

Joachim Wittinghofer

Das Verbot langfristiger Lieferverträge im deutschen Erdgasmarkt

Die wettbewerbliche Bedeutung der Vertragsaufhebung vor dem Hintergrund eines
zweivertraglichen Netzzugangssystems (*Entry/Exit-System*)

Das Verbot langfristiger Lieferverträge im deutschen Erdgasmarkt

Die wettbewerbliche Bedeutung der Vertragsaufhebung vor dem Hintergrund eines zweivertraglichen Netzzugangssystems (*Entry/Exit-System*)

Inaugural-Dissertation

Zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Wirtschaftswissenschaften durch die
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster

vorgelegt von

Joachim Wittinghofer

aus

Essen

Erster Berichterstatter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele
Zweiter Berichterstatter: Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig
Dekan: Prof. Dr. Wolfgang Berens
Tag der mündlichen Prüfung: 08.07.2008

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	I
TABELLENVERZEICHNIS	IV
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VII
1. EINLEITUNG	1
2. MARKTSPEZIFISCHE GRUNDLAGEN DER ERDGASWIRTSCHAFT	7
2.1. ENERGIETRÄGER ERDGAS	7
2.1.1. <i>Zusammensetzung und Qualität</i>	7
2.1.2. <i>Weltweites und europäisches Gasangebot</i>	8
2.1.2.1. <i>Erdgasförderung</i>	8
2.1.2.2. <i>Erdgasreserven</i>	10
2.1.3. <i>Weltweite und europäische Erdgasnachfrage</i>	12
2.1.3.1. <i>Erdgasverbrauch</i>	12
2.1.3.2. <i>Importabhängigkeit</i>	16
2.2. TRANSPORT- UND SPEICHERINFRASTRUKTUR	19
2.2.1. <i>Netzstruktur</i>	19
2.2.2. <i>Erdgasspeicher</i>	26
2.3. HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER GEGEBENEN MARKTSTRUKTUR	29
2.3.1. <i>Etablierung von Erdgas als relevanter Primärenergieträger in Deutschland</i>	29
2.3.2. <i>Etablierung von festen Handelsstrukturen auf dem deutschen Erdgasmarkt</i>	36
2.3.3. <i>Politische Paradigmenwechsel und die Identifizierung des Essential Facility</i>	37
2.3.4. <i>Entwicklung des Wettbewerbs auf dem deutschen Gasmarkt seit 1998</i>	42
3. AUFHEBUNG LANGFRISTIGER LIEFERVERTRÄGE	46
3.1. EINLEITUNG UND HISTORISCHER HINTERGRUND.....	46
3.2. ÖKONOMISCHE RECHTFERTIGUNG LANGFRISTIGER LIEFERVERTRÄGE ...	50
3.2.1. <i>Institutionenökonomische Charakterisierung eines Vertrags</i>	50
3.2.2. <i>Institutionenökonomische Gestaltungsparameter eines Vertrags</i> ..	53
3.2.3. <i>Struktur eines langfristigen Liefervertrages</i>	58
3.3. AUFHEBUNG DER LANGFRISTIGEN LIEFERVERTRÄGE DURCH DAS BUNDESKARTELLAMT	64
3.4. VERTEIDIGUNG DER LANGFRISTIGEN LIEFERVERTRÄGE DURCH DIE ETABLIERTE GASWIRTSCHAFT	68
3.5. AUSWIRKUNG DES VERTRAGSVERBOTS AUF DEN DEUTSCHEN GASMARKT.....	71
3.5.1. <i>Wesentliche Risiken von Erdgaslieferbeziehungen</i>	71
3.5.2. <i>Auswirkungen auf den Markt und den Wettbewerb</i>	75
3.5.3. <i>Auswirkungen auf die Regional- und Ortgasunternehmen</i>	75

3.5.4.	<i>Auswirkungen auf die etablierten überregionalen Import- und Ferngasunternehmen.....</i>	<i>76</i>
3.5.5.	<i>Auswirkungen auf neue Erdgasanbieter im deutschen Markt.....</i>	<i>77</i>
3.5.6.	<i>Auswirkungen auf die ausländischen Erdgasproduzenten.....</i>	<i>77</i>
4.	LIBERALISIERUNG DES EUROPÄISCHEN GASMARKTES UND DAS ZWEIVERTRAGLICHE NETZZUGANGSSYSTEM	80
4.1.	LIBERALISIERUNG ALS GRUNDLAGE EINES REGIMEWECHELS	80
4.1.1.	<i>Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG.....</i>	<i>82</i>
4.1.2.	<i>Erste Novellierung des EnWG von 1998.....</i>	<i>84</i>
4.1.2.1.	<i>Verbändevereinbarung Gas I und II</i>	<i>85</i>
4.1.2.1.1.	<i>Punkt-zu-Punkt-Netzzugangsmodell der Verbändevereinbarung Gas I.....</i>	<i>85</i>
4.1.2.1.2.	<i>Punkt-Zahl-Netzzugangsmodell der Verbändevereinbarung Gas II.....</i>	<i>89</i>
4.1.3.	<i>Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EG.....</i>	<i>91</i>
4.1.4.	<i>Zweite Novellierung des EnWG von 2005.....</i>	<i>93</i>
4.2.	EINFÜHRUNG DES ZWEIVERTRAGSMODELLS	97
4.2.1.	<i>Basismodell</i>	<i>99</i>
4.2.2.	<i>Einzelbuchungsmodell.....</i>	<i>105</i>
4.2.3.	<i>Kostenfaktoren des Zweivertragssystems</i>	<i>108</i>
5.	WETTBEWERBLICHE ANALYSE DES ZWEIVERTRAGSSYSTEMS	112
5.1.	GASLIEFERANT ALS VERSORGER	114
5.1.1.	<i>Inkongruenz zwischen Beschaffung und Absatz.....</i>	<i>114</i>
5.1.1.1.	<i>Bezugsstruktur eines Lieferanten</i>	<i>114</i>
5.1.1.2.	<i>Absatzstruktur eines Lieferanten.....</i>	<i>115</i>
5.1.2.	<i>Harmonisierung von Bezug und Absatz</i>	<i>116</i>
5.1.2.1.	<i>Einsatz von Speichern</i>	<i>117</i>
5.1.2.2.	<i>Unterbrechung von Sonderkunden.....</i>	<i>119</i>
5.1.2.3.	<i>Zusammenfassung von Kunden</i>	<i>120</i>
5.2.	AGGREGATIONSEFFEKT IN VERSORGUNG UND TRANSPORT	121
5.2.1.	<i>Versorgung</i>	<i>122</i>
5.2.1.1.	<i>Versorgung bei Strukturunkenntnis.....</i>	<i>122</i>
5.2.1.2.	<i>Versorgung bei Strukturkenntnis.....</i>	<i>124</i>
5.2.2.	<i>Transport.....</i>	<i>126</i>
5.2.2.1.	<i>Transport im Strommarkt</i>	<i>126</i>
5.2.2.2.	<i>Transport im Gasmarkt</i>	<i>128</i>
5.3.	AKQUISITIONSSTRATEGIE UND TRANSPORT-DURCHSCHNITTSKOSTENKURVE EINES ANBIETERS	130
5.3.1.	<i>Benutzungsstundenanzahl und Marktstrukturlinie</i>	<i>131</i>
5.3.2.	<i>Auswirkungen des Leistungs- und des Struktureffektes.....</i>	<i>133</i>
5.3.3.	<i>Kurvenverlauf der Transportdurchschnittskosten.....</i>	<i>138</i>
5.3.4.	<i>Informationsstand und Akquisitionsstrategie eines Anbieters</i>	<i>143</i>
5.4.	DUOPOLISTISCHE VERHALTENSWEISE UND VORTEIL DES ERSTEN ZUGS	146
5.4.1.	<i>Verhaltensweise bei paritätischer Aufteilung eines Marktgebietes</i>	<i>146</i>
5.4.2.	<i>Verhaltensweise bei Marktdominanz eines Anbieters</i>	<i>149</i>

5.5.	WETTBEWERBSFÄHIGKEIT DES DEUTSCHEN GASMARKTES	153
5.6.	KRITISCHE BEWERTUNG DER GESETZTEN ANNAHMEN.....	161
6.	AKTUELLER DEUTSCHER GASMARKT	164
6.1.	ANZAHL DER MARKTGEBIETE.....	164
6.2.	BEWERTUNG UND UMSETZUNG DES BASISMODELLS.....	173
6.3.	BEWERTUNG DES EINZELBUCHUNGSMODELLS.....	178
7.	SCHLUSSBETRACHTUNG UND AUSBLICK	184
	LITERATURVERZEICHNIS	190

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Europäische und innerdeutsche Ferntransportpipelines, Stand Januar 2007.....	22
Tabelle 2: Wesentliche Ferngasgesellschaften Deutschlands.....	23
Tabelle 4: Erdgasmarktgebiete in Deutschland (2006 bis 2008).....	165

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Weltweite Erdgasförderung (1980-2006)	8
Abbildung 2: Die zehn größten Erdgasförderer (2006)	9
Abbildung 3: Europäische Erdgasförderung (1990-2006)	9
Abbildung 4: Europäische Erdgasförderung (2006)	10
Abbildung 5: Weltweite Erdgasreserven (1980-2006)	11
Abbildung 6: Die zehn gasreichsten Länder (2006)	11
Abbildung 7: Weltweite Verteilung des Gasverbrauchs (2004)	12
Abbildung 8: Weltweiter Gasverbrauch (1990-2006)	13
Abbildung 9: Europäischer Erdgasverbrauch (1971-2004)	14
Abbildung 10: Die größten europäischen Erdgasverbraucher (2006)	14
Abbildung 11: Deutscher Erdgasverbrauch (1971-2004)	15
Abbildung 12: Erdgasverbrauch in Deutschland (2002) nach Sektoren	15
Abbildung 13: Entwicklung der Einfuhr Naturgas in die Bundesrepublik (in TJ).....	16
Abbildung 14: Bezugsquellen des deutschen Erdgasmarktes und deren Anteil [%] in 2004.....	17
Abbildung 15: Deutscher Erdgasverbrauch (1971-2004)	18
Abbildung 16: Physische Struktur der Gaswirtschaft	20
Abbildung 17: Europäisches Fernleitungsnetz	21
Abbildung 18 (links): Deutsches überregionales Transportnetz	23
Abbildung 19 (rechts): Kapazitätsgestaltung des deutschen Transportnetzes	23
Abbildung 20: Speicherkapazitäten in Deutschland	28
Abbildung 21: Absatzgebiete der unterschiedlichen Erdgasqualitäten in Deutschland.....	32
Abbildung 22: Marktstruktur und Neuordnung vor der Neuordnung	35
Abbildung 23: Wertschöpfungskette der Erdgaswirtschaft	39
Abbildung 24: Lieferverträge zwischen den verschiedenen Handelsstufen	48
Abbildung 25: Stapelverbot von Lieferverträgen zur Vermeidung von langfristiger Kundenbindung	49
Abbildung 26: Bandbreite der Ausgestaltungsmöglichkeiten von Vertragsbeziehungen.....	52
Abbildung 27: Risikoallokation zwischen Lieferant und Bezieher in einem langfristigen Erdgasliefervertrag.....	61
Abbildung 28: Preisentwicklungen Erdgas und Erdöl in Deutschland (2000-2007).....	70
Abbildung 29: Gasspezifische Risikoklassen	72
Abbildung 30: Zeitverlauf der Liberalisierung des deutschen Gasmarktes	81
Abbildung 31: Bilanzkreissystematik (1)	102
Abbildung 32: Bilanzkreissystematik (2)	103
Abbildung 33: Bilanzkreissystematik (3)	104
Abbildung 34: Basismodell	105
Abbildung 35: Einzelbuchungsmodell	106
Abbildung 36 (links): Beispielhafter Jahreslastgang eines Erdgasimporteurs.....	114
Abbildung 37 (rechts): Beispielhafter Jahresbezug eines Erdgasimporteurs.....	114
Abbildung 38: Beispielhafter Wochenlastgang eines lokalen Weiterverteilens.....	115

Abbildung 39 (links): Beispielhafter Jahreslastgang eines lokalen Weiterverteilers	116
Abbildung 40 (rechts): Beispielhafter Jahresbezug eines lokalen Weiterverteilers	116
Abbildung 41: Harmonisierung von Beschaffung und Absatz eines Erdgaslieferanten	117
Abbildung 42: Beispielhafter saisonaler Speichereinsatz	118
Abbildung 43: Beispielhafte Unterbrechung eines Sonderkunden	119
Abbildung 44: Fiktiver Lastgang eines Kunden	123
Abbildung 45: Portfolioeffekt aus zwei unterschiedlichen, fiktiven Lastgängen	124
Abbildung 46: Beispielhafte finanzielle und physikalische Zuordnung von Elektrizitätsflüssen	127
Abbildung 47: Darstellung einer fiktiven Marktstrukturlinie	133
Abbildung 48: Kundenakquisition – Beispiel A	134
Abbildung 49: Kundenakquisition – Beispiel A	135
Abbildung 50: Kundenakquisition – Beispiel B	136
Abbildung 51: Grafische Darstellung des Verhältnisses der Benutzungsstundenanzahl (Bh) und der Transportdurchschnittskosten (TDK)	139
Abbildung 52 (links): Mögliche Kurvenverläufe der TDK	141
Abbildung 53 (rechts): TDK-Kurvenverlauf mit Sprungstelle	141
Abbildung 54: TDK-Verläufe bei nicht-identischen TDK- Minderungsbeiträgen der Kunden	143
Abbildung 55: Gegenüberstellung der TDK-Verläufe von zwei Marktakteuren bei paritätischer Aufteilung der Gesamtabsatzmenge	147
Abbildung 56: Separate Bepreisung von Kunden mit negativem TDK- Minderungsgrenzbeitrag	150
Abbildung 57: Gegenüberstellung der TDK-Verläufe von zwei Marktakteuren bei nicht-paritätischer Aufteilung der Gesamtabsatzmenge	151
Abbildung 58: Ableitung des Monopolgrads mittels der PAF-Kurve und der DK-Kurven des Wettbewerbs und des Monopolisten	157
Abbildung 59: Konsolidierung von Marktgebieten	160
Abbildung 60: Anzahl der H-Gas-Marktgebiete zum 01.10.2007 bzw. 01.10.2008	166
Abbildung 61: Anzahl der L-Gas-Marktgebiete zum 01.10.2007 bzw. 01.10.2008	166
Abbildung 62: Bepreisung des marktgebietsüberschreitenden Transports	168
Abbildung 63: Marktgebietsüberschreitender Transport im Basismodell	170
Abbildung 64: Bilanzieller Zusammenhang von Ausgleichs- und Regelenergie	174
Abbildung 65: Marktgebietsüberschreitender Transport im Einzelbuchungsmodell	178
Abbildung 66: Anwendung des Gleichzeitigkeitsfaktors nach Kooperationsvereinbarung I	180
Abbildung 67: Verlauf der GZF-Kurve	182

Abkürzungsverzeichnis

Allgemeine Abkürzungen:

Abb.	= Abbildung
Art.	= Artikel
Abs.	= Absatz
bspw.	= beispielsweise
bzw.	= beziehungsweise
bzgl.	= bezüglich
ca.	= circa
d.h.	= das heißt
etc.	= et cetera
et al.	= et altera
f.	= folgende Seite
ff.	= fortfolgende Seiten
u.a.	= unter anderem
Vgl.	= vergleiche
z.B.	= zum Beispiel
z.T.	= zum Teil
z.Zt.	= zur Zeit

