bilanzkreisnetzbetreiber als Monopolanbieter bereitgestellt. Um Marktmachtmissbrauch bei der Festlegung der Ausgleichsenergiepreise vorzubeugen, schreibt das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dem Bilanzkreisnetzbetreiber daher eine transparente, nichtdiskriminierende und kostenorientierte Abrechnung der Ausgleichsenergiepreise vor.

Eine kostenorientierte Abrechnung der Ausgleichsenergiepreise erfolgt dann, wenn die Kosten der Regelenergie über die Verrechnung der Ausgleichsenergie auf die Bilanzkreise umgelegt werden. Zurzeit existiert in Deutschland jedoch kein allgemein verbindliches Verfahren, nach dem die Bilanzkreisnetzbetreiber die benötigte Regelenergie beschaffen müssen. Ohne ein solches Verfahren ist es dem Bilanzkreisnetzbetreiber möglich, Regelenergie auf höchst intransparente Weise zu beschaffen. Es ist wahrscheinlich, dass die Mehrheit der deutschen Bilanzkreisnetzbetreiber ihren Regelenergiebedarf durch den Abschluss längerfristiger, direkter Verträge deckt. Dabei werden jedoch weder Details über Vertragspartner noch die zugrunde liegenden Vertragsbedingungen, inklusive der vereinbarten Preise/Kosten für die gelieferte bzw. aufgenommene Regelenergie durch die Vertragspartner, bekannt. Ohne genaue Kenntnis der Regelenergiekosten ist es in der aktuellen Praxis somit nicht möglich festzustellen, ob die vom Bilanzkreisnetzbetreiber festgelegten Ausgleichsenergiepreise tatsächlich den Regelenergiekos-

ten entsprechen. Dadurch wird dem Bilanzkreisnetzbetreiber eine nahezu willkürliche Bepreisung der Ausgleichsenergie ermöglicht.

Ein weiteres grundsätzliches Problem stellen die kostengünstige Beschaffung und der effiziente Einsatz von Regelenergie dar. Da die Kosten externer Regelenergie deutlich höher sind als die der internen Regelenergie, sollte zunächst ein vollständiger Einsatz der vorhandenen internen Regelenergie erfolgen, bevor auf externe Kapazitäten zurückgegriffen wird. Auf diese Weise können die vorhandenen Kapazitäten effizienter eingesetzt und die Gesamtkosten der Regelenergie minimiert werden.

Bei einem Einsatz interner Regelenergie sollte ein netzübergreifender Austausch interner Regelenergie ermöglicht werden, um das volle Potenzial der netzinternen Kapazitäten auszunutzen. Jedoch ist der netzübergreifende Austausch interner Regelenergie mit einem Problem verbunden: Netze mit einem hohen Anteil interner Regelenergie verfügen aufgrund hoher Investitions- und Kapitalkosten über ein höheres Kostenniveau als Netze mit einem geringeren Anteil. Falls ein Netzbetreiber seine internen Speicherkapazitäten anderen Netzbetreibern zur Verfügung stellt, muss er dafür kompensiert werden. Erfolgt keine Kompensation, entfällt jeder wirtschaftliche Anreiz für den Netzbetreiber, in den Bau bzw. Ausbau oder Erhalt interner Speicherkapazitäten zu investieren, da er kostenlos die Kapazitäten anderer Netzbetreiber nutzen kann. Eine Kompensation könnte entweder über einen angemessenen finanziellen Ausgleich zwischen den Netzbetreibern, oder über eine Berücksichtigung der Speicherkosten in der Anreizregulierung der Netznutzungsentgelte geschehen. Durch eine Berücksichtigung in der Anreizregulierung könnten je nach internen Speicherkapazitäten der Netze höhere Netznutzungsentgelte genehmigt werden, welche die Investitions- und Kapitalkosten für interne Speicheranlagen kompensieren.

1.6.2 BILANZIERUNG UND BEPREISUNG VON AUSGLEICHSENERGIE

1.6.2.1 WAHL DER BILANZIERUNGSPERIODE

Das Standardmodell der Bundesnetzagentur sieht als Bilanzierungsperiode sämtlicher Gasmengen den Gastag vor; dieser beginnt nach § 27 GasNZV um 6:00 Uhr morgens und endet um 6:00 des Folgetages. Das Vorgehen entspricht einer reinen Tagesbilanzierung. Im Gegensatz dazu steht die momentan in der Praxis angewandte Stundenbilanzierung. Ein Nachteil einer stündlichen Abrechnung ist, dass theoretisch die endliche Transportgeschwindigkeit in den Netzen, sowohl bei geplanten als auch bei ungeplanten Abweichungen bei der Abrechnung berücksichtigt werden müssten. Bei geplanten Abweichungen erfordert die genaue Einhaltung der Einspeisung, die dem erwarteten Abnahmeprofil entspricht, aufgrund der Zeit des Transportes durch das Netz, einen zeitlichen Vorsprung. Andersherum muss bei der Korrektur

ungeplanter Abweichungen mit einer zeitlichen Verzögerung gerechnet werden, da der mögliche Ausgleich erst wirkt, wenn entsprechende Mengen durch das Netz transportiert worden sind. Des Weiteren stellt eine stündliche Bilanzierung eine weitaus größere Wettbewerbsbarriere dar als eine Tagesbilanzierung. Für Newcomer, die zunächst nur eine geringe Anzahl an Kunden und damit nur wenig Möglichkeiten zur stochastischen Glättung haben, verringert die bei täglicher Bilanzierung mögliche Saldierung von einzelnen Stundenabweichungen die direkt zurechenbaren Kosten für Ausgleichsenergie deutlich.

Allerdings würde eine ausschließliche Tagesbilanzierung zu einem unverhältnismäßig hohen Bedarf an Regelenergie führen, da einzelne BKV den Anreiz haben, Gasmengen gleichmäßig und damit günstig einzuspeisen (weil Produzenten und Lieferanten Interesse an gleichmäßiger Lieferung haben), die Gasmengen aber entsprechend ihres Lastprofils ungleichmäßig über den Tag auszuspeisen. Die entstehenden Ausgleichskosten (für Pufferung und Speichernutzung) müssten über die Netzentgelte sozialisiert werden. Im Modell der Bundesnetzagentur ist daher zusätzlich zur Tagesbilanzierung ein stündliches Anreizsystem vorgesehen, welches die Ausgleichskosten internalisieren soll.

1.6.2.2 BEPREISUNG

Der Aufbau eines möglichen Preissystems sollte transparent und verursachungsgerecht sein. Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass der bilanziellen Verrechnung von Ausgleichsenergie die Beschaffung von physischen Regelenergiemengen gegenübersteht. Ziel eines effizienten Systems muss es daher sein, den Marktteilnehmern die tatsächlichen Kosten des Ausgleichs zu signalisieren. Insgesamt ist es erforderlich, den elementaren Zielkonflikt zu berücksichtigen, der sich bei der Implementierung eines Preissystems unweigerlich ergibt. Auf der einen Seite sollen Anreize gesetzt werden, die die Marktteilnehmer dazu veranlassen, vorhersehbare und vermeidbare Ungleichgewichte zu verhindern. Zur Vermeidung prognostizierbarer Abweichungen muss der Bilanzkreisverantwortliche alle ihm zumutbaren Anstrengungen unternehmen. Folglich müssen die Preise für Ausgleichsenergie hoch genug sein, so dass Arbitrage zwischen Ausgleichsenergiemarkt und Großhandelsmarkt verhindert wird. Es ist also erforderlich, dass der Preis für positive Ausgleichsenergie immer höher bzw. der Preis für negative Ausgleichsenergie immer niedriger ist als der Marktpreis. Auf der anderen Seite sollte die Pönalisierung für unvorhergesehene und unausweichliche Abweichungen vermieden werden, um die Sicherheit des Netzbetriebes insgesamt nicht zu gefährden. Um dies realisieren zu können, sind jedoch geringe Preise nahe am Marktpreis zielführend.

Die Bundesnetzagentur stellt im Zuge des Festlegungsverfahrens ein relativ unkompliziert wirkendes Preissystem vor. Die Preisbildung für Ausgleichsenergie soll anhand eines externen Referenzpreises an liquiden Handelsplätzen erfolgen. Dabei ist die Bildung von positiven und negativen Ausgleichsenergiepreisen wie folgt vorgesehen: Für negative Ausgleichsenergie wird

der geringste Verkaufspreis als Referenzpreis herangezogen und mit 0,9 multipliziert. Für den positiven Ausgleichspreis wird der höchste Kaufpreis mit 1,1 multipliziert. Bisher sind die Spreads deutlich ausgeprägter, bei RWE Transportnetz betragen sie z.B. für stündliche Überschreitungsmengen 75% des gültigen Systementgeltes und für Unterschreitungsmengen 150%. Man spricht bei einem Modell, in dem zwei verschiedene Preise für negative und positive Ausgleichsenergie existieren, von einem 2-Preis-System. Es wird deutlich, dass der Bedarf von Ausgleichsenergie so grundsätzlich „bestraft“ wird und folglich ein allgemeines Interesse bestehen dürfte, diesen möglichst zu vermeiden. Zur Erhöhung der Transparenz ist es die Pflicht des Bilanzkreisnetzbetreibers, die Preise für Ausgleichsenergie täglich zu veröffentlichen.

1.6.2.3 STÜNDLICHES ANREIZSYSTEM

Zusätzlich zu der gerade beschriebenen Tagesbilanzierung und der entsprechenden Bepreisung für die abzurechnenden Ausgleichsenergiemengen sieht die BNetzA ein weiteres System vor, welches durch eine stundenscharfe Betrachtung aller Ein- und Ausspeisepunkte Anreize zur verbesserten untertägigen Strukturierung beitragen soll.

Hierbei sollen zunächst Stundennominierungen für die physischen Einspeisemengen beibehalten werden, um ausreichende Planungssicherheit sowie eine hinreichende Netzstabilität garantieren zu können. Ziel ist es, gezielte Anreize zur stündlichen genauen Prognose und Planung zu setzen, um so den Bedarf an Regelenergie insgesamt zu verringern.

Kernidee des stündlichen Anreizsystems ist die Einrichtung eines Strukturierungsbeitrages. Dieser wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber in Euro je MWh für Stundenabweichungen erhoben und beträgt in der Regel 15 % des Mittelwertes der Preise für positive und negative Ausgleichsenergie. Der Bilanzkreisnetzbetreiber kann bei der Festlegung des Strukturierungsbeitrages weitere Differenzierungen vornehmen. Stützt der Bilanzkreis mit seiner Differenz das Marktgebiet in der betrachteten Stunde kann ein Strukturierungsbeitrag von unter 15 % (mind. 5 %) veranschlagt werden. Ist der Bilanzkreis jedoch Mitverursacher der Abweichung im Marktgebiet, kann der Strukturierungsbeitrag bis zu 20 % betragen. Zahlungen, die für den Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen des Anreizsystems anfallen, werden unabhängig von der eben beschriebenen Abrechnung von Ausgleichsenergie berechnet.

Zusammenfassend wird deutlich, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber unterschiedliche Einnahme- und Ausgabequellen hat. Zunächst fallen Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz externer Regelenergie sowie für die Gasabnahme überspeister Bilanzkreise (negative Ausgleichsenergie) an. Erlöse werden erstens durch den „Verkauf“ positiver Ausgleichsenergie an die Bilanzkreise mit einer Unterspeisung und zweitens durch die Strukturierungsbeiträge aus dem stündlichen Anreizsystem generiert. Die verschiedenen Kosten- und Erlöspositionen sollen zukünftig auf einem so genannten Umlagekonto verbucht werden. Auf diese Weise wird zum einen eine

verursachungsgerechte Umlage der Kosten erreicht, und zum anderen sichergestellt, dass den Bilanzkreisnetzbetreiber keine monetären Anreize verbleiben, die Bilanzkreisverantwortlichen durch zu hohe Ausgleichsenergiepreise oder auf sonstige Weise zu diskriminieren.

1.7 NETZAUSBAU

Der Ausbau von Gasnetzen ist mit einer Reihe von ökonomischen, politischen und technischen Besonderheiten verbunden, auf die in diesem Kapitel eingegangen werden soll. Zunächst seien die drei für Deutschland relevantesten momentan geplanten Pipeline-Projekte vorgestellt: Das mit Abstand größte Projekt ist der Bau der Ostseepipeline (*Nord Stream Pipeline*). Diese (mind.) 1200 km lange Pipeline soll von Wyborg in Russland durch die Ostsee bis nach Greifswald in Deutschland verlaufen mit der Option eines eventuellen Ausbaus in Richtung der Niederlande. Die von Gazprom, E.ON Ruhrgas und der Wingas-Mutter BASF finanzierte Pipeline soll 2010 fertiggestellt werden und einen direkten Gastransport zwischen Russland und Deutschland ermöglichen, ohne dabei die Kosten und Probleme zu verursachen, die der bisherige Transport durch Transitländer hervorruft. Im Zusammenhang mit der Ostseepipeline plant WINGAS den Bau von zwei neuen Pipelines. Zum einen den Bau der „Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung“ (OPAL), die von Greifswald bis an die deutschtschechische Grenze reicht und 2010 fertig gestellt werden soll. Zum anderen den Bau der „Norddeutschen-Erdgas-Leitung“ (NEL), die von Greifswald bis nach Achim bei Bremen verläuft und 2012 vollendet sein soll. Diese beiden Pipelines sollen unter anderem den Weitertransport des russischen Gases ermöglichen. Für beide Pipelines wurde ein Open-Season-Verfahren durchgeführt.

1.7.1 PROBLEME UND RISIKEN EINES NETZAUSBAUS

Der Primärenergieträger Erdgas weist eine besondere kapazitätsgebundene Transportlogistik auf, die lange Vorlaufzeiten für Pipeline-Neubauprojekte verursacht. Hieraus ergeben sich bereits in der Planungsphase Risiken wie beispielsweise aufwändige Genehmigungsverfahren oder unvorhersehbare Kostensteigerungen bei Rohstoffen, die das Projekt gefährden können.

Aus dem langfristigen Horizont des Gasgeschäftes ergeben sich für einen Investor weitere politische und wirtschaftliche Risiken, die zum Teil über die komplette Lebensdauer der Investition Bestand haben und die Tüchtigkeit der Investition gefährden können. Der Bau neuer Pipelines verursacht grundsätzlich hohe Investitionskosten. Diese ergeben sich aus der Projekterschließung, -planung und -durchführung, wobei die Kosten für die eigentliche Pipeline konkret vom Leitungsdurchmesser, dem maximalen Betriebsdruck und der Leitungslänge abhängen. Die Kapazität einer Pipeline wächst dabei überproportional zum Durchmesser.

Weitere Kostenvorteile im Bereich der Wegrechte und der Wartung ergeben sich, wenn mehrere Leitungen nebeneinander verlegt werden.

Sobald eine Pipeline gebaut wurde, ist die Kapazität fixiert und lässt sich nur durch erhebliche zusätzliche Investitionen verändern. Das wirtschaftliche Risiko im Allgemeinen besteht darin, dass sich die Investition über ihre Lebensdauer nicht rentiert. Dies kann aufgrund unerwarteter Marktentwicklungen eintreten, zum Beispiel wenn geringere Kapazitäten als erwartet nachgefragt werden oder ein Preisverfall einsetzt. Aber auch politische Risiken spielen in diesem Zusammenhang eine Rolle. Sie entstehen aus der Unsicherheit hinsichtlich politischer bzw. regulatorischer Eingriffe. Für die ökonomische Betrachtung ist besonders wichtig, dass beim Pipelinebau relativ geringe variable Kosten den sehr hohen anfänglichen Investitionen in die Infrastruktur gegenüberstehen. Letztere sind zudem äußerst spezifisch und führen zu versunkenen Kosten, denn sobald eine Pipeline verlegt wurde, kann sie praktisch für keine anderen Zwecke mehr eingesetzt werden, der Wert einer alternativen Nutzung ist äußerst gering.

Diese hohe Spezifität der Investition ergibt eine sehr große Quasi-Rente, die bewirkt, dass beim Bau einer neuen Pipeline beide Vertragspartner – der Investor auf der einen und der Importeur/Käufer auf der anderen Seite – die Gefahr opportunistischen Verhaltens des Anderen beachten müssen. Vor Beginn des Projektes hat der Investor eine recht starke Verhandlungsposition gegenüber dem Importeur. Nach Durchführung der Investition ändert sich dies jedoch grundlegend. Der Investor hat zwar noch die Möglichkeit, dem Importeur weniger als die vorher vereinbarten Mengen zu liefern, doch die Verhandlungsmacht verlagert sich zum Importeur, da der Investor sich mit seiner spezifischen Investition fest an den Markt gebunden hat. Der Importeur kann dies ausnutzen und die hohe Quasi-Rente abschöpfen, zum Beispiel indem er eine aggressive Preispolitik betreibt. Dieses Abschöpfen der Quasi-Rente, das im Übrigen auch durch Enteignung seitens des Staates oder durch nachträgliche Regulierung erfolgen kann, wird auch als *Hold-Up* bezeichnet. Es ist eines der Hauptrisiken bei Investitionen mit einem hohen Anteil versunkener Kosten und kann bewirken, dass Investitionen unterbleiben oder nicht in ausreichender Höhe getätigt werden.

Traditionell gibt es verschiedene Instrumente, die die erwähnten Risiken abmildern und erforderliche Investitionen absichern sollen. Nach der Einteilung von de Joode und van Oostvoorn (2007) lassen sich dabei „*organisational hedging*“ und „*contractual hedging*“ unterscheiden.

„*Organisational hedging*“ umfasst sowohl vertikale als auch horizontale Integration. Bei der vertikalen Integration sind beide Marktseiten in einem Unternehmen zusammengefasst, das auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen des Gasgeschäftes (Produktion, Transport,

Verteilung) tätig ist. Hierdurch werden die Transaktionskosten verringert und die Gefahr opportunistischen Verhaltens ausgeschaltet. Die horizontale Integration dagegen wird als Mechanismus angesehen, bei dem die Vertragspartner die Risiken unter sich aufteilen. Hierbei schließen sich mehrere Unternehmen zu Joint Ventures oder Konsortien zusammen, um gemeinsam das Investitionsprojekt durchzuführen und dabei Skalenvorteile zu realisieren.

Im Rahmen des „*contractual hedging*“ werden langfristige Lieferverträge abgeschlossen. Diese haben über Jahrzehnte die europäische Gasbeschaffung charakterisiert. Es handelt sich hierbei um starre Verträge, die Produzent und Importeur für eine lange Zeit – üblicherweise 20 bis 25 Jahre – aneinander binden und ihnen genau definierte Verpflichtungen auferlegen. Der Kerngedanke besteht darin, dass die großen Risiken des Projekts zwischen Produzent und Importeur aufgeteilt werden, wobei der Produzent das Preisrisiko und der Importeur das Mengenrisiko zu tragen hat. Letzteres wird durch eine in europäischen Verträgen übliche *Take-or-Pay*-Klausel erreicht. Diese verpflichtet den Importeur, eine vertraglich festgeschriebene Mindestmenge an Gas zu bezahlen, unabhängig davon, ob er diese tatsächlich bezieht. Der Sinn dieser Klausel ist es, eine sichere Amortisation der getätigten spezifischen Investition zu gewährleisten. Der Preis wird nicht vertraglich festgeschrieben, sondern im Rahmen eines *netback approach* ermittelt, wobei die Preise der konkurrierenden Energieträger Öl (im Wärmemarkt) und Kohle (bei der Stromerzeugung) zugrunde gelegt werden und sich der Wert des Erdgases für den Produzenten durch eine Rückwärtsrechnung (Abzug der Kosten für Verteilung, Transport, Speicherung etc.) ergibt.

Auf diese Weise trägt der Produzent das Preisrisiko; der Importeur dagegen ist durch die Orientierung an den Preisen anderer Energieträger gegen Verluste abgesichert. Im kontinental-europäischen Gasmarkt der Vergangenheit, der durch lokale Monopole und geringen Wettbewerb gekennzeichnet war, waren die langfristigen Lieferverträge die mit Abstand am häufigsten verwendete Absicherungsmethode, um die Risiken beim Pipelinebau entlang der Wertschöpfungskette zu verteilen. Allerdings war die Aushandlung der Verträge durch Intransparenz gekennzeichnet, so dass nur die gerade beschriebenen allgemeinen Prinzipien, aber keine Details bekannt sind.

Es müssen die politischen Risiken, die bei einer Investitionsentscheidung durch die Liberalisierung zugenommen haben, beachtet werden, da zum einen das Mengenrisiko durch den regulierten TPA zugenommen hat und zum anderen die Anwendbarkeit der traditionellen Absicherungsmöglichkeiten in Frage stellt. Letzteres ist eindeutig bei der vertikalen Integration der Fall, die aufgrund der Vorgaben des *legal unbundling* innerhalb der EU nicht mehr erlaubt ist, so dass diese Absicherungsmöglichkeit nur noch für Gasmarktakteure außerhalb der EU eine Option ist. Auf der anderen Seite haben sich durch den freien Netzzugang die Spezifität von Pipelines und damit die Gefahr opportunistischen Verhaltens verringert.

Hinsichtlich der langfristigen Lieferverträge, die aufgrund ihrer wettbewerbshemmenden Ausgestaltung auf den Prüfstand gehören, ergibt sich ein weniger klares Bild. Zwar ist festzustellen, dass die langfristigen Lieferverträge durch die Gasmarktliberalisierung einem fundamentalen Wandel unterzogen werden. Eine quantitative Analyse europäischer Langfrist-Lieferverträge von Cornot-Gandolphe und Dickel (2004) hat ergeben, dass die Vertragsdauer der langfristigen Importverträge in den letzten beiden Jahrzehnten signifikant abgenommen hat, dass die faktische Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis nachlässt und die Vertragsbedingungen insgesamt flexibler werden. All das wird der Liberalisierung der europäischen Gasmärkte zugeschrieben, auch weil ähnliche Entwicklungen der Langfristverträge in Großbritannien und den USA in Folge der dortigen Liberalisierung beobachtet worden sind. Ein Grund für den fundamentalen Wandel der Langfristverträge wird im allmählich aufkommenden Spothandel gesehen, der durch den diskriminierungsfreien Netzzugang und den zunehmenden Wettbewerb im europäischen Gasmarkt ermöglicht wird. Andererseits ist es keineswegs so, dass Langfristverträge im Gasgeschäft der Vergangenheit angehören. Aktuell werden 90 % bis 95 % des Erdgasbedarfs in Europa durch Gas aus langfristigen Lieferverträgen bedient. Für die Zukunft wird eine Koexistenz von langfristigen Verträgen auf der einen sowie Spothandel und kurzfristigen Verträgen auf der anderen Seite erwartet. Langfristverträge sind dabei insbesondere für die Finanzierung und Absicherung großer Infrastruktur- und Importprojekte erforderlich. Dieser Ansicht sind nicht nur Wissenschaft und Energiewirtschaft, sondern auch die für möglichst viel Wettbewerb Eintretende Europäische Kommission, welche die große Bedeutung der Langfristverträge hinsichtlich der Versorgungssicherheit in der zweiten Gasmarkttrichtlinie anerkannt hat.

Das Ziel der Kommission, Wettbewerb auf den europäischen Gasmärkten einzuführen, ohne dabei erforderliche Investitionen zu hemmen, hat auch dazu geführt, dass den Gasnetzbetreibern mit der zweiten Liberalisierungsrichtlinie die Möglichkeit gegeben wird, unter bestimmten Bedingungen vom Zwang zur Gewährung von TPA ausgenommen zu werden. Das gilt sowohl beim Bau neuer Infrastruktur als auch bei erheblichen Kapazitätserweiterungen. Die Bedingungen werden in Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG aufgeführt.

Wird den Investoren von ihrer nationalen Regulierungsbehörde das Recht auf Ausnahme von der Netzzugangsregulierung zugesprochen (*access holidays*), haben sie die Freiheit, langfristige Verträge über den Zugang zu ihren Netzen abzuschließen, um so die Finanzierung des Projektes abzusichern. Da der europäische und der nationale Gesetzgeber trotz der Gewährung von *access holidays* das Ziel der Wettbewerbsintensivierung aber nicht vernachlässigen wollen, wird von den Investoren im Rahmen der Projektplanung die Durchführung eines *Open Season*-Verfahrens erwartet.

1.7.2 DAS OPEN SEASON VERFAHREN

Langfristige Verträge werden aus den bereits erwähnten Gründen auch in Zukunft ein markantes Merkmal des Gasgeschäftes sein. Jedoch ist es möglich, die Anbahnung und Gestaltung solcher Verträge transparenter und wettbewerbler zu gestalten. Ein in diesem Zusammenhang anwendbares Konzept ist das sogenannte *Open Season*-Verfahren (OSV). Der Grundgedanke dieses Verfahrens ist, dass alle Gasmarktakteure die Möglichkeit erhalten, ihr Interesse an Kapazitätsbuchungen in großen Investitionsprojekten auszudrücken. Dadurch wird die erste Planungsphase einer großen Infrastrukturinvestition mit einem wettbewerblchen Element versehen, ohne dass die risikohemmende Wirkung der Langfristverträge beeinträchtigt wird. Unter der *open season* ist dabei ein Zeitraum zu verstehen, in dem der Infrastrukturinvestor potentiellen Nutzern der geplanten Infrastruktur die Möglichkeit einräumt, ihr Interesse an der neuen Infrastruktur zu bekunden und ggf. Kapazitäten fest zu buchen. Der Infrastrukturinvestor erhält durch die festen Kapazitätsbuchungen Planungssicherheit für seine beabsichtigte Investition.

Open Season-Verfahren dienen somit der Bedarfsabfrage des Marktes für ein bestimmtes Neubau- oder Kapazitätserweiterungsprojekt und führen im Erfolgsfall auf transparente und diskriminierungsfreie Art und Weise zu verbindlichen Kapazitätsverträgen. Die beteiligten Akteure verpflichten sich beim *Open Season*-Verfahren vor dem Bau einer Infrastruktur zur Abnahme einer bestimmten Kapazität. Die Durchführung eines *Open Season*-Verfahrens richtet sich nach den *Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures (GGPOS)*, die in Folge eines öffentlichen Beratungsprozesses im Jahre 2007 vom Zusammenschluss der Europäischen Energieregulierer (ERGEG) verabschiedet wurden. Die Entwicklung dieser Richtlinien begann im Mai 2006 während des elften europäischen Forums für Erdgasregulierung in Madrid. Dort präsentierte die Europäische Kommission erklärende Anmerkungen zum Artikel 5 der Netzzugangsverordnung 1775/2005/EG, der u.a. Mechanismen zur Allokation von Kapazitäten beinhaltet. Diese nahm Ende 2006 ihre Arbeit auf und präsentierte zunächst einen Richtlinienentwurf, der im Rahmen eines öffentlichen Beratungsprozesses, in dem auch Unternehmen und Branchenverbände ihre Ansichten einbringen können, überarbeitet wurde. Die endgültigen Richtlinien wurden im Mai 2007 veröffentlicht. Darin geht es zunächst um den Kontext und das Ziel eines *Open Season*-Verfahrens.

Das *Open Season* Verfahren hilft dem Investor in einem zweistufigen Prozess zunächst den Marktbedarf nach neuer Infrastruktur und die Zahlungsbereitschaft abzuschätzen, um daraufhin die neu entstehenden Kapazitäten auf eine transparente und nicht-diskriminierende Weise zuzuteilen.

Das *Open Season*-Verfahren soll nicht bei jeder Art von Investition angewandt werden, da laut ERGEG die Kosten der Durchführung in manchen Fällen den Nutzen übersteigen können. So soll

das *Open Season*-Verfahren ausdrücklich nicht bei Investitionen in Infrastruktur durchgeführt werden, die ausschließlich für Verteilungszwecke genutzt wird. Die GGPOS beziehen sich jedoch auf sämtliche großemäßig bedeutsamen Kapazitätserweiterungen, die im Rahmen von Investitionen in neue Transport- und LNG-Infrastruktur sowie beim Ausbau oder der Erweiterung dieser Infrastruktur geschaffen werden. Die Einzelfallentscheidung über das Vorliegen dieser Bedingung hat die ERGEG dabei den nationalen Energieregulierern übertragen.

Eine besondere Bedeutung hat das *Open Season*-Verfahren im Rahmen der Investition in neue Infrastruktur, die auf Grundlage des Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG vom Zwang zur Gewährung von TPA befreit wird. Bezüglich dieses Ausnahmeartikels werden konkrete Handlungsanweisungen seitens der ERGEG zurzeit aber erst erarbeitet, so dass die Rolle des OSV hierbei noch nicht abschließend beurteilt werden kann. Aus dem Richtlinienentwurf zur Anwendung des Artikels 22 geht jedoch hervor, dass das OSV nur durchgeführt werden sollte, wenn es nicht die Wirtschaftlichkeit des Projektes gefährdet. Falls das OSV bei einer von der Regulierung ausgenommenen Investition aber zur Anwendung kommt, soll es sicherstellen, dass der dominante Anbieter seine Position auf dem Gasmarkt durch Zuteilung eines großen Anteils an der neuen Kapazität nicht zementieren oder sogar ausbauen kann. Hierin spiegelt sich erneut der Zielkonflikt zwischen einer möglichst wettbewerblichen Ausgestaltung des Gasmarktes und der Förderung notwendiger Investitionen wider.

Die GGPOS enthalten detaillierte Handlungsanweisungen zur Durchführung eines *Open Season*-Verfahrens. Grundlegend festzuhalten ist, dass die Initiative zur Einleitung des *Open Season*-Verfahrens vom Investor ausgehen muss, der in einem zweistufigen Prozess zunächst die vom Markt benötigte Kapazität ermitteln und dann den interessierten Nutzern bindende Verträge über bestimmte Kapazitäten anbietet. Der Prozess soll dabei stets von möglichst großer Transparenz geprägt sein, etwa indem die Ausschreibung des *Open Season*-Verfahrens auf der Website des Investors, in internationalen Medien, und durch die nationale Regulierungsbehörde publik gemacht wird, so dass alle Interessierten davon erfahren. Nach Abschluss des *Open Season*-Verfahrens ist der Investor dazu angehalten, detaillierte Informationen zur geplanten Investition und den zugeteilten Kapazitäten öffentlich zugänglich zu machen. Dies soll Transparenz und Nicht-Diskriminierung sicherstellen. Hierzu soll auch beitragen, dass der Investor die nationale Regulierungsbehörde von Anfang an in den Prozess einbindet. Diese soll vor Beginn und während des *Open Season*-Verfahrens überwachen, ob dieses den GGPOS entsprechend durchgeführt wird.

Durch das *Open Season*-Verfahren erfolgt eine Analyse der im Markt bestehenden Nachfrage nach zusätzlichen Transportkapazitäten. Dies bietet den Vorteil, dass der Netzbetreiber einen Überblick über den zusätzlichen Kapazitätsbedarf erhält. Durch eine frühzeitige Durchführung des *Open Season*-Verfahrens wird hierdurch ein Ausbaubedarf rechtzeitig signalisiert, so dass

ausreichend Zeit für die Planung und Einleitung der Ausbauarbeiten zur Verfügung steht. Durch eine Bündelung der Ausbauarbeiten können zudem die Kosten verringert und die Effizienz gesteigert werden. Darüber hinaus erhalten sowohl der investierende Gasnetzbetreiber als auch seine Transportkunden und die nachgelagerten Netzbetreiber Planungssicherheit für die Zukunft.

TABELLE 2: PHASEN DES OPEN SEASON VERFAHRENS

1. Stufe: Marktbedarfsanalyse	2. Stufe: Kapazitätsallokation
<ul style="list-style-type: none"> - Grobplanung - Klärung wirtschaftlicher und technischer Restriktionen - Datenaufbereitung für nationale Regulierungsbehörden - Veröffentlichung - Informationen an Transportkunden - Registrierung der Interessenten - Unverbindliche Kapazitätsbedarfsanfrage - Wirtschaftlichkeitstest und vorläufiges Netzausbauszenario - Ggf. Modifizierungen - Berechnung Entgeltbandbreite - Bonitätsprüfung 	<ul style="list-style-type: none"> - Bestandsaufnahme aus Stufe 1 - Start und Durchführung des Allokationsprozesses - Berücksichtigung kurzfristiger Kapazitäten - Vertragliche Bindung an Bedarfsanfragen - Rücktrittsmanagement und Neuallokation - Dokumentation des Allokationsprozesses - Endgültiges Netzausbauszenario - Bekanntgabe der Ergebnisse /Veröffentlichung - Beginn Ausbauprozess

Die Nachteile, die das *Open Season*-Verfahren birgt, stecken dagegen im Detail oder lassen sich aufgrund der bisher mangelnden Erfahrung lediglich vermuten. So schreibt die ERGEG für die Durchführung des Verfahrens zwar Transparenz, Nicht-Diskriminierung und Marktorientierung vor, doch ob dies durch die durchführenden Unternehmen tatsächlich befolgt wird, bleibt dahin gestellt. Fraglich ist in diesem Zusammenhang auch, ob die nationale Regulierungsbehörde, die laut GGPOS die diskriminierungsfreie Zuteilung der im Rahmen der Investition neu entstehenden Kapazitäten überwachen soll, dieser Aufgabe wirklich nachkommen kann.

Von der verbesserten Planungssicherheit profitiert in erster Linie der Investor, der bestimmte Mindestlaufzeiten an die Kapazitätsvergabe knüpft. Das Mengenrisiko bleibt bei den Abnehmern. Dies könnte für kleine oder sich neu im Markt befindliche Transportkunden ein Hemmnis sein, sich am Open Season Verfahren zu beteiligen und langfristige Kapazitäten zu sichern. So müssen im Rahmen des Open Season Verfahrens der E.ON GT beispielsweise mindestens 80 % der Kapazitätsbuchungen eine Vertragslaufzeit von mindestens 15 Jahren aufweisen und maximal 5 % der Buchungen dürfen eine Laufzeit von 5 Jahren unterschreiten. Dies könnte dazu führen, dass auch im Rahmen eines Open Season Verfahrens nur die etablierten Gasmarktakteure Kapazitäten erhalten. Somit ist die diskriminierungsfreie Zuteilung der Kapazitäten und die

dadurch bewirkte Förderung des Wettbewerbs, die als Vorteil des Open Season Verfahrens angesehen wird, mit einem Fragezeichen zu versehen. Die Implementierung eines möglichst liquiden Sekundärmarktes, auf dem Kapazitätsrechte von Transportkunden angeboten und nachgefragt werden können, könnte dieses Problem verringern.

1.8 GASSPEICHER

1.8.1 ARTEN VON GASSPEICHERN

Die Speicherung von Erdgas ist mit hohen Investitions- und Betriebskosten verbunden. Um die Leistungsfähigkeit von Gasspeichern zu vergleichen, werden das Lagervolumen und die Einspeise- und Entnahmekapazitäten herangezogen. Das totale Speichervolumen ergibt sich aus der Summe von nutzbarem, dem so genannten Arbeitsgas, und einer Gasmenge, die nicht nutzbar ist und im Speicher verbleibt, dem so genannten Kissengas. Der Wert einer Speichereinrichtung steigt, je größer der Anteil von nutzbarem Gas ist. Das zweite wichtige Kriterium ist die maximal mögliche Förderrate pro Zeiteinheit. Eine höhere Förderrate lässt flexibleres Handeln zu und steigert so den Wert einer Speicheranlage.

Ebenso wie Pipelines stellen Speichereinrichtungen große Investitionen für die Marktteilnehmer dar. Zusätzlich ist die Möglichkeit ihrer Einrichtung abhängig von der Existenz der geologischen Faktoren. Daraus resultiert, dass Gasspeicherstandorte oft eine große Diskrepanz zwischen ihrer besten ökonomisch denkbaren Position, d.h. nah an großen Abnehmern, und ihrer tatsächlichen Position aufweisen.

Es stehen diverse Speichertypen zur Verfügung, die sich in ihren jeweiligen technischen und ökonomischen Eigenschaften unterscheiden und somit für die verschiedenen Funktionen der Gasspeicherung unterschiedlich gut geeignet sind. Grundsätzlich kann Erdgas in überirdischen Gasbehältern, in Untertagespeichern und in begrenztem Umfang im Gasnetz selbst gespeichert werden. Eine großvolumige Gasspeicherung ist jedoch nur unter hohem Druck in Untertagespeichern oder verflüssigt bei extrem tiefen Temperaturen (LNG) möglich. Im Folgenden werden speichertechnische Großanlagen wie die Untertagespeicher vom Typus Poren- und Kavernenspeicher betrachtet, da die Möglichkeit von Übertagespeicherung und der Speicherung in LNG-Anlagen derzeit innerhalb Deutschlands gesamtwirtschaftlich vernachlässigbar ist.

Untertagespeicher sind in Deutschland als Hochdruckspeicher konzipiert und in der Regel an das Fernleitungsnetz angebunden. Als wichtigste Speicherarten sind Porenspeicher (Aquifer-Speicher und umgerüstete ehemalige Öl- oder Gasfelder) und Kavernenspeicher (Salz- und Felskavernen) zu unterscheiden. Bei Porenspeichern werden natürliche oder künstliche

Erdgaslagerstätten mit Gesteinsschichten, die ausreichend porös und durchlässig für Speicherezwecke sind, genutzt. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die wesentlichen ökonomischen Charakteristika der Untertagespeicher.

TABELLE 3: CHARAKTERISTIKA DER WESENTLICHEN SPEICHERARTEN

	Kavernenspeicher	Porenspeicher	
		Aquifere	Gas-/ Ölfelder
Größenordnung in D [Mio. m ³]	5 - 2.087	30 - 1.085	94 - 7.000
davon im Mittel	431	350*	1.381
Anteil Kissengas [%]	30	80	50
Ein- und Ausspeisung	hoch	niedrig	niedrig
Umschlagshäufigkeit p.a.	4 - 5	1	1
Investitionskosten			
- Arbeitsgas [€/m ³]	0,3 - 0,9	0,1 - 0,5	0,1 - 0,5
- Ausspeicher- leistung [€/(m ³ /d)]	2 - 14	10 - 50	10 - 50
Bauzeit (Jahre)	2 - 10	4	2

* im internationalen Vergleich sind Aquiferspeicherstätten oft wesentlich größer (bis zu 3 Mrd. m³)

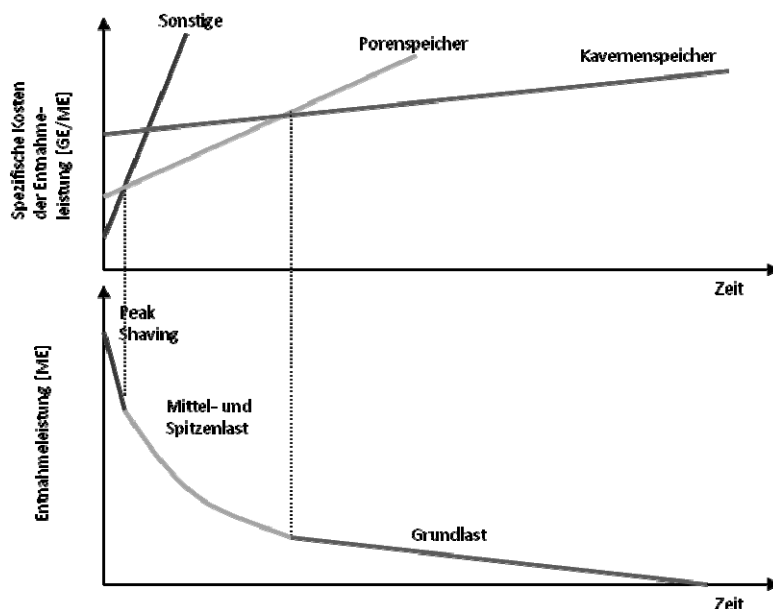
Quelle: Stronzik, Rammerstorfer und Neumann (2008)

Bei Aquiferen wird in den Gesteinsschichten Wasser durch eingepresstes Gas verdrängt. Wichtigste Eigenschaften für die Ein- und Ausspeicherfähigkeit sowie das Volumen sind die Porosität (bzw. Permeabilität) und die Tiefe des Speichers. Je höher die Permeabilität, desto weniger Einpress- und Entnahmesonden werden für die Speicherung benötigt, und je tiefer die Lagerstätte, desto größer das Speichervolumen und der Druck. Als optimale Tiefe für Porenspeicher werden derzeit 500-800 Meter angesehen. Porenspeicher werden aufgrund ihrer durch natürliche Fließwege im Porenraum des Gesteins bedingten Trägheit (im Vergleich zu Kavernenspeichern) bevorzugt für den saisonalen Ausgleich eingesetzt. Bei ökonomisch ausgerichteter Vermarktung samt Saldierungsmöglichkeiten können Porenspeicher aber prinzipiell auch zur kurzfristigen Arbitrage genutzt werden.

Kavernenspeicher zeichnen sich aufgrund ihres behälterähnlichen Charakters durch wesentlich höhere Abgabeleistungen aus, die zum Teil das Zehnfache der Porenspeicherung beträgt. Sie befinden sich in Gesteinsschichten (Felskavernen) oder in Steinsalzformationen (Salzkavernen) und werden durch einen bergmännischen Solprozess künstlich geschaffen. Das Speichervolumen von Kavernen ist in der Regel kleiner als das von Porenspeichern, deren Größe jeweils durch die Statik der Lagerstätte beschränkt ist. Daher werden häufig mehrere Einzelkavernen in unmittelbarer Nähe betrieben. Aufgrund der höheren Ein- bzw. Ausspeicherleistung in Relation zum Arbeitsgasvolumen sind Kavernenspeicher besonders gut für die „Mittellast“ und tageszeitliche Spitzenabdeckung geeignet, was zu einer höheren Umschlagshäufigkeit im Vergleich zu der des Porenspeichers führt. Der im Vergleich zum Porenspeicher ebenfalls relativ

niedrige Anteil von Kissengas führt zu niedrigeren Investitionskosten bei Kavernenspeichern, da das Kissengas gebundenes Kapital darstellt und insbesondere beim Porenspeicher i.d.R nicht wiedergewinnbar ist und somit als versunkene Kosten zu betrachten ist. Zur Bedienung der extremen Spitzennachfrage wird allerdings häufig auf die zeitliche Unterbrechung der Gaslieferung an Großabnehmer zurückgegriffen, welche die Möglichkeit haben, zu alternativen Energieträgern zu wechseln (z.B. Flüssiggas, Gas-Luftgemische oder Öl). Einen Überblick über Einsatzzweck und -reihenfolge der Speichertypen gibt Abbildung 3.

ABBILDUNG 3: AUFGABENZUORDNUNG DER WESENTLICHEN SPEICHERARTEN



Quelle: Grewe (2005).

1.8.2 FUNKTIONEN VON GASSPEICHERN

Die Möglichkeit, Produktion und Verbrauch von Gas mithilfe von Speichern zeitlich zu entkoppeln, unterscheidet die Gaswirtschaft fundamental von anderen Netzindustrien wie z.B. der Elektrizitäts- oder Telekommunikationswirtschaft. Allerdings ist im Vergleich zu den anderen Primärenergieträgern Kohle und Öl ein wesentlich größerer technischer Aufwand zur Bereitstellung von Gas notwendig. Unter einer Speicheranlage ist eine Einrichtung zur Speicherung von Erdgas, einschließlich des zu Speicherzwecken genutzten Teils von LNG-Anlagen (Liquefied Natural Gas), jedoch unter Ausnahme von Einrichtungen, die ausschließlich

Fernleitungsnetzbetreibern oder Gewinnungsanlagen bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind, zu verstehen.

Ein konstantes Darbietungsprofil wird aus der Notwendigkeit heraus erzwungen, das vorgeschaltete internationale Leitungssystem mit hoher zeitlicher Auslastung zu betreiben, um eine möglichst hohe Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Von daher kommt eine Auslegung des Ferntransportnetzes auf die Spitzenlast nicht in Frage. Importmengen sind demnach meist vertraglich auch fixiert und kurzfristig kaum veränderbar. Vor dem Hintergrund zunehmender räumlicher Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch durch zunehmende Importe (vor allem aus Russland) wird sich die mangelnde Flexibilität des Gasangebots eher noch verstärken. Aber auch Veränderungen der heimischen Förderraten sind aufgrund von Kapazitätsbandbreiten der Aufbereitungsanlagen nur begrenzt möglich. Auf der Nachfrageseite hingegen zeichnet sich Erdgas durch eine hohe Anwendungsvielfalt aus. Größtenteils wird es zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie zur Elektrizitätserzeugung genutzt. Während der Bedarf an Prozesswärme vor allem konjunkturell schwankt, ist der Bedarf an Gas zur Raumwärmeerzeugung stark negativ mit dem Wetter bzw. der Temperatur korreliert. Während das Gasangebot nun nicht ohne Weiteres veränderbar ist, fluktuiert die Gasnachfrage sowohl saisonal, wochentäglich als auch stündlich.

Der Gasmarkt muss in der Lage sein, den starken Fluktuationen der Gasnachfrage bei unflexiblen Gasangebot mit entsprechender Speichernutzung zu begegnen, um eine möglichst sichere und kostengünstige Befriedigung der fluktuierenden Nachfrage unter Einhaltung der technischen (Neben-)Bedingungen (z.B. Mindestdruck) zu gewährleisten.

Die Funktion des saisonalen Ausgleichs ergibt sich vor allem aufgrund der jahreszeitlichen Schwankungen infolge der Temperaturabhängigkeit vonseiten des großen Anteils an Heizgasabnehmern.

Neben dem saisonalen Ausgleich sind vor allem die Strukturierung der Lastprofile bzw. der Ausgleich kurzfristiger Nachfrageschwankungen Hauptfunktionen der Gasspeicherung. In Ergänzung zu diesem traditionellen Einsatz werden Speicher zunehmend auch unter spekulativem Aspekt bzw. zur Bezugsoptimierung betrieben. Jedoch spielt der Einsatz von Arbitragezwecken im deutschen Markt bisher eher eine untergeordnete Rolle. Neben der klassischen Pufferfunktion kommt der Speicherung zunehmend auch eine strategische Bedeutung zu. Bei einem zunehmenden Importanteil (2007 ca. 82%) steigt die Abhängigkeit von Lieferländern und damit die Importrisiken bzw. -schwankungen und nach der Diversifizierung des Bezuges bilden Speicher mit der Gewährleistung einer (zumindest zeitweisen) stetigen Versorgung einen wichtigen Faktor für die Versorgungssicherheit. Sie stellen quasi ein Back-up für ausfallende Leitungen dar. Die strategische Angebotssicherheit ist damit eine weitere Funktion der

Speicherung, spielt jedoch zur Etablierung eines funktionierenden Wettbewerbsmarktes eine weniger bedeutende Rolle.

Mit dem Speichereinsatz bzw. dem Belastungsausgleich werden eine erhöhte Auslastung bzw. geringer dimensionierte Leitungs- und Produktionskapazitäten erreicht. Der Speichereinsatz senkt demnach die Gesamtkosten des gaswirtschaftlichen Gesamtsystems durch eingesparte Transport- und Produktionskosten, die die entstehenden Speicherkosten kompensieren bzw. ein funktionierender Gasspeichermarkt dient dem kostenoptimalen Dimensionieren von Speicherleistung und damit indirekt auch der optimalen Dimensionierung von Leitungen und Produktionsanlagen.

1.8.3 REGULIERUNG VON GASSPEICHERN

1.8.3.1 RECHTLICHE GRUNDLAGEN

Den gesetzlichen Rahmen für den Zugang zu Gasspeichereinrichtungen bildet die Richtlinie 2003/55/EG, nach der sowohl der regulierte als auch der verhandelte Zugang zu Erdgasspeichern möglich ist. Aus dieser Wahlmöglichkeit für die Mitgliedstaaten ergibt sich eine heterogene Struktur der institutionellen Regelungen der europäischen Gasmärkte.

Die Umsetzung der europäischen Vorgaben ins deutsche Recht erfolgte mit dem Zweiten Gesetz zur Neureglung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Dabei sieht das EnWG – anders als beim regulierten Zugang zum Gasnetz – den verhandelten und damit unregulierten Zugang zu Speichern zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen vor. Die BNetzA hat allerdings bei den Speicherdienstleistungen weniger umfassende Befugnisse als im Netzbereich. Des Weiteren haben sich die europäischen Speicherbetreiber im April 2005 den sogenannten *Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators* (GGPSSO) verpflichtet, die zwar über die Regelungen des EnWG hinausgehen, allerdings freiwillig und rechtlich nicht bindend sind. Da sie allerdings von den europäischen Verbänden der Regulierer (ERGEG), Energiehändler (EFET), Speicherbetreiber (GSE) und der Gasindustrie (Eurogas) sowie der Europäischen Kommission und von Vertretern der Mitgliedsländer verabschiedet wurden, ist von einer breiten Akzeptanz auszugehen. Die wichtigsten Anforderungen an die Speicherbetreiber sind, dass Speicheranlagen sicher, zuverlässig und effizient zu betreiben sind, Kunden ein diskriminierungsfreier und transparenter Zugang gewährleistet wird, Informationen zu den Speicherkapazitäten zeitnah veröffentlicht werden und über Netzkopplungsvereinbarungen eng mit Netzbetreibern zusammenzuarbeiten ist. Als Speicherdienstleistungen sind anzubieten: erstens Speicherpakete (bundled services) aus Arbeitsgasvolumen, Entnahme- und Injektionsrate und zweitens entkoppelte Speicherkapazitäts-

ten (unbundled services). Diese Pakete sind sowohl langfristig als auch kurzfristig auf fester wie auch auf unterbrechbarer Basis anzubieten. Des Weiteren sind Maßnahmen für die Entwicklung des Sekundärmarktes, z.B. in Form von Handelsplattformen, zu treffen. Um künstliche Verknappungen von verfügbaren Speicherkapazitäten zu verhindern, sollen von den Speicherbetreibern Anti-Hortungs-Mechanismen (z.B. *Use-it-or-Lose-it*) eingeführt werden.

1.8.3.2 PRÜFUNG DES VORLIEGENS EINER MONOPOLISTISCHEN ENGPASSSITUATION

Die Grundidee der zur Identifikation von netzspezifischer Marktmacht entwickelten „Bottleneck-Theorie“ ist es, die monopolistische Engpassituation aufgrund von Bündelungsvorteilen in Kombination mit hohen irreversiblen Kosten von denjenigen, die durch aktiven oder potenziellen Wettbewerb gekennzeichnet sind, zu unterscheiden.

Traditionell werden natürliche Monopole als regulierungsbedürftig angesehen. Doch aus den Charakteristika von Gasspeichern lässt sich schließen, dass es sich bei Speichereinrichtungen nicht um ein natürliches Monopol handelt. Natürlich bestehen bei Großprojekten wie der großvolumigen Erdgasspeicherung erhebliche Fixkosten, die teilweise als versunken anzusehen sind. Allerdings werden Kavernenspeichern häufig bereits in Form mehrerer Einzelkavernen in unmittelbarer Nähe betrieben. Weiterhin dürfte die Nachfrage nach Speicherdienstleistungen in den nächsten Jahren ansteigen, was die Möglichkeit von Marktzutritten eröffnet.

Daher kann von ausgeschöpften Bündelungsvorteilen ausgegangen werden und im relevanten Bereich besteht keine Subadditivität in der Kostenstruktur. Auch die vermutete Irreversibilität der Investitionskosten wiegt nicht so schwer wie in anderen Netzbereichen. So können die Marktaustrittskosten dadurch begrenzt sein, dass die Speicherkapazitäten durch das naturräumliche Potenzial der Region begrenzt sind und vor dem Hintergrund steigenden Speicherbedarfs bereits erschlossene Speicher leicht weiterzuverkaufen sind. Darüber hinaus können sich in absehbarer Zeit alternative Verwendungsmöglichkeiten für die Speichertätigkeit ergeben wie beispielsweise die diskutierte Langzeitlagerung von CO₂. Somit ist von genügend potenziellen Bietern auszugehen.

Doch selbst wenn entgegen den vorherigen Ausführungen relevante Größen- und Verbundvorteile bestehen, ist das keine hinreichende Begründung für eine natürliche Monopolstellung. So ist von einem angreifbaren Markt auszugehen, wenn potenzieller Wettbewerb besteht. Darunter wird der Fall verstanden, wenn Anreize für derzeit nicht produzierende Unternehmen bestehen, in den Markt des natürlichen Monopols einzutreten. Dieses ist auf dem Gasspeichermarkt durch eine große Anzahl potenzieller Wettbewerber gegeben, die relativ schnell in den Markt eintreten könnten, da sie bereits über die entsprechende Technologie verfügen bzw. diese kostengünstig erhalten könnten. Als Beispiel sind hier ehemalige Gas- oder Ölförderer, große

Industrieunternehmen oder Eigenleistung der Händler oder Versorger zu nennen. Dieses Drohpotenzial ist umso höher, je geringer die Irreversibilität der Kosten ist.

1.8.3.3 PRÜFUNG DES VORLIEGENS EINER WESENTLICHEN EINRICHTUNG

Eine Infrastruktur ist als wesentliche Einrichtung (*Essential Facility*) zu bezeichnen, wenn sie unabdingbar ist, um Kunden zu erreichen und/oder Wettbewerbern die Durchführung ihrer Geschäftstätigkeit zu ermöglichen, am Markt aber nicht anderweitig vorhanden ist und objektiv mit wirtschaftlich zumutbaren Mitteln nicht neu geschaffen werden kann. Obwohl Speicher wichtige Funktionen übernehmen, können sie nicht als wesentliche Einrichtung nach GWB § 19 (4) angesehen werden. Zum einen ist wie bereits vorab diskutiert von der Möglichkeit der Duplizierung auszugehen. Hohe Investitionskosten sind kein hinreichendes Argument gegen die Errichtung eigener Einrichtungen. Zum anderen ist ein von der vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufe unabhängig operierender Speicheranbieter auf eine Benutzung Dritter angewiesen. Übergangsmöglichkeiten bestehen z.B. in einer Kapazitätsversteigerung. Außerdem ist der Speichermarkt zwar ein konzentrierter, aber kein monopolistischer Markt.

Um darüber hinaus die Substitutionsmöglichkeiten aufzuzeigen, sollen die verschiedenen Wettbewerbsformen im Speicherbereich abgegrenzt werden. So konkurrieren Speicher zum einen gegen Speicheranlagen anderer Anbieter auf gleicher, vor- und nachgelagerter Wertschöpfungsstufe. Zum anderen unterliegen sie aber auch einem indirektem Wettbewerb gegenüber flexiblen Bezugsverträgen und der Abdeckung von Bezugsspitzen durch alternative Energieträger. Zur Strukturierung des Gasbezugs kann der Erdgaslieferant zwischen den Alternativen oder einer Kombination aus ihnen wählen. Demnach muss sich ein Speicherbetreiber außer dem Wettbewerb mit anderen Speicherbetreibern auch dem Wettbewerb durch flexible Bezugsverträge sowie dem Wettbewerb durch Substitution der Spitzenlast stellen.

1.8.3.4 MARKTMACHT

Bei der Betrachtung der in Tabelle 4 aufgeführten Marktanteile von im deutschen Speichermarkt vertretenen Unternehmen wurde zur Vereinfachung Deutschland als ein Marktgebiet betrachtet und die Kennzahlen wurden sowohl für die heute bestehende als auch für die zukünftig erwartete Situation nach Realisierung der geplanten Speichervorhaben ermittelt.

TABELLE 4: MARKANTEILE IM DEUTSCHEN SPEICHERMARKT

Betreiber	Anteil heute	Anteil zukünftig	Konzentrationsmaße			
			heute	zukünftig	Schwelle	
WINGAS	0,22	0,18				
E.ON	0,2	0,26	CR1	0,22	0,26	0,33
ExxonMobil/BEB	0,16	0,13	CR3	0,58	0,57	0,5
VNG	0,12	0,09	CR5	0,81	0,76	0,66
RWE	0,11	0,1	HHI	1479,08	1478,31	1.800
EWE	0,06	0,07				
GDF	0,02	0,08				
andere	0,1	0,1				

Quelle: Stronzik, Rammerstorfer und Neumann (2008).

Tabelle 5 zeigt das Arbeitsgasvolumen von Untertagespeicheranlagen nach Betreibergesellschaften.

TABELLE 5: ARBEITSGASVOLUMEN VON UNTERTAGESPEICHERANLAGEN NACH BETREIBERGESELLSCHAFT

Betreibergesellschaft	verwendete Speicherarten			max. Arbeitsgasvolumen	Anteil
	Öl/ Gasfeld	Salz- ka- verne	Aquifer		
AVACON AG Bereich Gastransport	X			40	0,2%
BEB Transport und Speicher Service GmbH	X	X		2.317	12,1%
E.ON Hanse GmbH		X		117	0,6%
E.ON Ruhrgas AG	X	X	X	3.394	17,7%
E.ON Thüringer Energie AG	X			52	0,3%
EEG-Erdgas Erdöl GmbH		X (x)		60	0,3%
EWE AG		X (x)		1.086	5,7%
ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH	(x)	X		204	1,1%
Gasag Berliner Gaswerke AG			X	1.000	5,2%
Gas-Union GmbH		X		128	0,7%
Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	X			547	2,9%
GHG Gasspeicher Hannover GmbH		X		142	0,7%
IVG Logistik GmbH, Etzel GL		X		560	2,9%
RWE Dea Speicherbetriebe Bayern	X			1.900	9,9%
RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH		X (x)	X	1.005	5,2%
Saar Ferngas AG			X	105	0,5%
Stadtwerke Kiel AG		X		74	0,4%
SWB Norvia		X		75	0,4%
Verbundnetz Gas AG	X	X (x)	X	2.173	11,3%
WINGAS GmbH	X	(x)		4.200	21,9%
Gesamt				19.179	

Quelle: IGU (2006).

Durch die geplanten Speichervorhaben verändern sich die bestehenden Marktverhältnisse nur geringfügig. Erwähnenswert ist, dass die WINGAS mit derzeit nur einem Speicher einen Marktanteil von 22% hat, was auf die besondere Größe des Speichers in Rehden (4,2 Mrd. m³) zurückzuführen ist. Anhand der Kennzahlen lässt sich der deutsche Speichermarkt als moderat konzentriert einstufen. Zwar liegen der CR3 (Marktanteil der drei größten Unternehmen) und der CR5 leicht über dem im deutschen Kartellrecht verwendeten Schwellenwert (§ 19 (3)), der Hirschmann-Herfindahl-Index (HHI), der von der Europäischen Kommission häufig zur Bewertung von Marktverhältnissen (in Anlehnung an die amerikanische Antitrust-Gesetzgebung) herangezogen wird, liegt allerdings deutlich unter dem Schwellenwert.

1.8.3.5 ERGEBNISSE DER LEGITIMATIONSPRÜFUNG

Es handelt sich bei der Gasspeicherung folglich weder um ein natürliches Monopol bzw. einen monopolistischen Bottleneck, noch um eine wesentliche Einrichtung und selbst die Marktkonzentration auf dem isoliert betrachteten Markt der Speicherbetreiber ist noch im Rahmen. Ähnliche Einschätzungen sind z.B. bei Thomas (2007) und Dörband (2005) zu finden, die im liberalisierten Gasmarkt nur den Betrieb des Transport- und Verteilnetzes als natürliches Monopol – mit partiellen Ausnahmen beim Ferngasnetz – ansehen, die Speicherung somit als wettbewerbsfähig einstufen. Ähnlich sehen es Alvermann und Wallbrecht (2005), die den verhandelten und nicht regulierten Speicherzugang aufgrund eines effektiv vorhandenen sowie potenziellen Wettbewerbs als angemessen.

Den Ergebnissen konträr gegenüber steht z.B. die Arbeit von Stronzik, Rammerstorfer und Neumann (2008), welche die Funktionsfähigkeit des Speichermarktes aufgrund der Existenz von Arbitragemöglichkeiten negativ beurteilen, allerdings gleichzeitig darauf verweisen, dass es für eine direkte Analyse des deutschen Marktes bisher keine ausreichenden Daten gebe. Ebenfalls zu anderen Einschätzungen kommen Fredebeul-Krein und Vogel (2006), die eine Regulierung in Deutschland fordern.

1.9 FUNKTIONSFÄHIGKEIT DES GASMARTKTES

1.9.1 ANZAHL DER MARKTGEBIETE

Die angeführten Vorteile eines Entry-Exit-Modells gegenüber dem Kontraktpfadmodell kommen erst bei einer geringen Anzahl von Marktgebieten zum Tragen. Andernfalls würden die bei marktgebietsübergreifenden Transport anfallenden Buchungen von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten an den jeweiligen Netzkoppelpunkten zu einer Annäherung an das transportpfad-

abhängige Punkt-zu-Punkt Modell führen. Ebenso reduziert jede Marktgebietsseparation die Liquidität an den einzelnen VP, wodurch die effiziente Allokation des Gutes Erdgas beschränkt wird. Deshalb intendiert das Gesetz die Schaffung eines einzigen Entry-Exit Gebietes für Deutschland. (§ 20 Abs. 1b Satz 7 und § 112 Nr. 6 EnWG). Wissend, dass dies auf Grund von Unterschieden bei der Gasqualität, teilweise vorhandenen Netzengpässen aber auch wegen historisch gewachsener Eigentumsverhältnisse äußerst schwierig ist, erlaubt der Gesetzgeber die Bildung von Teilnetzen (§ 20 Abs.1b Satz 5 EnWG). So gab es bei der Einführung des Entry-Exit-Modells in Deutschland 19 Marktgebiete.

Diese Zahl konnte auf gegenwärtig 12 verringert werden und es ist damit zu rechnen, dass sich die Anzahl der Marktgebiete zum 1.10.20098 weiter reduziert. Eine weitere Zusammenlegung von Netzen wird angestrebt.

Eine Verringerung der Marktgebiete geht jedoch mit einer geringeren buchbaren Kapazität bzw. einer Einschränkung der freien Zuordenbarkeit der Ein- und Ausspeisekapazitäten einher. Dies sei an einem simplen Beispiel außerhalb der Gaswirtschaft verdeutlicht:

Möchten zwei Kinobetreiber („marktgebietsaufspannende Netzbetreiber“), die jeweils 5 Kinosäle („Ein- und Ausspeisepunkte“) mit jeweils 100 Plätzen („Kapazität“) zur Verfügung haben, am jeweiligen Kinoeingang Karten mit garantiert freier Film- bzw. Saalwahl verkaufen („freie Zuordenbarkeit“), können beide trotz der insgesamt 1000 vorhanden Plätze nur jeweils 100 Karten verkaufen, weil sie damit rechnen müssen, dass alle Kunden in dem selben Saal innerhalb eines Kinos Platz nehmen wollen. Schließen sich die beiden Kinobetreiber zu einem Kino („Marktgebiet“) zusammen, können sie insgesamt nur noch 100 Karten verkaufen, die „buchbare“ Kapazität reduziert sich folglich von 200 auf 100.

Außerdem erhöht sich die Wahrscheinlichkeit von Engpässen innerhalb eines Marktgebiets, da nicht alle ehemals getrennte Netze gleich gut physisch verbunden sind. Ein Engpass in einem Marktgebiet liegt außerhalb des Handelssystems und muss auf andere Weise vom Netzbetreiber ausgeglichen werden. In diesem Fall geben die Preise an den virtuellen Handelspunkten die wahre Knappheitssituation nur verzerrt wieder, da die Kosten für das Engpassmanagement innerhalb eines Marktgebiets nicht in ihnen enthalten sind. Es ist daher eine Abwägung zwischen einer höheren Liquidität eines Handelsplatzes und der Abbildungsgenauigkeit des Handelssystems notwendig.

1.9.2 LANGFRISTVERTRÄGE

Der Eintritt von Händlern in den deutschen Gasmarkt wird durch langfristige Lieferverträge zwischen Ferngasunternehmen und Weiterverteilern behindert. Solche langfristigen Lieferver-

träge umfassen häufig die gesamte Bedarfsmenge und teilweise einen Lieferzeitraum von 25 Jahren. Die hierdurch erreichte Marktabschottung bewirkt, dass den kurzfristigen Gasmärkten in großem Ausmaß Liquidität entzogen wird und sich somit wettbewerbliche Strukturen nur sehr langsam herausbilden. Waren solche Verträge in den Anfangszeiten der Gaswirtschaft, einer Phase schneller Expansion und damit verbundenen Risiken vertretbar, kann diese Phase bei bestehenden Pipelines und geringerer Spezifität durch den TPA heute als weitgehend abgeschlossen betrachtet werden. Ein Ausnahmefall ist der Bau von neuen Pipelines, der in Kapitel 1.7 erläutert wurde.

Diesem Umstand Rechnung tragend, entschied das BKartA, dass zukünftig Verträge mit einer Bedarfsdeckung von 50 bis 80 Prozent eine Laufzeit von vier Jahren nicht überschreiten dürfen. Verträge mit einer Bedarfsdeckung von über 80 Prozent dürfen gar eine Laufzeit von zwei Jahren nicht überschreiten. Immer noch problematisch sind die bereits bestehenden Langfristverträge. Ein unter anderem vom BNE gefordertes Gas-Release-Programm ist allerdings unter eigentumsrechtlichen Gesichtspunkten als fragwürdig zu beurteilen und wurde bisher auch nur durch EON Ruhrgas durchgeführt. Dieses Gas-Release-Programm war als Auflage an die Fusion von EON und Ruhrgas geknüpft.