Technische Abkürzungen:

kWh	= Kilowattstunde(n)
MWh	= Megawattstunde(n)
TWh	= Terawattstunde(n)
kW	= Kilowatt

MW	= Megawatt
Bh	= Benutzungsstunden
MGV	= Marktgebietsverantwortlicher
BK	= Bilanzkreis
MÜT	= marktgebietsüberschreitender Transport
TDK	= Transportdurchschnittskosten

Institutionen:

BNetzA	= Bundesnetzagentur
BKartA	= Bundeskartellamt
EU	= Europäische Union
EU-Kom	= Europäische Kommission

Gesetzestexte:

GasRL 98	= Europäische Gasrichtlinie von 1998
GasRL 2003	= Europäische Gasrichtlinie von 2003
EnWG 98	= Energiewirtschaftsgesetz von 1998
EnWG 2005	= Energiewirtschaftsgesetz von 2005
GasNZV	= Gasnetzzugangsverordnung
VV	= Verbändevereinbarung

1. EINLEITUNG

Im Januar 2006 erließ die 8. Beschlussabteilung des Bundeskartellamts ein Verbot bezüglich langfristiger Lieferverträge zwischen Ferngasunternehmen und den nachgelagerten Regional- und Ortsgasunternehmen. Seiner Auffassung nach unterbanden die bis zu diesem Zeitpunkt üblichen und zum Teil bis zu 20 Jahren andauernden Verträge erheblich den Wettbewerb auf dem deutschen Gasmarkt. Potentielle Kunden wurden durch derartige Verträge systematisch am Wettbewerb vorbeigeleitet. Weder hatten diese Gasunternehmen die Chance, ihre Bezugskosten durch alternative Lieferangebote zu senken, noch hatten neue Gasanbieter die Möglichkeit, sie als Kunden zu gewinnen und auf diese Weise auf dem deutschen Gasmarkt Fuß zu fassen. Trotz entsprechender Gegenwehr durch die etablierten deutschen Ferngasunternehmen bestätigte das Oberlandesgericht Düsseldorf den Beschluss des Bundeskartellamts im Oktober 2007, da auch der zuständige Senat in der Aufhebung der langfristigen Lieferverträge die Möglichkeit sah, die weiterhin bestehende Marktdominanz der etablierten Ferngasunternehmen aufzubrechen und so den Wettbewerb zu unterstützen.

In der vorliegenden Arbeit soll eben diese Wirkung auf das Wettbewerbsgefüge des deutschen Erdgasmarktes näher betrachtet werden. Hierbei soll allerdings weniger die Frage beleuchtet werden, ob diese Aufhebung der langfristigen Lieferverträge eine positive Wirkung auf den Wettbewerb hat. Durch die Aufhebung wird die Anzahl potentieller Kunden angehoben, so dass die Anreize zum Markteintritt für andere Lieferanten zunehmen und der Markt folglich stärker umkämpft ist und der Wettbewerb ansteigt. Vielmehr soll die Frage beantwortet werden, ob die Erwartungen des Bundeskartellamts erfüllt werden können oder ob marktspezifische Zusammenhänge bestehen, die diese Wirkung dämpfen.

Betrachtet man den deutschen Erdgasmarkt genauer, stellt man fest, dass er sich aufgrund wesentlicher Elemente nicht nur von anderen Branchen, sondern auch von anderen Erdgasmärkten unterscheidet. Erstens gilt der Gasmarkt, unabhängig vom internationalen Ausbau der LNG-Kapazitäten, innerhalb Deutschlands als leitungsgebunden. Infrastrukturelemente wie Transportkapazitäten auf der Ferngas- und Regionalgasebene, Verteilungsnetze auf kommunaler Ebene und Speicher zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zur Strukturierung

der Gasflüsse sind unabdingbar, um den gewerblichen und privaten Endkunden in der gewünschten Weise mit Erdgas zu versorgen. Zweitens liegt die deutsche Erdgasversorgung seit jeher in privatwirtschaftlicher Hand. Während in den übrigen Ländern bis zur Öffnung der Märkte 1998 die Erdgasversorgung und der Erdgastransport durch einzelne staatliche Unternehmen oder im Auftrag des Staats gewährleistet wurden, stellten in Deutschland eine Vielzahl von integrierten Versorgungsunternehmen die Gasbeschaffung, den Transport und die Verteilung sicher. Ende der neunziger Jahre existierten in Deutschland annähernd 700 Gasversorgungsunternehmen, von denen einige überregionale oder regionale Transportnetze betrieben und der Großteil kommunale Verteilnetze beschäftigten. Gesetzlich befreit von wettbewerblichem Druck unterteilten die lokalen Ortsgasunternehmen vor 1998 die Bundesrepublik mit Hilfe von Demarkationsverträgen in monopolistische Absatzgebiete, innerhalb derer das einzelne Unternehmen keine Konkurrenz des benachbarten Unternehmens zu befürchten hatte. Auf den vorgelagerten regionalen und überregionalen Handelsebenen teilte man die kommunalen Ortsgasunternehmen als Kunden ebenfalls untereinander auf, so dass sich entsprechend starre Lieferketten von dem importierenden Ferngasunternehmen, über den Regionalversorger bis hin zum kommunalen Stadtwerk manifestierten. Diesen vertraglichen Lieferstrukturen passte sich die Entwicklung der überregionalen und regionalen Transportnetze entsprechend an. Die Folge dieser Entwicklung ist ein nationales Erdgasnetz, das nicht durch eine zentrale Abstimmung der Netzkapazitäten geprägt ist, sondern vielmehr aufgrund der zum Teil autarken Entwicklung der einzelnen Lieferketten einem „Flickenteppich“ gleicht, der aus mehreren Versorgungsnetzen besteht, die teilweise sogar die gleichen Regionen durchqueren oder versorgen.

Mit der Öffnung des Erdgasmarktes und der Transportkapazitäten für neue Marktteilnehmer stellte diese Besonderheit die maßgebliche Hürde darin dar, ein Netzzugangsmodell zu finden, das sowohl einen transparenten Wettbewerb ermöglichte als auch den Gegebenheiten gerecht wurde. In den meisten übrigen europäischen Ländern wurde der Netz- und Transportbetrieb eigentumsrechtlich aus dem staatlichen Unternehmen herausgetrennt und als unabhängiges Unternehmen aufgestellt. Für den Transportkunden hat dies zwei wesentliche Vorteile: Da es nur einen Transporteur gibt, muss er seinen gewünschten

Transport auch nur mit einem Vertragspartner abstimmen. Zweitens besteht durch die eigentumsrechtliche Entflechtung des Handels- und Vertriebsunternehmens auf der einen Seite und des Transportunternehmens auf der anderen Seite keine Gefahr der Diskriminierung Dritter aufgrund von Interessenskonflikten. Der Transporteur interessiert sich allein dafür, seine Transportkapazitäten gewinnmaximierend auszulasten. Dabei ist es für ihn nicht von Relevanz, wer die Transportkapazitäten bucht und wessen Gas er transportiert. Als Beispiele dieser Art dienen die Gasunie Gas Transport Systems in den Niederlanden und die National Grid in Großbritannien.

In Deutschland hingegen wurde von einer eigentumsrechtlichen Ausgliederung der Netzbetriebe bisher abgesehen. Von der herrschenden Meinung wurde eine derartige Enteignung in der Vergangenheit als verfassungswidrig betrachtet. Entsprechend sieht das aktuelle Energiewirtschaftsgesetz von 2005 lediglich eine informative und operative Separation des Netzbetriebs vor, so dass die Versorgungsunternehmen die Netzbetriebe als eigenständige Gesellschaften auslagerten, allerdings nicht ihren Besitz an diesen Unternehmen aufgaben. Für den Transportkunden hatte das deutsche Konzept, insbesondere bis zum 01.10.2007, zwei wesentliche Nachteile: Erstens musste der Transportkunde den gewünschten Transport mit mehreren Netzbetreibern durch mehrere Verträge abstimmen, da sich die Beanspruchung mehrerer verschiedener Netze nur selten vermeiden ließ. Zweitens bestand und besteht auch weiterhin (zumindest theoretisch) die Gefahr, dass der Transporteur aufgrund der Kapitalverflechtung indirekt die Interessen der Muttergesellschaft verfolgt und auf diese Weise neue Marktteilnehmer benachteiligt.

Zum 01.10.2007 wurde das Zweivertragsmodell durch die Bundesnetzagentur verpflichtend für alle deutschen Netzbetreiber als Netzzugangssystem eingeführt. Hierdurch wurde der Abwicklungsaufwand für den Transportkunden erheblich gesenkt und die Transparenz bzgl. der verfügbaren Kapazitäten und der Transportentgelte gesteigert: In Rahmen des Zweivertragsmodells werden deutsche Netze zu Marktgebieten zusammengefasst. Innerhalb eines Marktgebietes schließt der Transportkunde nur noch einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag ab. Unter Koordination des marktgebietsüberspannenden

Netzbetreibers liegt die Abwicklung des physischen Transports in der Verantwortung der betroffenen Netzbetreiber. Durch die Pflicht der Netzbetreiber zur Veröffentlichung der verfügbaren Kapazitäten und der Netzentgelte kann der Transportkunde die Transportkosten selbständig berechnen und erfährt dadurch Kalkulationssicherheit.

Aufgrund der begrenzten Kapazitäten sind die Transportkunden allerdings verpflichtet, die Transportkapazitäten in der gewünschten Höhe im Vornherein zu buchen. Hierbei kann ein Lieferant einen Struktureffekt nutzen, durch den sich die durchschnittlichen Transportkosten pro transportiertem Gasmolekül oder Energieeinheit senken lassen. Diesen Effekt gewinnt der Transportkunde aus der Zusammenfassung verschiedener Kunden mit unterschiedlichen Bezugsprofilen. Hinzu kommt, dass in Deutschland aufgrund der genannten Fragmentierung der Netze an Stelle eines bundesweiten Marktgebietes mehrere Marktgebiete bestehen. Solange das bezogene Gas von der Quelle oder dem Grenzübergangspunkt nicht direkt in das Zielmarktgebiet eingespeist wird, sondern vorher ein oder mehrerer Marktgebiete durchlaufen muss, lässt sich der genannte Struktureffekt auch auf die marktgebietsüberschreitenden Kapazitäten zwischen den zu durchlaufenden Marktgebieten anwenden.

Wie die vorliegende Arbeit zeigen wird, kann ein etablierter Anbieter trotz Aufhebung der langfristigen Lieferverträge mit Hilfe dieses Struktureffektes seine Marktdominanz aufrecht erhalten. Indem er als Alleinversorger des betrachteten Absatzgebietes sein bestehendes Portfolio mit Fokus auf die Transportkosten optimiert, kann er, unter der Annahme identischer Commodity-Kosten aller Anbieter, die Konkurrenz vom Markteintritt abhalten.

Die Arbeit legt dar, dass der wettbewerbliche Erfolg der Aufhebung der langfristigen Lieferverträge, und damit deren ökonomische Bedeutung, im direkten Zusammenhang mit dem verwendeten Netzzugangsmodell und der Struktur des Transportmarktes steht. Wird nämlich ein Netzzugangsmodell verwendet, das aufgrund seiner exogen gegebenen Restriktionen ein inhärentes natürliches Monopol bietet, muss die Wirkung dieses Monopols möglichst gering gehalten werden. Andernfalls können langfristige Liefermonopole auch ohne langfristige Verträge aufrecht gehalten werden. In dem betrachteten Fall liegt die

exogen gegebene Restriktion in der hohen Fragmentierung des deutschen Erdgastransportnetzes und den dadurch verursachten Leitungsengepässen und der dominanten Einspeisung von Importmengen über wenige Grenzübergangspunkte. Diese Aspekte haben zur Folge, dass in Deutschland aktuell mehr als ein Marktgebiet pro Gasqualität betrieben wird und dass die Notwendigkeit der ex ante-Buchung von Transportkapazitäten besteht, um den Engpässen gerecht zu werden.

Um diese Schlussfolgerungen plausibel darzustellen, verfolgt die vorliegende Arbeit folgende Argumentationslinie: In Kapitel 2 werden die marktspezifischen Grundlagen der Erdgaswirtschaft skizziert. Die wesentlichen Erkenntnisse dieses Kapitels liegen in der bereits hohen und auch weiter ansteigenden Importabhängigkeit Europas und Deutschlands sowie in der historischen Herleitung der aktuellen Transportmarkt- und Handelsmarktstruktur. In Kapitel 3 werden die historischen Hintergründe der betrachteten langfristigen Lieferverträge erläutert und die Argumente für und gegen eine Aufhebung gegenübergestellt. Vor der Liberalisierung waren langfristige Lieferverträge zwischen dem Lieferanten und dem Bezieher notwendig, um Investitionen in die hoch-spezifische Transportinfrastruktur zu rechtfertigen. Nur auf diese Weise konnte der Lieferant, der zumeist die Investitionen trug, sichergehen, dass sich die Transportkapazitäten rentieren würden. Durch die Trennung von Transport und Handel wurde dieses Argument des etablierten Lieferanten aufgehoben: Die Verantwortung für die Transportinfrastruktur liegt nicht mehr bei ihm, sondern bei dem eigenständigen Netzbetreiber. Der Netzbetreiber stellt die Rentabilität des Netzes sicher, indem er die Kapazitäten als eigenständiges Produkt an Transportkunden vermarktet. Dabei ist es für den Netzbetreiber irrelevant, ob der Transportkunde ein etablierter Versorger oder ein marktneuer Anbieter ist. Darüber hinaus stellt Kapitel 3 die grundsätzliche Auswirkung der Vertragsaufhebung auf den Wettbewerb und die einzelnen, unterschiedlichen Marktteilnehmer dar. In Kapitel 4 werden der Umsetzungsprozess der Liberalisierung in Deutschland und der Entstehungsprozess und die Charakteristika des aktuellen Netzzugangsmodells knapp beschrieben. Wesentlich ist hierbei, dass das aktuelle zweivertragliche Netzzugangssystem die Trennung von Transport und Commodity ermöglicht und somit, innerhalb eines

Marktgebietes, den freien Handel mit Erdgas, ähnlich wie im Strommarkt, erlaubt. In Kapitel 5 wird darauf aufbauend der genannte Struktureffekt durch die Zusammenfassung mehrerer Bezugsprofile und dessen Auswirkung auf die wettbewerbliche Situation in einem Marktgebiet abgeleitet. Die Arbeit kommt zu dem Schluss, dass der etablierte Versorger einen First Mover-Vorteil genießt, da er zum Zeitpunkt der Einführung des Netzzugangssystems (beinahe) alle Kunden in dem betrachteten Absatzgebiet in seinem Absatzportfolio vereint, während marktneue Anbieter keinen Kunden versorgen. Der etablierte Versorger kann sein bestehendes Portfolio durch die Aufgabe von Kunden auf ein Optimum senken, während der neue Lieferant sich ein Portfolio auf Grundlage der aufgegebenen Kunden aufbauen muss. In Kapitel 6 werden der aktuelle Stand des deutschen Gasmarktes beleuchtet und zwei Dinge herausgehoben: Der identifizierte Struktureffekt wird durch die aktuell hohe Anzahl von Marktgebieten verstärkt. Des Weiteren hätte das Einzelbuchungsverfahren, das 2007 von der Bundesnetzagentur aufgegeben wurde, die beschriebenen Vorteil des etablierten Versorgers zusätzlich verstärkt. Indem nämlich das Modell auf die Zusammenfassung von Netzgebieten verzichtete und den Transportkunden auferlegte, auch für die nachgelagerten Netze innerhalb des Absatzmarktgebietes Buchungen durchzuführen, hätte der Struktureffekt noch weiter an den Kunden herangetragen werden können. Auf diese Weise wäre der finanzielle Vorteil zusätzlich angewachsen. Im abschließenden Kapitel 7 werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und ein Ausblick auf einen möglichen Erdgasmarkt in fünf bis zehn Jahren gegeben. Hierbei wird insbesondere die Tatsache berücksichtigt, dass durch die ausstehende Dritte Erdgasrichtlinie der EU-Kommission der europäische und deutsche Erdgasmarkt einen zusätzlichen Entwicklungsimpuls erfahren könnte.