1.9.3 BÖRSENHANDEL

Am 3. Juli 2007 wurde an der Energiebörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig erstmalig Gas gehandelt. Bislang beschränkt sich das Angebot der EEX auf die H-Gas Marktgebiete von BEB und E.ON Gastransport (EGT), die zusammen etwa 60 Prozent des deutschen H-Gas-Marktes abdecken. Auf dem Spotmarkt ist ein kontinuierlicher Handel auf Basis von Tages- und Wochenendkontrakten möglich. Im Terminmarkt können börsentäglich Monatsfutures, Futures für die nächsten sechs Monate, die nächsten sieben Quartale sowie die nächsten sechs Jahren gehandelt werden.

Auf dem Spotmarkt wurden seit Beginn des Jahres 2008 bis zum April im Marktgebiet von E.ON ein Volumen i.H.v. 179 GWh gehandelt, im BEB-Marktgebiet lediglich 5 GWh gehandelt. Demnach deutet das in Deutschland gehandelte Gasvolumen noch nicht auf einen funktionierenden Markt hin. Auch der Handel mit Futures ist in den beiden deutschen Marktgebieten sehr unterschiedlich stark ausgeprägt. Während im BEB-Marktgebiet in diesem Jahr noch nichts gehandelt wurde, beträgt das Handelsvolumen im EGT-Gebiet 1,4 Mio. MWh. Da die deutsche Gasbörse bislang noch ein relativ geringes Handelsvolumen aufweist, kann derzeit noch nicht von einem wettbewerblichen Markt ausgegangen werden. Ein Grund dafür ist sicherlich, dass das Angebot lediglich auf die H-Gas- Marktgebiete von E.ON und BEB begrenzt ist. Nach Ansicht der Monopolkommission kann der Aufbau eines börslichen Handelsplatzes in Deutschland nur ein gewisses Wettbewerbspotenzial entfalten, wenn es bundesweit insgesamt nur noch zwei

Marktgebiete entsprechend der beiden unterschiedlichen Gasqualitäten H- und L-Gas gibt. Inwieweit der Börsenhandel von Gasprodukten auf den Wettbewerb im deutschen Gasmarkt einwirkt, ist folglich zu diesem Zeitpunkt, in Anbetracht des nicht einmal 12-monatigen Bestehens des deutschen Börsenhandelsplatzes für Gas, noch nicht möglich.

1.9.4 SEKUNDÄRMARKT FÜR KAPAZITÄTSRECHTE

Gemäß § 14 GasNZV mussten die deutschen Gasversorgungsnetzbetreiber bis zum 1. August 2006 eine gemeinsame elektronische Plattform für den Sekundärhandel mit Kapazitätsrechten einrichten. Mit der Errichtung der *trac-x (Transport Capacity Exchange)* im Jahr 2005 wurde bereits eine gemeinsame Plattform für den Sekundärhandel geschaffen. Den Teilnehmern der *trac-x*-Plattform stehen zum Handel von Kapazitätsrechten ein Chiffre-, ein Auktions-, ein Such- sowie ein Sofortkauf-Verfahren zur Verfügung. Beim Auktionsverfahren erhält der Bieter mit dem höchsten Gebot den Zuschlag nach Ablauf der Angebotsfrist. Im Gegensatz dazu kommt der Vertrag im Sofortkauf-Verfahren unabhängig vom Ablauf der Angebotsfrist unmittelbar mit dem ersten Gebot zum Festpreis zustande.

Beim Chiffre- und beim Such-Verfahren ist der Anbieter bzw. der Suchende nicht zur Annahme des Angebots der Gegenseite verpflichtet. Ein rechtsgültiger Vertragsabschluss kommt somit erst mit der Zustimmung des Anbieters zustande. Die Entscheidungen über den Zuschlag basieren dabei folglich nicht auf objektiven Gegebenheiten, wie es bei einer Auktion der Fall ist. Dies kann zu diskriminierendem Verhalten führen und zudem eine effiziente Allokation der Kapazitäten verhindern.

LITERATURVERZEICHNIS GAS

- Alvermann, Anke, Wallbrecht, Joachim (2005).** *Aspekte - Quo vadis UGS? Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertageerdgasspeicher.* Erdöl Erdgas Kohle, Aufsuchung und Gewinnung Verarbeitung und Anwendung Petrochemie Kohlenveredelung. Organ der DGMK Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle und ÖGEW Österreichischen Gesellschaft für Erdölwissenschaften 121 (11), S. 384-5.
- Ajodhia, Virendra, Petrov, Konstantin, Scarsi, Gian Carlo (2003).** *Benchmarking and its Applications.* Zeitschrift für Energiewirtschaft 27 (4), S. 261-74.
- Aretz, Christoph, Tiling, Wolfgang (2007).** *Abrechnungsmanagement im neuen Gas-netzzugangmodell.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57 (11), S. 74-7.
- Averch, Harvey, Johnson, Leland (1962).** *Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint.* American Economic Review, Jg. 52, Nr. 6, S. 1052-69.
- Baumol, William, Panzar, John, Willig, Robert (1982).** *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure.* Harcourt Brance Jovanovich, San Diego.
- Bergschneider, Claus, Schumacher, Ralf (2004).** *Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven.* emw, Heft 2/04, S. 12-7.
- Böge, Ulf (2005).** *Gas-Langfristverträge: ein Instrument der Marktabschottung.* Wirtschaft und Wettbewerb, Jg. 55, Nr. 11, S. 1098 – 1103.
- Bohenschäfer, W., Lanhenke, C. (2008).** *Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung.* Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 32, Nr. 1, S. 30-6.
- Bothe, D., Lochner, S. (2008).** *Erdgas für Europa: Die ewiGAS2008 Prognose.* Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 32, Nr. 1, S. 23-9.
- Bothe, D., Seeliger, A. (2006).** *Erdgas – sichere Zukunftsenergie oder knappe Ressource?* EWI Working Paper Nr. 06/2.
- Böwe, A. et al. (2008).** *Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas – Vorschlag für ein Zielmodell.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58 (4), S. 38-40.
- Bundesnetzagentur (2008a).** Az. BK7-08-002 Festlegungsverfahren Ausgleichsleistungen Gas. URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13301.pdf> [12.03.2008].

Bundesnetzagentur (2008b). *Grundmodell der Bundesnetzagentur der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor, Regelungen Standardangebot, Entwurf.* URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13298.pdf> [14.04.2008].

Bundesnetzagentur (2008c). *Website der Beschlusskammer 7 – Netzzugang.* URL: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/60244ac783c7ab296e4d665db0d67111,0/Festlegungsverfahren_Lieferantenwechsel_Gas/Bilanzkreisvertrag_4hv.html [14.04.2008].

Bundesnetzagentur (2008d): *Ab Herbst 2008 nur noch acht Gasmarktgebiete.* Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 8.01.2008, Bonn.

Bundesnetzagentur (2008e): *Historie der Liberalisierung.* URL: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/50fa4487d38a6c54ba090eb3457d8b85,0/Allgemeine_Informationen/Historie_der_Liberalisierung_xc.html [10.04.2008].

Bundesnetzagentur (2008f). *Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.* URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12086.pdf> [14.04.2008].

Cerbe, Günter (2004). *Grundlagen der Gastechnik, Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung.* 6. Aufl., Carl Hanser Verlag, München.

Cornot-Gandolphe, S., Dickel, R. (2004). *Security of gas supply in open markets: LNG and power at a turning point.* IEA, Paris.

De Joode, J., van Oostvoorn, F. (2007). *Investing in gas and electricity corridors in Europe – An analysis of the investment conditions.*
URL: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2007/e07064.pdf> [07.04.2008].

Cremer, Helmuth, Gasmi, Farid, Laffont, Jean-Jacques (2003). *Access to Pipelines in Competitive Gas Markets.* Journal of Regulatory Economics, Jg. 24, No. 1, S. 5-33,

Däuper, Olaf, Lokau, Bernhard (2005). *Der Markt für Gas (empirische Darstellung).* Zenke, Ines, Schäfer, Ralf (Hrsg.), Energiehandel in Europa Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate, S. 35-56, München.

Däuper, Olaf (2004). *Mehr Wettbewerb im Gasnetz? – Eine Bestandsaufnahme zur Ausgestaltung der Regulierung des Gasnetzzugang.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54, Nr. 3, S. 204 – 8.

Dürr, Dietmar (2008). *Anreizregulierung mit Schönheitsfehlern – eine kritische Würdigung der Verordnung.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen Nr. 1/2 (2008), S. 44-8.

Ebrecht, Caspar (2004). *Netzzugang in der Gaswirtschaft,* Schriftenreihe für Energie und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V., Bd. 10, 1. Auflage, Baden-Baden.

Elpass, Maximilian (2007). *Die Verordnung der Anreizregulierung: Chancen und Probleme.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen Nr. 6, S. 8-11.

Elsenbast, Wolfgang, Nick, Wolfgang, Boche, Steffen (2008): *Benchmarking von Verteilnetzbetreibern.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen Nr. 1/2 (2008), S. 40-3.

EnWG (2005). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung,* Service der Juris GmbH

E.ON Gastransporte AG & Co. KG (2008). *Open Season 2008.*

E.ON Gastransporte AG & Co. KG (2008b). *Open Season 2008.*

URL: <http://www.eon-gastransport.com> [19.04.2008].

Europäische Kommission (2003). *Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG.*

European Commission (2007). *Energy Corridors. European Union and Neighbouring Countries.*

URL: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/energy_corridors_en.pdf [14.04.2008].

European Regulators Group for Electricity and Gas (2008). *Draft Guidelines on Article 22 – An ERGEG Public Consultation Paper.*

URL: <http://www.energy-regulators.eu> [14.04.2008].

European Regulators Group for Electricity and Gas (2007). *ERGEG Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures.*

URL: <http://ec.europa.eu/energy/gas/> [27.03.2008].

European Regulatory Group for Electricity and Gas (2005). *GGPSSO Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators.*

URL: <http://www.ergreg.org> [30.04.2008].

Fest, Claus, Hügging, Thomas, Drees, Michael (2007). *Bilanzkreisabweichungen und Flexibilitätsprodukte im Zweivertragsmodell der Gaswirtschaft.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, Heft 8, S. 46-9.

Flakowski, Sven (2003). *Die erschöpfbare Ressource Erdgas,* LIT-Verlag, Münster.

Fredebeul-Krein, Markus; Vogel, Erika (2006). *Underground storage facilities in the German natural gas market: A need for access regulation to ensure competition?*, ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft 30, S. 257-70.

Grewe, Joachim (2005). *Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung. Eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt.* Sonderpunkt Verlag, Münster.

Growitsch, Christian, Rammerstorfer, Margarethe (2008). *Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt.* WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Diskussionsbeitrag, Nr. 303, Bad Honnef.

Hewicker, Christian, Kesting, Stefanie (2007). *Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas im Rahmen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und des darauf aufbauenden Gasnetzzugangsmodells.* Kurzbeschreibung des vorgeschlagenen Modells im Auftrag der Bundesnetzagentur vorgelegt von KEMA Consulting GmbH.

URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12004.pdf> [07.03.2008].

Hewicker, Christian, Kesting, Stefanie (2008). *Start der Diskussion zur Ausgestaltung des künftigen Regel- und Ausgleichsenergiesystems für den deutschen Gasmarkt*, ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 1, S. 3- 12.

Hirschhausen, Christian von, Beckers, Thorsten (2004). *Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland: Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb?*, DIW Discussion Papers, No. 440.

Hirschhausen, Christian von, Neumann, Anne, Rüster, Sophia (2007). *Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland*, ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 31, Nr. 3, S. 183-93.

Hüggling, Thomas, Drees, Michael, Fest, Claus (2006). *Aufgaben und Herausforderungen der Bilanzkreisführung in der Zwei-Vertrags-Variante – Teil 1*, e|m|w - Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 6, S. 14-8.

Jamasb, Tooraj, Politt, Michael (2000). *Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience.* Utilities Policy, Vol. 9, S. 107-30.

Jamasb, Tooraj, Politt, Michael (2002). *International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European Electricity Distribution Companies*, DAE Working Paper No. 0115, Cambridge.

Joskow, Paul (2005). *Regulation of Natural Monopolies*. Polinsky, Mitchell, Shavell, Steven (Hrsg.), Handbook of Law and Economics, Amsterdam.

KEMA (2007). *Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas im Rahmen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und des darauf aufbauenden Gasnetzzugangs-modells*, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, URL: www.bundesnetzagentur.de/media/archive/12002.pdf, Zugriff am 13.04.2008.

Kurth, Matthias (2006). *Systemstart für das neue Gasnetzzugangsmodell*, GWF - Gas/Erdgas, Jg. 147, Nr. 9, S. 482-484.

Monopolkommission (2006). *Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor!*, 16. Hauptgutachten, URL: <http://dip.bundestag.de/btd/16/024/1602460.pdf>, [06.03.2008].

Leuschner, Udo (2008). *Ab 1. Oktober 2008 nur noch acht Marktgebiete für Deutschland*, Energie-Chronik 080109, URL: <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/080109.htm> [29.03.2008].

Monopolkommission (2007). *Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung*, 49. Sondergutachten. URL: http://www.monopolkommission.de/sg_49/text_s49.pdf [06.03.2008].

Müller-Kirchbauer, Joachim et al. (2004). *Entry-Exit ante portas? – Aktuelle Entwicklung zum Gasnetzzugangsmodell für Deutschland*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 28, Nr. 3, S. 225 - 31.

Neubauer, Maik, Falke, Bernd: *Mehr Wettbewerb im deutschen Gasmarkt, Aufbau einer Gasbörse in Deutschland durch die EEX*, in: emw – Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, 2007, Heft 2, S. 12-15.

Neuhoff, K., von Hirschhausen, C. (2005): *Long-Term vs. Short-Term Contracts: A European Perspective on Natural Gas*, URL: <http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0505.pdf> [08.04.2008].

Neumann, A., von Hirschhausen, C. (2004): *Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 28, Nr. 3, S. 175-82.

Niederprüm, Matthias, Pickhard, Michael (2002). *German Natural Gas Market Deregulation: A Never Ending Story?* Esser, Cemens, Stierle, Michael (Hrsg.): Current Issues in Competition Theory and Policy, INFER (International Network for Economic Research) Research Edition Vol. 8, INFER Annual Conference 2002, Verlag für Wissenschaft und Forschung, Berlin.

- Ohmen, Stefan (2006).** *Das neue Gasnetzzugangsmodell – Umsetzung bei einem Verteilnetzbetreiber*, e|m|w Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb, Heft 4/06, S. 42-6.
- Paulun, Tobias, Maurer, Christoph, Haubrich, Hans-Jürgen (2007).** *Referenznetzanalyse für Strom- und Gasnetze*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 57, Nr. 12, S. 8-11.
- Pavel, Ferdinand (2007).** *Was bringt die Anreizregulierung? Eine modellbasierte Simulation für Stromverteiler in Deutschland*, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 31, Nr. 3, S. 220-9.
- Pedell, Burkhard (2007).** *Kein Anreiz ohne Risiko: Anmerkungen zur Anreizregulierungsverordnung*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 57, Nr. 10, S. 32-5.
- Piebalgs, Andris (2007).** *Der Energiebinnenmarkt muss jedem einzelnen EUBürger zugute kommen*, Rede auf dem High-Level-Workshop Energie, Berlin.
URL: <http://europa.eu> [30.04.2008]
- Prinz, Michael, Papanikolaou, Nikolaos, Albin, Jan (2007).** *Der deutsche Gasnetzzugang im europäischen Vergleich, Teil 1 – Das deutschsprachige Ausland*. e|m|w – Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 2, S. 6-11.
- Riechmann, Christoph, Rodgarkia-Dara, Aria (2006).** *Regulatorisches Benchmarking – Konzeption und praktische Interpretation*, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 30, Nr. 3, S. 205-19.
- Richmann, Alfred (2007).** *Regel- und Ausgleichensystem Gas – Eckpunkte*. Fach-vortrag beim internationalen Workshop der Bundesnetzagentur in Kooperation mit WIK „Regel- und Ausgleichensystem Gas – internationale Erfahrungen und (nationale) Perspektiven”.
URL: [www.vik.de /fileadmin/vik/Vortraege/vortrag_01_10_07.pdf](http://www.vik.de/fileadmin/vik/Vortraege/vortrag_01_10_07.pdf) [13.04.2008].
- RWE Transportnetz Gas (2007).** Preisblatt der RWE Transportnetz Gas GmbH vom 1.11.2007.
- RWE Transportnetz Gas (2007).** *Preisblatt der RWE Transportnetz Gas GmbH vom 01.11.2007*.
URL: <http://www.rwegasmidstream.com> [14.04.2008].
- Schaefer, Bernhard, Schönefuß, Stephan (2006).** *Anreizregulierung und Benchmarking der deutschen Strom- und Gasnetze*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, No. 3 (2006), S. 173-86.
- Schultz, Klaus-Peter, Westermann, Michael (2007).** *Die Durchführung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur – Planungen und offene Fragen*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 57, Nr. 10, S. 48-53.
- Shleifer, Andrei (1985).** *A theory of yardstick competition*. *Rand Journal of Economics*. Vol. 16, Nr. 3, S. 319-27.

Spanjer, Aldo (2008). *Do Article 22 exemptions adequately stimulate investments in European gas markets?* Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 32, Nr. 1, S. 46-51.

Stachus, Konstantin, Scherer, Ulrich, Quadflieg, Dieter, Sauer, Marco (2007). *Kriterien zur Bestimmung des Qualitätselements in der Anreizregulierung.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, Nr. 10, S. 20-5.

Stronzik, Markus, Rammerstorfer, Margarethe, Neumann, Anne (2008): *Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher.* WIK (Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste) Diskussionsbeitrag Nr. 305, Bad Honnef 2008.

Sedlacek, Robert (2007). *Erdgasspeicherung - Untertage-Gasspeicherung in Deutschland.* Erdöl Erdgas Kohle, Aufsuchung und Gewinnung Verarbeitung und Anwendung Petrochemie Kohlenveredelung, Organ der DGMK Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle und ÖGEW Österreichischen Gesellschaft für Erdölwissenschaften, 121. Jg. 2005, Heft 11, S. 384f.

Vaterlaus, Stephan (2007). *Effizienzanalyse als Bestandteil einer Anreizregulierung,* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, Nr. 10, S. 40-3.

Van Oostvoorn, F., Lise, W., De Joode, J. (2007). *Optimal gas corridors and infrastructure between EU and its neighbouring countries to secure supply in Europe: Analysis of needs and implementation.* URL: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2007/m07101.pdf> [07.04.2008].

Volz, Thorsten Michael (2005). *Das Unbundling in der britischen und deutschen Energiewirtschaft.* Frankfurt a. M.

Wagner, Ulrich, Igelspacher, Roman, Roth, Hans (2004). *Netzzugangsmodelle für Gas im Spannungsfeld von Technik und Handelsflexibilität.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54, Heft 9, S. 562-8.

Werthschulte, Stephan, Bruns, Marion, Paatz, Oliver (2007). *Stürmische Zeiten im Gasmarkt – Implikationen der Entscheidung zum Zweivertragsmodell für Händler und Netzbetreiber.* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, Nr.1, S. 48 – 50.

Wild, Jörg (2006). *Anreizregulierung der Strom- und Gasnetze.* Energie, Markt, Wettbewerb, No. 4 (2006), S. 11-16.

2 DER STROMMARKT

2.1 DER ENERGIETRÄGER STROM

Die Leitungsgebundenheit ist die erste grundlegende, physikalische Eigenschaft der elektrischen Energie. Zweitens „wählt“ der Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes und ist drittens kaum speicherbar. Insbesondere aus dem letzten Merkmal ergeben sich Probleme für den Einsatz von Elektrizität und den Netzbetrieb. Das wichtigste Ziel der Energieversorgung auf der technischen Ebene der Bereitstellung elektrischer Energie ist daher die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und -qualität. Um diesem Ziel gerecht zu werden, ergibt sich aus den Eigenschaften des Gutes Strom ein komplexes Anforderungsprofil an den Betreiber eines Übertragungsnetzes für Elektrizität. Zu diesen Anforderungen zählen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung, allgemein als Systemdienstleistungen bezeichnet.

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist flächendeckend in vier Regelzonen eingeteilt, wobei E.on Netz, EnBW Transportnetzgesellschaft, RWE Transportnetz Strom und Vattenfall Europe Transmission die Besitzer sind. Diese Netzgesellschaften sind Tochtergesellschaften der vier Verbundunternehmen E.on, RWE, EnBW sowie Vattenfall und sind jeweils innerhalb ihrer Regelzone verantwortlich für den Netzbetrieb. Die Verbundunternehmen sind über Tochtergesellschaften auf allen Wertschöpfungsstufen vertreten.

Das Übertragungsnetz stellt mit seinen einspeisenden Kraftwerken als Spannungsquellen und den Verbrauchern elektrischer Energie als Last einen Stromkreis dar. Aus diesem Grund können die oben beschriebenen Probleme physikalisch mit dem Energieerhaltungssatz erläutert werden, der besagt, dass die von den Spannungsquellen abgegebenen elektrischen Leistungen vollständig von den Verbrauchern aufgenommen werden müssen. Da eine Verringerung elektrischer Energie nicht durch einen gespeicherten Vorrat ausgeglichen werden kann und eine Überproduktion zu erheblichen Schäden im Netz führen würde, folgt aus diesen physikalischen Prämissen, dass immer eine genauso große Produktionskapazität vorgehalten werden muss wie maximal an Verbrauch zu erwarten ist.

Diesem Umstand muss der Kraftwerkspark in seiner Zusammensetzung gerecht werden, da die Stromnachfrage starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt. Die jeweiligen Nachfragebereiche werden durch die Zuschaltung entsprechender Kraftwerke abgedeckt, um zeitgleich Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten.

Die Relevanz des Leistungsbilanzausgleiches zwischen Erzeugung und Entnahme kann physikalisch mittels der Netzfrequenz als kennzeichnende Zustandsgröße für ein Wechselstromnetz erklärt werden. Elektrizität wird in Kraftwerken in der Regel durch Generatoren erzeugt,

die Dreiphasenwechselstrom herstellen. Dieser kann im Gegensatz zu Gleichstrom durch Transformatoren in der Spannung umgesetzt und somit bei hohen Spannungen mit geringen Verlusten über weite Strecken transportiert werden. Gleichzeitig ist es möglich, Wechselstrom mit relativ ungefährlichen Spannungen zum Endverbraucher zu führen.

Die allgemeine Netzfrequenz beträgt in Europa nach den Richtlinien der UCTE 50 Hz, wobei 1 Hz als 1/s definiert ist. Frequenzabweichungen sind physikalisch mit Leistungsbilanzungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch zu erklären. Wenn sich für den momentanen Bedarf nicht genügend Energie aktivieren lässt, z.B. durch den Ausfall von Erzeugungskapazitäten, sinkt die Netzfrequenz. Es herrscht ein Leistungsdefizit, da der momentane Verbrauch die erzeugte Leistung übersteigt. Dieses Defizit führt dazu, dass den Generatorwellen aller Maschinen im Netzgebiet mehr elektrische Energie entzogen als zugeführt wird. Dadurch kommt es zu einer Absenkung der Drehzahlen der Generatoren, die proportional zur Frequenz der erzeugten Wechselspannung ist. Umgekehrt kommt es zu einem Frequenzanstieg im Stromnetz, wenn ein Überangebot an Erzeugungskapazitäten Elektrizität ins Netz einspeist, für die im gleichen Zeitraum nicht genügend Last vorhanden ist. Beim Netzbetrieb ist die Frequenzhaltung von höchster Bedeutung, da Schwankungen im Extremfall bis zu großflächigen Zusammenbrüchen des Netzes führen können.

Um Netzzusammenbrüche und Verbraucherabschaltungen zu vermeiden, muss die Netzfrequenz innerhalb von der UCTE genau definierter Grenzen gehalten werden. Der zu haltende Sollwert liegt bei 50 Hz. Weiterhin wird zwischen drei Betriebszuständen - abhängig von der Höhe der Abweichung vom Sollwert - unterschieden. Bei Schwankungen unter 50 mHz wird der Betriebszustand als normal eingestuft. Liegt die Differenz zwischen 50mHz und 150 mHz, liegt ein gestörter Betriebszustand ohne größere Risiken vor. Überschreitet die Abweichung schließlich die Grenze von 150 mHz, besteht eine erhebliche Gefährdung des Netzbetriebes, die im Extremfall zum Zusammenbruch führen kann.

Diese Differenzen kommen aufgrund der fehlenden Speichermöglichkeit von Elektrizität dann zustande, wenn sich Erzeugung und Last im Ungleichgewicht befinden. Leistungsbilanzabweichungen dieser Art können sowohl durch stochastische Schwankungen und fehlerhafte Prognosen der Last, als auch durch technische (z.B. aufgrund von Kraftwerksrevisionen oder -ausfällen) und dargebotsbedingte Nicht-Verfügbarkeit (bei Kraftwerkstechnologien, deren Einsatzcharakteristik stark durch Fluktuation gekennzeichnet ist, wie z.B. Windkraftanlagen) der Erzeugung entstehen. Kommt es nun durch Differenzen in der Leistungsbilanz zu oben beschriebenen Frequenzabweichungen mit mehr als 50 mHz, so ist es die Aufgabe des ÜNB diese Abweichungen „auszuregeln“ und somit wieder die Sollfrequenz zu erreichen.

2.2 REGULIERUNGSBEDARF

Die Regulierung eines Marktes bedeutet einen Eingriff des Staates in den Wirtschaftsprozess und erfordert somit eine Begründung. Diese liegt vor, falls die Marktergebnisse wegen Wettbewerbs- oder Marktversagen ohne einen Eingriff des Staates ineffizient sind.

Der Regulierungsbedarf in Teilen der Wertschöpfungskette des Energiemarktes ergibt sich aus dem disaggregierten Regulierungsansatz. Jede Stufe der Wertschöpfungskette wird dabei in Bezug auf Marktmacht und Wettbewerbshindernisse analysiert. Die Wertschöpfungskette des Strommarkts setzt sich aus vier Stufen zusammen: Erzeugung, Transport und Verteilung sowie die Versorgung. Während in den Bereichen Erzeugung und Versorgung Wettbewerb grundsätzlich möglich ist, lässt sich eine Regulierung in den beiden Stufen Transport und Verteilung rechtfertigen. In diesen Ebenen ergibt sich nämlich eine netzspezifische Marktmacht dadurch, dass die Netze den Charakter monopolistischer Engpasseinrichtungen aufweisen. Voraussetzungen für eine monopolistische Engpasseinrichtung sind einerseits die Unverzichtbarkeit dieser Einrichtung zur Kundenerreichung und andererseits die Unmöglichkeit, diese mit angemessenen Mitteln zu kopieren (vgl. Exkurs im Kapitel 1.2).

Das Übertragungs- und Verteilernetz als Infrastruktur gelten wegen ihrer Funktionen für die Marktbeziehungen der Anbieter und Nachfrager als wesentliche Einrichtung und sind nicht durch andere Transportmittel substituierbar. Bei Planung, Bau und Wartung fallen sehr hohe Investitionskosten an, die sich nur über lange Zeiträume amortisieren und die wegen der geografischen Ortsgebundenheit und fehlenden Verwendungsalternativen im Fall einer Stilllegung irreversibel sind. Ein Anbieter kann wegen der Größen- und Systemvorteile die Netzleistung kostengünstiger anbieten als mehrere Anbieter. Der Bau eines Parallelnetzes wäre somit ökonomisch nicht sinnvoll. Beim Übertragungsnetz liegen somit die Kriterien für eine wesentliche Einrichtung vor.

Beim Verteilernetz wird jedes Teilnetz für sich als örtliches natürliches Monopol angesehen. Die Folge sind marktmächtige Netzbetreiber, welche nicht durch potentielle Wettbewerber diszipliniert werden können. Durch Ausnutzung ihrer Marktmacht eröffnen sich so Möglichkeiten eines höheren Gewinns. Zusätzliche Diskriminierungsmöglichkeiten ergeben sich bei vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen. Von vertikaler Integration spricht man, wenn der Gütertransfer zwischen Unternehmen der Upstream- und Downstreamebene nicht über den Markt, sondern innerhalb bzw. unter der Kontrolle eines Unternehmens durchgeführt wird. Somit können solche Unternehmen das Netz als strategisches Gut benutzen, um insbesondere durch überhöhte Netzentgelte den Marktzutritt für Dritte zu behindern bzw. verhindern. Der Wettbewerb auf der vorgelagerten Erzeugerebene und der nachgelagerten Versorgungsebene kann eingeschränkt werden, indem die Anbieter durch nichtpreisliche Diskriminierung ihre Marktmacht im Monopol auf diese Stufen ausweiten.

2.3 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

2.3.1 DIE EU-BINNENMARKTRICHTLINIE 96/92/EG

Am 19.12.1996 wurde die EU-Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG für Elektrizität erlassen, die am 19.02.1997 in Kraft trat. Ab diesem Zeitpunkt hatten fast alle Mitgliedstaaten zwei Jahre Zeit, diese in nationales Recht umzusetzen. Ihre Ziele waren die Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes, die Erhöhung des Wettbewerbs und eine kostengünstige Versorgung mit Strom.

Die Richtlinie war ein Kompromiss zwischen den Mitgliedstaaten, weshalb die Ergebnisse hinter den ursprünglichen Erwartungen der Europäischen Kommission zurückblieben. Der gebildete Ordnungsrahmen enthielt bedeutsame Wahlmöglichkeiten bei der jeweiligen Umsetzung. Beispielsweise sah sie bei der Förderung des Wettbewerbs auf Erzeugerebene zwei Möglichkeiten vor, wobei sich beide nach objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien zu richten hatten. Einerseits das Ausschreibungsverfahren (*tendering procedere*), bei dem der Wettbewerb nur bei der Ausschreibung neuer Kapazitäten im Rahmen einer zentralen meist staatlichen Investitionsplanung stattfindet und andererseits das Genehmigungsverfahren (*authorization procedere*), bei dem die Kraftwerksneubauten nur einer staatlichen Genehmigung bedürfen.

Für die Förderung von Wettbewerb als besonders wichtig anzusehen war die Wahl des Netzzugangsmodells zu den Transport- und Verteilnetzen, da hierdurch die Problematik der Diskriminierung neuer Wettbewerber bei der Berechnung der NNE und beim Netzzugang durch die vertikal integrierten EVU behoben werden musste. Es bestand die Möglichkeit eines Netzzugangs auf Vertragsbasis, wobei hier zwischen dem regulierten und dem verhandelten Netzzugangsmodell unterschieden wurde. Bei beiden durfte der Netzbetreiber nur bei bestimmten technischen Ausnahmefällen den Netzzugang verweigern. Beim verhandelten Netzzugangsmodell wurden die Netznutzungsentgelte durch die Vertragsparteien, d.h. Netznutzer und Netzbesitzer verhandelt, beim regulierten Netzzugang durch eine zentrale Regulierungsstelle ex ante bestimmt.

Weitere Bestimmungen bezogen sich auf die Versorgungsebene. Die Öffnung für die Endkunden sollte hierbei in drei Schritten bis zum 19.02.2003 erfolgen. Es war auf der Versorgungsebene nur Wettbewerb für industrielle Großkunden vorgesehen, was hauptsächlich an den fehlenden zeitgenauen Zählern bei Haushaltskunden lag.

2.3.2 DAS ENWG 1998

Am 29. April 1998 wurde das Gesetz zur Neuregelung des EnWG in Deutschland verabschiedet. Um die Wettbewerbsbedingungen auf der Erzeugerebene zu verbessern, setzte sich in Deutschland wie auch in vielen anderen Mitgliedsländern das Genehmigungsverfahren durch. Der diskriminierungsfreie Zugang wurde im § 6 EnWG verankert, der zusammen mit dem § 19 Abs. 4 Nr. 4 des novellierten GWB vom 01.01.1999 eine rechtliche Grundlage für die jeweiligen Netznutzungsinteressenten darstellte.

Als Netzzugangsmodell fand im Gegensatz zu allen anderen Mitgliedstaaten der verhandelte Netzzugang Anwendung. Deutschland wollte hiermit dem Aufwand der massenhaften Verhandlung von Netzzugangsfällen, wie sie bei einem regulierten Netzzugangsmodell erwartet wurden, entgegen. Die Verbände der leitungsgebundenen Energiewirtschaft und der großen Netznutzer waren die Verhandlungspartner. Das BKartA bekam die Stellung einer ex post Aufsichtsbehörde zugeschrieben.

Jedoch gab es bei der Umsetzung des EnWG keine Trennung zwischen dem Verteilnetz und der Versorgung. Aus diesem Grund bestand für viele Endkunden, die am Verteilnetz angeschlossen waren, keine Möglichkeit den Versorger frei zu wählen.

2.3.3 DIE VERBÄNDEVEREINBARUNGEN

Die Wahl Deutschlands, sich als einziger EU-Mitgliedstaat für den verhandelten Netzzugang zu entscheiden, führte zur Entwicklung der „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“. Am 22. Mai 1998 wurden die vom BDI, VIK und VDEW entwickelten objektiven und transparenten Regeln für den Netzzugang als Schnittstelle zu den regulierungsbedürftigen monopolistischen Engpasseinrichtungen festgelegt. Um eine einvernehmliche Beilegung von Meinungsverschiedenheiten zu gewährleisten, wurde eine unabhängige Schlichtungsstelle eingeführt, deren Beschlüsse jedoch keine rechtlichen Folgen hatten und der in der praktischen Umsetzung wenig Bedeutung zukam.

Die Hauptintention der Verbändevereinbarung war, Empfehlungen und Rahmenbedingungen vorzugeben, um individuelle Netzentgeltverhandlungen zu erleichtern. Die Netzentgeltberechnung war hierbei entfernungsabhängig und hing von der Luftlinienentfernung zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt ab. Dabei war für jede einzelne Transaktion bzw. Durchleitung zwischen diesen beiden Punkten eine vertragliche Regelung zu treffen. Es sollten die tatsächlichen Kosten der jeweiligen Netzbetreiber zuzüglich einer vertretbaren Marge gedeckt werden. Um die Umsetzung der Vereinbarungen bezüglich des Netzzugangs zu vereinfachen, führten die beteiligten Verbände im Juli 1998 den sogenannten *Grid Code* und im Mai 1999 den *Distribution*

Code ein, die vereinfachte technische und betriebliche Regelungen beinhalteten. Zusätzlich hierzu fand der *Metering Code* Anwendung, der Mindestanforderungen für die Gestaltung der Messung und der Datenübertragung beinhaltete.

Der *Distribution Code* war die erste Reaktion auf die anhaltende Kritik an der sehr komplexen ersten Version der Verbändevereinbarung. Als nachteilig wurde die Entfernungsabhängigkeit der Netzentgeltberechnung angesehen. Sie war weder physikalisch, noch ökonomisch oder ökologisch begründbar und sorgte dafür, dass die potenziellen Anbieter für den Kunden eingeschränkt wurden. Hierdurch wurden die vertikal integrierten EVU vor Wettbewerbern geschützt.

Weitere Kritik erwuchs aus der Tatsache, dass die Zusammenfassung von Kunden, um Durchmischungsvorteile erreichen zu können, nicht ermöglicht wurde und dass die allgemeine Höhe der Netznutzungsentgelte generell zu hoch ausfiel. Die komplexe Netzentgeltberechnung trug zudem dazu bei, dass die Verbändevereinbarung I (VV I) als nicht wettbewerbsfreundlich anzusehen war.

Die durch die VV I ausgelösten Rechtsstreitigkeiten führten eine Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung. Am 13.12.1999 wurde die zweite Version als „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelte für elektrische Energie“ (VV II) für die folgenden zwei Jahre beschlossen und trat am 01.01.2000 in Kraft. Zur Vereinfachung der Netzentgeltberechnung wurde die entfernungsabhängige Berechnung zu Gunsten einer vereinfachten Durchschnittsberechnung abgeschafft. Die Netznutzungsentgelte wurden anschlussorientiert berechnet. Die Spannungsebene der Stromentnahme war dabei der entscheidende Faktor, wobei alle überlagerten Spannungsebenen über ihn abgegolten wurden („Briefmarkentarif“). Des Weiteren wurde zur Berechnung der Quotient aus den gesamten Netzkosten und der Jahreshöchstlast des jeweiligen Netzes herangezogen. Multipliziert mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor konnten die Netznutzungsentgelte in DM/kW pro Jahr erhoben werden. Hauptintention war dabei die Öffnung des Netzes für kleinere Kunden sowie die Ermöglichung von kurzfristigen Lieferungen, was der Entstehung von Strombörsen dienen sollte. Um die Transparenz der Netzentgeltberechnung zu erhöhen, musste jeder Einzelkunde neben dem Stromliefervertrag, Netzanschluss- und Netznutzungsverträge abschließen.

Eine weitere wichtige Neuerung war die Einführung von Bilanzkreisen, die jeweils innerhalb so genannter Regelzonen jedes Übertragungsnetzbetreibers gebildet werden konnten, um Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen für mehrere Entnahmestellen zu saldieren, womit die Netznutzer nur die Verantwortung für die Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch im Saldo übernehmen mussten. Im Zuge der Bilanzkreise wurden standardisierte Lastprofile für Kleinkunden eingeführt, ohne dass dabei die kostspielige

Beschaffung eines Lastzählers notwendig war. Dies führte zu erheblichen Vereinfachungen und zu erhöhtem Wettbewerb auf der Versorgerebene. Die Einführung von Handelszonen innerhalb Deutschlands zwischen Nord und Süd und die dabei anfallende Entrichtung von 0,125 Ct/kWh, falls der virtuelle Stromtransport diese Grenze überschritt, wurde zwar eingeführt, jedoch am 01.07.2000 wieder abgeschafft, als das BKartA bekannt gab, einer Fusion von RWE und VEW nur zustimmen zu wollen, falls auf diese Transportkomponente (T-Komponente) verzichtet würde.

Am 01.01.2002 löste die VV II+ die VV II ab. Diese beinhaltete nur geringfügige Veränderungen zur Vorversion. Eine einschneidende Veränderung konnte jedoch durch den Kalkulationsleitfaden der Anlage 3 erreicht werden. Dieser beinhaltete das so genannte Vergleichsverfahren, wonach die jeweils geforderten Netznutzungsentgelte der Netzbetreiber miteinander verglichen wurden. Die Aufteilung erfolgte dabei anhand von 18 Strukturklassen. Dabei konnte von Seiten des Netznutzers eine Überprüfung durch eine unabhängige Schiedsstelle auf Rechtmäßigkeit eingeleitet werden, falls die Entgelte eines Netzbetreibers innerhalb seiner Strukturklasse im Mittel zu den höchsten 30% zählten. Ansonsten konnte, wie von der VV II+ gefordert, von einer elektritätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung gesprochen werden.

Die oben dargestellten Netzbetreiber, die im Zuge des Vergleichsverfahrens im Mittel geringe Netznutzungsentgelte verlangten, hatten jedoch den Anreiz, sie bis zur Preisobergrenze anzuheben, auch wenn keine Kosten vorlagen, die diese rechtfertigen konnten. Diejenigen, deren Netznutzungsentgelte im Mittel innerhalb ihrer Strukturklasse dem oberen Drittel zuzurechnen waren, mussten diese im schlechtesten Fall ex post bis zur Obergrenze absenken. Eine weitere Schwäche der VV lag bei der Rechtfertigung der Netznutzungsentgelte eines Netzbetreibers, falls ein Verfahren durch einen Netznutzer eingeleitet wurde.

Weiterhin sind die Preisfindungsprinzipien der VV II+ relevant, die auch ab 2003 im EnWG Anwendung fanden. Die hierfür verwendeten tatsächlichen Kosten und die Auslegung der kalkulatorischen Kosten boten für den Netzbetreiber viel Auslegungsspielraum gegenüber der unabhängigen Schiedsstelle oder einer kartellrechtlichen Untersuchung. Das von der VV II+ vorgesehene Schlichtungsverfahren mittels einer unabhängigen Schiedsstelle spielte dabei praktisch kaum eine Rolle, da nur die formalen Regeln der Einhaltung des Kalkulationsleitfadens berücksichtigt wurden. Die zahlreichen Rechtfertigungsverfahren zeigten dabei wenig Wirkung.

Auch die ex post Aufsicht des BKartA stieß nach einer gewissen Zeit an ihre Grenzen und wurde durch die kartellrechtlichen Normen nicht mehr ausreichend gedeckt, um entscheidend eingreifen zu können.

Viele Netzbetreiber kamen der Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte, die seit der VV I bestand, nicht nach. Dies war eine Folge der fehlenden rechtlichen Bindung und der teilweise fehlenden Identifikation der Netzbetreiber mit dem Verband, der ihn repräsentieren sollte. Dies

fürhte zu einer nachlassenden Transparenz und zu einer Steigerung des diskriminierenden Verhaltens seitens des Netzbetreibers. Diese Kritikpunkte verringerten die Möglichkeit von Wettbewerb und erschwerten einen diskriminierungsfreien Zugang zu den monopolistischen Engpasseinrichtungen des Stromsektors. Vorteilhaft war die flexible Gestaltung der VV zu sehen, da keine aufwendigen gesetzlichen Regelungen notwendig waren und die Möglichkeit bestand, Schwachpunkte schnell auszubessern.

Obwohl eine wettbewerbsorientierte Entwicklung der VV erkennbar war und die sinkenden Energiepreise durch mehr Wettbewerb auf der Erzeuger- und Versorgungsebenen seit dem Beginn der Selbstregulierung für eine derartige Regelung sprachen, zeichnete sich von Beginn an mit mehreren Verfahren des BkartA gegen Netzbetreiber, wie beispielsweise gegen den Stromversorger Bewag (heute: Vattenfall-Konzern), ab, dass eine derartige Selbstregulierung nicht zu den gewünschten Ergebnissen im Stromsektor führen konnte. Die schnell wieder sinkende Stromanbieterzahl ab dem Jahr 2000 schien gegen einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu sprechen.

Dies bestätigte die nicht nachlassende Kritik der Europäischen Kommission, die der VV seit ihrem Bestehen ein großes Potenzial für überhöhte Netznutzungsentgelte zugrunde legte. Die Netznutzungsentgelte deutscher Netzbetreiber lagen laut Studien um ca. 30% zu hoch und unterschieden sich untereinander um 100% und mehr. Zwischenzeitlich führten die deutschen Kartellbehörden über 20 Verfahren und über 200 Vorverfahren gegen Netzbetreiber. Das enorme Senkungspotenzial bestätigten dabei beispielsweise die Stadtwerke Düsseldorf, die ihre Netznutzungsentgelte gegenüber Haushaltskunden auf einen Schlag um 20% senken mussten.

2.3.4 DIE BESCHLEUNIGUNGSRICHTLINIE 2003/54/EG UND DAS ENWG 2005

Die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG vom 26.06.2003 war eine Reaktion auf den lahmen Liberalisierungsprozess in einigen EU-Mitgliedstaaten und der immer noch anhaltenden massenhaft bestehenden Diskriminierungsklagen gegen die Netzbetreiber. Die Bezeichnung entstand aus der Vorschrift, dass der 1996 beschlossene Stufenplan zur Einführung von Wettbewerb auf Versorgungsebene stark beschleunigt wurde. Danach sollte bis zum 01.07.2004 für alle Nicht-Haushalts-Kunden und bis zum 01.07.2007 für alle Kunden der Strommarkt geöffnet werden. Für Deutschland spielte dieser Beschluss aufgrund der schon eingeführten vollständigen Marktöffnung nur eine untergeordnete Rolle.

Weit bedeutender war für Deutschland die entfallende Möglichkeit eines verhandelten Netzzugangs, der seit 1998 durch die VV realisiert wurde. Es mussten ein ex ante Regulierungssystem und eine nationale Regulierungsinstanz bis zum 01.07.2004 eingerichtet werden. Der

Regulierungsgegenstand sollte der Netzanschluss, die Netznutzung und der Bereich der Ausgleichsleistungen sein. Für die Regulierung der Netznutzung bestand hierbei noch eine Wahlmöglichkeit zwischen der Methoden- und der Einzelentgeltregulierung. Bei der Methodenregulierung wird dem Netzbetreiber zugestanden, seine jeweiligen Netznutzungsentgelte genehmigungsfrei festzusetzen. Er muss jedoch die vom Staat zuvor festgelegten normativen und administrativen Vorgaben zur Berechnung einhalten. Die Preisaufsicht obliegt dabei im Einzelfall der zuständigen Regulierungsbehörde, die aufgrund eigener Initiative oder aufgrund von Beschwerden Dritter eingreifen darf.

Die Einzelentgeltregulierung setzt diese Methodenregulierung voraus, da zur Berechnung der Netznutzungsentgelte bestimmte Normen eingehalten werden müssen. Diese errechneten Preise müssen im zweiten Schritt ex ante von der zuständigen Regulierungsbehörde genehmigt werden. Die Entgeltberechnung unterliegt demnach bei der Einzelentgeltregulierung einer stärkeren Kontrolle.

Neben diesen Neuerungen, die speziell Deutschland betrafen, wurden verschärfte Vorgaben bezüglich des *unbundling* von vertikal integrierten EVU vorgelegt, welche die rechtliche, operationelle, informatorische und buchhalterische Ebene der Entflechtung betrafen. Dies empfand die Europäische Kommission für notwendig, um den massenhaften Netzzugangshinderungen Rechnung zu tragen.

Die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG machte es für Deutschland notwendig, eine Regulierungsbehörde zu bestimmen. Die Entscheidung fiel auf die damalige RegTP, die kurzfristig in REGTP umbenannt wurde, am 10.03.2005 jedoch den endgültigen Namen „Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen“ (BNetzA) erhielt. Am 13.07.2005 nahm sie mit dem Inkrafttreten des novellierten EnWG in Verbindung mit den Landesregulierungsbehörden ihre Regulierungstätigkeit auf. Sie ist eine selbstständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des BMWi. Ihre zentralen Aufgaben im leitungsgebundenen Stromsektor sind durch die Entflechtung und die Regulierung der Elektrizitätsnetze die Voraussetzungen für einen funktionierenden Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten zu schaffen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Gemeinsam mit dem BKartA bildet sie eine wettbewerbsrechtliche Missbrauchsaufsicht.

Neben der Bundesnetzagentur wurden Landesregulierungsbehörden errichtet. Ihr Tätigkeitsbereich beschränkt sich jedoch auf die Regulierung der Unternehmen, an deren Netz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind. Zudem darf das jeweilige Netz nicht über die Landesgrenzen hinausreichen. Sie besitzen zusätzlich die Möglichkeit, ihre Aufgaben durch die so genannte Organleihe an die BNetzA zu übertragen.

Zur Gewährleistung einer verbesserten Markttransparenz hat die BNetzA nach § 35 EnWG jährlich einen Monitoring-Bericht zu veröffentlichen. Der Schwerpunkt dieses Berichtes liegt bei der Prüfung, ob die Vorgaben durch das EnWG in der Praxis von den betroffenen Marktteilnehmern umgesetzt wurden.

Der Aufgabenschwerpunkt der Regulierungsbehörden lag seit ihrer Gründung bei der Einzelentgeltregulierung der Netznutzungsentgelte. Die hierfür vorerst eingeführte kostenbasierte Berechnung der Entgelte (ex ante) in Verbindung mit einem partiellen Vergleichsverfahren (ex post) wird dabei ab dem 01.01.2009 durch die Anreizregulierung abgelöst.

2.3.5 DAS EEG

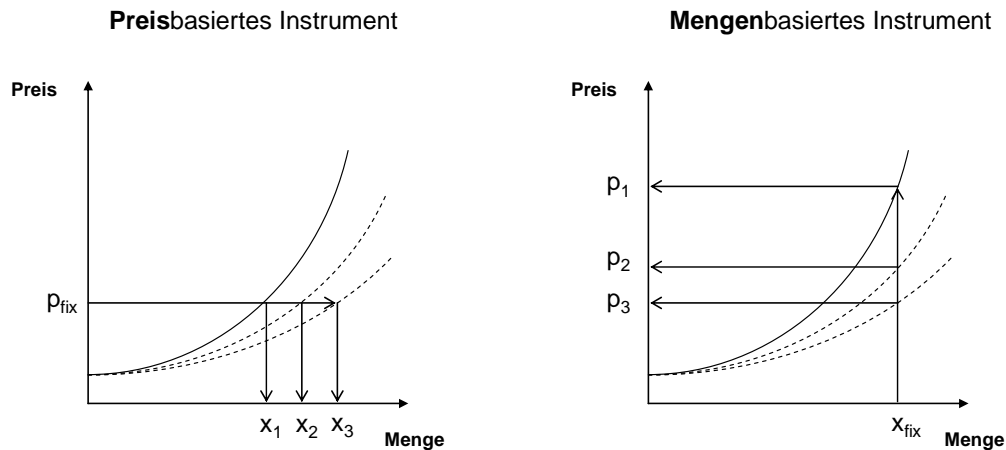
Ein entscheidender Anstoß zur Regelung der Einspeisung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien ist durch das StrEG vom 7. Dezember 1990, welches am 1. Januar 1991 in Kraft trat, eingeführt worden. Dieses Gesetz forderte eine Erhöhung der regenerativen Stromversorgung. Im Gegensatz zum heutigen EEG ist mit dem StrEG kein ausdrückliches Ziel formuliert worden. Im Jahr 1998 ist das StrEG durch das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts reformiert worden. Eine wichtige Änderung betraf die Biomasse, welche nun eine umfassende Förderung erhielt.

In der EU wird ein Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 auf 20 % angestrebt. Hierbei ist jedem Mitgliedsland der Einsatz der vorliegenden Förderinstrumente und -maßnahmen selbst überlassen. Es existieren Förderungsmöglichkeiten, die sich hauptsächlich in Form von preisbasierten Einspeisemodellen und Ökostrom-Angeboten sowie mengenbasierten Quotenmodellen und Ausschreibungsmodellen zusammenfassen lassen. Bei preisbasierten Modellen wird zusätzlich zwischen fixen und variablen Einspeisevergütungen unterschieden.

Fixe Einspeisevergütungen unterliegen festen Vergütungssätzen, variable Einspeisevergütungen basieren auf Bonus- und Prämiensystemen. Preisbasierte Einspeisemodelle fördern die regenerative Stromerzeugung über Preise, mengenbasierte Modelle steuern eine bestimmte Menge dieses Stroms an. Wie in den meisten Mitgliedstaaten der EU, wird auch in Deutschland ein preisorientierter Steuerungsmechanismus zur Förderung von erneuerbaren Energien eingesetzt. Dieses durch das EEG definierte Einspeisemodell schreibt den Netzbetreibern eine feste Abnahme- und Vergütungspflicht von erneuerbarem Strom vor. Bei preisbasierten Modellen wird ein Preis vorgegeben und die Menge bildet sich in Abhängigkeit von der Kostenfunktion am Markt, wohingegen mengenbasierte Modelle eine Menge festsetzen und sich der Preis abhängig von der Kostenfunktion bildet. Abbildung 4 verdeutlicht den Unterschied

zwischen preis- und mengenbasierten Modellen in Abhängigkeit von unterschiedlichen Kostenfunktionen.

ABBILDUNG 4: DIE FUNKTION VON PREIS- UND MANGENBASIERTEN MODELLEN.



Quelle: Held (2007).

Das EEG ist am 25. Februar 2000 vom Deutschen Bundestag verabschiedet worden und trat am 1. April 2000 in Kraft. Der Zweck des Gesetzes ist im § 1 EEG verankert, welches „im Interesse des Klima-, Natur und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung“ bewirken soll. Weiterhin zielt es auf eine Reduzierung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auf Grund der Einbeziehung externer Effekte ab, weshalb eine direkte Förderung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien notwendig ist. Eine umfassende Novellierung erhielt das EEG 2000 am 5. November 2003 durch das Bundesumweltministerium und das Bundeswirtschaftsministerium. Das am 1. August 2004 neu in Kraft getretene EEG 2004 verlangte u.a., dass die Höhe der Vergütungen für EE angepasst und die Effizianzorderungen der Anlagen erhöht werden. Die Richtlinie gemäß § 1 Abs. 2 EEG gibt weiterhin an, den Anteil der EE an der Stromversorgung im Jahr 2010 auf mindestens 12,5 % und im Jahr 2020 auf mindestens 20 % zu steigern.

2.4 NETZZUGANG UND NETZENTGELTE

Die Regulierung der Netzbetreiber erfolgt auf zwei Arten: Verhaltensregulierung über Netzentgelte und nichtpreisliche Strukturregulierung.

2.4.1 STRUKTURREGULIERUNG

2.4.1.1 KRAFTNAV

Durch die Vorschriften zum Netzanschluss (§§ 17 ff. EnWG) und zum Netzzugang (§§ 20 ff. EnWG) greift die Strukturregulierung direkt an den mit Diskriminierungsanreizen behafteten Schnittstellen zwischen dem Netzbetreiber und Erzeugern wie Versorgern an. Netzanschluss wie Netzzugang können demnach nur mit berechtigter Begründung verweigert und bei Verstößen mit Bußgeldern geahndet werden. Näheres zu § 17 EnWG regelt die KraftNAV vom 30.06.2007.

Die Behandlung von Kraftwerksanschlussbegehren ist leicht zu überwachen, wobei begründete Ablehnungen in ihren technischen und ökonomischen Ursachen aufgrund der Netzkomplexität allerdings teilweise schwierig nachvollziehbar sind. Die sich ergebenden Spielräume für den Netzbetreiber sind aber überschaubar. Diese Informationsasymmetrie kann durch Regulierung nicht beseitigt werden. Hierzu wären technische Innovationen nötig, die den Netzaufbau vereinfachen.

Die gleichen disziplinierenden Effekte sind aufgrund der Nachvollziehbarkeit und der drohenden Sanktionen auch im Bereich der Netzzugänge sowohl gegenüber Erzeugern als auch gegenüber Abnehmern anzunehmen.

Nach vollzogenem Netzanschluss und Netzzugang bestehen keine Diskriminierungsmöglichkeiten von Seiten des Netzbetreibers mehr, da sich der Fluss des eingespeisten Stroms im Netz weder kontrollieren noch nachverfolgen lässt.

2.4.1.2 UNBUNDLING

Netzbetreiber müssen rechtlich, organisatorisch und informationell von vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen entflochten sein. Die Vorgaben der Art. 10 und 15 der BundesRL Strom sowie der §§ 6ff, 8 Abs. 1, 9, 10 EnWG begründen allerdings ein gewisses Maß an Unabhängigkeit. So lässt § 8 Abs. 4 EnWG den Einsatz bestimmter gesellschaftsrechtlicher Instrumente „zur Wahrnehmung der wirtschaftlichen Befugnisse der Leitung des vertikal integrierten EVU und seiner Aufsichtsrechte über die Geschäftsführung des Netzbetreibers im Hinblick auf dessen Rentabilität“ zu.

Bei der rechtlichen Entflechtung kann die Gesellschaftsstruktur frei gewählt werden. Die Netze können der neuen Netzgesellschaft übertragen oder von ihr gepachtet werden. Die rechtliche Entflechtung bewirkt die Schaffung der grundlegenden Strukturen, die eine personelle und operative Entflechtung ermöglichen.

Nach der organisatorischen Entflechtung ist die Zugehörigkeit des Managements der Netzgesellschaft zur Unternehmensleitung ausgeschlossen, um die Handlungsunabhängigkeit des Netzbetreibers in Bezug auf das operative Geschäft zu gewährleisten. So sind Weisungsbefugnisse von anderen Gesellschaften bzw. einer übergeordneten Holding generell ausgeschlossen. Die Einflussmöglichkeiten beschränken sich auf grundsätzliche finanzielle Übereinkünfte wie ein Gewinnabführungsvertrag. Es existieren jedoch keine speziellen Regelungen für die Besetzung des Aufsichtsrates einer Netzgesellschaft noch für die Begründung der Abberufung des Vorstandes.

Durch die informationelle Entflechtung sind die betroffenen Unternehmen verpflichtet, Informationen über Dritte vertraulich zu behandeln, die Weitergabe von Informationen nicht selektiv vorzunehmen. Eine entsprechende Anpassung der informatorischen Prozesse wird vorausgesetzt. Mittelfristig ist zudem eine physische Trennung der Daten im IT-System erforderlich. Entscheidend ist, dass die Grundlage für Handlungsanweisungen ausgeräumt wird, welche durch zwischenmenschlichen Austausch, der in der Praxis durch die mangelnde Trennung der Räumlichkeiten wie der IT-Systeme und zudem durch Personalaustausch wie auch gezielten Dialog beider Parteien begünstigt ist.

2.4.1.3 EIGENTUMSRECHTLICHE ENTFLECHTUNG UND DER UNABHÄNGIGE NETZBETREIBER

Die möglichen Varianten der weitergehenden Entflechtung sind das von den EU-Organen favorisierte eigentumsrechtliche Entflechtung (*Ownership Unbundling*) und das alternative Modell des „unabhängigen Netzbetreibers“ bzw. *Independant System Operator (ISO)*.

Die bisherigen Regelungen zielen auf eine vollständige Trennung der zu den jeweiligen Stufen der Wertschöpfungskette gehörigen operativen Tätigkeiten. Die eigentumsrechtliche Entflechtung verlangt darüber hinaus die komplette Überführung des Eigentums an einen nicht in der Erzeugung oder dem Vertrieb von Elektrizität tätigen Eigentümer. Die Europäische Kommission hat sich mit der Effektivität der geltenden Entflechtungsregeln beschäftigt und im Januar 2007 eine Sektorenanalyse zur Untersuchung des Wettbewerbs auf dem Energiemarkt veröffentlicht. Darin werden Defizite des europäischen Elektrizitäts- und Gasmarkts bzw. Schwachpunkte der bisherigen Vorschriften sowohl beim Übertragungsnetz als auch beim Verteilernetz aufgezeigt, von denen die wichtigsten im Folgenden dargestellt werden sollen.

Durch die informatorische Entflechtung kann nicht wirksam unterbunden werden, dass weiterhin Informationen vom vertikal integrierten Netzbetreiber an die anderen Stufen der Wertschöpfungskette fließen. Die rechtlich getrennten Unternehmen haben ihre Sitze teilweise im selben Gebäude und einzelne Abteilungen (z.B. Rechtsabteilung) werden gemeinsam genutzt, so dass die Einhaltung der Regeln zur informatorischen Entflechtung schwer zu

kontrollieren sei. Der Bericht der EU stellt Beispiele dafür dar, dass es trotz Entflechtungsvorschriften nach wie vor Möglichkeiten zur Diskriminierung von Wettbewerbern gäbe. So hätten die integrierten Netzbetreiber den Anreiz, neuen Kraftwerken von nicht verbundenen Unternehmen keinen Anschluss an ihr Netz zu gewähren bzw. diesen zeitlich aufzuschieben, um keinen zusätzlichen Wettbewerb zu schaffen. Zudem mangle es ihnen am Anreiz zu wichtigen Investitionen in die Netze. Gerade bei Netzengpässen werde nicht wettbewerbsfördernd bzw. nicht im Interesse des Marktes in die Netze investiert.

Die EU kommt zu dem Ergebnis, dass die Möglichkeiten zur Diskriminierung und anderem wettbewerbsbehinderndem Verhalten durch die durchgesetzten Entflechtungsformen zwar verringert worden seien, aber die beschriebenen Probleme auf dem Strommarkt weiterhin existierten.

Die eigentumsrechtliche Entflechtung greift von allen Entflechtungsformen am stärksten in die Struktur eines Unternehmens ein. Die wettbewerbsfähigen Bereiche Erzeugung und Versorgung werden vom Netz als natürliches Monopol eigentumsrechtlich getrennt. Das Netz geht dabei wirtschaftlich und juristisch vollständig in die Hände neuer Eigentümer über. Nur der entflochtene Netzbetreiber ist in einem solchen Fall für Aufgaben wie Wartung und Instandhaltung der Netze, Investitionen zum Netzausbau etc. zuständig. Beteiligungen oder Rechte der Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen am Netzbetrieb oder des Netzbetriebs an diesen Unternehmen dürfen nicht mehr bestehen. Netzbetrieb und andere Ebenen der Wertschöpfungskette sind faktisch unabhängig.

Um die Vorschläge der EU ökonomisch bewerten zu können, werden im Folgenden die positiven und negativen Effekte einer solchen eigentumsrechtlichen Entflechtung sowie das Modell eines *Independent System Operators* betrachtet. Dabei wird als Referenzsituation vom aktuell geltenden Regulierungsregime mit den bisher geltenden Entflechtungsformen ausgegangen.

Durch die vollständige Trennung des Netzes als monopolistischen Bereich von den anderen Ebenen der Wertschöpfungskette sinken die faktischen Diskriminierungsmöglichkeiten und -anreize. Die Verknüpfung der Interessen zwischen der Ebene des Netzes und den anderen Ebenen ist aufgehoben und der Anreiz der Netzbetreiber, den Wettbewerbern keinen Anschluss an das Netz zu gewähren, verschwindet damit. Die Versorgungsunternehmen haben keine Möglichkeiten mehr, aus dem Netz Wettbewerbsvorteile gegenüber ihren Konkurrenten zu ziehen. Sie können das Netz nicht mehr strategisch zum Mittel der Quersubventionierung verwenden. Da ein solcher Missbrauch unmöglich wird, sinkt zumindest der Regulierungsaufwand.

Nach einer eigentumsrechtlichen Entflechtung hätte das Übertragungs- und Verteilernetz weiterhin die Eigenschaft des natürlichen Monopols, so dass der dann unabhängige Netzbetrei-

ber seine Handlungsoptionen als natürlicher Monopolist behält. Somit wäre eine Regulierung des Netzzugangs immer noch erforderlich.

Weil die Verhaltens- und die Strukturregulierung aufeinander abgestimmt sein sollten, bedürfte es bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung eventuell Anpassungen in der Verhaltensregulierung. Ein weiterer Nachteil ist, dass eine solche Maßnahme einen massiven Eingriff in private Eigentumsrechte darstellt und somit mit erheblichen verfassungsrechtlichen Bedenken verbunden ist. Juristisch müsste zunächst die Verhältnismäßigkeit geprüft und langwierige Gerichtsverfahren geführt werden. Bei einem Verkauf des Netzes würden hohe Entschädigungszahlungen erforderlich werden und es stellt sich die problematische Frage, wer neuer Eigentümer des Netzes werden soll, der Staat oder Private.

Als Nachteil sind zudem die Kosten der Umsetzung zu nennen, die bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung für die Neuordnung der Organisation der Unternehmen anfallen würden. So müssten die Unternehmen neue Investitionen in die Umsetzung der Regeln tätigen, kurz nachdem sie die jetzt geltenden Vorschriften in ihre Organisation übernommen haben.

Die EU schlägt als Alternativvorschlag zur eigentumsrechtlichen Entflechtung das Modell des „unabhängigen Netzbetreibers“ (ISO) als Maßnahme für mehr Wettbewerb auf dem Strommarkt vor. Der „System Operator“ (SO) stellt den Betreiber des Übertragungsnetzes dar und ist nach den bisher durchgesetzten Entflechtungsformen vom Eigentümer des Netzes, dem „Transmission Owner“ (TO), zu unterscheiden.

Die Aufgaben des unabhängigen Netzbetreibers sind Systemmanagement, kaufmännische Abwicklung, operativer Betrieb des Netzes und Netzentwicklung. Der Netzbetrieb wird dabei von der Erzeugung und Versorgung getrennt, sodass eine von den anderen Ebenen der Wertschöpfungskette unabhängige Netzgesellschaft entsteht. Diese übernimmt die Aufgaben des Netzbetriebes, wobei im Gegensatz zur eigentumsrechtlichen Entflechtung das ursprünglich vertikal integrierte Unternehmen Eigentümer des Netzes bleibt. Je nachdem, wie viele Aufgaben der ISO übernimmt, sind die Modelle „*deep ISO*“, „*operational ISO*“ und „*balancing ISO*“ zu unterscheiden. Beim „*deep ISO*“ werden dem ISO alle Entscheidungen und Verantwortlichkeiten übertragen, auch Investitionsentscheidungen, so dass dieses die stärkste Form der ISO-Modelle darstellt. Da diese als von der EU als bevorzugte Form anzusehen ist, soll sie Grundlage der folgenden Bewertung sein.

Zunächst ist festzustellen, dass durch den Verbleib des Netzeigentums beim Energieversorgungsunternehmen bei diesem Modell weniger rechtliche Bedenken als der eigentumsrechtlichen Entflechtung bestehen dürften. Weil jedoch der unabhängige Netzbetreiber die Verantwortung für die Aufgaben des Netzbetriebes trägt, greift er durch seine Entscheidungen in die Eigentumsrechte des Netzeigentümers ein.

Ein Vorteil des Modells könnten Chancen auf mehr Wettbewerb sein. Dadurch, dass die Entscheidungen über Netzanschlüsse neuer Kraftwerke und die dazu notwendigen Investitionen in diesem Modell nicht mehr der Netzeigentümer, sondern der unabhängige Netzbetreiber trifft, bestehen keine Anreize zur Diskriminierung beim Netzzugang neuer Kraftwerke. Er ist nicht mehr mit der Erzeugungsstufe verbunden und hat nicht mehr das Ziel, diese vor Wettbewerb zu schützen. Dagegen rückt für den unabhängigen Netzbetreiber das Ziel der Versorgungssicherheit in den Mittelpunkt. Um das Netz stabil zu halten, wird er sich um den Anschluss möglichst vieler Erzeuger an sein Netz bemühen. So könnte auch der wünschenswerte grenzüberschreitende Zusammenschluss der Netze erleichtert werden.