2. Marktspezifische Grundlagen der Erdgaswirtschaft

2.1. Energieträger Erdgas

2.1.1. Zusammensetzung und Qualität

Als Erdgas bezeichnet man eine organische und brennbare Kohlenwasserstoffverbindung, die zum Großteil aus Methan (CH_4), einer chemischen Verbindung aus Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H), und einigen weiteren Komponenten wie Kohlendioxid (CO_2), Stickstoff (N_2) und Schwefelwasserstoff (H_2S) besteht. Da es ein Nebenprodukt aus dem Entstehungsprozess von Kohle und Erdöl ist, decken sich die Vorkommen von Erdgas und Erdöl bzw. Erdgas und Kohle zumeist geografisch.¹ Aufgrund der Anforderungen des Sedimentations- und Reifungsprozesses von Erdöl und Kohle an die vegetative und klimatische Umgebung finden sich Vorkommen nur in vereinzelt Regionen der Welt in den Tiefen von 2.000 bis 6.000 Metern.²

Grundsätzlich wird der Primärenergieträger³ Erdgas anhand der Qualität und des Brennwertes (kWh/m^3) in hochkalorisches (H-Gas) und niedrigkalorisches Erdgas (L-Gas) unterschieden. Die Brennwerte von H-Gas bewegen sich um ca. 12 kWh/m^3 , die Brennwerte von L-Gas bei ca. 10 kWh/m^3 .⁴ Der Brennwert des Erdgases ist abhängig von dem Verhältnis aus Methan und den verunreinigenden Begleitkomponenten Kohlendioxid, Stickstoff und Spuren von Edelgasen, welches sich von Fördergebiet zu Fördergebiet unterscheidet. Abhängig von der Herkunftsregion lässt sich das Gas des europäischen Marktes in H-Gas GUS, H-Gas Nordverbund, H-Gas Nordsee, L-Gas Holland/ Verbund und L-Gas Nordverbund unterteilen.⁵ Um eine einheitliche Qualität anbieten zu können, sammelt der jeweilige Produzent das Gas aus den verschiedenen Förderstätten der

¹ Die optimalen Bedingungen für die Bildung von Erdöl liegen in Tiefen von 2.000 bis 4.000 Metern bzw. für die Bildung von Kohle in Tiefen von 4.000 bis 6.000 Metern. UEBERHORST (1999) bietet hierzu eine anschauliche Darstellung des Entstehungsprozesses von Erdöl, Kohle und Erdgas. Vgl. hierzu UEBERHORST (1999), Seite 20ff.

² Vgl. KLAG (2003) Seite 85

³ Definition „Primärenergie“ nach UEBERHORST: „Als Primärenergie bezeichnet man die in natürlichen Energieträgern vorhandene Energie. Primärenergieträger sind somit alle Energieformen, die noch keiner Umwandlung oder umfangreichen Aufbereitung unterworfen wurden wie zum Beispiel Steinkohle, Braunkohle, Mineralöl, Erdgas, Kernbrennstoffe und Wasserkraft.“ UEBERHORST (1999), Seite 4.

⁴ Neben dem Erdgas gibt es noch weitere zur Verbrennung geeignete gasförmige Energieträger, wie z.B. Stadtgas, Erdölgas und Synthesegas. Vgl. hierzu ausführlich HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), Seite 77.

⁵ Vgl. hierzu KLAG (2003), Seite 86.

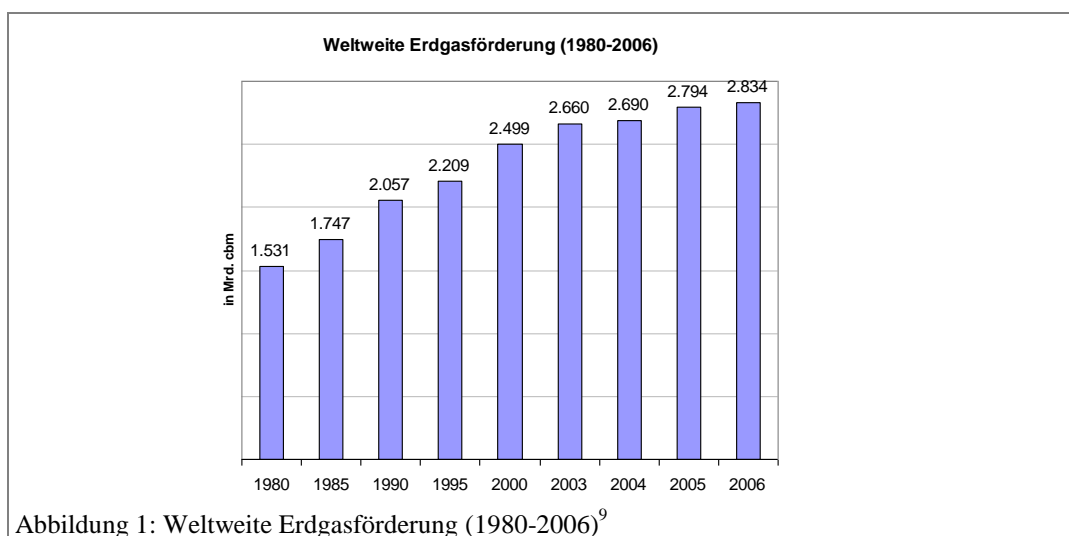
Region in Aufbereitungsanlagen (*Gathering*) und lässt es durch einen Trocknungs- und Entschwefelungsprozess auf eine einheitliche Qualität bringen.⁶

Wie in dem Punkt 2.3 erläutert wird, fragt der deutsche Absatzmarkt hauptsächlich H-Gas nach. Lediglich in einigen Bereichen in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und dem Großraum Bremen wird weiterhin L-Gas verwendet.⁷

2.1.2. Weltweites und europäisches Gasangebot

2.1.2.1. Erdgasförderung

Die weltweite Erdgasförderung betrug im Jahr 2006 2.834 Milliarden m³, wobei sich 68% auf lediglich zehn Netto⁸-Erdgasförderländer aufteilten.



Die russische Föderation führt dabei mit 644 Milliarden m³ vor den USA (526 Milliarden m³) und Kanada (190 Milliarden m³). Während Norwegen mit 91,5 Milliarden m³ der viertgrößte Erdgasförderer ist, wurde Großbritannien (83,4 Milliarden m³) durch den Iran (86 Milliarden m³) auf den sechsten Platz verwiesen. Algerien liegt mit 80 Milliarden m³ auf dem siebten Platz, die

⁶ Vgl. UEBERHORST (1999), Seite 50ff.

⁷ Vgl. Wie in späteren Kapiteln noch näher erläutert werden soll, spielt dieser Aspekt eine maßgebliche Rolle für die Interoperabilität und die Vereinheitlichung der innereuropäischen und nationalen Netzgebiete. Vgl. hierzu auch KLAG (2003), Seite 86.

⁸ Netto-Erdgasfördermengen bemessen sich anhand der Brutto-Erdgasfördermengen abzüglich der zurückgepressten und abgepackelten Mengen sowie abzüglich der Verluste und des Eigenverbrauchs. Vgl. hierzu ESSO (2007), Seite 5.

⁹ Vgl. ESSO (2007).

Niederlande mit 77,7 Milliarden m³ auf Platz 8.¹⁰ Weltweit stieg die Erdgasförderung im Zeitraum von 1990 bis 2006 um 38% (siehe Abb. 1).

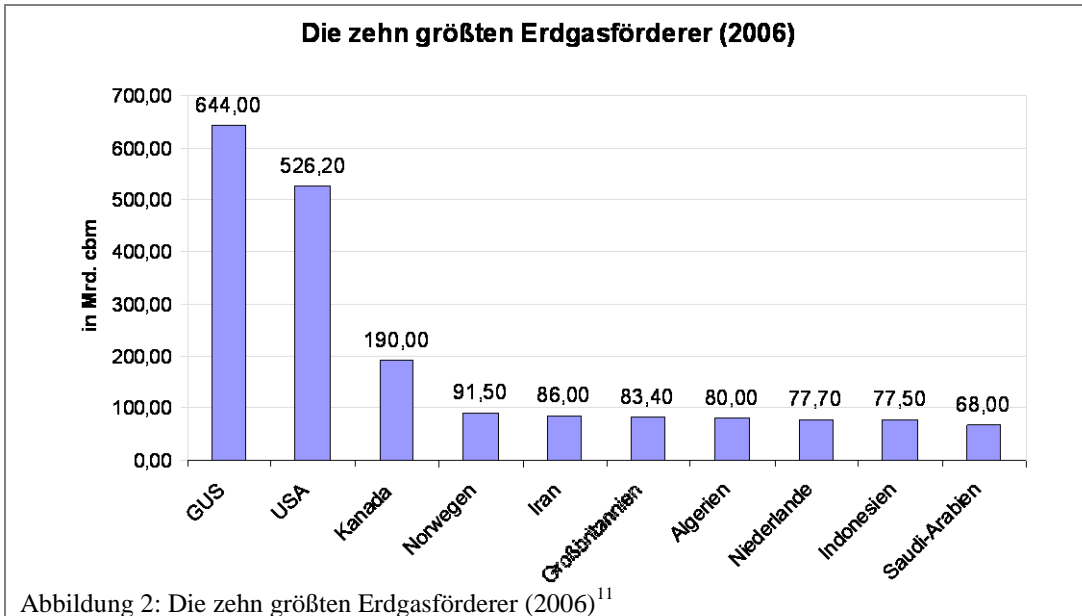


Abbildung 2: Die zehn größten Erdgasförderer (2006)¹¹

Die europäische Gasförderung hatte sich von 1990 bis 2004 um beinahe 42% gesteigert und fällt seitdem ab (siehe Abb. 3).¹²

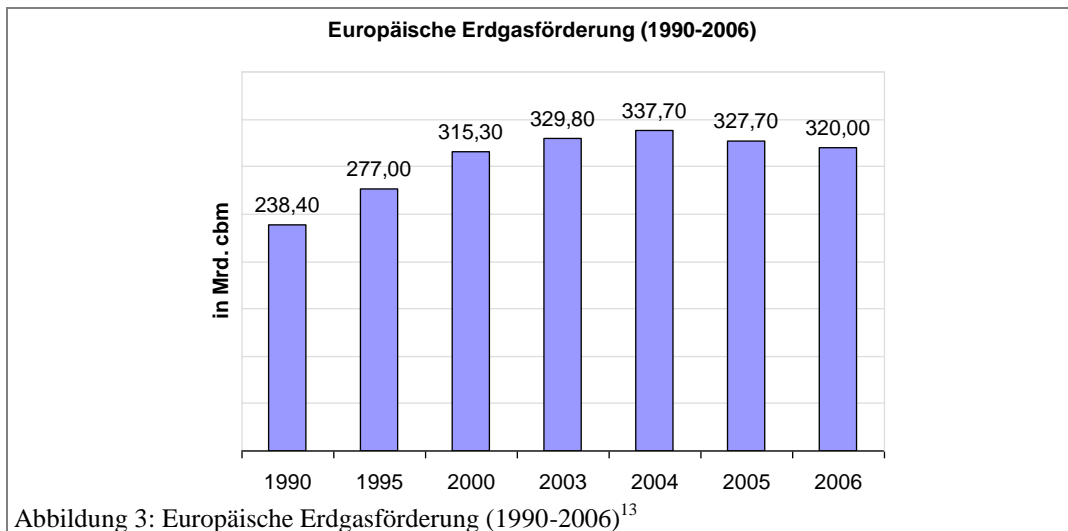


Abbildung 3: Europäische Erdgasförderung (1990-2006)¹³

In 2006 stellten Norwegen (28,6%), Großbritannien (26,06%) und die Niederlande (24,3%) zusammen 78,9% der europäischen Förderung (siehe Abb.

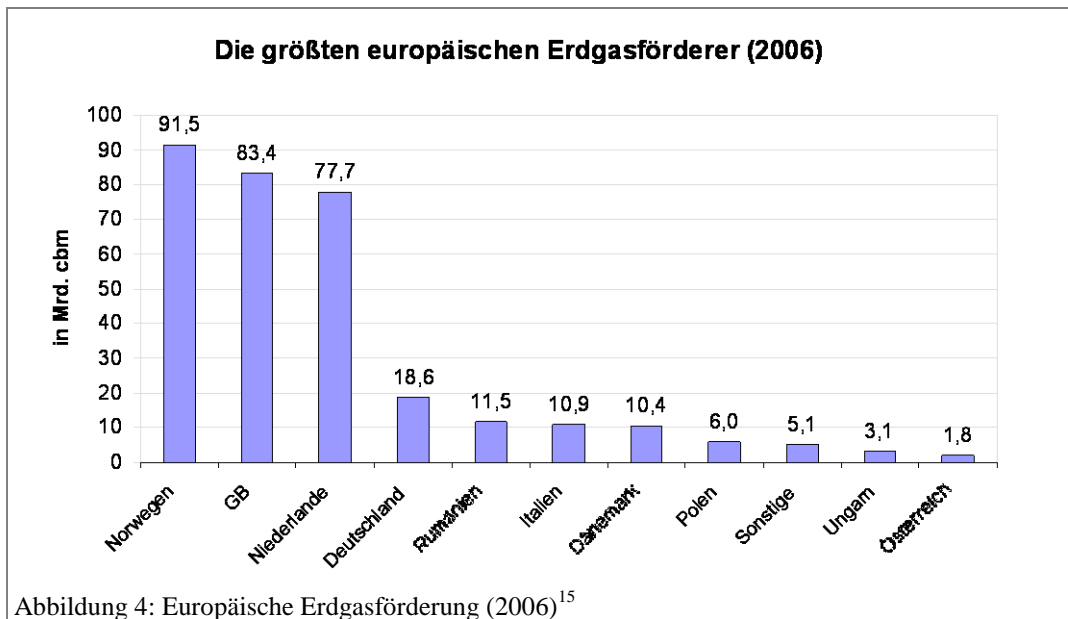
¹⁰ Vgl. ebenda, Seite 5 und 6 sowie bzgl. der deutschen Erdgasförderung IEA (2005), Seite II.4. Demnach hatte die Bundesrepublik Deutschland 1978 mit 25.636 Millionen m³ ihre höchste Produktion.

¹¹ Vgl. ESSO (2005).

¹² Diese Angaben beschreiben die Verhältnisse des geografischen Europas. Sie beinhalten u.a. Rumänien und Ungarn. Vgl. ebenda, Seite 6.

¹³ Vgl. ebenda.

4). Die deutsche Förderung macht 5,8% aus und fiel seit 2004 um 2 Milliarden Kubikmeter.¹⁴



2.1.2.2. Erdgasreserven

Während die europäischen Reserven stagnierten, haben sich die weltweiten Reserven¹⁶ seit 1980 beinahe verdoppelt. 1980 betragen sie noch 88.090 Milliarden m³, in 2006 wurden sie auf 174.939 Milliarden m³ geschätzt (siehe Abb. 5).

¹⁴ Vgl. hierzu ESSO (2007), Seite 6.

¹⁵ Vgl. ebenda.

¹⁶ Reserven sind die Mengen, die in einer Lagerstätte hinreichend sicher nachgewiesen sind und mit bekannter Technologie wirtschaftlich gefördert werden können. Dagegen handelt es sich bei Grenzreserven bzw. Ressourcen um die Mengen, die darüber hinaus geschlussfolgert sind bzw. auf die spekuliert wird, deren Förderung jedoch zum Betrachtungszeitpunkt unwirtschaftlich ist. Vgl. hierzu WACKER/BLANK (2005), Seite 4.

Weltweite Erdgasreserven (1980-2006)

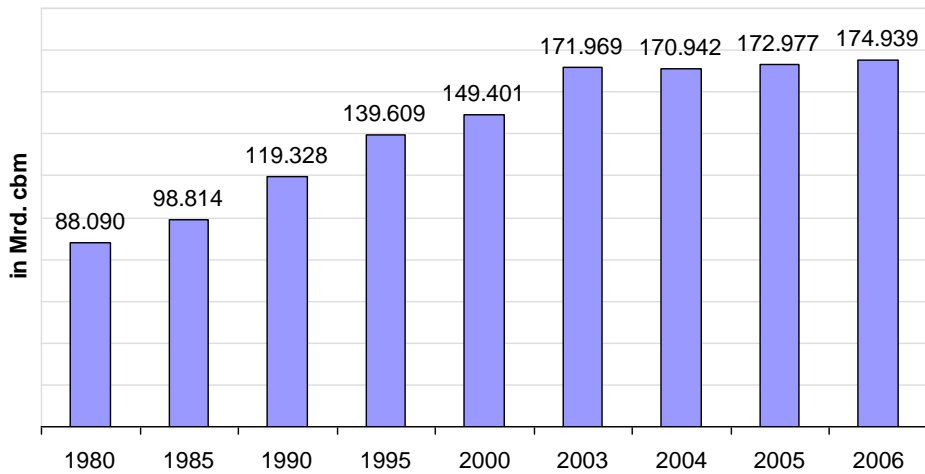


Abbildung 5: Weltweite Erdgasreserven (1980-2006)¹⁷

Hinsichtlich der Verteilung der Reserven fällt auf, dass die Liste der zehn erdgasreichsten Länder von der Liste der zehn förderstärksten Länder abweicht. So verfügen Iran (15,76%), Katar (14,73%) und Saudi-Arabien (3,87%) über 34,36% der Reserven, haben jedoch in 2004 lediglich etwas über 6,9% der Erdgasförderung ausgemacht.¹⁸

Die zehn gasreichsten Länder (2006)

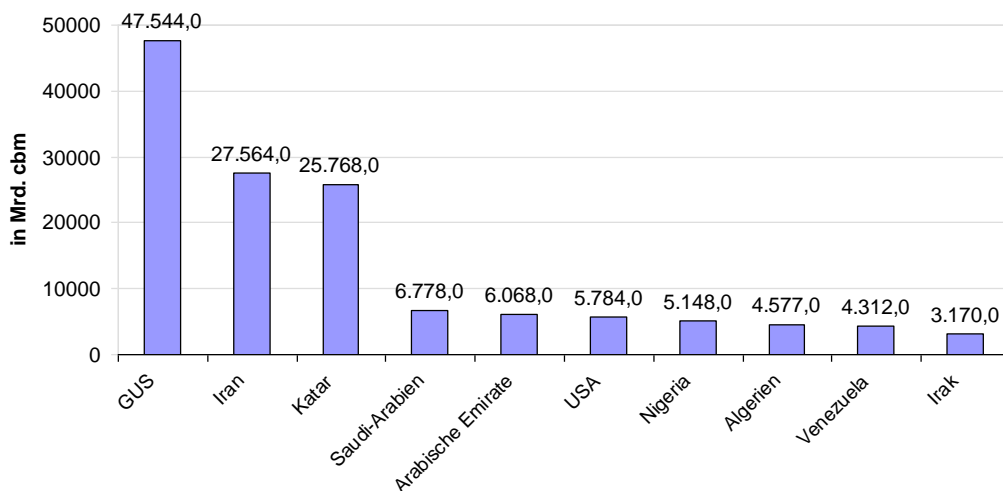


Abbildung 6: Die zehn gasreichsten Länder (2006)¹⁹

Dieser Zustand lässt sich darauf zurückführen, dass die Förderkapazitäten in diesen Ländern erst in jüngster Vergangenheit ausgebaut wurden und dass

¹⁷ Vgl. ESSO (2007).

¹⁸ Vgl. ebenda, Seite 6 und 7.

¹⁹ Vgl. ebenda.

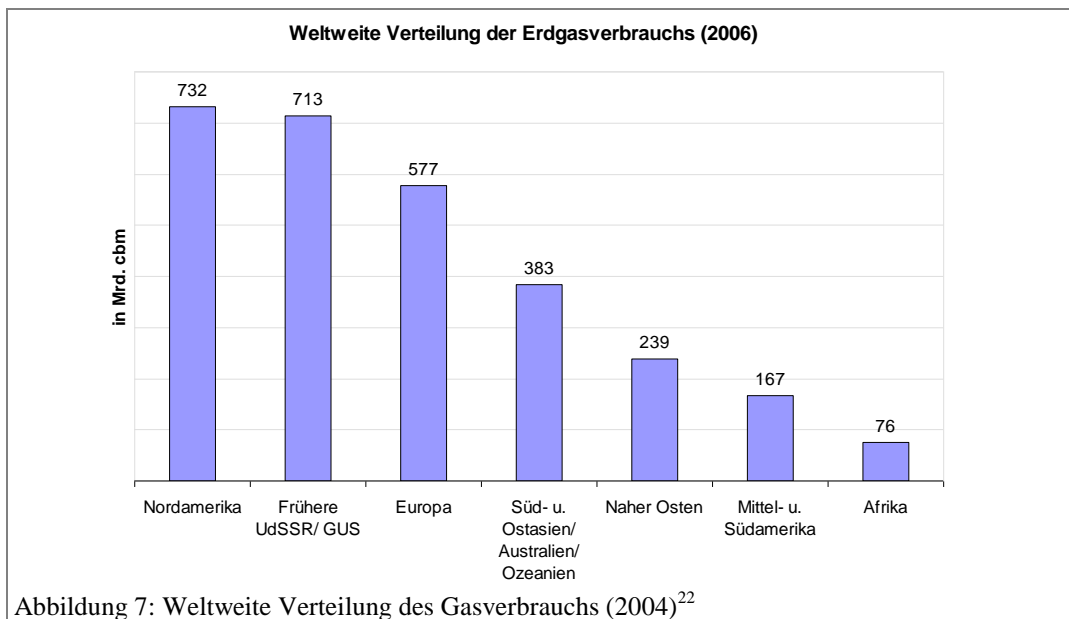
zwischen diesen Ländern und den Verbrauchsmärkten in Europa keine Pipelineverbindungen bestehen.

Erdgas lässt sich auch als so genanntes *Liquefied Natural Gas* (LNG) auf Tankerschiffen transportieren.²⁰ Um es in den flüssigen Aggregatzustand zu versetzen, muss es auf -161 Grad abgekühlt werden und anschließend während des Transportes künstlich auf dieser Temperatur gehalten werden. Es ist davon auszugehen, dass mit dem weiteren Ausbau der Landkapazitäten für LNG-Frachter weltweit die Rolle einiger Förderländer, wie beispielsweise Katar und Iran, zukünftig wachsen wird und Westeuropa zusätzliche Quellen wirtschaftlich zugänglich sein werden.

2.1.3. Weltweite und europäische Erdgasnachfrage

2.1.3.1. Erdgasverbrauch

Der weltweite Gasverbrauch stieg von 1990 bis 2006 um ca. 40% von 2.059 Mrd m³ auf 2.888 Mrd m³. In 2002 lag der Anteil des weltweiten Gasverbrauchs bei 21% der Weltenergienachfrage.²¹

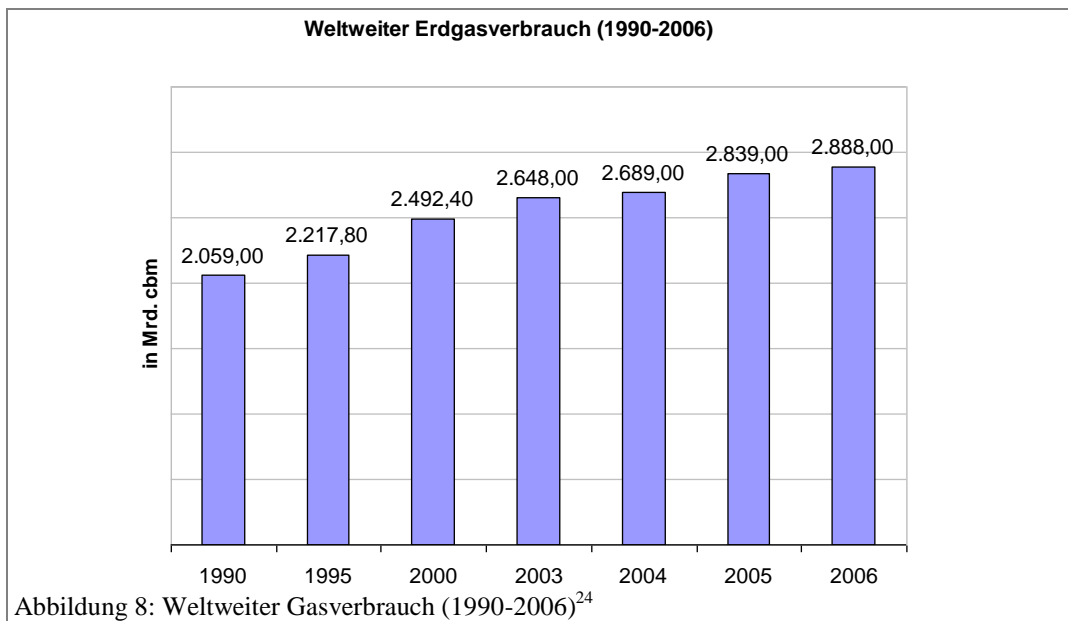


²⁰ Insbesondere Inselstaaten, wie z.B. Japan, beziehen ihre Gasimporte als LNG. In 2004 machten LNG-Importe 96,4% des japanischen Gasverbrauchs aus. Lediglich 3,6% fielen auf die Eigenproduktion. Vgl. hierzu IEA (2005), Seiten II.4 und II.38.

²¹ Vgl. hierzu EWI/PROGNOS (2005), Seite 16.

²² Vgl. Quelle: NATURAL GAS Information, International Energy Agency (IEA). 2005, Seite II.8/9.

Während die Nachfrage der ehemaligen UdSSR stagnierte, hat sich die Nachfrage in Nordamerika mit einer Steigerung von +22,7% moderat entwickelt. Insbesondere die Entwicklungen in Süd- und Ostasien/ Australien/ Ozeanien (+143%), im Nahen Osten (+135%), in Mittel- und Südamerika (+97%) sowie in Afrika (+97%) trugen zum Anstieg des Gesamtverbrauchs bei.²³

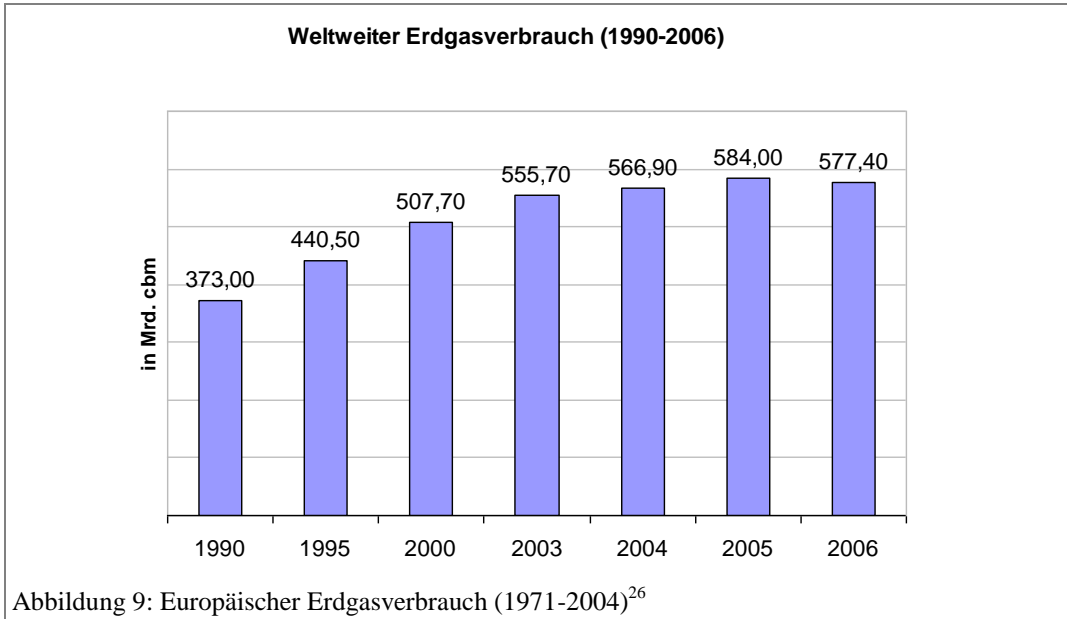


Voraussichtlich wird Erdgas seinen Anteil an der Weltenergienachfrage bis 2030 auf 25% erhöhen, wobei ein erheblicher Teil den derzeitigen Boomländern China und Indien zufallen wird.²⁵ Die Konkurrenz zwischen diesen Ländern und der europäischen Union insbesondere um russische Lieferungen wird sich in den kommenden Jahren weiter verschärfen.

²³ Vgl. hierzu ESSO (2007), Seite 5.

²⁴ Vgl. NATURAL GAS Information, International Energy Agency (IEA). 2005, Seite II.8/9.

²⁵ Vgl. hierzu EWI/PROGNOS (2005), Seite 16.