Allerdings besteht die Gefahr, dass der unabhängige Netzbetreiber die Kosten für den Netzanschluss niedrig ansetzt und auch solche Investitionen herbeiführt, die unwirtschaftlich sind. Dies wirft die Frage nach der Haftung für solche Investitionen auf. Der ISO hat nur geringes Vermögen und daher keine Haftungsmasse. Insofern besteht die Befürchtung, dass die Kosten als Folge dieser Investitionen in die Netzentgelte eingehen und damit letztlich dem Kunden aufgebürdet werden. Nachteil des Modells sind auch höhere Transaktionskosten und erschwerte Koordination durch die entstehenden Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und dem Netzeigentümer. Durch die Bildung eines ISO können Abstimmungsprobleme zwischen diesem und dem Besitzer des Netzes bei Investitionen ins das Netz sowie der Pacht für die Überlassung des Netzes auftreten. Die Investitionen in das Netz können sich zudem verzögern, da der unabhängige Netzbetreiber diese einerseits mit dem Netzeigentümer verhandeln und andererseits vom Regulierer für dessen Erlösobergrenzenrechnung bestätigen lassen muss. Wie bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung bleibt bei der Gründung eines unabhängigen Netzbetreibers das Netz ein natürliches Monopol. Die damit verbundenen Probleme sowie die Notwendigkeit einer Regulierung bleiben also auch hier bestehen.

2.4.2 VERHALTENSREGULIERUNG

2.4.2.1 NETZENTGELTE ÜBER KOSTENREGULIERUNG

Seit der Aufnahme ihrer Regulierungstätigkeit fußt die Kontrolle der Netznutzungsentgelte durch die BNetzA auf der kostenbasierten Regulierung. Dabei wird den Unternehmen auf die berichteten Kosten eine festgelegte Ertragsrate zugestanden. Die Netznutzungsentgelte werden dabei von der zuständigen Regulierungsbehörde überprüft, wobei für die Berechnung den effizienten Kosten eine bedeutende Stellung zukommt. Dabei handelt es sich um diejenigen Kosten, die bei der Existenz von Wettbewerb anfallen würden. Hiermit soll falschen Anreizen, die zu Überinvestitionen bzw. Überkapitalisierungen (Averch-Johnson-Effekt) führen können, entgegengewirkt werden.

Da es jedoch keine derartige wettbewerbliche Vergleichsmöglichkeit gibt, scheint diese Kostendefinition zu viel Auslegungsspielraum zu bieten. Aus diesem Grund wurden durch das Erlassen der Netzentgeltverordnung (NEV) am 25.07.2005 neue konkrete Vorgaben für die Kostenkalkulation gemacht und somit der Kalkulationsleitfaden der VV II+ abgelöst. Der Auslegungsspielraum blieb jedoch teilweise immer noch bestehen. Der Netzbetreiber hat hierbei zusätzlich die Pflicht, die jeweiligen Kostennachweise sechs Monate vor dem Inkrafttreten der Netznutzungsentgelte zu erbringen.

Zur Beurteilung der Kosteneffizienz kann die Regulierungsbehörde Kostenvergleiche zwischen den Netzbetreibern durchführen und die Resultate bei der Genehmigung der Entgelte berücksichtigen. Die Vergleiche finden für jede Netz- und Umspannebene getrennt statt. Um den strukturellen Unterschieden gerecht zu werden, werden sechs Strukturklassen unterschieden. Zum einen wird hierbei die Absatzdichte berücksichtigt, zum anderen zwischen alten und neuen Bundesländern unterschieden. Maßgebliches Kriterium für den Vergleich sind die Kosten pro Kilometer Leitungslänge. Die ermittelten Kostenkomponenten sind zunächst vollständig den in der StromNEV angegebenen Hauptkostenstellen zuzuordnen, die der Struktur der Übertragungs- und Verteilnetze nachempfunden sind. Durch Kostenwälzung erfolgt dann die Zuordnung der Hauptkostenstellen zu den Kostenträgern. Die Netzbetreiber bestimmen schließlich mittels einer Gleichzeitigkeitsfunktion die Netzentgelte für jede Netz- und Umspannebene bestehend aus einem Jahresleistungspreis und einem Arbeitspreis. Da die Kostenwälzung über alle Netzebenen durchgeführt wird, begleichen die Entgelte der Verbraucher die Nutzung der Netzebene, an welche sie angeschlossen sind, sowie aller vorgelagerter Netzebenen. Die so berechneten Daten sind der BNetzA zu übermitteln. Diese prüft die Angaben und ermittelt die genehmigungsfähigen Kosten.

Die genehmigten Netzentgelte sind Höchstpreise. Sie dürfen nur überschritten werden, wenn sich die Kosten eines Verteilnetzbetreibers durch höhere im Rahmen der Kostenwälzung von vorgelagerten Netzen überwältigte Kostenbeträge erhöht haben. Im Anschluss an das Genehmigungsverfahren werden die Preise wie auch die Ergebnisse der Genehmigungsverfahren von der BNetzA veröffentlicht.

Bis Ende 2006 wurden die Entgelte der vier großen Übertragungs- sowie die der großen Regionalnetzbetreiber überprüft. Dies führte zu einer Genehmigung von 75 Entgelten, wobei alle Netzbetreiber starke Kürzungen hinnehmen mussten. Bis zum 31.12.2007 waren alle Entgelte genehmigt worden. Dabei traten hohe Kostenunterschiede innerhalb der gebildeten Gruppen auf. So betrug der Maximalwert in der Gruppe Hochspannungsebene West Absatzdichte Mittel mehr als das 30-fache des Minimalwertes der Gruppe. Aufgrund der hohen Bandbreite der Werte innerhalb der einzelnen Gruppen schließt die BNetzA auf Ineffizienzen beim Netzbetrieb.

Die kalkulierten sechs Monate zur Bewältigung der Einzelentgeltgenehmigung konnten nicht eingehalten werden. Durch diese kostenbasierte Vorgehensweise entstand zwar sehr viel Arbeit auf beiden Seiten, die Kürzungen der Netznutzungsentgelte in der ersten Entgeltgenehmigungsrunde um ca. 2,4 Mrd. € bzw. bis zu 20% bewirkten jedoch, dass die Gefahr von unrechtmäßig hoch gesetzten Entgelten gesenkt wurde. Somit konnten die Chancen für mehr Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten verbessert werden. Neben dieser kostenbasierten Regulierung unterliegen die Netznutzungsentgelte einem partiellen Vergleichsverfahren, welches ex post angewandt wird. Dabei vergleicht die zuständige Regulierungsbehörde die erhobenen Entgelte, Erlöse oder Kosten der Netzbetreiber. Im Gegensatz zur VV II+ wurde die Vermutung bezüglich einer rationellen Betriebsführung auf die unteren 50% der jeweiligen Strukturklasse gesenkt.

2.4.2.2 NETZENTGELTE ÜBER ANREIZREGULIERUNG

Die kostenbasierte Regulierung wird ab dem 01.01.2009 durch die Anreizregulierung ersetzt. Die BNetzA legte hierfür am 30.06.2006 einen Bericht vor. Die Gründe des Methodenwechsels sind bei den Problemen der kostenbasierten Regulierung zu suchen. Neben der schon angesprochenen potenziellen Überkapitalisierung seitens der Netzbetreiber, spielen hierbei vor allem die geringen Anreize, Kostensenkungen voranzutreiben bzw. die individuelle Produktivität zu erhöhen, eine entscheidende Rolle.

Um diese Probleme beseitigen zu können, beruht das Konzept der Anreizregulierung der BNetzA auf der Entkopplung von Kosten und Erlösen. Dabei werden den regulierten Unternehmen Anreize gegeben, ihre Kosten zu senken bzw. ihre Produktivität zu steigern, indem für eine bestimmte Periode eine dynamische Erlösobergrenze (*revenue cap*) eingeführt und dem Netzbetreiber zugestanden wird. Dabei werden die Erlöse nicht wie bei der kostenbasierten Regulierung direkt den veränderten Kosten angepasst, sondern die jeweilige Höhe der Produktivität sorgt dafür, dass die kosteninduzierten Gewinne vom Netzbetreiber eingehalten werden dürfen. Je größer die Rationalisierungsanstrengungen, desto höher ist der Gewinn.

Nach den jeweiligen Perioden findet eine Anpassung der Erlösobergrenze statt, indem die Netznutzungsentgelte den Kosten des Netzbetreibers angepasst werden und somit auch die Netznutzer von den Produktivitätsgewinnen profitieren. So ergibt sich im Idealfall eine Situation, in der sowohl der Netzbetreiber als auch der Netznutzer gewinnen.

Im April 2007 wurde die Anreizregulierungsverordnung vom Bundesrat verabschiedet. Ab 2009 soll innerhalb zweier Regulierungsperioden von jeweils fünf Jahren versucht werden, die Ineffizienzen der Netzbetreiber abzubauen. Danach soll in einer zweiten Stufe der Anreizregulie-

rung im Jahr 2019 eine Yardstick-Competition angestrebt werden, welche ein System des reinen Vergleichswettbewerbs darstellt.

Die Erlösobergrenzen der Anreizregulierung werden auf Basis der in der zweiten Netzentgeltgenehmigungsrunde geprüften Kosten, bereinigt von den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, ermittelt. Dafür hatten die Netzbetreiber bis zum 01.07.2007 die von der BNetzA geforderten Genehmigungsanträge zu stellen. Jedes Unternehmen erhält dabei Effizienzvorgaben, die sich einerseits aus den allgemeinen Effizienzzielen, die in der ersten Regulierungsperiode auf 1,25% und in der zweiten Periode auf 1,5 % festgesetzt wurden. Andererseits beinhalten diese auch individuelle Effizienzziele. Zusammen korrigieren sie jährlich die Erlösobergrenze nach unten, wobei der jeweilige Verbraucherpreisindex die Erlösobergrenze jährlich um seinen Wert nach oben korrigiert. Die individuelle Effizienzkomponente wird durch die Extremwertmethoden *Data Envelopment Analysis* (DEA) und der *Stochastic Frontier Analysis* (SFA) berechnet, indem durch einen Effizienzvergleich der effizienteste Netzbetreiber berechnet wird und dieser dann in ein Effizienzverhältnis zu den anderen Unternehmen gesetzt werden muss. Zu Gunsten des ineffizienten Netzbetreibers wird dabei das für ihn günstigere Ergebnis beider Methoden zur Berechnung herangezogen. Der jeweilige Effizienzwert unterliegt dabei jedoch einer Effizienzuntergrenze, die mit 60 % veranschlagt wurde. Auch dem denkbaren Anreiz, auf Ersatzinvestitionen zu verzichten oder die Versorgungsqualität zu verringern, um die beeinflussbaren Kosten zu senken, wird entgegengewirkt.

Ab der zweiten Regulierungsperiode soll dazu ein Qualitätselement eingeführt werden, welches für Zu- oder Abschläge bei der Erlösobergrenze sorgen kann. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, bei getätigten Erweiterungsinvestitionen einen Investitionszuschlag auf die Erlösobergrenze zu erhalten. Zur Vereinfachung besteht für Netzbetreiber mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden die Möglichkeit eines vereinfachten Verfahrens, indem der Effizienzwert auf 87,5% und der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten auf 45% festgelegt werden kann.

Die neuen Anreize für Stromnetzbetreiber machen deutlich, dass die Anreizregulierung eine effizientere Regulierungsmethode als die seit 2005 angewandte Methode der kostenbasierten Regulierung darstellt. Jedoch werden, speziell von der Monopolkommission, einige Punkte bei der deutschen Umsetzung stark kritisiert. Zum einen wurde der allgemeine Effizienzfaktor der Branche durch den politischen Diskussionsprozess zu Gunsten der Netzbetreiber abgesenkt. Der von der BNetzA angestrebte und in einigen europäischen Vergleichsstaaten realisierte Wert zwischen 1,5-2% wurde auf 1,25% abgesenkt. Zudem ist der zuvor geplante Effizienzgrenzwert von 50% auf 60% angehoben worden, was sehr ineffizienten Netzbetreibern durch geringere individuelle Effizienzvorgaben Zusatzgewinne bescheren wird.

Der individuelle Effizienzwert wird zudem dadurch gedrückt, dass durch die Wahl des besten Wertes der Extremwertanalysen DEA und SFA, die sich Beobachtungen zufolge signifikant unterscheiden können, dem Netzbetreiber weitere Zugeständnisse gemacht werden. Die beeinflussbaren Kosten stellen in Relation zu den Gesamtkosten einen sehr geringen Anteil da, was die Effizienzerwartungen weiter senkt. Auch bleibt die Abgrenzung dieser Kosten sehr umstritten. In diesem Zusammenhang sollten Kosten wie die zu Monopolzeiten gewährten tarifvertraglichen und betrieblichen Vereinbarungen auch zu der beeinflussbaren Kostenkategorie zählen, um speziell in diesen meist sehr ineffizienten Bereichen Fortschritte einleiten zu können.

2.5 DIE PREISBILDUNG AM STROMMARKT UND DAS INVESTITIONSDILEMMA

2.5.1 DER OPTIMALE KRAFTWERKSPARK

Der Theorie folgend wird die Größe eines nationalen Kraftwerksparks und dessen Zusammensetzung aus verschiedenen Kraftwerkstypen im Wesentlichen durch das Anforderungsprofil der Nachfrage, sowie durch die gewünschte Versorgungssicherheit definiert. Der optimale Kraftwerkspark ist demnach diejenige Kombination von Kraftwerken, die die aus der Nachfrage abgeleitete Produktionsaufgabe zu minimalen Kosten befriedigen kann.

Je nach Primärenergieträger, der zur Umwandlung in elektrische Energie eingesetzt wird, und dem technologischen Stand weisen die verschiedenen Kraftwerkstypen unterschiedliche Kostenstrukturen auf. Vernachlässigt man technische Parameter wie An- und Herunterfahrzeiten, so lässt sich durch die Gegenüberstellung von fixen Kosten – zumeist Kapital- und Instandhaltungskosten – und variablen Kosten, die im Wesentlichen den Brennstoffkosten entsprechen, die Anzahl an Stunden berechnen, die ein bestimmter Kraftwerkstyp minimal bzw. maximal laufen muss, um ihn optimal einzusetzen. Unterstellt man vereinfachend eine Zuordnung der verschiedenen Kraftwerke in die Kategorien Grund-, Mittel- und Spitzenlast, so ergeben sich die im obigen Teil der Abbildung 5 dargestellten Zeitpunkte t_1 und t_2 als Grenzen des optimalen Kraftwerkseinsatzes. Durch ein Abgleichen der effizienten Nutzungsdauern der Kraftwerke mit der Jahreslastkurve lassen sich die Kapazitäten an Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ermitteln, die benötigt werden, um eine kostenminimale Befriedigung der Nachfrage zu gewährleisten.

Der optimale Kraftwerkspark

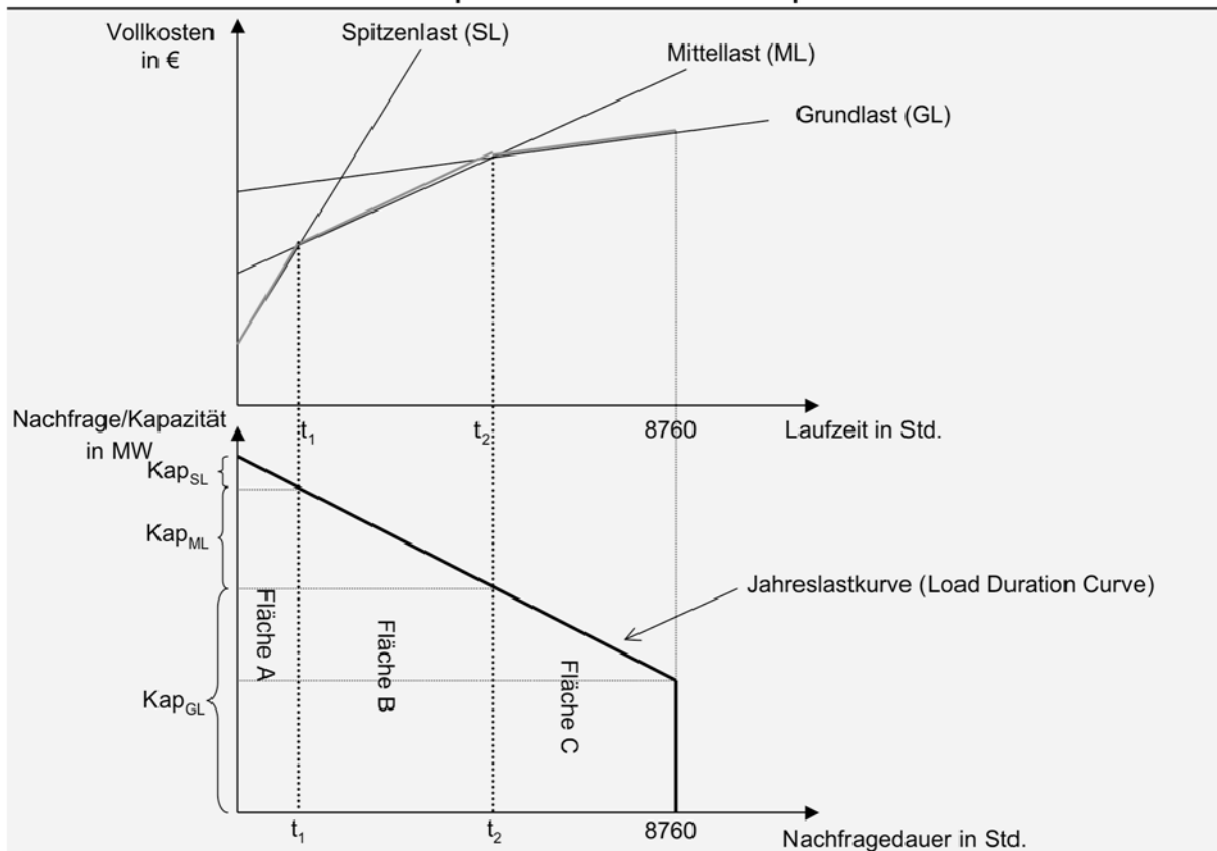


ABBILDUNG 5: DER OPTIMALE KRAFTWERKSPARK

Die Kosten des optimalen Kraftwerksparks setzen sich aus den fixen Kapazitätskosten der Kraftwerkskapazitäten und den variablen Kosten des Brennstoffverbrauchs zusammen. Nimmt man den zu einem bestimmten Zeitpunkt existierenden Kraftwerkspark als gegeben an, so sind die fixen Kosten des Kraftwerkbaus als versunken und damit bezüglich des Anbieterverhaltens als irrelevant anzusehen. Folglich sind lediglich die variablen Kosten entscheidungsrelevant, so dass sich die wettbewerbliche Angebotsfunktion auf dem Strommarkt – auch *Merit Order* genannt – durch die Anordnung der verschiedenen Kraftwerke nach der Höhe ihrer Grenzkosten unter Berücksichtigung von staatlichen Auflagen (*Must-run* Kapazitäten) bestimmen lässt. Integriert man nun die Nachfrage mit in die Graphik, so befindet sich der Strommarkt in einer simplifizierten Betrachtung im Wesentlichen in einem von zwei voneinander zu unterscheidenden Zuständen.

Den Großteil des Jahres geht die Nachfrage nach Strom nicht über die Kapazitäten des Kraftwerkparks hinaus, weshalb der Preis auf dem Spotmarkt (*Day-Ahead*-Markt) für Strom den kurzfristigen Grenzkosten des Kraftwerks entspricht, das gerade noch benötigt wird, um die aktuelle Nachfrage zu befriedigen. Dabei fahren alle Kraftwerke links vom Schnittpunkt der Angebots- und der Nachfragekurve so genannte inframarginale Gewinne ein, die dazu dienen Teile der Fixkosten inklusive der Kapitalkosten zu decken. Die Höhe der Deckungsbeiträge jedes einzelnen Kraftwerks, auch *spark spread* genannt, wird durch die Differenz zwischen aktuellem Spotpreis und den Grenzkosten des jeweiligen Kraftwerks bestimmt.

Der Preis in diesem ersten Szenario, also in einer Situation, in der Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, wird niemals über den Grenzkosten der Kraftwerke liegen, die benötigt werden, um die Spitzenlast zu befriedigen, so dass folglich diese niemals inframarginale Gewinne zur Vollkostendeckung erzielen.

Sowohl Joskow (2006) als auch Müller (2007) zeigen, dass die Unterdeckung des Systems bei Grenzkostenpreisen genau den annualisierten Fixkosten der Spitzenlastkraftwerke entspricht. Es bedarf also eines Szenarios, in dem eine Knappheitssituation entsteht, die dazu führt, dass die Großhandelsmarktpreise für Strom in ein paar Stunden des Jahres, so genannten *scarcity hours*, deutlich erhöht werden und durch die dann erzielten Knappheitsrenten eine Vollkostendeckung bei allen Kraftwerkstypen erreicht werden kann. Dieses Problem wird als Investitionsdilemma bezeichnet und wird detailliert in Kapitel 2.5.4 erläutert.

2.5.2 DER HANDEL AN DER EEX

Der Preis für Strom in Deutschland wird über den Termin- und Spotmarkthandel an der EEX gebildet. Der Preis an der EEX ist der Referenzpreis für alle *Over-the-Counter*-Verträge (OTC). Der Spotmarkthandel wird auch als *Day-Ahead*-Markt bezeichnet, der Terminmarkt lässt sich nach finanziellen und nicht-finanziellen Futures unterscheiden.

2.5.2.1 DER DAY-AHEAD MARKT FÜR STROM

Charakteristisch für den *Day-Ahead*-Markt ist, dass er auf Kauf- und Verkaufsgeboten jedes Handelsteilnehmers basiert. Die dort gehandelten Produkte werden nach ihrer Lieferdauer unterschieden. Als Basis dienen die Stundenkontrakte, welche für jeweils genau eine Stunde eines bestimmten Liefertages das Bezugsoder Verkaufsrecht verbrieft. Als Lieferort bietet die EEX neben den vier deutschen Regelzonen auch die österreichische Regelzone des Betreibers Austrian Power Grid an.

Das Volumen eines Stundenkontraktes beträgt genau 0,1 MWh und setzt sich aus der Lieferleistung, genau 0,1 MW, multipliziert mit der Lieferdauer, genau eine Stunde, zusammen.

Zum einen ermöglicht der Handel dieser Kontraktart den Energieunternehmen ein stundenge-
naues Gleichgewicht in ihrem Absatz- und Bezugsportfolio sicherzustellen, zum anderen besteht
auf Grundlage dieser Stundenkontrakte die Möglichkeit, Gebote für mehrere aufeinander
folgende Stunden mit konstanter Lieferleistung abzugeben. Diese Handelsvereinbarungen
werden daher Blockkontrakte genannt. Im System der EEX sind zur Vereinfachung bereits die
wichtigsten Blockkontrakte hinterlegt, so dass ein Handelsteilnehmer direkt Gebote auf diese
Kontrakte in das EEX Handelssystem abgeben kann.

Die angebotenen Produkte orientieren sich an der tagesspezifischen Lastverteilung, wobei der
Baseload- und der Peakloadkontrakt die zwei wichtigsten Produkte sind. Der Vorteil von
Blockkontrakten liegt darin, dass Kraftwerksüber- bzw. Unterkapazitäten direkt am Markt
angeboten bzw. nachgefragt werden können.

Der Handel ist an der EEX in die vier Handelsphasen Vorhandel, Haupthandel, Nachhandel und
Tagesendverarbeitung eingeteilt. Der Handel von Stundenkontrakten unterscheidet sich
allerdings von dem der Blockkontrakte, da der Handel von Stundenkontrakten auf Basis einer
zweiseitigen Auktion mit geschlossenem Orderbuch erfolgt, welche auf den Geboten der
Markttakteure basiert. Die Markttakteure haben die Möglichkeit, ihre Gebote bis zu vierzehn
Tage vor dem eigentlichen Erfüllungstag in das System der EEX einzugeben oder zu ändern. Dies
ist außer einen Tag vor der Erfüllung, an dem die Eingabe oder Änderung lediglich bis 12.00 Uhr
getätigt werden kann, täglich in der Zeit von 7.30 bis 20.00 Uhr möglich.

Im Vorhandel geben die Handelsteilnehmer ihre Gebote in Tabellenform für jede einzelne
Stunde in das System der EEX ein, wobei in der ersten Zeile die Preisstufen in €/MWh
festgehalten werden. Wichtig dabei ist, dass als Anfangspreis immer der Wert null und als
Endpreis immer der Wert 3000, der als maximaler Preis in €/MWh aus der Börsenrichtlinie der
EEX resultiert, in der Tabelle enthalten ist.

In der ersten Spalte sind die einzelnen Tagesstunden angegeben, welche den entsprechenden
Stundenkontrakt beziffern. Es ist zu beachten, dass in der gleichen Tabelle sowohl Kauforder,
gekennzeichnet durch ein positives bzw. kein Vorzeichen, als auch Verkauforder, gekennzeich-
net durch ein negatives Vorzeichen, enthalten sind, wodurch sich für jede Stunde individuelle
Preis- Mengenkombinationen bilden lassen. Diese Gebotsform wird auch preisabhängiges Gebot
genannt. Das Gegenteil stellt ein preisunabhängiges Gebot dar. Dies bedeutet, dass der
Markttakteur zu jedem Preis eine bestimmte Menge kaufen will, beispielweise da er zu dieser
Stunde über keine alternative Bezugsmöglichkeit verfügt.

Die entsprechenden Kaufs- und Verkaufspräferenzen des Markttakteurs ergeben sich aus seinem
individuellen Kraftwerkspark und den damit verbundenen individuellen Grenzkosten.

Der Haupthandel beginnt mit der Aufrufphase. Jeden Tag schließt die EEX die Aufrufphase für alle Stundenkontrakte des folgenden Tages um 12.00 Uhr, so dass keine weiteren Gebote mehr möglich sind. In der Zeit von 12.00 Uhr bis 12.15 Uhr erfolgt die Preismittlungsphase, in welcher, nach Zugang aller diskreten Preis-Mengentabellen, durch lineare Interpolation die Bildung linearer Angebots- und Absatzkurven, welche graphisch dargestellt werden können, stattfindet. Im Schnittpunkt der beiden Kurven liegt der *Market-Clearing-Price* der jeweils gehandelten Stunde, zu welchem der Strommarkt geräumt ist. Dies bedeutet, dass die nachgefragte Strommenge mit der angebotenen übereinstimmt.

Nach Abschluss der Preisermittlung und Bekanntgabe des *Market-Clearing-Price* haben alle Marktakteure die Möglichkeit innerhalb einer halben Stunde, der so genannten *Committal-Phase*, Einsprüche geltend zu machen. Die EEX akzeptiert allerdings nur Einsprüche gegen offensichtliche Fehler, welche sie selbst zu vertreten hat.

Nach Verstreichen der Einspruchsfrist folgt der Nachhandel, zu dessen Beginn es sofort zu realen Handelsverträgen zwischen den Marktakteuren einerseits und der EEX AG als Börsenträger andererseits kommt. Als Grundlage verschickt die EEX automatisch generierte Geschäftsbestätigungen.

Die Nachhandelsphase endet um 20.00 Uhr. Sollte es allerdings zu Problemen kommen, so dass für einzelne Stundenkontrakte die Preisbildung unmöglich war, so kann die EEX diese in eine erneute Aufrufphase führen. Als Konsequenz würde der Handelsablauf für die entsprechenden Kontrakte erneut durchlaufen.

In der abschließenden Tagesendverarbeitung erstellt die EEX interne Reports, betreibt Stammdatenpflege und ermittelt auf Basis der Market-Clearing-Prices aller 24 Einzelstunden verschiedene Indizes, die *Physical Electricity Indexes*, kurz PHELIX, als Referenzwerte. Unterschieden werden der PHELIX-Base und der PHELIX-Peak. Der PHELIX-Base ist das arithmetische Mittel aller 24 einzelnen Preise eines Tages. Der PHELIX-Peak bezieht sich dagegen nur auf die Zeit von 9.00 – 20.00 Uhr und beschreibt somit den Mittelwert der Spitzenlastzeit. Diese beiden Indizes stellen bilden die Grundlage für den EEX-Terminmarkt.

2.5.2.2 TERMINMARKT

Der EEX-Terminmarkt ist als fortlaufender Handel mit offenen Auktionen organisiert. Für das Zustandekommen von Geschäftsabschlüssen sind jeweils ein korrespondierender Kauf- und Verkaufsauftrag notwendig. Orders werden von den Börsenteilnehmern unter Angabe des Preises in €/MWh und der Anzahl der Kontrakte in das EEX-System eingegeben und je nach Handelsphase durch das System unverzüglich bzw. im Rahmen der Eröffnungsauktion auf ihre

Ausführbarkeit hin geprüft. Sofern einer Verkaufsoorder eine Kauforder mit gleichem oder höherem Preis gegenüber steht, werden die Orders als „ausführbar“ bezeichnet und zusammen geführt. Dies wird als Matching von Aufträgen bezeichnet. Die Börsenteilnehmer können ihre Futures und Optionen jederzeit schließen, wodurch diese „neutralisiert“ werden. Hat ein Börsenteilnehmer einen bestimmten Future gekauft, so kann er durch Eingehen einer Gegenposition im selben Future seine Position glattstellen. Das gegenseitige Verrechnen und Schließen der Positionen wird als Netting bezeichnet.

Sämtliche Order werden nach dem Preis-Zeit-Kriterium bearbeitet. Kauforders mit dem höchsten Preislimit, bzw. Verkaufsoorders mit dem geringsten Preislimit werden zuerst ausgeführt. Sofern sich zwei Orders bezüglich des Preislimits nicht unterscheiden, wird die Order zuerst ausgeführt, welche früher eingestellt wurde. Orders ohne Preislimit (*Market Orders*) haben grundsätzlich Vorrang vor limitierten Orders (*Limit Orders*).

Die EEX bietet Kontrakte mit unterschiedlicher Laufzeit über Monate, Quartale und Jahre an. Derzeit sind an der EEX Kontrakte für die nächsten sechs Monate, die nächsten sieben Quartale und die nächsten sechs Jahre handelbar. Um die Verwaltung der einzelnen Produkte zu verbessern, führt die EEX für Quarter- und Year-Futures eine automatische Kaskadierung durch. Dies bedeutet, dass zum Beispiel ein Year-Future für das Jahr 2010 drei Börsentage vor Beginn der Lieferperiode, also Ende Dezember 2009, durch Aufteilung in drei Month-Futures für Januar bis März 2010 und drei Quarter-Futures für das zweite bis vierte Quartal 2010 erfüllt wird. Letztendlich werden somit alle Quarter- und Year-Futures in Month-Futures überführt. Die Kaskadierung verbessert das Handling der Kontrakte und erleichtert den Handel nach Beginn der eigentlichen Lieferperiode. Der Ablauf des Terminhandels entspricht demjenigen des *Day-Ahead*-Handels.

Das Lastprofil gibt an, in welchem zeitlichen Umfang die Stromlieferung erfolgen soll. Am EEX-Terminmarkt können zwei standardisierte Lastprofile, die Peak- und die Base-Last, gehandelt werden. Peak-Kontrakte umfassen eine Stromlieferung für die Tagesstunden 9-20 an jedem Werktag, unabhängig von möglichen Feiertagen. Base-Kontrakte beinhalten eine kontinuierliche Stromlieferung über alle Tagesstunden 1 bis 24 hinweg, werktags und am Wochenende.

Das Kontraktvolumen bezeichnet die gehandelte Strommenge eines Futures. Sie ergibt sich aus der standardisierten Lieferrate von einem Megawatt multipliziert mit der Anzahl der Stunden pro Tag und der Anzahl der Liefertage des Kontraktes. Ein Base-Future für den Monat März hätte also zum Beispiel ein Kontraktvolumen von 744 MWh (1 MW x 31 Tage x 24 h/Tag).

Bei physischen Futures ist zudem der Lieferort von Bedeutung. Bis heute können an der EEX jedoch für den deutschen Raum nur Futures mit Lieferung in das 220/380kV-Netz der RWE Transportnetz Strom GmbH gehandelt werden. Eine Weiterleitung in andere Netzbereiche

innerhalb Deutschlands kann jedoch problemlos über die entsprechenden Bilanzkreise durchgeführt werden.

Futures mit finanzieller Erfüllung liegt der *Physical Electricity Index* (PHELIX) zugrunde. Dieser Index stellt den Durchschnittspreis aller gehandelten Lieferstunden des EEX-Spotmarktes dar. Sowohl aus dem PHELIX -Base, als auch dem PHELIX -Peak wird monatlich als arithmetisches Mittel der einzelnen Tageswerte der *PHELIX-Month* errechnet. Bei den PHELIX-Futures verpflichten sich Verkäufer und Käufer die Preisdifferenz zwischen dem vereinbarten Preis und dem zukünftigen Marktpreis in Form des entsprechenden PHELIX -Wertes finanziell auszugleichen.