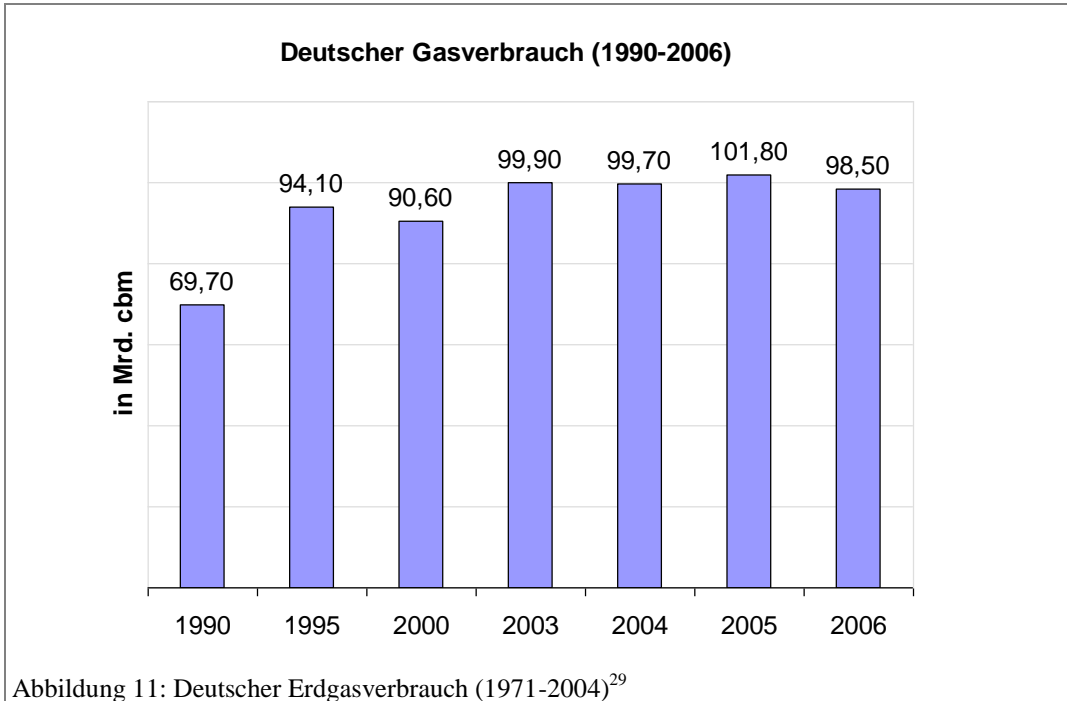
Die deutsche Nachfrage stieg von 1990 bis 2004 um 41% (siehe Abb. 11) und belegte in 2006 mit 16,6% den ersten Platz der europäischen Gesamtnachfrage vor Großbritannien (siehe Abb. 10).²⁷



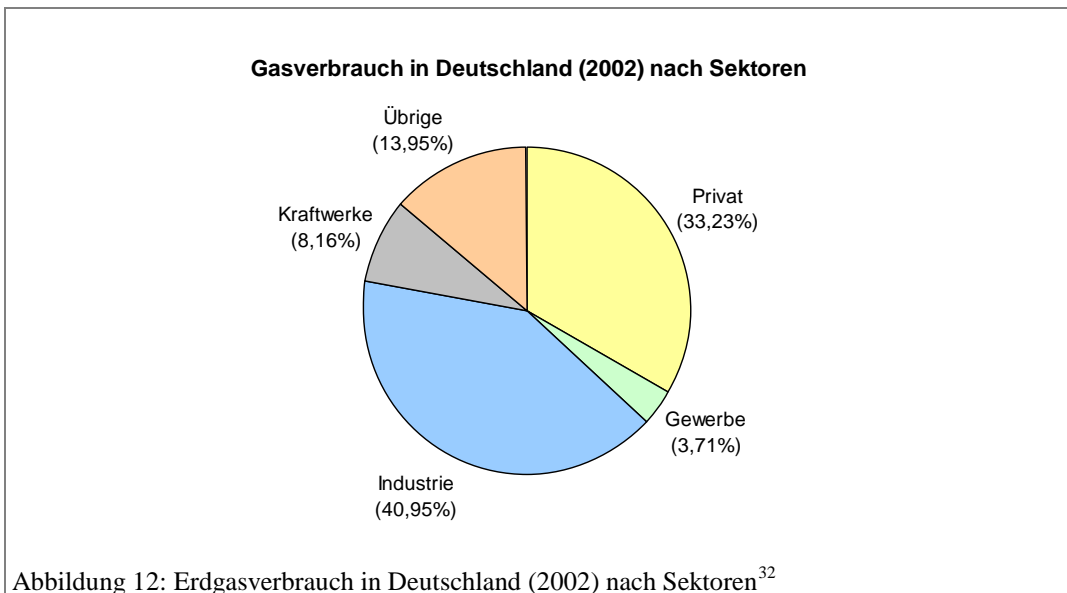
²⁶ Vgl. NATURAL GAS Information, International Energy Agency (IEA). 2005, Seite II.8/9.

²⁷ Vgl. ESSO (2007), Seite 5, 6 und 7.

²⁸ Vgl. ebenda.



In 2002 fielen 40,95% des deutschen Verbrauchs auf die Industrie, 33,23% auf den privaten Verbrauch, 3,71% wurde von gewerblichen Verbrauchern bezogen und 8,16% wurden zur Stromerzeugung verwendet.³⁰ Der Erdgasanteil am deutschen Primärenergieverbrauch steigerte sich von 9,6% in 1973 auf 22,4% in 2004.³¹



²⁹ Vgl. NATURAL GAS Information, International Energy Agency (IEA). 2005, Seite II.8/9.

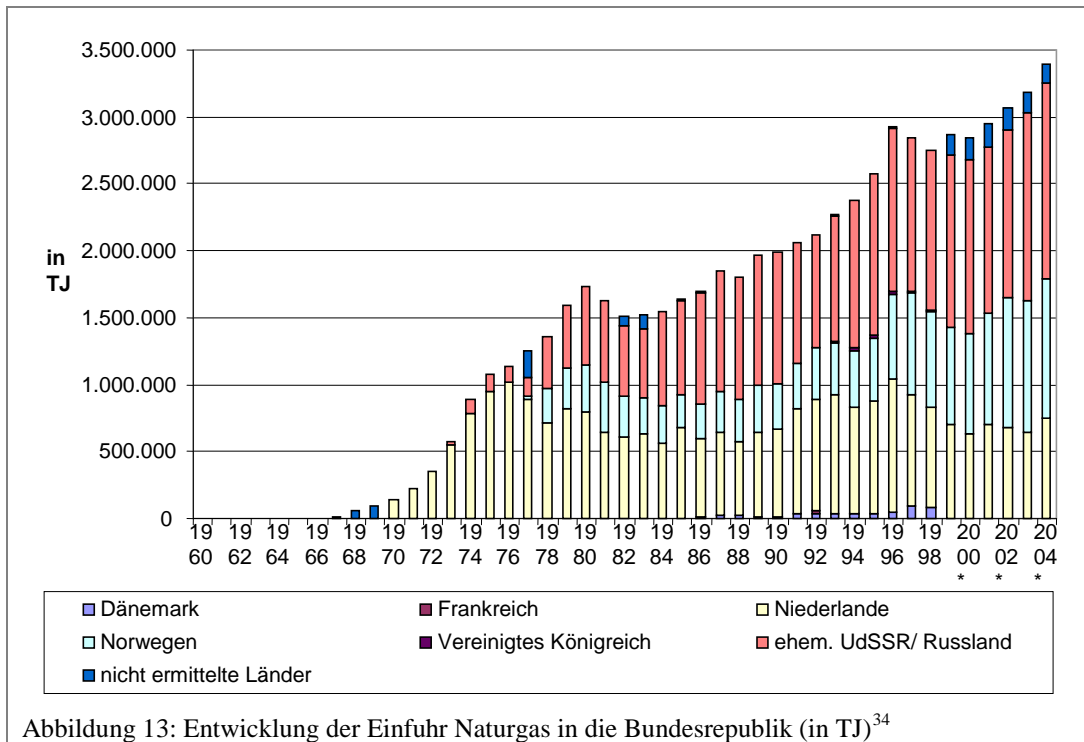
³⁰ Vgl. hierzu EUROGAS 2003.

³¹ Vgl. hierzu IEA (2005), Seite III.6.

³² Vgl. EUROGAS 2003.

2.1.3.2. Importabhängigkeit

Die Bundesrepublik Deutschland importiert Erdgas seit 1964. Seit 1970 bzw. 1973 bezieht sie Erdgas aus den Niederlanden bzw. aus der ehemaligen UdSSR. Der Import aus Norwegen, Dänemark und Großbritannien begann 1977 bzw. 1986 und 1993.³³ Seitdem hat sich der Import bis 2004 auf 85 Mrd. m³ gesteigert (siehe Abb. 13).



In 2004 lag die Importquote bei 83%, wobei 37% der deutschen Erdgasnachfrage aus Russland, 25% aus Norwegen und 18% aus den Niederlanden gedeckt wurden (siehe Abb. 14).³⁵

³³ Vgl. BUNDESWIRTSCHAFTSMINISTERIUM.

³⁴ Die Bezugsdaten aus Dänemark und Großbritannien werden seit 1999 aus Datenschutzgründen durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit und dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle in die „sonstigen Bezugsquellen“ eingerechnet und nicht länger separat ausgewiesen. Des Weiteren ist eine eindeutige Umrechnung in Volumeneinheiten (m³) wegen des unterschiedlichen Energiegehaltes von Erdgas aus verschiedenen Fördergebieten nur eingeschränkt möglich. Vgl. BUNDESWIRTSCHAFTSMINISTERIUM.

³⁵ Die Bezugsdaten aus Dänemark und Großbritannien werden seit 1999 aus Datenschutzgründen durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit und dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle in die „sonstigen Bezugsquellen“ eingerechnet und nicht länger separat ausgewiesen. Vgl. hierzu Bundeswirtschaftsministerium.

Bezugsquellen des deutschen Erdgasmarktes und deren Anteil [%] in 2004

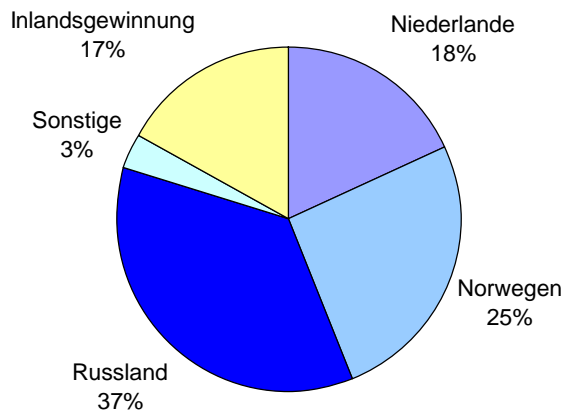


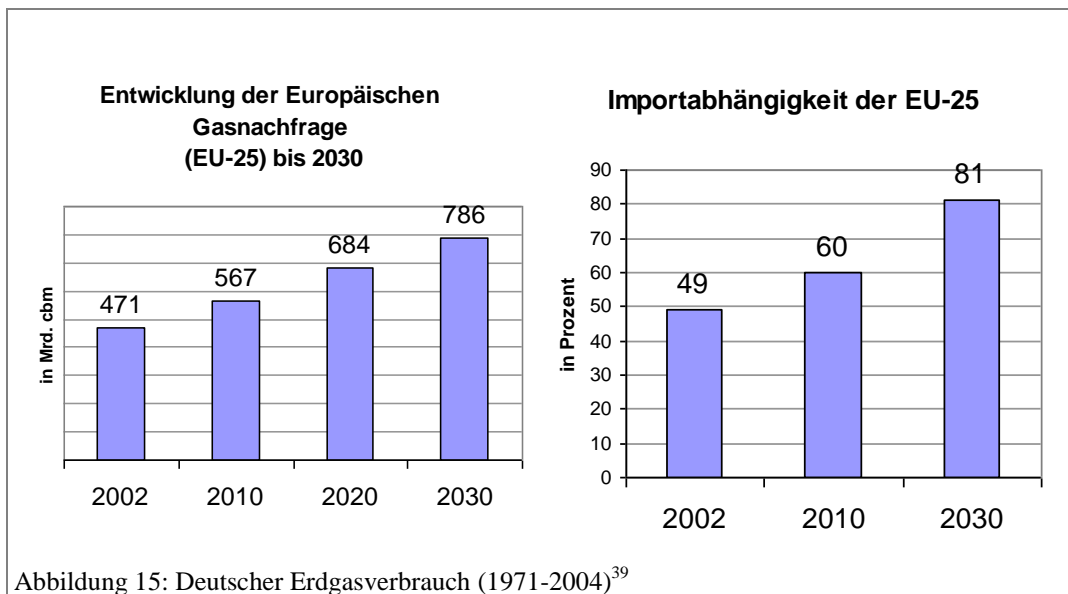
Abbildung 14: Bezugsquellen des deutschen Erdgasmarktes und deren Anteil [%] in 2004³⁶

Vor dem Hintergrund der weiterhin steigenden Gasnachfrage und der stagnierenden bzw. rückgängigen inländischen Förderung werden die deutsche und die europäische Importabhängigkeit weiter ansteigen. *Trend:research* schätzt in einer Studie von 2005, dass Großbritannien 2010 und die Niederlande bis 2020 Nettoimporteure sein werden, da ihre eigenen Kapazitäten den Verbrauch nicht mehr decken können.³⁷ Die *International Energy Agency (IEA)* geht davon aus, dass die Nachfrage nach Erdgas bis 2030 wesentlich rapider wachsen wird als die jedes anderen Primärenergieträgers. Weltweit wird sich die Nachfrage beinahe verdoppeln. Die europäische Gasnachfrage (EU-25) wird sich mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,8% entwickeln. Das entspricht einer Steigerung des Bezugs aus dem Jahr 2002 um 66% bis 2030. Ausgehend von diesen Annahmen steigt die Importabhängigkeit der Europäischen Union (EU-25) von 49% in 2002, auf 60% in 2010 und weiter auf 81% in 2030.³⁸

³⁶ Vgl. Bundeswirtschaftsministerium.

³⁷ Vgl. hierzu TREND:RESEARCH (2005), Seite 146.

³⁸ Vgl. hierzu IEA (2005), Seite I.9.



In ihrem Entwicklungsszenario geht die IEA davon aus, dass erstens die durchschnittlichen Explorationskosten weltweit kontinuierlich steigen werden, zweitens die bisherigen Förder- und Lieferkapazitäten den ansteigenden Bedarf der angeschlossenen regionalen Märkte nur bedingt auffangen können und dass so drittens die Distanz zwischen den Förderquellen und den Absatzmärkten weiter steigen wird.

Langfristig hat eine derartige Entwicklung zur Folge, dass die bisher kaum genutzten Förderregionen im Nahen Osten und Afrika wirtschaftlich näher an die Absatzgebiete Nordamerika, Europa und Asien heranrücken würden. Dem LNG wird in den nächsten drei Jahrzehnten daher eine wachsende Rolle zukommen. Bis vor wenigen Jahren galt LNG aufgrund der hohen Konvertierungs- und Investitionskosten als noch nicht wettbewerbsfähig. Während die Kosten einer Pipeline proportional zu der Transportstrecke anwachsen, ist LNG mit hohen Fixkosten für Konvertierungsanlagen, Hafendocks und Transportschiffe verbunden. Darüber hinaus erforderte die Konvertierung des Erdgases bisher 25% der transportierten Energie und war mit einem hohen technischen Risiko verbunden. Des Weiteren erfordert der europäische Gasmarkt eine stabile und leistungsstarke Versorgung, die über den Wasserweg bisher nicht wirtschaftlich abbildbar war. Aus diesem Grund galt Erdgas bisher bzw. gilt weiterhin, mit Ausnahme des Ferntransports via LNG, als ein leitungsgebundener Energieträger

³⁹ Vgl. NATURAL GAS Information, International Energy Agency (IEA). 2005, Seite II.7/8.

⁴⁰ Die technischen Fortschritte, der allgemeine Aufwärtstrend der erzielbaren Absatzpreise und die steigende Nachfragemenge senken die technischen Risiken und lassen die Wettbewerbsfähigkeit von LNG wachsen. Mittlerweile wird LNG ab einer Entfernung von 1.500 km im Vergleich zu *Offshore*-Pipelines und 3.500 km im Vergleich zu *Onshore*-Pipelines als kostengünstig erachtet.⁴¹ Nach IEA-Angaben wird sich der interregionale Handel von 414 Milliarden m³ in 2002 auf 1.265 Milliarden m³ in 2030 verdreifachen, wovon voraussichtlich mit 680 Milliarden m³ mehr als 50% mit LNG abgewickelt werden.⁴² Marktstrukturpolitisch wird dies dazu führen, dass sich die bisherigen regionalen oder kontinentalen Erdgasmärkte in den nächsten 25 Jahren zu einem weltweit integrierten Markt zusammenschließen werden, in dem sich die regional bisher unterschiedlichen Preise stärker angleichen.⁴³

Kurz- bis mittelfristig – und das ist wesentlich für die vorliegende Fragestellung – wird diese Entwicklung dazu führen, dass die Relevanz und der Einfluss der exportierenden Länder, insbesondere Russland und Norwegen, und die Rolle der europäischen Ferngasimporteure, die von diesen Unternehmen über langfristige Importverträge Erdgas beziehen, auf dem westeuropäischen Gasmarkt weiter zunehmen wird.

2.2. Transport- und Speicherinfrastruktur

2.2.1. Netzstruktur

Trotz des wachsenden Marktanteils von LNG in Westeuropa und Deutschland wird im Folgenden von einer Pipeline- oder Leitungsgebundenheit des Erdgases ab Explorationspunkt ausgegangen. Der physische Verlauf des Erdgases von der Exploration, über den Ferntransport bis hin zum Absatzmarkt ist in Abbildung 16

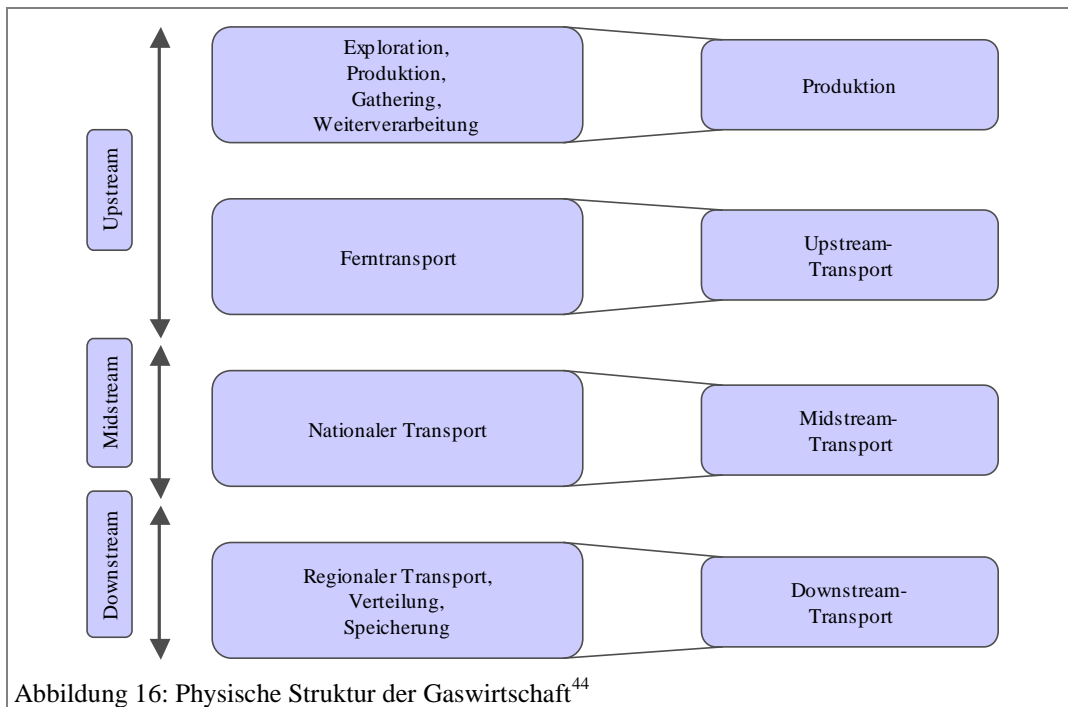
⁴⁰ Vgl. hierzu HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), Seite 78 und UEBERHORST (1999), Seite 54.

⁴¹ Vgl. FLAKOWSKI (2003), Seite 9.

⁴² Bis 2030 wird beinahe jede Weltregion unter einer Importabhängigkeit leiden: OSZE Nordamerika (18%), OSZE Europa (65%), OSZE Asien (94%), China (24%) und Indien (40%). Ein Großteil dieser Nachfrage wird durch LNG-Lieferungen aus dem Nahen Osten befriedigt werden. Vgl. hierzu IEA (2005), Seite I.9.

⁴³ Obwohl die meisten heute anvisierten bzw. sich in der Konstruktion befindenden LNG-Frachter Bestandteil langfristiger Liefervereinbarungen mit Preisbindung sind, werden bereits heute Frachter gebaut, die nicht für spezielle Projekte vorgesehen sind. Diese Frachter werden dem Spotmarkthandel zur Verfügung stehen und bei entsprechenden Preisdivergenzen für interregionale Arbitragegeschäfte genutzt werden. Die Preise der bisherigen regionalen Märkte Europa, frühere UdSSR, Afrika, naher Osten, Nordamerika, Mittel- und Südamerika sowie Süd- und Ostasien/ Australien/ Ozeanien werden sich auf diese Weise anpassen und Spot- und Terminmärkte werden weiter an Bedeutung gewinnen. Vgl. ebenda, Seite I.12.

dargestellt und teilt sich in einen *Upstream*-, einen *Midstream*- und einen *Downstream*-Abschnitt auf.



Der *Upstream*-Bereich umfasst die Exploration und Förderung des Erdgases, die aufgrund der prozessbedingten Gemeinsamkeiten und der geographischen Übereinstimmungen der Vorkommen meist von Erdölförderunternehmen durchgeführt werden. Nach der Förderung wird das Gas im Rahmen des *Gathering* durch Pipelines von den Förderstätten zu zentralen Weiterverarbeitungsstellen transportiert, in denen die unterschiedlichen Erdgasqualitäten vereinheitlicht werden.⁴⁵ Von dort wird das Erdgas über transnationale Pipelines bis zu den Absatzmärkten transportiert. Da die Förder- und die Verbrauchsregionen selten zusammenfallen, wird das Erdgas, insbesondere die russischen Mengen, anschließend über mehrere tausend Kilometer (durch Transitländer) geführt. Allein der Leitungsweg von Westsibirien nach Deutschland beträgt ca. 5.500 km.⁴⁶

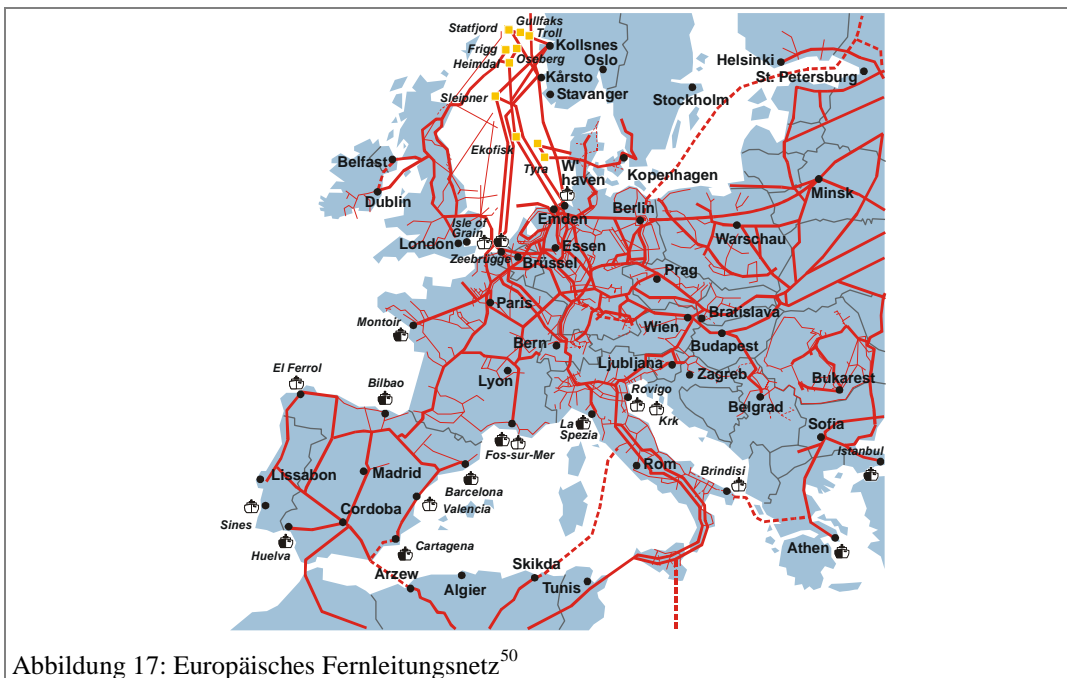
Mit der Übergabe des Gases in die europäischen Transportnetze beginnt der *Midstream*-Bereich. In der herrschenden Literatur wurde dieser Bereich bereits

⁴⁴ In Anlehnung an gleichnamige Abbildung von FLAKOWSKI, Vgl. hierzu FLAKOWSKI (2003), Seite 7/8.

⁴⁵ Vgl. ebenda, Seite 7/8.

⁴⁶ Vgl. hierzu KLAG (2003). Seite 97/98.

dem *Downstream*-Bereich zugeordnet.⁴⁷ Durch die Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes und die Bildung von Marktgebieten innerhalb der Mitgliedsländer fällt dem nationalen Ferntransport die Bedeutung der Großhandelsebene zu und kann daher als separater Abschnitt behandelt werden. Wie in Kapitel 5 näher erläutert wird, sind auf dieser Ebene die virtuellen Handelspunkte und der hier relevante marktgebietsüberschreitende Transport angesiedelt.⁴⁸ Mit dem Übergang vom überregionalen in das regionale Netz beginnt der *Downstream*- oder Absatzbereich. Von hier aus werden die regionalen und lokalen Verteilernetze sowie die regionalen Speicher gespeist. Die Europäische Union (EU-15) verfügt insgesamt über ein Transportnetz von 186.325 km und über ein Verteilungsnetz von 1.210.306 km.⁴⁹



Deutschland ist einerseits aufgrund seiner geringen Eigenförderung ein Importland und andererseits aufgrund seiner geografischen Lage ein wichtiges Transitland für das restliche Westeuropa.⁵¹ Das Rückgrat der westeuropäischen und deutschen Erdgasversorgung stellen die transnationalen und innerdeutschen Pipelines dar:

⁴⁷ So subsumiert FLAKOWSKI den nationalen Transport unter den Downstream-Bereich. Vgl. hierzu FLAKOWSKI (2003), Seite 7.
⁴⁸ Vgl. hierzu LOHMANN (10/2006), Seite 13.
⁴⁹ Vgl. hierzu EUROGAS (2003), Seite 27.
⁵⁰ Quelle E.ON Ruhrgas.
⁵¹ Vgl. hierzu TREND:RESEARCH (2005), Seite 170.

Name	Verlauf	Länge (Meilen)	Betreiber	Kommentar
Existierende transnationale Pipelines durch Deutschland				
Sachsen-Thüringen-Erdgasanbindungsleitung (STEGAL)	Tschechische Rep. - Reckrod (MIDAL)	200		Erlaubt Gastransport in beide Richtungen!
Mitteldeutsche Erdgasanbindungsleitung (MEGAL)	Tschechische Rep. (via Waidhaus - Frankreich (via Medelsheim)	290	E.ON Ruhrgas und Gaz de France	Hat mehrere Anschlüsse an die deutschen Regionalnetze
Trans-European Natural Gas Pipeline (TENP)	Niederlande – Italien via BRD und Schweiz	600	E.ON Ruhrgas und Sname Rete (Italien)	Erlaubt Gastransport in beide Richtungen!
Geplante bzw. sich im Bau befindliche transnationale Pipelines durch Deutschland				
<i>Northern European Gas Pipeline (Nord Steram)</i>	<i>Russland – Deutschland</i>	750	<i>Gazprom, E.ON Ruhrgas und Wintershall</i>	<i>Mögliche Erweiterung nach GB</i>
<i>Baltic Gas Interconnector (BIG)</i>	<i>Rostock, Deutschland, - Dänemark und Schweden</i>	130	<i>Konsortium, geführt von E.ON Ruhrgas</i>	<i>Eine Zustimmung Dänemarks steht aus.</i>
Existierende innerdeutsche Pipelines				
Mittel-Deutschland-Anbindungsleitung (MIDAL)	Emden - Karlsruhe/ Ludwigshafen (Nord-Süd)	440	Wingas	
Norddeutsche Erdgas Transversale (NETRA)	Eztal – Bernau (Nord West-Nord Ost)	210	Konsortium, geführt von E.ON Ruhrgas	
Rehden-Hamburg Gaspipeline (Rhg)	Hamburg - MIDAL (Nord)	80	Wingas und E.ON Ruhrgas	
Westdeutsche Anbindungsleitung (WEDAL)	Belgische Grenze - MIDAL	200	Wingas	
Jamal Anbindungsleitung I (JAGAL I)	Mallnow (Polen) – Baruth, Berlin	70	Wingas	
Jamal Anbindungsleitung II (JAGAL II)	Baruth, Berlin – Rückersdorf (Thüringen)	140	Wingas	
Geplante bzw. sich im Bau befindliche innerdeutsche Pipelines				
<i>Süddeutsche Erdgasleitung I (SEL I)</i>	<i>Lampertheim – Amerdingen</i>	160	<i>Wingas und E.ON Ruhrgas</i>	
<i>Süddeutsche Erdgasleitung II (SEL II)</i>	<i>Amerdingen – Burghausen (Österreich)</i>	150	<i>Wingas und E.ON Ruhrgas</i>	

Tabelle 1: Europäische und innerdeutsche Ferntransportpipelines, Stand Januar 2007

Das überregionale Ferntransportnetz in Deutschland hat eine Gesamtlänge von 60.000 km, daran angeschlossen sind weitere 315.000 km regionaler und kommunaler Versorger.⁵² Seit 1970 haben sich die Kapazitäten beinahe vervierfacht.⁵³ In Deutschland gibt es insgesamt 739 Netzbetreiber.⁵⁴ Obwohl die klare Zuordnung einzelner Betreiber nicht möglich ist, da sie sowohl auf überregionaler und regionaler bzw. lokaler Ebene tätig sind, lässt sich folgende

⁵² Vgl. hierzu EUROGAS (2003), Seite 27.

⁵³ Vgl. Folie des BGW „Entwicklung des Erdgasleitungsnetzes“, <http://www.bgw.de/presse/pressegrafiken/erdgas-pressegrafiken> (30.01.07).

⁵⁴ Stand 22.05.2006, vgl. BNETZA (2006), Seite 104.