Neben den finanziellen Futures bietet die EEX auch mehrere physisch zu erfüllenden Futures an. Hierbei verpflichten sich Verkäufer und Käufer zu einem vorab festgelegten Preis Strom zu liefern, bzw. abzunehmen und zu bezahlen. Auch die physischen Futures sind sowohl als Base- oder Peak-Variante handelbar. Es können Futures jeweils für Lieferung in Deutschland (*German-Power-Futures*), den Niederlanden (*Dutch-Power-Futures*) und Frankreich (*French-Power-Futures*) gehandelt werden. Hierbei ist zu beachten, dass sich das Kontraktvolumen mit Beginn der Lieferperiode börsentäglich um die Menge Strom vermindert, die am übernächsten Tag geliefert wird. Im Liefermonat reduziert sich das Kontraktvolumen börsentäglich um die Menge, die in die Lieferung geht. *Month-Futures* können letztmalig zwei Börsentage vor Ende der Lieferperiode gehandelt werden.

2.5.3 EINFLÜSSE DURCH ERNEUERBARE ENERGIEN

Als erneuerbare Energieträger werden Energiequellen bezeichnet, die sich ständig regenerieren bzw. erneuern und daher nach menschlichen Maßstäben als unerschöpflich angesehen werden. Neben der Gezeitenenergie und Geothermie ist die Sonne die bedeutendste regenerative Energiequelle. Aus der Energiezufuhr der Sonne über die Sonneneinstrahlung resultieren indirekt weitere regenerative Energiequellen wie etwa die Wasserkraft, Windenergie oder Biomasse. Die regenerativen Energiequellen können durch entsprechende Umwandlungssysteme in andere Energieformen wie Strom, Wärme und Brennstoff transformiert werden.

Einer Erhöhung des Anteils regenerativer Energien an der heimischen Stromerzeugung ist hinsichtlich der damit einhergehenden Kosten Grenzen gesetzt. Abgesehen von der Stromerzeugung aus Wasserkraft könnte ein großer Teil der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien nicht ohne eine gesetzlich festgelegte Förderung aus eigener Kraft am Elektrizitätsmarkt bestehen.

Ein wesentlicher Grund für die fehlende Konkurrenzfähigkeit regenerativer Energien resultiert aus der geringeren Energiedichte gegenüber konventionellen Energieträgern wie etwa Kohle oder Gas. Die zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien erforderlichen Energieumwandlungssysteme benötigen daher neben einem großen Flächenbedarf auch einen hohen Materialaufwand. Die Energieausbeute solcher Energieumwandler zur Erzeugung von Strom ist dabei in den meisten Fällen sehr gering. Des Weiteren unterliegt das Angebot regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung räumlichen und zeitlichen Schwankungen. So ist beispielsweise die Dauer und Intensität der Sonneneinstrahlung vom Tages- und Nachtrhythmus, von den verschiedenen Jahreszeiten und vom Standort abhängig.

EXKURS: ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER

Windenergie

Die Windenergie zählt derzeit zu der wichtigsten Form der Nutzung EE. Die massive Förderung durch das EEG führte dazu, dass die Produktionskosten der Windenergie teilweise konkurrenzfähig mit konventionellem Strom sind. In Zukunft wird sich der Ausbau auf Offshore-Anlagen konzentrieren, da hier besonders gute Windverhältnisse vorliegen. Im Jahr 2007 betrug die Leistung der Windenergie 39,5 TWh Strom, was einen Anteil von 6,2 % an der Stromerzeugung ausmachte.

Wasserkraft

Die traditionellste und kostengünstigste Nutzungsform der EE bietet die Wasserkraft. Da der Ausbau der Wasserkraft bereits weit voran geschritten ist, ist deren Potenzial überwiegend ausgeschöpft. Insgesamt leistete die Wasserkraft im Jahr 2007 27,5 TWh Strom, womit deren Anteil an der Stromerzeugung 4,3 % betrug.

Biomasse

Der große Vorteil an der Biomasse ist, dass diese dauerhaft genutzt werden kann. Wie bei der Wasserkraft sind bei der Biomasse keine bedeutsamen Möglichkeiten zur Kostenreduktion erkennbar. Die Stromerzeugung im Jahr 2007 war mit 19,5 TWh sehr hoch und hatte dementsprechend einen Anteil von 3,1 %.

Photovoltaik

Der Solarstrom hat ein hohes theoretisches Potenzial, der Anteil ist allerdings noch sehr gering, da die Produktionskosten eine starke Hürde darstellen. Es ist allerdings eine deutliche Expansion der photovoltaischen Anlagen erkennbar, so dass im Jahr 2007 3 TWh Solarstrom erzeugt worden sind.

Geothermie: Ein deutliches Hindernis der Erdwärme stellen die hohen und stark variierenden Investitionskosten dar, weshalb die Geothermie nur in geringem Umfang genutzt wird. Der Anteil an der Stromversorgung betrug im Jahr 2007 weniger als 0,1 %.

2.5.3.1 FÖRDERUNG

Das EEG regelt die Anschluss-, Abnahme- und Übertragungspflicht der Netzbetreiber in dem § 4 EEG und die Vergütungssätze in den §§ 6 bis 11 EEG. Netzbetreiber sind nach § 4 (1) EEG unter anderem verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE „unverzüglich vorrangig“ an ihr Netz anzuschließen. Eine Verweigerung des Netzanschlusses ist nur in seltenen Fällen möglich. Nach § 4 Abs. 2 EEG wird der Netzbetreiber dazu verpflichtet sein Netz unverzüglich auszubauen. Die Möglichkeit des dauerhaften Netzausschlusses besteht nur, wenn ein Netzausbau entweder nicht möglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** gibt Aufschluss über die im EEG verankerten Vergütungs- und Degressionsätze.

TABELLE 6: DARSTELLUNG DER VERGÜTUNGSSÄTZE FÜR EE. QUELLE: §§ 6 BIS 11 EEG, EIGENE DARSTELLUNG.

Erneuerbarer Energieträger	Vergütung je nach Leistung (ct/kWh)	Degression (%)	Beginn der Degression
Wasserkraft	6,65 – 9,67	1	01.01.2005
Deponie-, Klär-, Grubengas	6,65 – 7,67	1,5	01.01.2005
Biomasse	8,40 – 11,50	1,5	01.01.2005
Geothermie	7,16 – 15,00	1	01.01.2010
Windenergie	5,50 – 6,19	2	01.01.2005
Solare Strahlungsenergie	45,7 – 54,7	6,5	01.01.2006

Quelle: EEG (2000).

Das EEG verhalf zu einer starken Expansion der Erneuerbaren-Energien-Anlage (EEA). So konnte laut der AG Energiebilanzen (2008) der Anteil an der Stromerzeugung aus EE von 6,6 % im Jahr 2000, auf 14,1 % im Jahr 2007 gesteigert werden. Die Vergütung setzt sich aus einer Grundvergütung und einer einsatz- und standortabhängigen Komponente zusammen. Diese orientiert sich an den Erzeugungskosten der jeweiligen Erneuerbaren-Energien-Anlage, um somit einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Für das Jahr 2007 geht man von einer Durchschnittsvergütung von 11,66 ct/kWh aus. Die Vergütung ist degressiv gestaltet, so dass im Zeitablauf Produktivitätsfortschritte und dadurch erzielbare Kostensenkungen berücksichtigt werden. Sie ist stets fest und gilt generell für eine Dauer von 20 Jahren, sinkt jedoch jährlich um einen bestimmten Prozentsatz für neu installierte Anlagen. Eine Anlage, die im Jahr 2008 errichtet worden ist, erhält demzufolge eine geringere Vergütung als eine Anlage, die im Jahr 2007 errichtet worden ist.

2.5.3.2 KONSEQUENZEN DER EINSPEISUNG VON STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGERN

Die Verfügbarkeit des regenerativen Stroms schwankt je nach Erzeugungstechnologie. Da sich Biomassekraftwerke ähnlich wie konventionelle Kraftwerke betreiben lassen, ist eine relativ hohe Verfügbarkeit von Strom aus Biomasse gegeben. Als problematisch anzusehen sind hingegen die begrenzten Einsatzmöglichkeiten von Wind- und Photovoltaikanlagen. Daher weichen die jährlichen Ausnutzungsdauern bei Volllast von Solaranlagen (ca. 800 h/a), Windkraftwerken (1700-3500 h/a) und Biomassekraftwerken (4000-6000 h/a) stark voneinander ab. Im Gegensatz dazu ist die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft abhängig von den jährlichen Niederschlagsmengen. Es kommt zu einer reduzierten Stromproduktion in Trockenperioden bzw. bei geringeren Niederschlagsmengen. Einem solchen Verfügbarkeitsproblem kann in geringem Ausmaß durch einen ausgewogenen regenerativen Kraftwerkspark entgegengewirkt werden.

Obwohl die Stromerzeugung aus Windenergie starken Schwankungen unterliegt, kann sie dennoch als Ganzes einen Beitrag zur gesicherten, ständig verfügbaren Leistung erbringen. Jedoch ist dieser relativ gering und hängt von dem angestrebten Niveau der Versorgungssicherheit ab. Nach Schätzungen der DENA können derzeit bei einer Versorgungssicherheit von 99 % etwa 8 % der gesamten installierten Kapazität als Beitrag zur gesicherten Leistung angesehen werden. Obwohl in Zukunft durch den Offshore Ausbau Windenergieanlagen mit hoher Auslastung an das Netz gehen werden, soll nach der durchgeführten Modellierung der Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Kapazität zumindest prozentual sinken (im Jahr 2015 auf 6 % bei 36 GW installierter Leistung). Der absolute Beitrag würde dennoch leicht steigen.

Das Ausmaß der Stromerzeugung von WEA hängt von den aktuellen lokalen Windverhältnissen ab. Diese sind sowohl im Tagesablauf als auch zwischen den Jahreszeiten sowie von Jahr zu Jahr unterschiedlich hinsichtlich der Intensität und des Rhythmus. Theoretisch kann die erzeugte Leistung zwischen 0 und 100% der installierten Kapazität schwanken. Windenergieanlagen (WEA) haben derzeit in Deutschland eine durchschnittliche jährliche Auslastung von ca. 1650 Volllaststunden. Durch permanent verbesserte Windprognosen kann die Kraftwerkseinsatzplanung zwar größtenteils vorab durchgeführt werden, dennoch muss für unerwartet starke bzw. schwache Windverhältnisse auch kurzfristig ausreichend positive wie negative Regelenergie vorgehalten werden (siehe Kapitel 2.6). Hierdurch werden die Endverbraucherpreise tendenziell steigen.

Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke muss sich damit den Schwankungen der Stromerzeugung und damit den aktuellen Windbedingungen anpassen, während die Erzeugung der

Windenergieanlagen unabhängig von der aktuellen Nachfrage und dem aktuellen Marktpreis erfolgt. Hohe Windenergieeinspeisungen verringern folglich tendenziell die Auslastung konventioneller Kraftwerke.

Die starke regionale Konzentration der Windenergieanlagen in Norddeutschland führt besonders in windstarken Zeiten zu enormen Belastungen des Netzes. Die DENA-Netzstudie stellte diesbezüglich fest, dass bei Starkwind im Extremfall Netzfehler auftreten können, in dessen Folge sich ein weiträumiger Spannungstrichter bildet und so kurzfristig ein Leistungsdefizit von mehreren Tausend MW entsteht.

2.5.4 DAS INVESTITIONSDILEMMA

Grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass das Angebot an Kraftwerkskapazitäten aufgrund langer Vorlaufs- und Bauzeit bei Kraftwerken kurzfristig nicht variabel ist. Aus diesem Grund geht die Angebotskurve auf der Höhe der aktuellen Kraftwerkskapazität in einen vertikalen Bereich über. In einem idealtypischen Großhandelsmarkt für Strom müsste der Markt, bei einer Nachfrage, die über die Kraftwerkskapazitäten hinausgeht, über die Nachfrageseite geräumt werden. Dabei würde sich ein maximaler Preis einstellen, der dem höchsten *Value of Lost Load* (VOLL) eines Konsumenten entspräche, welcher deutlich über den langfristigen Grenzkosten aller Kraftwerke läge.

In der Theorie würden Unternehmen so lange in zusätzliche Spitzenlastkraftwerke investieren, bis der durchschnittliche jährliche Elektrizitätspreis den langfristigen Grenzkosten einer zusätzlichen Stromerzeugungseinheit entsprechen würde. Folgerichtig würden die Konsumenten mittels ihrer Zahlungsbereitschaft das optimale Niveau an Versorgungssicherheit in einer Volkswirtschaft definieren. Stellt man sich die obige Nachfragereaktion als zusätzliche Technologieoption vor, die analog zu einem Substitut für Grenzkraftwerke wirkt, so würden sich in einem Kraftwerkspark mit einem sozial optimalen Niveau an Stromerzeugungskapazitäten so häufig *scarcity hours* einstellen, bis alle Kraftwerkstypen Vollkostendeckung erreichen würden. Aufbauend auf der Nachfragereaktion würde also der Spotpreis für Strom ein Investitionsverhalten induzieren, das zu einer Bereitstellung des sozial optimalen Kraftwerksparks führen würde, ohne dass es zu Blackouts käme. Es entstünde ein langfristiges Gleichgewicht von Nachfrage und Angebot, das dem der neoklassischen Theorie entsprechen würde, allerdings mit der Ausnahme einer stark fluktuierenden Nachfrage.

Die obigen Ausführungen beschreiben die Funktionsweise eines idealtypischen Strommarktes, wie sie zu allererst von Caramanis et al. (1982) formuliert wurden. Im Folgenden soll jedoch gezeigt werden, dass die zur Herleitung der obigen Theorie des Spot Pricing getroffenen

Annahmen keine adäquate Beschreibung von Strommärkten darstellen. Als Konsequenz ergibt sich, dass die Großhandelsmärkte für Strom keine Anreize liefern Investitionen in einem sozial optimalen Ausmaß zu generieren. Im Zentrum der Diskussion stehen dabei die Investitionen in Grenzkraftwerke, wobei als Hauptproblem das *missing money*-Problem angeführt wird, welches besagt, dass die Spotpreise und über intertemporale Arbitrage auch die Forwardpreise für Strom nicht hoch genug sind, um die Vollkostendeckung von Spitzenkapazitäten zu gewährleisten und es daher im Vergleich zum sozialen Optimum zu Unterinvestitionen in diesem Bereich kommt.

Nimmt man einen vollkommen liberalisierten Strommarkt an, auf dem keine Marktmacht herrscht und dessen Preise nicht durch Price Caps begrenzt würden, so wird dieser Markt trotzdem nicht zu einem Kapazitätsniveau führen, das die Versorgungssicherheit garantiert, die sich die Nachfrager wünschen. Dies ist im Wesentlichen auf das Zusammenspiel zweier nachfrageseitiger Unvollkommenheiten zurückzuführen.

Erstens ist auf Strommärkten die beobachtete Preiselastizität der Nachfrager sehr gering. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Gros der Stromkonsumenten, insbesondere Haushalte, keinen Zugang zu Informationen über die Echtzeitpreise der Elektrizität besitzt und ihre Entscheidungen auf Durchschnittskosten basieren. Folglich können die Konsumenten nicht durch einen Verzicht auf Konsum auf hohe Strompreise reagieren. Diese Unvollkommenheit führt dazu, dass die Nachfragekurve einen nahezu vertikalen Verlauf aufweist. Zweitens sind die Spotpreise für Strom sehr volatil. Denn aufgrund fehlender Speichermöglichkeiten muss ein kontinuierlicher Ausgleich von Angebot und Nachfrage stattfinden, wobei die Nachfrage innerhalb eines Tages stark schwankt. Infolgedessen werden Investitionen in Grenzkraftwerke deutlich risikoreicher, da ihre Gewinne von Preisspitzen abhängen, die in ihrer Dauer, Häufigkeit und ihrem Ausmaß nur sehr schwer zu prognostizieren sind.

Joskow (2006) argumentiert, dass die Spotpreise ohne die Möglichkeit einer langfristigen Absicherung in Form von Verträgen oder über den Forward Markt zu volatil sind, um die kapitalintensiven Investitionen in langlebige Stromerzeugungskapazitäten zu unterstützen. Zusätzlich zeigen Borenstein und Holland (2002), dass in einem Strommarkt, in dem einige wenige Nachfrager, zumeist große Industriekunden, Echtzeitpreisen ausgesetzt sind, der Großteil der Konsumenten aber Durchschnittskosten zahlen muss, wie es heute unter anderem auch in Deutschland der Fall ist, sich ein suboptimales Kapazitätsniveau einstellt.

Im Extremfall können Situationen auftreten, in denen sich Angebots- und Nachfragekurve nicht schneiden, demgemäß sowohl ein Überschuss an Angebot als auch an Nachfrage vorhanden ist und sich deshalb kein Marktpreis einstellt. Die Investoren könnten in diesem Fall, also nicht von der Knappheitssituation profitieren. Die einfachste Lösung für diesen Fall wäre, durch

kontrollierte Abschaltung einzelner Kunden die Nachfrage und das Angebot in Ausgleich zu bringen.

Dabei würden auf der Basis von vorher vereinbarten bilateralen Verträgen nacheinander die Konsumenten vom Netz genommen, deren Zahlungsbereitschaft am niedrigsten ist. Jedoch ist aufgrund technischer Aspekte eine individuelle Abschaltung von Stromkunden zum gegebenen Zeitpunkt nicht möglich, weshalb obige Kontrakte physisch nicht forciert werden können und daher nicht zu Stande kommen. In einem *energy only* Markt mit diesen beiden Nachfrageunvollkommenheiten besteht also keine Möglichkeit für die Nachfrager ihr Bedürfnis nach Versorgungssicherheit in Form ihrer Zahlungsbereitschaft zu artikulieren. Berücksichtigt man zusätzlich zu dieser zweiten Unvollkommenheit auf der Nachfrageseite – Nicht-Exkludierbarkeit einzelner Akteure – den Aspekt, dass durch zusätzliche Reservekapazitäten die Netzstabilität und damit auch die Versorgungssicherheit jedes einzelnen Nachfragers – Nicht-Rivalität – erhöht wird, so lassen sich Investitionen in Reservekapazitäten in der Form von zusätzlichen Spitzenlastkraftwerken als öffentliches Gut charakterisieren. Als Konsequenz daraus, dass ein Teil des sozial optimalen Kapazitätsniveaus ein öffentliches Gut darstellt, ergibt sich, dass *energy only markets* selbst im Falle vollkommenen Wettbewerbs im langfristigen Gleichgewicht mittels zu geringer Spotpreise ein zu geringes Investitionsniveau induzieren werden, da nicht alle Nutzen internalisiert sind.

Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten weisen neben ihrer Kapitalintensität auch eine hohe Irreversibilität auf, die in langen Nutzungs- und Amortisationszeiträumen begründet liegt. Im vorherigen Kapitel wurde bereits hergeleitet, dass selbst liberalisierte Strommärkte mit vollkommenem Wettbewerb nicht in der Lage sind, Investitionsanreize so zu setzen, dass sich auf der Basis dezentraler Entscheidungen ein sozial optimales Niveau an Erzeugungskapazitäten ergibt.

Dieses Problem wird, zumeist bedingt durch die beiden erwähnten Nachfrageunvollkommenheiten, aufgrund folgender Aspekte zusätzlich verschärft. Aus einzelwirtschaftlicher Perspektive werden Kraftwerksneubauten nur stattfinden, wenn die zukünftigen Erlöse die Investitionsauszahlungen inklusive einer angemessenen Gewinnmarge übersteigen. Es ist also eine Erwartungswertbildung über die zukünftigen Erlöse erforderlich. Die Erlöse sind bei Grenzkraftwerken jedoch aufgrund der extremen Volatilität der Preise mit einer besonders hohen Unsicherheit verbunden. Zusätzlich kompliziert wird die Erlösprognose z.B. durch die vorrangige Einspeisung von Windenergie oder durch die Unsicherheit über die zukünftige preisliche Entwicklung an Input-Märkten – z.B. den Märkten für Primärenergieträger – sowie die Verfügbarkeit von Komponenten zum Bau von Kraftwerken. Ferner muss die Prognose aufgrund der Bauzeiten für Kraftwerke für viele Jahre im Voraus erfolgen, was vor dem Hintergrund des Fehlens guter langfristiger Zeitreihen die Unsicherheit bei der Planung weiter erhöht. Diese Argumente führen

zu der Schlussfolgerung, dass die Investoren nicht die nötigen Informationen haben, um sozial optimale Investitionsentscheidungen zu treffen.

Ein weiterer Faktor, der dazu führen kann, dass es zu Unterinvestitionen in Stromerzeugungskapazitäten kommt, ist die Risikoaversion der Akteure auf dem Strommarkt. Diese wird bei Investoren in Grenzkraftwerke als besonders hoch eingeschätzt, da sie sich extrem volatilen und schwer zu quantifizierenden Erlösen gegenüber sehen. Risikoaverse Akteure erwarten als Kompensation für die Übernahme von Risiko eine höhere Rentabilität der Investition als ein risikoneutraler Akteur. Dies wirkt sich negativ auf die Investitionsbereitschaft aus, so dass es ceteris paribus zu einer im Vergleich zum Optimum geringeren Investitionstätigkeit der Investoren kommt.

Die fehlende Preiselastizität der Nachfrage führt dazu, dass es in Zeiten von Stromengpässen rein theoretisch zu unendlich hohen Preisen kommen kann. Diese würden einen exzessiven Wohlfahrtstransfer von den Konsumenten zu den Produzenten bewirken. Folglich kann man argumentieren, dass es einer administrativ gesetzten Preisobergrenze bedürfe, um die Konsumenten vor dieser Situation zu schützen. Während auf einer theoretischen Ebene klar ist, dass die Preisobergrenze dem durchschnittlichen VOLL entsprechen muss, um optimale Investitionsanreize zu setzen, führen die praktischen Schwierigkeiten bei der korrekten Messung des VOLL zu der Gefahr, eine zu hohe oder zu niedrige Preisobergrenze zu etablieren.

Eine zu geringe Preisobergrenze verhindert, dass die Spotpreise die wirklichen Knappheitsverhältnisse widerspiegeln und reduziert daher die Rentabilität von eigentlich notwendigen Investitionen in Grenzkraftwerke, die daraufhin vielleicht unterbleiben. Bei einer langfristigen Betrachtung führen Preisobergrenzen, die zwar unter dem VOLL liegen, jedoch über den langfristigen Grenzkosten eines zusätzlichen Spitzenlastkraftwerks, nicht dazu, dass Investitionen unterbleiben, sondern lediglich zu einer Verzögerung der Investitionstätigkeit. Dadurch werden Knappheitssituationen häufiger auftreten, welche dazu führen, dass sich die Investitionen über niedrigere, aber häufiger auftretende Preisspitzen finanzieren. Dies ist zum einen gesellschaftlich nicht erwünscht und könnte zudem zur Konsequenz haben, dass es zu einem falschen Mix an Kraftwerkstypen käme.

Ein weiterer Grund für die Einführung einer Preisobergrenze kann in der Begrenzung der Ausübung von Marktmacht gesehen werden. Marktmacht ist definiert, als die Fähigkeit eines Unternehmens den Preis gewinnbringend auf ein Preisniveau zu heben, das über dem bei perfektem Wettbewerb liegen würde. Der Zusammenhang zwischen Marktmacht und Investitionen in Grenzkraftwerke liegt darin begründet, dass Situationen in den Stromengpässen vorliegen, die aufgrund der erzielbaren Knappheitspreise wichtig sind für die Rückgewinnung der Investitionsauszahlungen, gleichzeitig auch das Ausüben von Marktmacht durch physische

Zurückhaltung von Kapazitäten erleichtern. Letztendlich lässt sich nicht mit Bestimmtheit zwischen Preisausschlägen als Ausdruck von Knappheit und marktmachtbasierten Preisausschlägen differenzieren, weshalb die Preise für die Investoren an Signalwirkung verlieren und dadurch die Unsicherheit zunimmt.

In der Literatur wird oft darauf hingewiesen, dass aufgrund der eben erwähnten Marktmachtproblematik in Hochpreiszeiten politischer Druck entstehen kann, in den Markt einzugreifen, um durch ein Absenken des Price Caps zu versuchen, die Marktmacht zu begrenzen. Letztendlich führt also die hohe Volatilität der Spotpreise zu Unsicherheit über das zukünftige Verhalten des Staates.

Unsicherheit herrscht auch über die zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen des Strommarktes. Beispiele dafür sind die zukünftige Ausgestaltung des CO₂-Emissionshandels in Europa über das Jahr 2012 hinaus oder die Möglichkeit einer Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland. Die Gefahr, dass eine getätigte Investition durch einen Politikwechsel oder opportunistisches Verhalten seitens der Politik unrentabel wird, bezeichnet man als Hold-Up-Problematik, welche durch die hohe Spezifität der Investition bedingt wird.⁶⁴ Als Konsequenz ergibt sich, dass es im Extremfall zum Unterbleiben von Investitionen kommen kann, so dass auch in diesem Problem ein Grund für Unterinvestitionen gesehen werden kann.

2.5.5 KAPAZITÄTSMÄRKTE ALS LÖSUNG DES INVESTITIONSDILEMMAS

Aufgrund der extrem hohen Kosten eines möglichen Blackouts als Resultat einer Unterausstattung mit Kapazitäten in Relation zu den Kosten einer Überausstattung ist es für eine Volkswirtschaft sinnvoll für eine Situation mit Überkapazitäten zu sorgen. Aus diesem Grund und sowie in Anbetracht der Argumente des vorherigen Kapitels sind viele Länder dazu übergegangen Mechanismen zu installieren, die unterstützend auf die Bereitstellung von ausreichend Kapazitäten wirken. Diese Kapazitätsmechanismen bauen im Wesentlichen darauf, die Investitionssignale auf der Basis von hohen, selten auftretenden Preisspitzen durch eine stabile Anreizstruktur zu ersetzen. Im Prinzip sollen dabei zusätzliche Zahlungsströme für die reine Haltung der Kapazitäten generiert werden, welche zu einer Reduktion des Investitionsrisikos und dadurch zu einem höheren Kapazitätsniveau führen sollen.

2.5.5.1 POOL-MODELL VS. DESINTEGRIERTES MARKTSYSTEM

Kapazitätsmechanismen, wie sie bisher zumeist formuliert wurden, sind auf Märkte zugeschnitten, die als Pool-Modell organisiert sind. Beim Pool-Modell erfolgt im Gegensatz zum

desintegrierten Markt eine kostenminimale Optimierung des Gesamtsystems durch den Poolmanager, der sowohl die Funktion des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) übernimmt, als auch das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage koordiniert. Die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, die Beschaffung von Systemdienstleistungen sowie die Berechnung der Netznutzungsentgelte basiert auf den mehrdimensionalen Geboten der Anbieter und den Lastprognosen des Poolmanagers. Letztendlich müssen alle physischen Handelsaktivitäten über den Poolmanager erfolgen. Zudem existieren im Pool-Modell Seitenzahlungen an Erzeuger, die bei der markträumenden Menge berücksichtigt wurden, deren Kosten, aber nicht durch den Marktpreis gedeckt werden.

2.5.5.2 PREISBASIERTE KAPAZITÄTSMECHANISMEN

In der einfachsten Variante stellen preisbasierte Kapazitätsmechanismen eine Zahlung an alle verfügbaren Kapazitäten dar, die die Fixkosten der Kraftwerke absenken sollen und so die Bereitstellung eines höheren Niveaus an Stromerzeugungskapazitäten sichern soll. Kombiniert man die Zahlungen mit einer Preisobergrenze, so kann eine höhere Preisstabilität gewährleistet werden. Alternative preisbasierte Ansätze, wie der Kauf von strategischen Reserven oder die Ausdehnung der Regelenergie-reserven durch den Netzbetreiber, verfolgen die Idee, durch eine künstliche Verknappung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten früher Preissignale für neue Investitionen zu setzen und letztendlich Versorgungssicherheit durch zusätzliche Kraftwerkskapazitäten zu gewährleisten. Das Hauptproblem preisbasierter Kapazitätsmechanismen besteht vor dem Hintergrund der großen Unsicherheit in Bezug auf das Zusammenspiel von Marktpreisen und Investitionsverhalten in der korrekten Bestimmung der adäquaten Zahlung bzw. Dispatchpreise zur Erreichung des optimalen Kapazitätsniveaus.

Die Nachfrage nach Kapazitäten zeichnet sich durch einen steilen Verlauf aus, während die Angebotskurve einen flachen Verlauf aufweist, folglich führen minimale Abweichungen von der optimalen Zahlung zu großen Abweichungen vom gleichgewichtigen Kapazitätsniveau. Aus diesem Grund sind mengenbasierte Kapazitätsmechanismen vorzuziehen.

2.5.5.3 BILATERAL RELIABILITY CONTRACTS ALS BEISPIEL EINES MENGENBASIERTEN KAPAZITÄTSMECHANISMUS

Das Grundprinzip mengenbasierter Kapazitätsmechanismen ist die administrative Festlegung eines anzustrebenden Kapazitätsniveaus, während sich der Preis für die Kapazitäten über den Markt ergibt. De Vries (2004) schlägt *Bilateral Reliability Contracts* als Lösungsansatz vor. Die Grundidee der *Bilateral Reliability Contracts* ist, dass die Versorger verpflichtet werden Optionskontrakte auf Strom von den Produzenten zu kaufen und zwar in einem Umfang, der die

von ihnen zu befriedigende maximale Nachfrage übersteigt, d.h. inklusive einer individuellen Sicherheitsreserve, die z.B. vom Netzbetreiber festgelegt und überwacht würde. Es entsteht also ein bilateraler Kapazitätsmarkt, der ein klares Signal über die zukünftige Nachfrage nach Kapazitäten offen legt und daher eindeutige Investitionssignale liefert. Dabei zahlen die Versorger einen fixen Betrag an die Stromproduzenten, die damit ihre Fixkosten decken können, also nicht mehr auf hohe, selten auftretende Preisspitzen angewiesen sind. Im Gegenzug erhalten die Versorger das Recht, Strom zu einem bestimmten Preis (Ausübungspreis) zu beziehen.

Die Versorger werden nur dann die Option ziehen, wenn der Marktpreis über dem Ausübungspreis liegt. Ansonsten werden die Versorger ihren Bedarf über den normalen Großhandelsmarkt decken, mit der Konsequenz, dass sie durch die Optionskontrakte gegen zu hohe Preise abgesichert sind. Beachtet man den zunehmenden Wettbewerb der Versorger, so dürften die stabileren Einkaufskosten für die Versorger auch den Endkonsumenten in geringeren Preisen zu Gute kommen. Auf der Seite der Produzenten setzen die Optionskontrakte einen Anreiz, die Verfügbarkeit ihrer Stromerzeugungskapazitäten in Zeiten von Kapazitätsknappheit zu maximieren, d.h. die Anreize zur Ausübung von Marktmacht werden verringert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein Produzent, der eine Option auf seinen Strom verkauft hat, auch dann verpflichtet ist die Differenz zwischen Marktpreis und Ausübungspreis zu zahlen, wenn seine Stromerzeugungskapazität nicht zur Verfügung steht, er also keine Erlöse aus dem Verkauf des Stroms erzielen kann. Da die vom Produzenten zu zahlende Summe und damit auch sein potentieller Verlust mit zunehmender Kapazitätsknappheit ansteigt, entsteht ein Investitionsanreiz in Produktionskapazitäten.

Im Gegensatz zu *reliability contracts*, also einem Kapazitätsmechanismus, bei dem die Endkonsumenten verpflichtet werden Optionskontrakte mit den Produzenten abzuschließen, bedarf es bei dem hier besprochenen Konzept keine Ausgleichszahlungen an die Konsumenten durch den Netzbetreiber. Zudem wird, anders als bei reinen Kapazitätsanforderung an die Produzenten wie im PJM-System, durch die Lieferverpflichtung die Gefahr minimiert, dass die Versorgungssicherheit durch Stromexporte der Produzenten in Nachbarländer unterminiert wird. Des Weiteren besteht ein Vorteil des Konzeptes darin, dass sich sowohl der Wert des Optionsprämien als auch des Ausübungspreises aufgrund des Wettbewerbs sowohl auf der Seite der Produzenten als auch auf der Seite der Versorger über den Markt bilden kann. Dabei müsste das sich ergebende Optionsprämie die erwarteten Verluste der Produzenten in Zeiten, in denen der Marktpreis größer als der Ausübungspreis ist, widerspiegeln. Unterstützt wird ein ausreichender Abschluss von Kontrakten auf Seiten der Versorger zudem durch eine Strafe, die mit zunehmender Abweichung vom festgelegten Volumen zunimmt.