Zuteilung treffen: fünf Betreiber sind Ferngasgesellschaften (siehe Tabelle 2), ca. 30 Regionalnetzbetreiber und ca. 700 Lokalnetzbetreiber.⁵⁵

Ferngasgesellschaft ⁵⁶	Leitungsnetzlänge (km)	Tätigkeitsbereich des Bundesgebietes
E.ON Ruhrgas	11.280	Beinahe Gesamtfläche der alten Bundesländer
Verbundnetz Gas (VNG)	7.091	Gesamtfläche der neuen Bundesländer
RWE Transportnetz Gas	6.800	Westdeutschland und NRW
BEB	2.900	Norddeutschland
Wingas	2.000	Beinahe Gesamtfläche der alten Bundesländer und der südliche Bereich der neuen Bundesländer

Tabelle 2: Wesentliche Ferngasgesellschaften Deutschlands

Die Einspeisung der importierten Mengen und Transitmengen in den deutschen Erdgasmarkt konzentriert sich auf 12 Grenzübergangspunkte, die sich ringförmig entlang der gesamten deutschen Grenze verteilen, während sich der Absatzmarkt auf das gesamte Gebiet der Bundesrepublik erstreckt und durch historisch gewachsene regionale und überregionale Netze beliefert wird, die sich teilweise durch Engpässe, Überlagerungen und unzureichende Interoperabilität auszeichnen.⁵⁷

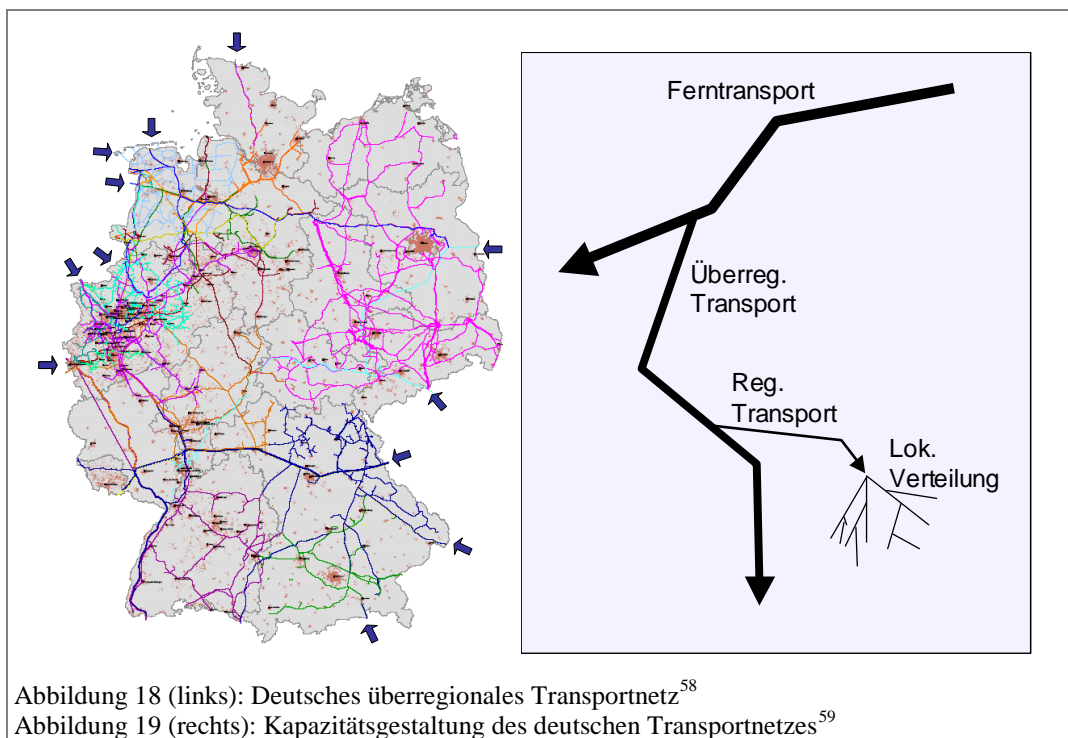


Abbildung 18 (links): Deutsches überregionales Transportnetz⁵⁸

Abbildung 19 (rechts): Kapazitätsgestaltung des deutschen Transportnetzes⁵⁹

⁵⁵ Vgl. hierzu TREND:RESEARCH (2005), Seite 181.

⁵⁶ Vgl. ebenda, Seite 175.

⁵⁷ Vgl. hierzu WAGNER/IGELSPACHER/ROTH (2004), S. 562f.

⁵⁸ Quelle BGW.

⁵⁹ Eigene Darstellung.

Gleichzeitig war, insbesondere vor der deutschen Wiedervereinigung und der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte, der physische Gasfluss und die Beanspruchung der einzelnen Transportkapazitäten in Deutschland eindeutig und hinsichtlich der Flussrichtung bekannt.⁶⁰ So wurden beispielsweise durch die MEGAL in erster Linie überregionale Transportleitungen mit Mengen aus Waidhaus gespeist, die das Gas innerhalb Bayerns und Baden-Württembergs verteilten. Durch die kontinuierliche Abgabe von Gasmengen an nachgelagerte Netze entlang des Gasflusses sank der Bedarf an Transportkapazitäten innerhalb einer Transportebene und beim Übergang von einer Transportebene in die andere Transportebene.

Die verfügbare Transportkapazität ist eine Größe, die sich aus dem bestehenden Leitungsdurchmesser und dem verwendeten Druck ergibt. Mit Hilfe des Drucks lässt sich das Volumen des Gases variieren und die Durchlaufgeschwindigkeit kontrollieren. Je höher der Druck, desto mehr Gas lässt sich durch eine konstante Leitung pro Zeiteinheit schleusen. Wichtig ist, dass der Druck mit zurückgelegter Strecke abnimmt, er muss also in regelmäßigen Abständen in so genannten Verdichterstationen erneuert werden.⁶¹ Je ungelasteter eine Leitung ist, desto mehr Energie muss für den gewünschten Druck aufgebracht werden und desto mehr Kosten werden durch den Transport verursacht. Eine „große“ Leitung, die geringfügig ausgelastet ist, verursacht entsprechend höhere Transportkosten als eine ausgelastete „kleine“ Leitung. Der Anspruch der kosteneffizienten Gasversorgung, der den Leitungsbau insbesondere vor der Liberalisierung dominierte, forderte eine Minimierung der relevanten durchschnittlichen Transportstückkosten [Ct/kWh]. Entsprechend orientierte sich die Kalkulation der Leitungsdurchmesser an den Annahmen hinsichtlich zukünftiger Bedarfsentwicklungen der zu beliefernden Absatzgebiete unter Extrembedingungen von -13 Grad und der Gasflussrichtung.⁶² Wie Abbildung 19 darstellt, nimmt der Leitungsdurchmesser mit der zurückgelegten Distanz bzw. durch den Übergang in die nachgelagerte Transportebene ab, da die kalkulierte

⁶⁰ Wie WAGNER/IGELSPACHER/ROTH ausführen, hat sich daher im Gas kein stark vermaschtes Verbundnetz entwickelt. Vielmehr herrscht eine Linienstruktur, die sich astförmig von Einspeisung zur Abnahme entwickelt. Vgl. hierzu WAGNER/IGELSPACHER/ROTH, S. 564.

⁶¹ Entlang der Pipeline müssen Verdichterstationen alle 100-200km installiert werden. Vgl. hierzu TREND:RESEARCH (2005), Seite 170. Des Weiteren siehe hinsichtlich der Transportsystematik SCHWARZ-SCHILLING (1995), Seite 85.

⁶² Vgl. hierzu KLAG (2003), Seite 55ff. und WAGNER/IGELSPACHER/ROTH (2004), Seite 565, sowie hinsichtlich der Ermittlung der kostenoptimalen Netzstruktur SCHWARZ-SCHILLING (1995), Seite 100-105.

Absatzmenge stetig kleiner wird. Während beispielsweise die Grenzübergangskapazitäten von der Tschechei nach Deutschland darauf ausgerichtet sind einen Großteil Süddeutschlands zu versorgen, sind einzelne Stränge des nachgelagerten GVS-Netzes nur noch darauf ausgelegt kleine, regionale Gebiete zu beliefern.

Wie in Kapitel 5.2.2. näher ausgeführt wird, ist dieser Zusammenhang entscheidend für die Flexibilität des deutschen Erdgasmarktes auf Veränderungen der Bezugsquellen. Verschiebungen von Gasflüssen aufgrund sich verändernden Produktions- oder Bezugskosten können unter den gegebenen Bedingungen nicht vollständig abgebildet werden. Das Transportnetz würde es beispielsweise nicht zulassen, den gesamten deutschen Erdgasmarkt aus Dänemark zu versorgen.

2.2.2. Erdgasspeicher

Erdgas ist, im Gegensatz zu Strom, dem zweiten bedeutenden leitungsgebundenen Energieträger, speicherbar. In Deutschland werden im Midstreambereich in erster Linie Kavernen- und Porenspeicher, beides Untertagespeicher, betrieben. Kavernenspeicher sind alte Salzstöcke, in denen durch Aussohlung ein zylinderförmiger Hohlraum geschaffen wurde. Porenspeicher sind alte Erdgas- und Erdöllagerstätten, deren poröses Gestein sich wie ein Schwamm nutzen lässt. Nach oben dichtet eine geschlossene Gesteinsschicht den Speicher ab, damit kein Gas ausströmen kann. Beide Speichertypen lassen sich mit Hilfe von Kompressoren mit Gas füllen.⁶³ In 2003 standen in Deutschland 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher, mit insgesamt 145 Einzelkavernen, zur Verfügung. Sie umfassen ein Arbeitsgasvolumen von 18,6 Milliarden m³ und werden sich nach Abschluss der derzeit stattfindenden Bautätigkeiten auf 19,6 Milliarden m³ erhöhen. Darüber hinaus sind weitere Speichervolumina von 3,5 Milliarden m³ in Planung. Das Arbeitsgasvolumen stellt dabei die Menge dar, die dem Speicher tatsächlich entnommen werden kann. Die übrige Menge, das so genannte Kissengas, dient der Aufrechterhaltung einer konstanten Entnahmerate.⁶⁴

Die Midstreamspeicher dienen in der Erdgaswirtschaft insbesondere drei Funktionen, wobei insbesondere Funktion 2 und 3 in Kapitel 5.1.2 näher erläutert werden:

1. Sie sind ein wichtiger Baustein der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Bei steigender Importabhängigkeit treten politische und exogen gegebene Risiken immer weiter in den Vordergrund. Unterbrechungen von transnationalen Lieferungen durch einzelne Transitstaaten müssen aufgefangen werden können, um dem Anspruch der Daseinsvorsorge, d.h. den gesetzlichen Anforderungen zur Sicherstellung der Versorgung, gerecht zu werden. Ein Arbeitsgasvolumen von 19,6 Milliarden m³ entspricht 1/5 des deutschen Jahresverbrauchs von 2004. Dies entspricht nach allgemein herrschender Auffassung dem Bedarf von 6 bis 7 Wochen bei maximaler Winterauslastung und vollständigem Ausfall der Lieferungen. Im Winter 2005/2006 unterbrach beispielsweise das Transit- und Abnahmeland

⁶³ Vgl. hierzu UEBERHORST (1999), Seite 61ff.

⁶⁴ Vgl. hierzu SEDLACEK (2004), Seite 370 und 371.

Ukraine zur Eigenversorgung zwischenzeitlich den Gasfluss nach Westeuropa. Im Streit um eine Preiserhöhung hatte die russische Gazprom zuvor der Ukraine die Entnahme von Erdgas untersagt. Hierbei wurden insbesondere die Schweiz und Norditalien in Mitleidenschaft gezogen. Im folgenden Winter 2006/2007 unterbrach die Gazprom aus dem selben Grund die Gasversorgung Weißrusslands, was ebenfalls einen Einfluss auf die Versorgung Westeuropas hatte.

2. Porenspeicher werden aufgrund der großen Lagerungsmengen und ihrer begrenzt flexiblen Fahrweise (Umstellung von Ein- auf Ausspeisung et vice versa) vorwiegend zur Abdeckung saisonaler Bedarfsschwankungen bzw. Grundlastschwankungen verwendet.⁶⁵ Während die inländische Produktion und die ausländischen Lieferungen nur geringfügige Schwankungen erlauben, übersteigt der Winterbedarf (Oktober bis März) den Sommerbedarf (April bis September) aufgrund der Witterungsabhängigkeit zumeist um ein Vielfaches.⁶⁶
3. Die Witterungsabhängigkeit des privaten und auch gewerblichen Gasverbrauchs verursacht nicht nur saisonale, sondern auch wöchentliche und tägliche Schwankungen. Obwohl sich zeitungleiche Schwankungen verschiedener lokaler Verteiler im Rahmen der Aggregation bis zu einem gewissen Maß ausgleichen, benötigt ein regionaler und überregionaler Versorger Speicherkapazitäten zur Strukturierung, d.h. zur Anpassung eines konstanten Bezugsbandes an die volatile Bezugsstruktur der aggregierten Kunden. Die tägliche bzw. stündliche Strukturierung (auch peak shaving genannt) erfordert eine hoch flexible Fahrweise der verwendeten Speicherkapazitäten. Aus diesem Grund werden auf regionaler und überregionaler Ebene in erster Linie Kavernenspeicher verwendet (siehe hierzu 5.1.2.1).

⁶⁵ Vgl. Ders. (2002), Seite 498/499. Wie SEDLACEK richtig hinweist, hängt der Einsatz der Speicher darüber hinaus auch noch von weiteren Faktoren wie z.B. Liefer- und Abnahmeverträgen, Einbindung in das Ferngasnetz, Gaspreisen, Förderpotential heimischer Förderstätten etc. ab. Vgl. SEDLACEK (2002), Seite 499.

⁶⁶ Vgl. ebenda, S. 498.