Natürlich bleibt auch bei mengenbasierten Kapazitätsmechanismen das Problem der korrekten Schätzung des optimalen Kapazitätsniveau bestehen, wobei jedoch die Folgen einer Fehlschätzung geringer sind als bei einem preisbasiertem Mechanismus. So kann in Zeiten mit ausreichend Kapazitäten der Anreiz für Versorger bestehen, Verträge mit einem Strike Price, der höher liegt als der durchschnittliche VOLL, abzuschließen, wodurch die Optionsprämie Null wäre und die Versorger ihre nötige Nachfrage vollständig über den Spotmarkt beziehen würden. Dadurch ergäbe sich wieder die Trittbrettfahrerproblematik langfristiger Verträge. Fraglich bleibt bei dieser Argumentation allerdings, warum ein Produzent einen solchen Vertrag eingehen sollte, zumal die Versorger verpflichtet sind, Verträge in einem bestimmten Volumen abzuschließen.

2.6 REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIE

Im Betrieb von Stromnetzen kommt es zu Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Ein- und Ausspeisungen. Diese kommen durch ungeplante Kraftwerksausfälle, sowie Prognosefehler bei der Nachfrage zustande. Zusätzliche Abweichungen resultieren aus dem Einsatz erneuerbarer Energien, deren Leistungsabgabe stochastisch schwankt. Diese Abweichungen müssen von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen werden.

Die ins Netz eingespeiste elektrische Energie sucht sich ihren Weg innerhalb des Netzes selbstständig und verteilt sich gleichmäßig über das ganze Netz. Ihr Weg kann technisch nicht zurückverfolgt werden. Um die transportierte Energie zu messen, werden die Einspeisungen in bzw. die Ausspeisungen aus dem Netz gemessen.

Zuständig für die Stabilität des Stromnetzes sind die Übertragungsnetzbetreiber. Sie betreiben die Fernleitungen, in denen der Strom bei höchster Spannung über weite Strecken transportiert wird. Sie sind abzugrenzen von den Verteilnetzbetreibern (VNB), die die Versorgung der Endverbraucher übernehmen.

Jedes Unternehmen, das in Deutschland mit Strom handeln möchte, muss mindestens einen Bilanzkreis besitzen. Bilanzkreise sind Abrechnungsinstrumente, in denen Ein- und Ausspeisepunkte zusammengefasst werden. Ausspeisepunkte müssen genau einem Bilanzkreis zugeordnet werden, Einspeisepunkte können zu mehreren Bilanzkreisen gehören. Pro Regelzone gibt es zwischen 100 und 200 Bilanzkreise. Dem Bilanzkreis steht jeweils ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) vor. Der BKV muss dem ÜNB Fahrpläne abgeben, in denen er die prognostizierten Entnahmen und Einspeisungen anmeldet.

Beim Strommarkt handelt es sich um eine Abfolge von mehreren Einzelmärkten. Von besonderer Bedeutung in dieser Abfolge ist der *gate closure*. *Gate closure* bezeichnet den

Zeitpunkt, an dem der Handel mit Strom ausgesetzt wird und die Verantwortung für die Netzstabilität auf den ÜNB übergeht. In Deutschland liegt der *gate closure* 45 Minuten vor Lieferung. Nach *gate closure* können die Bilanzkreisverantwortlichen ihre Fahrpläne nicht mehr ändern. Ein derartiges Vorgehen ist notwendig, weil die Stromflüsse schneller ablaufen als der Markt und ansonsten die Stabilität des Netzes nicht mehr gewährleistet werden könnte.

Nach *gate closure* gleicht der ÜNB die Abweichungen der Bilanzkreise von ihren Fahrplänen aus. Er kauft den Bilanzkreisen, die mehr als im Fahrplan angegeben ins Netz einspeisen, die überschüssige Energie ab, d.h. der ÜNB setzt negative Ausgleichsenergie ein. Den Bilanzkreisen, die unterspeisen, verkauft er positive Ausgleichsenergie. Ein großer Teil der Bilanzkreisabweichungen kompensiert sich gegenseitig. Um den verbliebenen Unterschied zwischen Ein- und Ausspeisungen auszugleichen, setzt der ÜNB positive oder negative Regelenergie ein.

Vor *gate closure* findet der Handel mit Elektrizität statt. Anbieter und Nachfrager auf dem Strommarkt können an der Börse auf Termin-, day-ahead- und Innertagesmarkt Elektrizität kaufen und verkaufen (siehe Kapitel 2.5.1). Auf dem day-ahead-Markt wird Strom einen Tag vor seiner physischen Lieferung gehandelt, auf dem Terminmarkt bis zu ein Jahr davor. Der Handel auf dem Innertages oder intraday-Markt läuft bis *gate closure*. Day-ahead- und intraday-Markt werden zusammenfassend als Spotmarkt bezeichnet. Parallel zu diesen Märkten kauft der ÜNB Kapazitäten zur Erzeugung von Regelenergie ein.

Wenn ein Kraftwerk technisch in der Lage ist, Regelenergie zu produzieren, können dessen Kapazitäten auf dem Regelenergie- und auf dem Spotmarkt für Strom angeboten werden. Darum ist zu entscheiden, in welcher Reihenfolge diese Märkte bei täglichen Auktionen stattfinden werden sollen.

Spotmarkt und Regelenergieauktion sollten nicht gleichzeitig stattfinden. In diesem Fall müssten die Erzeuger sich ex ante festlegen, auf welchem Markt sie ihre Kapazitäten anbieten. Das würde die Liquidität in beiden Märkten senken. Eine mögliche Alternative besteht darin, den Handel zwischen dem day-ahead-Markt und dem intraday-Markt anzuordnen. Anbieter, die auf dem day-ahead-Markt nicht zum Zuge gekommen sind, können ihre Leistungen bei Regelenergieauktionen anbieten. Waren sie dort auch nicht erfolgreich, bleibt der Innertagesmarkt. Verkauft ein Erzeuger seine Kapazitäten auf dem day-ahead-Markt, dann entstehen ihm Opportunitätskosten durch die entgangenen Gewinne auf dem Regelenergie- und intraday-Markt. Das führt zu höheren Preisen auf den früheren Märkten. Dieser Effekt konnte auch experimentell beobachtet werden. Er schwächt sich jedoch ab, wenn Informationen über die Marktergebnisse vorhanden sind.

Basierend auf den einheitlich festgelegten Anforderungen der UCTE sind die deutschen ÜNB verpflichtet, drei verschiedene Qualitäten an Regelleistung für den Regelungsvorgang

vorzuhalten bzw. zu beschaffen: Primärreserve bzw. Sekundenreserve, Sekundärreserve und Tertiärreserve bzw. Minutenreserve.

Die Sekundenreserve, die zur Primärregelung eingesetzt wird, ist aufgrund ihrer unmittelbaren Verfügbarkeit die Reserve mit der höchsten Qualität. Sie ist im gesamten UCTE-Netz dezentral verteilt. Der Anteil der Reserveleistung muss mind. 2% der Nennleistung und mehr als 2 MW betragen. Gleichzeitig muss die Reserveleistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig verfügbar sein und über 15 Minuten gehalten werden können. Die Sekundenreserve wird unmittelbar nach einer Störung aktiviert, um die Frequenz des Netzes innerhalb des vom Netzbetreiber automatisch gesteuerten Frequenzbereiches (Primärregelbandes) zu halten.

Die Sekundärregelung soll den Ausgleich des Lastflusses zwischen den einzelnen Regelzonen des Verbundnetzes sicherstellen. Durch Stützung der Frequenz ermöglicht die Sekundärregelung die Wiederherstellung des Primärregelbandes. Die gesamte Sekundärreserve muss innerhalb von fünf Minuten zur Verfügung stehen, wobei der abzudeckende Zeitraum pro Störung zwischen 30 Sekunden und 15 Minuten liegt. Ein ÜNB ist verpflichtet, soviel Sekundärreserve vorzuhalten, dass Leistungsbilanzabweichungen innerhalb von 15 Minuten vollständig ausgeglichen werden können. Hierbei kann die Höhe der Reserve vom ÜNB selbst bestimmt werden.

Die zur Tertiärregelung vorgehaltene Minutenreserve dient der Abdeckung großer Leistungsbilanzstörungen sowie der Stützung von Frequenz und Lastfluss bei gleichzeitiger Wiederherstellung des Sekundärregelbandes. Sie wird manuell aktiviert und muss spätestens nach 15 Minuten vollständig verfügbar sein. Pro Störung müssen 15 Minuten bis vier Viertelstunden, inklusive der Viertelstunde, in der die Störung aufgetreten ist, abgedeckt werden können. Der Einsatz der Tertiärregelung ist nicht an eine Regelzone gebunden, wobei allerdings sichergestellt sein muss, dass zusammen mit der Sekundärregelung mindestens der Ausfall der größten Erzeugungseinheit im Netzgebiet ausgeregelt werden kann.

2.6.1 GRUNDLAGEN DER BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE

Der ÜNB muss fest vorgegebene und daher preisunelastische Regelenergiekapazitäten beschaffen. An den Strombörsen wird mit Elektrizität oder Finanzprodukten gehandelt. Der ÜNB benötigt dagegen Kraftwerkskapazitäten, die nur bei Bedarf Strom produzieren. Daher ist ein eigener Regelenergiemarkt notwendig.

Das international übliche Verfahren zur Beschaffung von Regelenergiekapazitäten ist die Nachfragerauktion bzw. Ausschreibung. Bei einer Auktion werden Ressourcenallokation und Preise durch explizite Regeln auf Basis von Geboten der Marktteilnehmer bestimmt. Bei einer

Nachfragerauktion geben die Anbieter Gebote ab, der Nachfrager nimmt die günstigsten Gebote an.

Der Hauptgrund für den Einsatz von Auktionen ist, dass der ÜNB den Erzeugern in seiner Regelzone als Monopsonist gegenüber steht. Er musste einen Teil seiner Sekundärregelung aus der eigenen Regelzone beziehen. Der Handel über Regelzongrenzen ist mit zusätzlichen Transaktionskosten verbunden, weil der Erzeuger in beiden Regelzonen Bilanzkreise betreiben muss.

Durch einen transparenten Auktionsmechanismus kann der Monopsonist zeigen, dass er seine Marktmacht nicht ausnutzen will. Ein transparentes Auktionsverfahren kann die Diskriminierung unabhängiger Kraftwerksbetreiber vermeiden, neue Anbieter anlocken und damit die Liquidität des Marktes steigern.

Ein Auktionsdesign ist optimal, wenn es die Kosten der Regelenergiebeschaffung minimiert und für eine effiziente Allokation der Kapazitäten sorgt, also die Erzeuger mit den geringsten Kosten die Regelenergie bereitstellen. Dazu muss eine Auktion anreizkompatibel sein. Sie muss die Bieter dazu veranlassen, ihre wahre Zahlungsbereitschaft zu bieten. Die Regelenergieauktionen sind so auszugestalten, dass sie den Ergebnissen einer optimalen Auktion möglichst nahe kommen.

Regelenergieauktionen sind mehrdimensionale Multi-Unit Auktionen. Die benötigte Regelenergiekapazität wird aufgeteilt und kann von mehreren Anbietern ersteigert werden (Multi-Unit Auktion). Erzeuger können wiederum mehrere Gebote zu unterschiedlichen Konditionen abgeben. Bei Sekundär- und Tertiärregelung wird die Kapazitätsvorhaltung mit einem Leistungspreis und jede tatsächlich produzierte MWh mit einem Arbeitspreis entlohnt. Damit umfassen die Gebote für diese Typen von Regelenergie auch die beiden Dimensionen Arbeitspreis und Leistungspreis. Man spricht von einer mehrdimensionalen Auktion. Bei der Primärregelung kann aus technischen Gründen die tatsächliche Arbeit nicht gemessen werden. Daher wird für Primärregelung nur ein Leistungspreis bezahlt und sie wird in einer eindimensionalen Aktion versteigert. Um abgestimmtes Verhalten zwischen den Bietern zu vermeiden, arbeitet man bei Regelenergieauktionen mit verdeckten Geboten. Das ist von besonderer Bedeutung, weil Regelenergieauktionen regelmäßig wiederholt werden und Informationen über das Bietverhalten der anderen Auktionsteilnehmer zu strategischem Verhalten führen kann.

Während der Auktionator die Auktionsart nicht beeinflussen kann, muss er entscheiden, welche Gebote den Zuschlag erhalten (*scoring rule*), welchen Preis ein erfolgreicher Bieter erhält (*settlement rule*) und mit welcher Frequenz mit der Auktionen abgehalten werden.

Bei den Auktionen für Sekundär- und Tertiärregelung setzen sich die Kosten für den ÜNB aus Leistungspreis und Arbeitspreis zusammen. Diejenigen Bieter erhalten den Zuschlag für die Bereitstellung von Regelenergie, die den geringsten Leistungspreis bieten. Damit werden die Anbieter ausgewählt, die die Kapazität am günstigsten vorhalten können. Wenn tatsächlich Strom erzeugt werden muss, dann werden die Kapazitäten in der Reihenfolge der gebotenen Arbeitspreise abgerufen.

Die *settlement rule* legt fest, wie ein angenommenes Gebot vergütet wird. Für Regelenergieauktionen sind zwei Regeln relevant: Das Gebotspreisverfahren, bei dem jeder Bieter die Summe erhält, die er geboten hat, und das Einheitspreisverfahren, bei dem jedes angenommene Gebot in Höhe des Grenzgebotes entlohnt wird. Das Grenzgebot ist das letzte angenommene Gebot.

Das Einheitspreisverfahren erhöht die Anreize für abgestimmtes Verhalten. Denn da nur das Grenzgebot für die Erlöse relevant ist, können alle weiteren Gebote so gesetzt werden, dass Absprachen durchgesetzt werden. Beim Gebotspreisverfahren wäre ein solches Verhalten erlöswirksam und nicht mehr optimal. Große Erzeuger bieten ihre erste angebotene Einheit zwar zu Grenzkosten an, für weitere Einheiten setzen sie ihre Preise aber darüber. Sie erhoffen sich damit, den Einheitspreis für alle Einheiten zu erhöhen. Damit kommen kleinere Anbieter mit höheren Grenzkosten zum Zuge.

Das Hauptproblem beim Gebotspreisverfahren sind die Wirkungen asymmetrisch verteilter Informationen. Im Gebotspreisverfahren beeinflusst jedes Gebot nicht nur die Wahrscheinlichkeit angenommen zu werden, sondern auch die damit verbundenen Erlöse. Große Anbieter haben die Möglichkeit, wesentlich mehr Gebote abzugeben, um sich an die Höhe des Grenzgebotes heranzutasten. Diese Informationsvorteile können die großen Anbieter in höhere Gewinne umsetzen. Dadurch entstehen insgesamt höhere Preise und eine Diskriminierung kleiner Erzeuger. Dieses Problem kann allerdings durch eine Veröffentlichung der Marktergebnisse entschärft werden.

Beim Vergleich von Einheits- und Gebotspreisverfahren zeigen sich im Markt für Regelenergie Vorteile für das Gebotspreisverfahren. Allerdings ist die Frage nach einer optimalen *settlement rule* nicht abschließend geklärt.

2.6.2 AUSGESTALTUNG DER BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE IN DEUTSCHLAND

Regelenergie muss in Deutschland über Nachfrageauktionen beschafft werden. Ausgangspunkt waren die Fusionskontrollverfahren gegen RWE und VEW, sowie gegen E.on, Heingas und HEW im Jahr 2000. Diese Unternehmen wurden verpflichtet, nach ihrer Fusion die Primär- und Sekundärregelung für maximal sechs Monate auszuschreiben. Die Tertiärregelung musste, nach

einer Übergangsfrist, täglich ausgeschrieben werden. Die Ausschreibungsergebnisse mussten anonym veröffentlicht werden. Die aktuellen Rahmenbedingungen für die Regelenergieauktionen sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) abgesteckt und durch Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) konkretisiert.

Alle drei Typen von Regelenergie müssen durch ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren beschafft werden. Diese Ausschreibung hat anonym und regelzonenübergreifend auf einer Internetplattform zu erfolgen. Die Regelenergie muss im Gebotspreisverfahren vergütet werden. Die Ausschreibungsergebnisse müssen anonymisiert veröffentlicht werden, gleiches gilt für die Inanspruchnahme. Wenn es technisch notwendig ist, können die ÜNB einen Teil der Regelenergie innerhalb ihrer Regelzone ausschreiben. Die Bundesnetzagentur ist berechtigt, diese Regelungen ggf. anzupassen. Mittlerweile hat die BNetzA Festlegungen getroffen, welche die Märkte für Primär-, Sekundär- und Minutenreserve regeln.

Die aktuellen Rahmenbedingungen für den Handel mit Primärregelenergie sind seit dem 1.12.2007 gültig. Zu diesem Zeitpunkt wurden die Ausschreibungsintervalle von sechs auf einen Monat verkürzt. Die Annahme der Gebote erfolgt auf Basis des Leistungspreises. Mindestangebotsgröße sind 5 MW, sowohl für positive, als auch für negative Primärregelung. Die ÜNB sind verpflichtet, die benötigten Regelenergiebedarfe und die anonymisierten Marktergebnisse zu veröffentlichen.

Die Sekundärregelung ist ebenfalls monatlich auszuschreiben. Eine tägliche Ausschreibung wird aus technischen Gründen momentan nicht durchgeführt, kann aber kurzfristig von der BNetzA angeordnet werden. Die *peak*- und *off-peak*-Zeiten werden getrennt ausgeschrieben. Die Kapazitäten werden regelzonenübergreifend ausgeschrieben. Die Auswahl erfolgt auf Basis der Leistungspreise, der Einsatz der Kapazitäten auf Basis der Arbeitspreise. Allerdings werden die Kapazitäten vorab den Regelzonen zugeteilt, damit nicht mehrere ÜNB gleichzeitig versuchen, auf dieselbe Kapazität zuzugreifen. Die Sekundärreserve muss nicht mehr in der Regelzone erbracht werden, dafür sieht die BNetzA keine technische Notwendigkeit. Die Mindestgröße für ein Gebot beträgt 10 MW, allerdings können sich mehrere Anbieter zusammenschließen, um diese Menge zu erreichen. Auch bei der Sekundärregelung sind die Marktergebnisse zu veröffentlichen.

Die Regelungen zur Minutenreserve gelten seit dem 1.12.2006. Minutenreserve ist täglich zu versteigern, dabei werden 6 Blöcke a 4 Stunden separat ausgeschrieben. Die Versteigerung hat vor dem Inertagesmarkt zu erfolgen. Die Mindestmenge für ein Gebot beträgt 15 MW, auch hier sind gemeinsame Gebote mehrerer Anbieter zulässig. Die Auswahl der Gebote erfolgt nach dem Leistungspreis, der Einsatz nach dem Arbeitspreis. Auch bei der Minutenreserve müssen die Ausschreibungsergebnisse veröffentlicht werden.

Nach dem Beginn der Regelennergieausschreibungen im Jahr 2001 hat sich der Wettbewerb in diesen Märkten nur langsam entwickelt. So waren Anfangs eine geringe Liquidität und hohe Preise zu beobachten, dies hat sich aber im Zeitablauf verbessert. Einzige die Arbeitspreise sind bis Ende 2007 auf einem hohen Niveau verblieben.

Die Menge der vorgehaltenen Regelennergie in Deutschland ist, in Relation zu anderen Ländern, als relativ groß einzustufen. Das ist darauf zurückzuführen, dass es in Deutschland vier Regelzonen gibt, die jeweils ausgeglichen werden müssen. Diese Aufteilung des deutschen Stromnetzes führt zu einem „Gegeneinanderregeln“ der Regelzonen. Es wird häufig gleichzeitig in einer Regelzone positive und in einer anderen negative Regelennergie eingesetzt. Im April 2008 haben der Bundesverband Neuer Energieanbieter und der Stromanbieter LichtBlick einen Missbrauchsantrag bei der Bundesnetzagentur gestellt, um die ÜNB zur Zusammenarbeit beim Regelennergieeinsatz zu zwingen. Die ÜNB sind durch das EnWG § 22 Abs. 2 bereits verpflichtet, „zur Senkung des Aufwandes für Regelennergie unter Berücksichtigung der Netzbedingungen zusammenzuarbeiten“. Ein gemeinsamer Handel und Einsatz von Regelennergie über die Grenzen der Regelzonen hinweg wäre technisch möglich und könnte die Kosteneffizienz des Regelennergiemarktes steigern.

2.6.3 GRUNDLAGEN ZUR BEPREISUNG VON AUSGLEICHSENERGIE

Ab *gate closure* ist kein Handel mehr mit Strom möglich. Die Bilanzkreisverantwortlichen müssen daher nach *gate closure* positive oder negative Ausgleichsenergie vom ÜNB kaufen bzw. an diesen verkaufen. Da nach *gate closure* der ÜNB ein Monopolist ist und die Bilanzkreisverantwortlichen keinen Einfluss auf ihre Nachfrage haben, existiert kein Markt für Strom und dementsprechend existiert für Ausgleichsenergie auch kein Marktpreis. Es muss ein alternativer Preismechanismus für Ausgleichsenergie gefunden werden.

Zwischen den Strommärkten und dem Einsatz von Ausgleichsenergie besteht ein enger Zusammenhang. Angenommen der Preis für Ausgleichsenergie sei geringer als der Strompreis auf dem Spotmarkt, dann könnte ein Bilanzkreisverantwortlicher einen Fahrplan mit zu hohen Einspeisungen abgeben, wodurch sein Bilanzkreis unterspeist wird und positive Ausgleichsenergie vom ÜNB beziehen. Die Differenz zwischen Ausgleichsenergie- und Spotmarktpreis würde er als Gewinn erhalten. Solche Arbitrage sorgt auf den meisten Märkten dafür, dass sich die Preise angleichen. Nach *gate closure* gibt es aber keinen Markt, dessen Preis sich angleichen könnte.

Ein Preisbildungsmechanismus sollte die Netznutzer dazu anhalten, unverzernte Fahrpläne abzugeben oder die Anreize so setzen, dass verzernte Fahrpläne die Regelzone stützen. Es können kostenbasierte und marktbasierter Preismechanismen für Ausgleichsenergie unterschied-

den werden. In den kostenbasierten Ansätzen orientiert sich der Preis für Ausgleichsenergie am Arbeitspreis der eingesetzten Regelenergie. Die marktbasieren Ansätze orientieren sich an den Preisen an den Strombörsen.

Wenn in einem marktbasieren System der Ausgleichsenergiepreis gleich dem Regelenergiepreis ist, dann haben die Bilanzkreisverantwortlichen keinen Anreiz, falsche Fahrpläne abzugeben. Da die Preise bei *gate closure* fixiert sind, kann der Ausgleichsenergiepreis nicht reagieren, wenn sich die Knappheiten nach *gate closure* ändern. Der Ausgleichsenergiepreis zeigt die Knappheiten an, die vor *gate closure* zum Lieferzeitpunkt erwartet werden. Einen richtigen „Echtzeitpreis“, in den solche Ereignisse eingehen könnten, kann es nicht geben. Da mit *gate closure* der Handel mit Strom eingestellt wird, existiert auch kein Markt, der diesen Preis bildet.

In einem kostenbasierten System ist der Spotmarktpreis vom Preis der eingesetzten Regelenergie abhängig. Dieser ist aber ex ante unbekannt. Er hängt davon ab, ob die Regelzone überspeist und negative Regelenergie eingesetzt wird, oder ob sie unterspeist und positive Regelleistung erzeugt wird. Außerdem steigt er mit steigender Abweichung des Regelzonensaldos von Null, weil Bieter mit höheren Grenzkosten eingesetzt werden müssen. Um strategische Fahrplanabgabe zu verhindern, müsste der ÜNB einen Preisbildungsmechanismus entwerfen, dessen Erwartungswert dem Spotmarktpreis entspricht. Das dürfte in der Praxis nicht möglich sein.

Es besteht sowohl in marktbasieren, als auch in kostenbasierten Ansätzen die Möglichkeit, Abweichungen vom Fahrplan zu bestrafen. Die Strafe wird vom Ausgleichsenergiepreis abgezogen, wenn der ÜNB Überschüsse aufkauft und hinzuaddiert, wenn er positive Regelenergie liefert. Strafen schieben einen Keil zwischen Kauf- und Verkaufspreis für Ausgleichsenergie. Damit sollen Anreize für den Bilanzkreis gesetzt werden, möglichst wenig von seinem Fahrplan abzuweichen. Sind in einem Bilanzkreis jedoch nur wenige Nachfrager zusammengefasst, dann können sich deren Schwankungen nicht so gut ausgleichen, wie das bei vielen Nachfragern möglich ist. Strafen benachteiligen also kleine Bilanzkreise mit verhältnismäßig großen Schwankungen.

2.6.4 DER PREISMECHANISMUS FÜR AUSGLEICHSENERGIE IN DEUTSCHLAND

Die Preisbildung für Ausgleichsenergie ist im § 23 EnWG und in der StromNZV geregelt. Die Entgelte müssen sachlich gerechtfertigt, transparent und diskriminierungsfrei sein. Die Kosten der Primärregelenergie, sowie die Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelung gehen in die Netznutzungsentgelte ein. Um die Kosten des Einsatzes von Sekundär- und Minutenreserve abzurechnen, sind Abweichungen der Bilanzkreise jeweils über Blöcke von 15 Minuten zu saldieren. Die Preise werden anhand der Kosten für die eingesetzte Sekundär- und Tertiärrege-

lung ermittelt. In Deutschland wird damit auf einen kostenbasierten Ansatz zurückgegriffen. Die Preise für Über- und Unterspeisungen müssen gleich sein. Der Ausgleichsenergiepreis in Deutschland ist der mittlere gewichtete Arbeitspreis der eingesetzten Regelenergie (MGP). Ist der Regelzonensaldo positiv, dann ist der Preis für negative Regelenergie für die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises relevant. Ist der Saldo der Regelzone negativ, liegt dem MGP der Preis der positiven Regelenergie zugrunde.

Tabelle 7 stellt die Regelzonensalden und Ausgleichsenergiepreise vom Januar 2008 bis zum März 2008 dar. Es handelt sich um *peak*-Werte, die Zahlen in der *off-peak*-Zeit sind in Klammern angegeben

TABELLE 7: REGELZONENABWEICHUNGEN UND AUSGLEICHSENERGIEPREISE

	e.on	EnBW	RWE	Vattenfall
Durchschnittlicher Regelenergiebedarf ¹	216 MWh (-139 MWh)	43 MWh (28 MWh)	-130 MWh (-128 MWh)	-153 MWh (-112 MWh)
Anteil der Viertelstunden mit Unterdeckung ²	91,50 v.H. (17,95 v.H.)	56,42 v.H. (55,42 v.H.)	37,53 v.H. (38,82 v.H.)	28,36 v.H. (33,98 v.H.)
Durchschnittliche Preise für positive Ausgleichsenergie pro MWh	115,79 € (79,45 €)	107,72 € (63,05 €)	128,35 € (74,89 €)	140,27 € (128,54 €)
Durchschnittliche Preise für negative Ausgleichsenergie pro MWh	6,78 € (0,00 €)	23,24 € (8,90 €)	3,75 € (0,02 €)	2,04 € (1,79 €)

Quelle: Eigene Berechnungen, www.regelleistung.net.

¹ Negative Werte bedeuten, dass die Regelzone überspeist und negative Regelenergie eingesetzt wird.

² Unterdeckung geht mit einem Bedarf an positiver Regelenergie einher.

Die Preise für Ausgleichsenergie sind seit 2006 gestiegen. Für positive Ausgleichsenergie verlangt Vattenfall die höchsten Entgelte. Negative Ausgleichsenergie hat im Durchschnitt in der Regelzone von EnBW den höchsten Preis. Die Unterschiede zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie sind bei EnBW am geringsten, sowohl zur *peak*-, als auch zur *off-peak*-Zeit.

Der Anteil der Viertelstunden mit Unterdeckung schwankt zwischen den Regelzonen erheblich. Bei RWE und EnBW ist dieser Anteil in der *peak*- und in der *off-peak*-Zeit mit ca. 38 v.H. bzw. 56 v.H. jeweils etwa gleich. Erhebliche Unterschiede gibt es bei Vattenfall und besonders e.on zwischen *peak* und *off-peak*.

2.7 ENGPASSMANAGEMENT AN GRENZÜBERSCHREITENDEN NETZKUPPELSTELLEN

Die Motivation, ein physisch zusammenhängendes europäisches Netz zu schaffen, ist aus dem Gedanken der Versorgungssicherheit entstanden. Denn je mehr Kraftwerke an der Stromversorgung beteiligt sind, desto höher ist die Versorgungssicherheit, da der Ausfall eines Kraftwerks relativ schwächere Auswirkungen für das Gesamtnetz hat.

Die wichtigste rechtliche Regelung für den grenzüberschreitenden Stromhandel ist die EU-Verordnung 1228/2003. Die Verordnung schreibt den Mitgliedsstaaten für den grenzüberschreitenden Stromhandel erstmals ein nichtdiskriminierendes und marktbasierendes Engpassmanagement vor. Ziel ist es, den Stromhandel zwischen den Mitgliedsstaaten und damit den EU-Binnenmarkt zu fördern. Mit der neuen Novelle des EnWG und der StromNZV setzte Deutschland diese Richtlinie in nationales Recht um. Das Engpassmanagement bleibt dabei in der Systemverantwortung der ÜNB, wird jedoch von der Bundesnetzagentur überwacht. Durch die StromNZV vom 25. Juli 2005 werden die ÜNB verpflichtet, durch netz- und marktbezogene Maßnahmen das Entstehen von Engpässen an den Kuppelstellen zu verhindern.

Deutschland ist insgesamt über neun Grenzen mit dem Ausland verbunden. Insofern kommt Deutschland durch seine zentraleuropäische Lage eine Schlüsselfunktion im UCTE-Netz zu. Das UCTE-Netz ist das leistungsstärkste internationale Stromnetz der Welt und versorgt rund 500 Millionen Menschen im kontinentalen Europa mit Strom. Das UCTE-Netz basiert auf dem Autarkieprinzip, d.h. die Mitgliedsstaaten sind weiterhin selbstständig. Mittlerweile sind 24 Länder an das Netz angeschlossen und arbeiten in der Erzeugung und Verteilung von Strom eng zusammen. Es dient dazu sich gegenseitig bei Leistungsengpässen wie z. B. Kraftwerksausfällen zu helfen und eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Beispielsweise beträgt die gemeinsame Sekundenreserve aller Verbundnetze 2.500 MW. Um diese Größe einschätzen zu können, kann man sich die Zahl am Beispiel eines deutschen Kraftwerkes vor Augen führen: der BoA-Block des RWE-Kraftwerks Niederaußen hat eine Bruttoleistung von 1.000 MW. So können selbst plötzliche Leistungsausfälle in dieser Größenordnung durch das UCTE-Netz aufgefangen werden.

Um einen Stromaustausch zwischen den Netzen der UCTE und anderer Verbundnetze wie NORDEL, EES/VES und GB zu ermöglichen, sind diese über diverse Leitungen verbunden.

2.7.1 DAS AUFTRETEN VON ENGPÄSSEN

Laut der EU-Verordnung 1228/2003 ist ein Engpass definiert als „eine Situation, in der eine Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle

Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann“.

Engpässe zwischen nationalen Stromnetzen sind insbesondere historisch begründet. Nationale Leitungskapazitäten sind ursprünglich nicht auf einen ausgedehnten grenzüberschreitenden Stromtransit ausgerichtet, sondern zur Optimierung der nationalen Betriebstätigkeit gedacht. Das steigende Interesse an grenzüberschreitendem Stromhandel, das auf der Ausnutzung von Preisdifferenzen zwischen zwei Ländern bzw. Stromnetzen beruht, führt zunehmend zu Engpässen an den internationalen Kuppelstellen.

Neben dieser stärkeren Systembelastung ist die heute stärkere Kostenorientierung der ÜNB in annähernd gleichem Ausmaß für diese Engpässe verantwortlich. Sie hat zu einer geringeren Investitionsbereitschaft der ÜNB und somit zu rückläufigem Ausbau von grenzüberschreitenden Stromleitungen geführt. Zusätzlich sind Genehmigungsverfahren für neue Leitungen ein langwieriger Prozess.

Ein Maß für die Übertragungskapazität ist die Nettotransferkapazität (*Net Transfer Capacity*, kurz: NTC). Die Berechnung erfolgt, indem von einem maximal sicheren physikalischen Stromfluss (*Total Transfer Capacity*, kurz: TTC) eine Sicherheitsmarge (*Transmission Reliability Margin*, kurz: TRM) abgezogen wird. Somit lassen sich die NTC-Werte nach folgender Formel bestimmen: $NTC = TTC - TRM$. Da das Auftreten von Engpässen jahreszeitbezogen ist wird das Jahr für die Engpassberechnung in ein Winter- und ein Sommerhalbjahr aufgeteilt. Die ETSO (*European Transmission System Operators*) bestimmt an zwei Stichtagen jeden Jahres die NTC-Werte, die dann pauschal für jeweils alle Stunden des Winter- und des Sommerhalbjahres übernommen werden. Die Veröffentlichung der NTC-Werte erfolgt regelmäßig direkt durch die ÜNB und zwei Mal pro Jahr durch die ETSO.

Strom ist ein homogenes Gut, das zu einem einheitlichen Preis gehandelt werden sollte. Liegt jedoch ein Engpass zwischen zwei Ländern vor, können sich die Preise in diesen Ländern unterscheiden.

2.7.2 ENGPASSMANAGEMENTVERFAHREN

Grundsätzlich lassen sich die EPM-Verfahren in zwei Klassen einteilen: in administrative und in marktbasierter Zuteilungsverfahren. Bei Zuteilungsverfahren ohne Marktinformationen werden die knappen Übertragungskapazitäten nach der *first-come-first-serve*-Regel oder nach der pro Rata-Regel verteilt. Nachteil dieser Zuteilungsverfahren ist, dass keine Auskunft über die wahre Zahlungsbereitschaft der Händler besteht. Obwohl gerade der Preis ein gutes Allokationsin-

strument ist, denn er zeigt die Knappheit eines Gutes an. Da diese Verfahren nicht konform zu den gesetzlichen Vorgaben sind, wird nicht näher auf sie eingegangen.

Zu den marktbasierter Zuteilungsverfahren zählen das Market Coupling- Modell in unterschiedlichen Ausprägungen, das koordinierte grenzüberschreitende Redispatching zum Teil in Verbindung mit dem Countertrading- Verfahren sowie explizite oder implizite Auktionen. Die Abbildung 6 zeigt, welche EPM-Verfahren an den deutschen Landesgrenzen derzeit im Einsatz sind.

BRD/ Dänemark West	koordinierte explizite Auktion
BRD/ Dänemark Ost	konkret implizite Auktion
BRD/ Frankreich	koordinierte explizite Auktion
BRD/ Niederlande	koordinierte explizite Auktion
BRD/ Österreich	keine Auktion: keine Netzengpässe
BRD/ Polen	koordinierte explizite Auktion
BRD/ Schweiz	koordinierte explizite Auktion
BRD/ Tschechien	koordinierte explizite Auktion

ABBILDUNG 6: ENGPASSMANAGEMENTVERFAHREN AN DEUTSCHEN KUPPELSTELLEN

Im Weiteren wird auf die expliziten und impliziten Auktionen näher eingegangen. Die zur Betrachtung anstehenden Modelle werden unter Berücksichtigung ihrer Diskriminierungsfreiheit, Transparenz, statischen und dynamischen Effizienz und der Kapazitätsnutzung untersucht.

2.7.2.1 EXPLIZITE AUKTIONEN

Der wichtigste Grund für das überwiegende Vorherrschen der expliziten Auktionen ist die einfache Umsetzung des Verfahrens und der geringe Implementierungsaufwand. Wie die Abbildung 7 verdeutlicht, werden bei expliziten Auktionen nur Kapazitäten bzw. Kapazitätsrechte mit unterschiedlichen Laufzeiten versteigert (eindimensionale Mehrgutauktionen). Zudem gibt es klar definierte Marktgebiete, in denen Übertragungskapazitäten gehandelt werden können. Der eigentliche Stromhandel findet separat in einer anderen und zeitlich nachgelagerten Auktion an den Strombörsen statt. Wenn bei der Vergabe nur zwei Netzbetreiber beteiligt sind, spricht man von einer bilateralen expliziten Auktion. Wenn dagegen mehrere ÜNB an dieser mitwirken oder wenn die Auktion über eine gemeinsame Plattform abgewickelt wird, ist es eine koordinierte explizite Auktion.

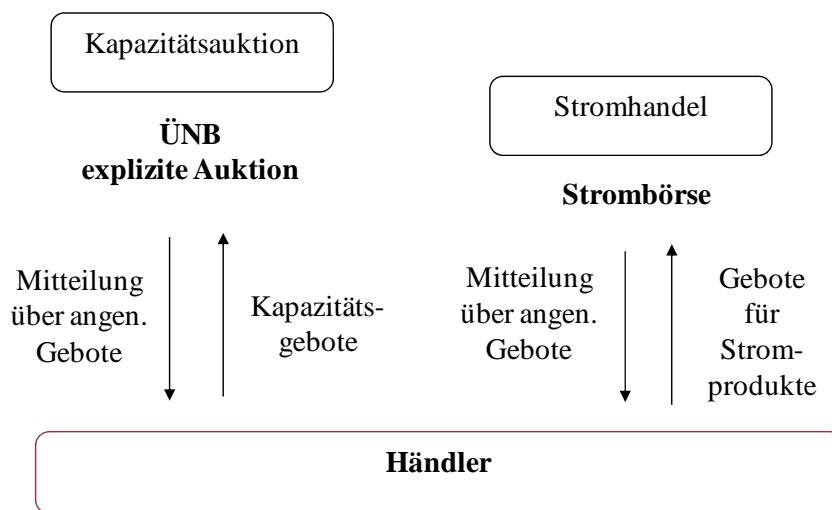


ABBILDUNG 7: EXPLIZITE AUKTIONEN

Die Auktion beginnt, indem die ÜNB die freien Übertragungskapazitäten feststellen. Bei bilateralen oder koordinierten Auktionen werden für jede Richtung die Transportkapazitäten bestimmt, aber unabhängig voneinander versteigert. Danach geben die Händler ihre Gebote für die Übertragungskapazität ab und nachdem die Preisfestsetzung durch die ÜNB erfolgt ist, werden die Händler über die Zuteilung der Kapazitätsrechte informiert. Bei dieser Ausgestaltung der Auktion gibt es zwei wichtige Einflussfaktoren: die Preisfindungsregel und die Vertragslaufzeit.

Abweichend zu einer Preisbildung an der Börse, welche sich durch Angebot und Nachfrage ergibt, wird bei expliziten Auktionen der Preis durch eine Preisfindungsregel festgelegt. Dabei gibt es zwei Alternativen: Die erste Alternative ist die Gebotspreisregel (auch bekannt als *pay-as-bid*) und die zweite ist die Einheitspreisregel (auch bekannt als *uniform pricing*). Im grenzüberschreitenden Engpassmanagement wird in der Regel die Einheitspreisregel verwendet. Hierbei ist das letzte gerade noch angenommene Gebot preisbestimmend. Wohingegen bei der Gebotspreisregel jeder Bieter den Preis seines Gebots bezahlen muss.

Grundsätzlich ist es möglich, dass Händler sich Kapazitätsrechte für bestimmte Grenzen und Richtungen schon Jahre im Voraus reservieren. Da aber auch Stromprodukte über den kurzfristigen Spotmarkt vergeben werden können, kann die zeitliche Trennung zwischen den Märkten dazu führen, dass die Händler nicht alle Kapazitäten benötigen und zum Teil Übertragungskapazitäten ungenutzt bleiben, was ineffizient ist. Deshalb sollte die Vergabe durch Verfahren ergänzt werden, die die Gültigkeitsdauer der Eigentumsrechte beschränken. Wenn ein Händler die Übertragungskapazitäten nicht benötigt, muss er diese entweder

zurückgeben (*use-it-or-loose-it*) oder kann das Kapazitätsrecht in der nächsten zeitlich nachgelagerten Vergabestufe verkaufen (*use-it-or-sell-it*).

Explizite Auktionen sind diskriminierungsfrei, wenn jeder Bieter bei den beteiligten ÜNB Kapazitätsgebote abgeben kann. Die ÜNB in Deutschland veröffentlichen auf ihren Internetseiten alle maßgeblichen Daten, die für die Vergabe wichtig und für jeden Marktteilnehmer einsehbar sind. Zudem werden zum Teil Handelsplattformen gegründet, über die die beteiligten nationalen ÜNB die Kapazitätsvergabe gemeinsam abwickeln können und die ihre Ergebnisse auch im Internet veröffentlichen. Eines der größten Probleme bei expliziten Auktionen besteht darin, dass der Stromhandel in einer zeitlich nachgelagerten und separaten Auktion abgewickelt wird und nicht in Verbindung mit der Auktion zur Vergabe von Kapazitäten steht. Durch dieses Auseinanderfallen der Vergabezeitpunkte entsteht Unsicherheit, welche zu einer nicht vollständigen Nutzung der knappen Kapazitäten führen kann.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist das für die Händler entstehende Preisrisiko. Für sie ist der grenzüberschreitende Handel nur dann vorteilhaft, wenn der Preis für die Übertragungskapazitäten kleiner der Preisdifferenz der jeweiligen nationalen Börsen ist (wenn der Preis gleich der Differenz ist, ist der Händler indifferent). Da aber die Kapazitäten vor der Preisbildung an der Börse vergeben werden, ist die Konsequenz, dass einige Kapazitäten in die falsche Richtung genutzt werden und die Kapazitäten nicht in Richtung Engpass gebucht werden. Somit muss der ökonomische Wert des Engpasses nicht unbedingt der Preisdifferenz vor und hinter dem Engpass entsprechen.

Die Einnahmen, die durch die Kapazitätsvergabe erzielt werden, verbleiben bei den entsprechenden ÜNB und können nach der StromNZ entweder für den Netzausbau oder mit den Netznutzungsentgelten verrechnet werden.

2.7.2.2 IMPLIZITE AUKTIONEN

Bei der impliziten Auktion wird die Kapazitätsvergabe zusammen mit dem Stromhandel durchgeführt. Grundlegende Kennzeichen von impliziten Auktionen sind die Bildung von Marktgebieten bzw. Preiszonen (*Market Splitting*), die Existenz einer Clearingstelle, welches ein Auktionsbüro, aber auch eine virtuelle Stelle sein kann und ein an der Börse orientierter Termin- und Spotmarkt.

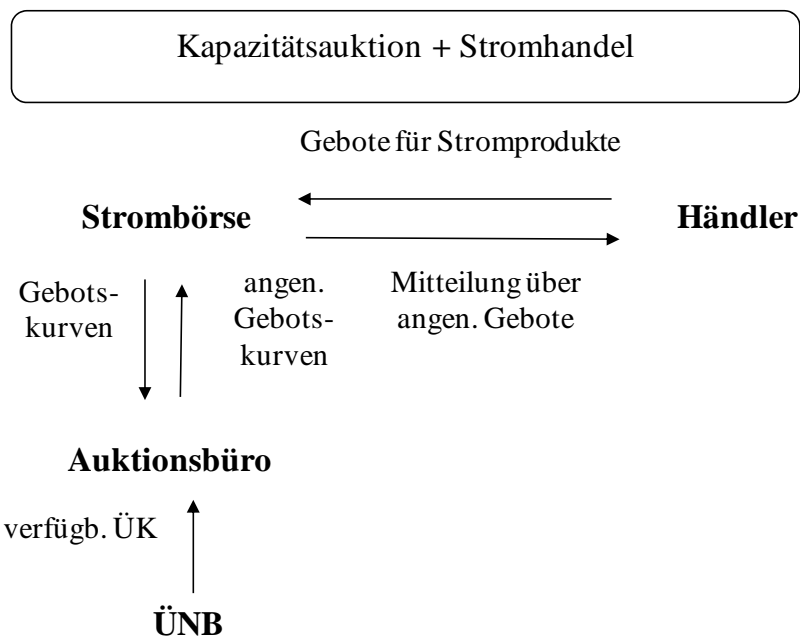


ABBILDUNG 8: IMPLIZTE AUKTION

Das Verfahren beginnt, indem die beteiligten ÜNB die zur Verfügung stehenden grenzüberschreitenden Kapazitäten (NTC) an das Auktionsbüro übermitteln. Die Händler geben ein Gebot für Stromprodukte an der jeweiligen nationalen Strombörse ab. Die Gebote schließen die benötigten Übertragungskapazitäten mit ein. Nun folgt ein zweistufiger Prozess: In der ersten Stufe sammeln die nationalen Strombörsen getrennt voneinander alle Kauf- und Verkaufsgebote, aggregieren diese zu einer Kauf- und Verkaufskurve und bilden einen Systempreis unabhängig von Engpässen. Anschließend leiten sie diesen an das Auktionsbüro weiter. In der zweiten Stufe ermittelt das Auktionsbüro, welche Gleichgewichtspreise sich entsprechend dieser Kauf- und Verkaufskurven an den nationalen Börsen eingestellt hätten und ob eventuell Engpässe im Übertragungsnetz entstehen. Wenn sich verschiedene Preise an den nationalen Börsen einstellen würden, kann das Auktionsbüro preisunabhängige Gebote (nach Handelschluss für die Händler) abgeben. Das Auktionsbüro kauft damit keine Produkte, bewirkt aber, dass ein Ausgleich zwischen den Börsen stattfindet. Die preisunabhängigen Gebote bewirken, dass das Land mit niedrigerem Preisniveau Strom in das Land mit höherem Preisniveau exportiert und sich dadurch ein einheitlicher Preis ergibt.

Für den Fall, dass zu wenig grenzüberschreitende Kapazitäten vorhanden sind und damit ein Engpass vorliegt, ist es wichtig, die knappen Übertragungskapazitäten in Richtung des Engpasses zu maximieren. Durch das Eingreifen des Auktionsbüros entspricht der ökonomische Wert des Engpasses der Preisdifferenz in den beteiligten Ländern. Daraus ergibt sich ein Marktpreis für

Strom mit den darin enthaltenen Engpasskosten. Abschließend teilt das Auktionsbüro den Strombörsen die angenommenen Gebotskurven mit. Diese informieren die Händler darüber, welche Gebote zur Zuteilung gekommen sind.

Der Vorteil der impliziten Auktion ist die gemeinsame, gleichzeitige Vergabe von Strom und Kapazitäten. Da aber alles über eine zentrale Stelle abgewickelt wird, besteht die Gefahr einer monopolistischen Stellung des Auktionsbüros. Dies stellt zwar die gleichen Regeln für alle Marktteilnehmer sicher, aber die Transparenz wird verringert. Denn die Händler wissen nicht, welche Gebote das Auktionsbüro abgegeben hat und ob diese Gebote möglicherweise strategisch motiviert waren.

Die effiziente, einheitliche und grenzüberschreitende Preisbildung wird erst durch das Auktionsbüro ermöglicht. Da dieses die vollständigen Marktinformationen erhält, kommt es zu einer effizienten Allokation der knappen Kapazitäten und einer Reduzierung von Planungsunsicherheiten durch die gemeinsame Vergabe. Es besteht im Weiteren, durch das Vorliegen einer zentralen Stelle, die Möglichkeit von einer NTC-Berechnung zu einer lastflussbasierten Berechnung der Kapazitäten zu wechseln. Die lastflussbasierte Berechnung bestimmt die Übertragungskapazitäten optimaler und betrachtet mehrere Grenzen gleichzeitig.

Ein weiterer Vorteil der impliziten Auktionen ist, dass durch die Allokation und durch den einheitlichen Marktpreis der ökonomische Wert des Engpasses der Differenz der Grenzkosten vor und hinter dem Engpass entspricht. Durch dieses Vergabeverfahren fällt auch eine Engpassrente an, die vom Auktionsbüro vereinnahmt wird. Diese Einnahmen entstehen dadurch, dass die Exportländer nicht den höheren Preis bekommen, der sich bei Außenhandel einstellen würde, sondern den nationalen Systempreis, der unabhängig von Engpässen ermittelt wurde.

Diese Engpassrente unterliegt der Regulierung und muss unter anderem den Netzbetreibern für Investitionen in ihre Netze bereitgestellt werden. Die Implementierung von impliziten Auktionen an deutschen Außengrenzen machen die Errichtung eines Auktionsbüros notwendig und die Reduzierung von vier ÜNB auf einen ÜNB in den entsprechenden Marktgebieten bzw. Preiszonen. Somit ist der Sonderfall Deutschland-Dänemark Ost nur möglich, da an der Grenze nur ein ÜNB im deutschen Marktgebiet existiert.

LITERATURVERZEICHNIS STROM

Ausubel, L. M.; Cramton, P. (2002): Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions. July 2002 Revision. University of Maryland, Department of Economics Working Paper 96-07.

Bartsch, Michael (2002): Stromwirtschaft: ein Praxishandbuch, Köl u.a.

Baur, Jürgen (2006): Unbundling in der Energiewirtschaft: ein Praxishandbuch, Köln u.a.

Beilhard, Hans-Jörg / Fels, Hendrik / Prinz, Michael (2007): Entflechtung der Netze: Ist ein unabhängiger Netzbetreiber tatsächlich das kleinere Übel? - eine Gegenüberstellung der Konzepte Ownership Unbundling und Independent System Operator (ISO), in: ew - Das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 106, Heft 2, S. 54-57.

Bonde, Bettina (2001): Deregulierung und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft, in: Europäische Hochschulschriften, Reihe 5, Band 2811, Hohenheim.

Borenstein, Severin and Steven P. Holland (2007): Investment Efficiency in Competitive Electricity Markets with and without Time-Varying Retail Prices. CSEM Working Paper 106, 2002.

Böske, Johannes (2007): Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft. Marburg: LIT Verlag 2007.

Bower, J.; Bunn, D. W. (2000): Model-Based Comparisons of Pool and Bilateral Markets for Electricity. In: The Energy Journal, Jg. 21, Heft 3, S. 1-29.

Braßler, A.; Krabel, S. (2006): Mehrdimensionale Auktionsformate. In: ZfM - Zeitschrift für Management, Jg. 1, Heft 4, S. 406-429.

Brosig, J.; Reiß, J. P. (2007): Entry decisions and bidding behavior in sequential first-price procurement auctions: An experimental study. In: Games and Economic Behavior, Jg. 58, Heft 1, S. 50-74.

Brückl, O.; Neubarth, J.; Wagner, U. (2006): Regel- und Reserveleistungsbedarf eines Übertragungsnetzbetreibers. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 56, Heft 1-2, S. 50-55.

Brunekreeft, Gert / Keller, Katja (2003): Elektrizität: Verhandelter versus regulierter Netzzugang, in: Brunekreeft, Gert / Knieps, Günter (Hrsg.): Zwischen Regulierung und Wettbewerb, Netzsektoren in Deutschland, 2. Auflage, Heidelberg.

Büdenbender, Ulrich / Rosin, Peter (2007): Einführung eines Ownership Unbundling bzw. Independent System Operator in der Energiewirtschaft: rechtliche und rechtspolitische

Würdigung der wesentlichen Argumente der Europäischen Kommission, in: Düsseldorf Schriften zum Energie- und Kartellrecht, Band 7, Essen.

Büdenbender, Ulrich / Rosin, Peter (2007): Pro und Contra Ownership Unbundling in der Energiewirtschaft, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 57, Heft 8, S. 20-31.

Bundesnetzagentur (2006): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt von Primärregelung. Az. BK6 - 06 - 012.

URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/7318.pdf>, Stand: 07.06.2008.

Bundesnetzagentur (2007a): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt von Primärregelung. Az. BK6 - 06 - 065.

URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/11282.pdf>, Stand: 07.06.2008.

Bundesnetzagentur (2007b): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt von Sekundärregelung. Az. BK6 - 06 - 066.

URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/11285.pdf>, Stand: 07.06.2008.

Bundesnetzagentur (2008): Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie), S.59.

Büsgen, Uwe, Dürrschmidt, Wolfhart: *Strom aus erneuerbaren Energien – eine Bilanz auf der Basis des EEG-Erfahrungsberichtes*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jg., 3, 2008, S.8-14.

Caramanis, Michael C., Bohn, Roger E. and Fred C. Schweppe (1982): Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-101 (9), 1982, S. 3234-3245.

Chao, H.-P.; Wilson, R. (2002): Multi-dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules. In: Journal of Regulatory Economics, Jg. 22, Heft 2, S. 161 - 183.

Cramton, Peter and Steven Stoft (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generation Capacity. A White Paper for the Electricity Oversight Board. 2006.

Czakainiski, Martin (2007): Netzsicherheit und Strommarktentwicklung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57. Jg. (2007) Heft 12, S. 12.

de Vries, Laurens J. (2004): Securing the public interest in electricity generation markets – The myths of the invisible hand and the copper plate. Dissertation (Ph.D.), Delft University of Technology, 2004.

de Vries, Laurens J. (2007): Generation Adequacy: Helping the Market do its job. In: Utilities Policy Vol. 15 (1), 2007, S. 20-35.

de Vries, Laurens J. and R.A. Hakvoort (2004): The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets. Fondazione Eni Enrico Mattei Note di Lavoro Series, 2004. URL: <http://ssrn.com/abstract=600503> (Stand: 02.05.2008).

De Wyl, Christian / Hartmann, Christian / von Petz, Ferdinand (2007): Die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - eine Chance für Newcomer auf dem deutschen Stromerzeugungsmarkt, in: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), Jg. 11, Heft 2, S. 132-136.

DENA: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, 2005.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), 2008.

Dinand, Jan / Reuter, Egon (2006): Die Netz AG als zentraler Netzbetreiber in Deutschland - zur Verbesserung des Wettbewerbs im Strommarkt, 1. Auflage, Wiesbaden.

Doorman, Gerard L. (2000): Peaking Capacity in Restructured Power Systems. Dissertation (Ph.D.), Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering, 2000.

Doorman, Gerard L. (2003): Capacity Subscription and Security of Supply in Deregulated Electricity Market. Research Symposium European Electricity Markets, Den Haag (Niederlande), September 2003.

EEG (2004): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 1. Juli 2004, Bundesgesetzblatt, Teil I, Nr. 40, S. 1918–1930.

EnWG (2007): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), 18.12.2007.

Erdmann, G., Zweifel, P. (2008): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. Springer, Berlin u.a.

ETSO (2000): Net Transfer Capacity (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Markets of Electricity in Europe (IEM).

ETSO (2001): Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, Online.

Fabra, N. (2003): Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform versus Discriminatory. In: Journal of Industrial Economics, Jg. 51, Heft 3, S. 271-293.

Fell, Uli (2001): Vertikale Integration und vertikale Gegenmacht, in: Fehl, Ulrich / Oberender, Peter (Hrsg.): Schriften zur Nationalökonomie, Band 33, Bayreuth.

Flandrich, Dirk, Grewe, Joachim (2003): Zur ökonomischen Rationalität des Erneuerbare-Energien-Gesetz, in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, vol. 29 (2003), S. 81-96.

Fritsch, Michael / Wein, Thomas / Ewers, Hans-Jürgen (2005): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 6. Auflage, München.

Fuchs, Martin (2005) : Deregulierung des Strommarktes – auf Kosten der Sicherheit?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55. Jg., Heft 12, S. 888-889.

Generaldirektion Wettbewerb der Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2007): Report on Energy Sector Inquiry.

Generaldirektion Wettbewerb der Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2007): Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament - Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Glachant, J. M., Saguan, M. (2007): An Institutional Frame to Compare Alternative Market Designs in EU Electricity Balancing. Cambridge Working Papers in Economics.

Green, R., McDaniel, T. (1999): Expected Revenues in the Balancing Market: Equivalence Between Pay-as-Bid and SMP. University of Cambridge mimeo.

Green, Richard (2004): Retail Competition and Electricity Contracts. CMI Working Paper 33.

Green, Richard (2005): Electricity and Markets. In: Oxford Review of Economic Policy Vol. 21 (1), S. 67-87.

Grosfeld-Nir, A., Tishler, A. (1993): A Stochastic Model for the Measurement of Electricity Outage Costs. In: Energy Journal, Jg. 14, Heft 2, S. 157-174.

Häder, Michael (2004): Die Förderung erneuerbarer Energien in der Europäischen Union. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 54. Jg., Nr. 6, S. 366-370

Häder, Michael (2005): Einspeisevergütungs- und Quotenmodelle zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg., Nr. 9, S. 610-615

Haubrich, Hans-Jürgen, Fritz, Wolfgang, Zimmer, Christian, Von Sengbusch, Klaus (2007): Politikinstrumente zur Förderung erneuerbarer Energien, Saarbrücken.

Hennicke, P., Fishedick, M. (2007): **Erneuerbare Energien, München.**

Hensing, Ingo / Pfaffenberger, Wolfgang / Ströbele, Wolfgang (1998): Energiewirtschaft - Einführung in Theorie und Politik, 1. Auflage, München u.a.

Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D. (2007): Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 7., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage. Aufl., Vieweg+Teubner, Wiesbaden.

Hohmeyer, Olav: *Vergütung nach dem EEG – Subvention oder fairer Ausgleich externer Kosten?* in: **Ziesing, Hans-Joachim:** *Externe Kosten in der Stromerzeugung*, 2004

Holznagel, Bernd, Theurl, Theresia, Meyer, Eric, Schumacher, Pascal (2008): Ownership Unbundling - Rechtliche und ökonomische Bewertung eigentumsrechtlicher Entflechtungsmaßnahmen gegenüber Energienetzbetreibern, in: Recht und Ökonomie der Netzregulierung, Band 4, Berlin.

Hunt, Sally (2002): Making Competition Work in electricity, Wiley, New York.

International Energy Agency (IEA) (2003): Power Generation Investment in Electricity Markets. Paris, 2003.

Jacobsson, Staffan, Lauber, Volkmar (2006): *The politics and policy of energy system transformation – explaining the German diffusion of renewable energy technology*, in: Energy Policy, 34, S.256-276.

Jaffe, Adam B. and Frank A. Felder (1996): Should Electricity Markets Have a Capacity Requirement? If So, How Should It Be Priced? In: The Electricity Journal Vol. 9 (10), S. 52-60.

Jarass, Lorenz, Obermair, Gustav M. (2005): *Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29, S.47-53.

Jornsten, Kurt (2001): Zonal pricing in a deregulated electricity market, in The Energy Journal, Vol. 22, Nr. 1, S. 1.

Joskow, P. L. (1996): Introducing Competition into Regulated Network Industries: From Hierarchies to Markets in Electricity. In: Industrial and Corporate Change, Jg. 5, Heft 2, S. 341 - 382.

Joskow, Paul L. (2006): Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. Working Paper 06-14 AEI-Brookings Joint Center for Regulatory Studies, 2006. URL: <http://ssrn.com/abstract=902005> (Stand: 14.05.2008).

Kaltschmitt, Martin: Energiesysteme, in: ders. (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Berlin u.a. 2003.

Kirschen, D. S.; Strbac, G. (2004): Fundamentals of power system economics. Wiley, Chichester.

Knieps, Günter (2003): Der Wettbewerb und seine Grenzen: Netzgebundene Leistungen aus ökonomischer Sicht, Diskussionsbeitrag des Instituts für Verkehrswissenschaften und Regionalpolitik Nr. 93, Freiburg i. Br.

Knieps, Günter (2007): Netzökonomie: Grundlagen, Strategien, Wettbewerbspolitik, 1. Auflage, Wiesbaden.

Konstantin, P. (2007): Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -Transport und -Beschaffung im Liberalisierten Markt. Springer, Berlin.

KraftNAV (2007): Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV).

Krewitt, Wolfram, Schломann, Barbara: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), o.O, 2006.

Leder, C. / Düvel, B. / Oswald, T. / Kurz, S. / Hodurek, C. (2007): Prognosen der EEG-Strommengen für den bundesweiten Belastungsausgleich. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57. Jg., Nr.12, S. 20-24.

Li, Feng/ Haubrich, Hans-Jürgen (2006) : Bewertung von Netzausbaumaßnahmen zur Engpassbeseitigung im UCTE-Verbundnetz, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg., Heft 3, S.16.

Müller, Christoph (2006): Eine preistheoretische Betrachtung des Ownership Unbundling, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 56, Heft 1/2, S. 34-37.

Müller, Christoph (2007): Anmerkungen zur Debatte um das Ownership Unbundling, in: ew - Das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 106, Heft 1-2, S. 50-52.

Müller, Christoph (2007): Grenzkostenpreise und Nachhaltigkeit des Kraftwerkbetriebs. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57. Jg. 5, S. 26-30.

Müller-Kirchenbauer, J., Zenke, I. (2001): Wettbewerbsmarkt für Regel- und Ausgleichsenergie. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 51, Heft 11, S. 696-703.

Nabe, Christian (2006): Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt; Dissertation an der TU Berlin.

Nailis, D. (2006): Steht der Regelenergiemarkt vor dem Umbruch? Auswirkungen des EnWG und der Netzzugangsverordnung auf Regel- und Ausgleichsenergie. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 56, Heft 1/2, S. 56-60.

Neubarth, Jürgen, Woll, Oliver, Weber, Christoph, Gerecht, Michael (2006): *Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56.Jg., 7, S.42-45.

Nikolosi, Marco, Wissen, Ralf (2008): Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet ? in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 1/2, Vol. 58, S. 110-115.

Ockenfels, Axel, Grimm, Veronika, Zoetli, Gregor (2008): Strommarktdesign- Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, URL: <http://www.eex.com/de/document/31454> [Stand: 15.05.2008]

Oren, Shmuel S. (2000): Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets. In: *Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Curitiba (Brasilien), 21.-26.

Pfaffenberger, Wolfgang: Wertschöpfung und Beschäftigung durch grüne Energieproduktion?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft: 9, 2006, Vol. 56, S. 22-26.

Rebours, Y. G., S. Kirschen, D., Trotignon, M., Rossignol, S. (2007): A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part II: Economic Features. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 22, Heft 1, S. 358-366.

Rendschmidt, Dennis, Arms, Hanjo, Cord, Matthias, Maxelon, Michael (2007): Das deutsche Stromnetz - Bestandsaufnahme und Ausblick, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 57, Heft 6, S. 66-69.

Roques, Fabien A., Newberry David M. and William J. Nuttall (2005): Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience. In: *Review of Network Economics*, Vol. 4 Issue 2, S. 93-128.

Rothkopf, M. H. (1999): Daily Repetition: A Neglected Factor in the Analysis of Electricity Auctions. In: *The Electricity Journal*, Jg. 12, Heft 3, S. 60-70.

Schiffer, Hans-Wilhelm: Energiemarkt Deutschland, Köln 1999.

Schumacher, Katja, Sands, Ronald D. (2006): *Innovative energy technologies and climate policy in Germany*, in *Energy Policy*, 34, S.3929-3941

Schwab, A. J. (2006): *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer, Berlin u.a.

Söder, Lennart, Ackermann, Thomas (2005): *Wind Power in Power Systems: An Introduction* in: Ackermann, Thomas (Hrsg): *Wind Power in Power Systems*, 1. Auflage, John Wiley & Sons Verlag, West Sussex.

Stoft, Steven (2002): *Power System Economics – Designing Markets for Electricity*. Piscataway: IEEE Press, 2002.

Swider, Derk Jan (2005): Sequential bidding in day-ahead auctions for spot energy and power systems reserve. In: Proceedings of the 7th IAEE European Conference on "Energy Markets in Transition". Bergen.

Swider, Derk Jan (2006): *Handel an Regelenergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber*, Stuttgart 2006.

Swider, Derk Jan (2007): Wettbewerb am deutschen Regelenergiemarkt? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 57, Heft 9, S. 32-37.

Swider, Derk Jan, Ellersdorfer, Ingo (2005): Kosteneffizienz am deutschen Regelenergiemarkt. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 55, Heft 11, S. 802-806.

Swider, Derk Jan, Weber, Christoph (2003): Ausgestaltung des deutschen Regelenergiemarktes. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 53, Heft 7, S. 448-453.

Swider, Derk Jan, Ellersdofer, Ingo, Hundt, Matthias, Voß, Alfred (2007): Marktmacht am deutschen Elektrizitätsmarkt - empirisch nachweisbar?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 57, Heft 11, S. 32-39.

Vázquez, Carlos, Rivier, Michel and Ignacio J. Pérez-Arriaga (2002): A market approach to long-term security of supply. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17 (2), S. 329-357.

Visudhiphan, Poonsaeng, Skantze, Petter and Marija Ilic (2001): Dynamic Investment in Electricity Markets and Its Impact on System Reliability. In: Proceedings of the Market Design 2001 Conference, Stockholm 7th and 8th June, 2001, S. 91-110.

Volk, G. (2007): Neue Aufgaben für die Bundesnetzagentur durch die Novellierung des Erneuerbare-Energie-Gesetzes. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57. Jg., Nr. 8, S. 40-44.

Vollhals, Julia, Schwarz, Hans-Günther, Dees, Philipp, Meier, Sonja (2007): Struktur und Konzentration im deutschen Stromendkundenmarkt, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 57, Heft 1/2, S. 14-16.

Wawer, Tim (2007): Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt. Dissertation, Westfälische Wilhelms-Universität Münster.

Weber, Christoph (2002): Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 52. Jg. (11), S. 756-759.

Weigt, J. (2005): Die Zukunft der erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg., Nr. 9, S. 656-661.

Wiedmann, Klaus-Peter, Langerfeldt, Michael (2004): Verschärftes Unbundling in der deutschen Energiewirtschaft (Teil 1): Grundlagen der EG-Beschleunigungsnovelle und volkswirtschaftliche Monopoltheorie, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 54, Heft 3, S. 158-165.