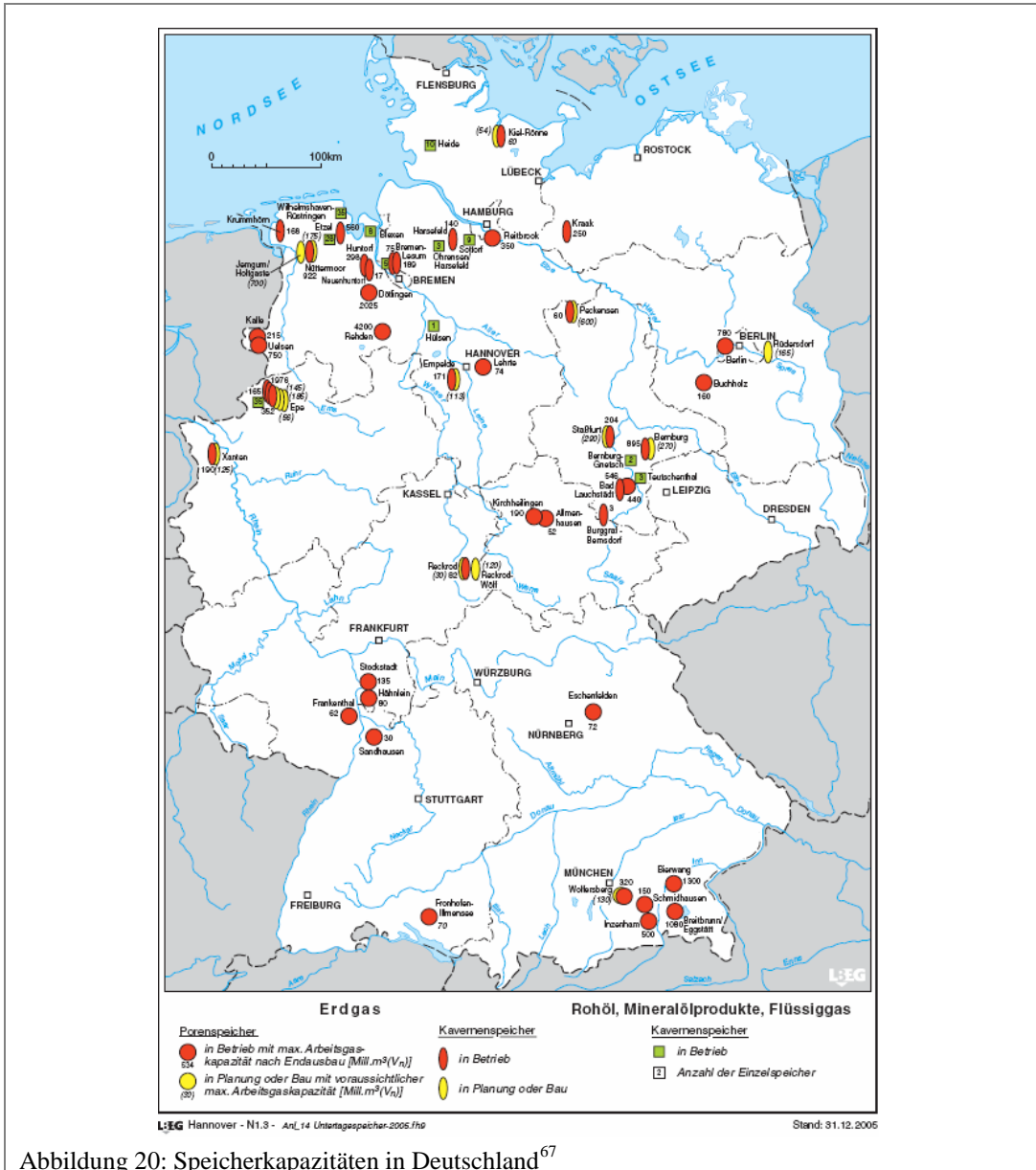


Abbildung 20: Speicherkapazitäten in Deutschland⁶⁷

Auf der Downstreamebene, d.h. bei den lokalen und regionalen Verteilerunternehmen, finden sich oft zusätzliche kleinere Speicherkapazitäten, entweder als oberirdische „Tanks“ (z.B. Kugelspeicher) oder als oberflächennahe unterirdische Hochdruckspeicher (z.B. Röhrenspeicher). Diese Speicherkapazitäten werden, wie die Kavernenspeicher auf überregionaler Ebene, als Strukturierungsinstrument und zur Senkung der in Anspruch genommenen Leistungsspitze verwendet.

Sucht man den Vergleich zum Strom, so erkennt man, dass Speicher aufgrund ihrer Verwendung und ihrer Einsatzfolge unter anderem die Funktion der

⁶⁷ Quelle: Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung.

Regelenergieanbieter und der *Merit Order*⁶⁸ des Strommarktes erfüllen. Sowohl im Strom- als auch im Gasmarkt handelt es sich um die *just in time*-Bereitschaft des Angebotes zum Ausgleich der Asymmetrie zwischen Nachfrage und Angebot. Die Gemeinsamkeiten des Strom- und Gasmarktes in der Struktur und den Wirkungszusammenhängen sind allerdings begrenzt. Wie in den folgenden Kapiteln dargestellt wird, sind Bedingungen, die für ein funktionsfähiges Massengeschäft auf Grundlage eines wettbewerbsfördernden Netzzugangsystems notwendig sind, im Gasmarkt, im Gegensatz zum Strommarkt, nicht vollständig erfüllt.

2.3. Historische Entwicklung der gegebenen Marktstruktur

2.3.1. Etablierung von Erdgas als relevanter Primärenergieträger in Deutschland

Ein wichtiges Merkmal des deutschen Erdgasmarktes ist, dass seine Marktstruktur auch heute noch durch ihre historische Entwicklung geprägt ist. Um diese adäquat darzustellen und einen Grundstein für die spätere Analyse der Bedeutung langfristiger Lieferbeziehungen im Zweivertragsmodell zu legen, bietet es sich an dieser Stelle an, den Entwicklungsprozess der Gasnachfrage und des –angebots in den vergangenen 150 Jahren knapp zu behandeln.

Obwohl bereits Ende des 19. Jahrhunderts die Verwertung von Stadt- und Kokereigas auf kommunaler Ebene, z.B. für den Betrieb der Straßenbeleuchtung, in einigen großen Städten der heutigen Bundesrepublik stattfand, kam es erst durch die steigende Nachfrage der Kriegsmaschinerie während des zweiten Weltkrieges zu wesentlichen überregionalen Verbindungen mehrerer kommunaler Versorgungsgebiete.^{69,70} Aus politischen Gründen blieb bis dahin die Vernetzung der Absatzgebiete untereinander aus und man beschränkte sich auf die lokale Gewinnung von Kokereigas durch die Verkokung von Kohle. Während des 19. Jahrhunderts sträubten sich ländliche Versorgungsunternehmen, die zumeist in

⁶⁸ Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke im Strommarkt wird durch den Verlauf der Grenzkosten bestimmt und durch die so genannte Merit Order umgesetzt. Vgl. hierzu näher HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), Seite 120/121.

⁶⁹ Vgl. hierzu NIEMANN (1997), Seite 39.

⁷⁰ WAGNER/IGELSPACHER/ROTH nennen als erste überregionale Ferngasgesellschaften in Deutschland die 1921 gegründete Gasgesellschaft Hamborn und die 1926 gegründete Ruhrgas AG. Vgl. WAGNER/IGELSPACHER/ROTH (2004), S. 562.

kommunaler Hand lagen, gegen eine Verbindung der Versorgungsnetze und gegen die Aufgabe der eigenen Verkokung. Sie befürchteten, durch eine überregionale Vernetzung in eine nachteilige Abhängigkeit von den vorgelagerten Versorgern zu geraten, durch die Versorgungsunternehmen in den Industrieregionen, hauptsächlich dem Ruhrgebiet, bevorteilt werden würden.⁷¹ Erst Anfang des 20. Jahrhunderts rückte die Idee der Installation eines überregionalen Transport- und Verteilungsnetzes, ähnlich dem bereits geschaffenen Stromnetz, aus kommunaler Sicht in den Vordergrund. Allerdings standen dem nun wirtschaftliche Aspekte entgegen: In der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts überschaute man noch nicht das Potenzial von Gas und man konzentrierte sich in der Industrie und Energiegewinnung vor und während des ersten Weltkrieges maßgeblich auf die Verwertung und Beschaffung von Kohle und Öl. In der anschließenden Nachkriegszeit, in der das damalige Deutschland nicht mehr über den Zugang zu Ölquellen verfügte und die Nutzung von Erdgas gebraucht hätte, wurde der Bau überregionaler Netze durch die Weltwirtschaftskrise verhindert.⁷²

Der eigentliche Aufstieg des Erdgases zum relevanten Primärenergieträger der deutschen Energieversorgung fand während der Phase von 1957/59 bis Anfang der 80er Jahre statt und lässt sich auf drei entscheidende Zusammenhänge zurückführen, die das Bild der Erdgaswirtschaft maßgeblich prägten:

1. Um eine privatwirtschaftliche, flächendeckende Versorgung der Bevölkerung und der Industrie mit Erdgas in Deutschland zu ermöglichen, sah man sich 1957 gezwungen, der Gas- und Elektrizitätswirtschaft ordnungspolitisch eine wettbewerbsfreie Stellung zuzusichern.⁷³ Die Finanzierung eines weitläufigen Leitungsnetzes erforderte eine Zusicherung konstanter Absatzmengen über den Zeitraum der Amortisationsphase.⁷⁴ Zu diesem Zweck wurde der §103 GWB des *Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB)* von 1957 verabschiedet.⁷⁵ In Einklang mit dem *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)* von 1935 sicherte er der

⁷¹ Vgl. hierzu NIEMANN (1997), Seite 39.

⁷² Vgl. ebenda, Seite 39.

⁷³ Vgl. hierzu KLAG (2003), Seite 255 und HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), Seite 167.

⁷⁴ Die Notwendigkeit der langfristigen Absatzsicherung durch staatlich zugesicherte Monopole oder langfristige Lieferverträge zur Sicherstellung der Rentabilität der hoch spezifischen Investitionen wird in Kapitel 3 ausführlich angesprochen.

⁷⁵ Vgl. hierzu § 103 GWB (1957).

Energiewirtschaft eine wettbewerbsbefreite Ausnahmestellung zu, die es ermöglichte, die damalige Bundesrepublik durch Demarkations-⁷⁶ und Konzessionsverträge⁷⁷ mit den Kommunen in Absatzregionen zu unterteilen und innerhalb dieser Monopole zu errichten.⁷⁸ Ferngasunternehmen sowie regionale und lokale Versorgungsunternehmen wurden Bestandteil einer festen Lieferkette und standen nicht im Wettbewerb zueinander. Im Gegenzug waren die Versorgungsunternehmen zu einer Endverbraucherfreundlichen Preis- und Investitionspolitik verpflichtet.⁷⁹

2. Mit der Erschließung des niederländischen Groningen-Feldes, ca. 30 km westlich von Emden (in Norddeutschland) im Jahr 1959 stieg das Gasangebot in Westeuropa stark an. Die Größe des Vorkommens und die rasch ausgebaute Produktionskapazität überstieg in kurzer Zeit die Nachfrage des heimischen Marktes und veranlasste die Niederlande, ihr Gas in den Nachbarländern Deutschland, Belgien und Frankreich anzubieten. Hierbei wurde eine aggressive Preispolitik verfolgt, um in erster Linie der aufstrebenden Nuklearenergie Marktanteile streitig zu machen.⁸⁰
3. Die rasch angestiegenen Ölpreise während der beiden Ölkrisen 1973/74 und 1979 führten zu einer wachsenden Nachfrage nach Erdgas in Deutschland und im restlichen Europa. Die meisten europäischen Regierungen und Industrien überdachten ihre bisherige Energiepolitik und Beschaffungsstrategien und wandten sich einer Diversifizierung des Energiebedarfs auf die Energieträger zu. Die erhebliche Abhängigkeit von

⁷⁶ Nach HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE sind Demarkationsverträge „bilaterale Verträge zwischen zwei Versorgungsunternehmen. Sie beinhalten die Verpflichtung, nicht die Kunden des Vertragspartners unmittelbar zu beliefern. Horizontale Demarkationsverträge gelten zwischen Unternehmen der gleichen Stufe, während vertikale Demarkationsverträge zwischen Vorlieferanten und Kunden abgeschlossen werden. Sie beinhalten Grenzmengenabkommen und Höchstpreisbindungen. Vgl. hierzu HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), Seite 87.

⁷⁷ Nach HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE sind Konzessionsverträge „Verträge zwischen den Kommunen als privatrechtliche Eigentümer der öffentlichen Wege und Versorgungsunternehmen leitungsgebundener Dienste (Gas, Strom, Wasser). Vertragsgegenstand ist die Überlassung des ausschließlichen Wegenutzungsrechts (Ausschließlichkeits- und Verzichtsklausel) für das Versorgungsunternehmen. Vgl. ebenda, Seite 87.

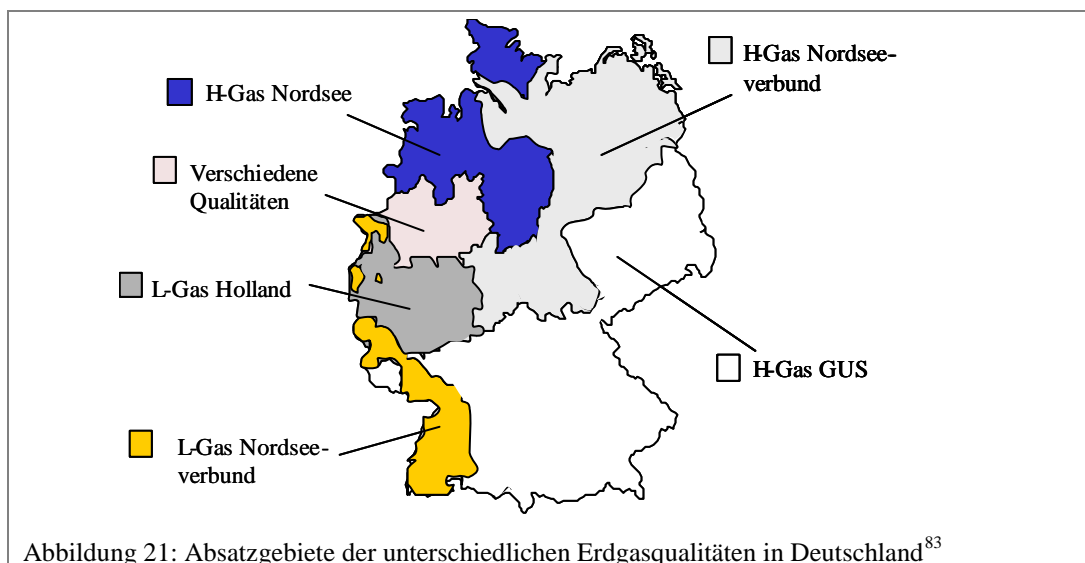
⁷⁸ Das 1935 verabschiedete *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)* war bis zu seiner Novellierung 1998 für die Regelung der Energiewirtschaft in Deutschland maßgeblich. Aufgrund ihrer besonderen Stellung sollte die Energiewirtschaft in einer wettbewerblichen Volkswirtschaft von den vermeintlich belastenden Auswirkungen des Wettbewerbs bewahrt werden. Das Zusammenwirken der Wirtschaft und öffentlichen Gebietskörperschaften, sowie die Verbundwirtschaft sollten gefördert werden. Darüber hinaus sicherte das *Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB)* von 1957 ausdrücklich das „natürliche Monopol“ für leitungsgebundene Energieversorgung rechtlich ab. Diese kartellrechtliche Regelung erlaubte es den Unternehmen mit Demarkationsverträgen ihre Gebiete von einander abzugrenzen. Dieser Schutz wurde erst 1998 mit den Novellierungen des GWB und des EnWG aufgehoben.

⁷⁹ Vgl. hierzu DITTMANN/ZSCHERNING (1998), Seite 377.

⁸⁰ Vgl. hierzu FLAKOWSKI (2003), sowie WYBREW-BOND (1999), Seite 6ff. und NORENG (1987), Seite 14f.

Erdöl, das zu dieser Zeit ca. 50% des Primärenergieverbrauchs deckte, sollte durch einen Ausbau des Gasbezugs reduziert werden.⁸¹

Die kontinuierlich wachsende Gasnachfrage und der Wunsch nach Diversifizierung der Bezugsquellen führten im Laufe der späten 70er Jahre zu den Markteintritten von Norwegen und Russland in West- und Nordeuropa sowie von Algerien in Südeuropa.⁸² Da sich die Gasqualität des hochkalorischen Gases aus Norwegen und Russland von dem niedrigkalorischen Erdgas aus den Niederlanden und der deutschen Eigenförderung unterschied und die Angleichung der Gasqualitäten mit einem hohen technischen Aufwand verbunden war, mussten unabhängige und zum Teil parallel verlaufende Netze verlegt werden. Insbesondere im Nordwesten Deutschlands, nahe der Niederlande, betreiben aus diesem Grund die *E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG*, die *BEB Transport und Speicher Service GmbH* sowie die *RWE Transportnetz Gas GmbH* weiterhin L- und H-Gas-Netze.



Die Produzentenländer verfolgten hinsichtlich der Preispolitik und des Extraktionspfades unterschiedliche Absatzstrategien:⁸⁴

⁸¹ Vgl. hierzu KLAG (2003), Seite 58.

⁸² Bis zu dieser Zeit exportierte Algerien lediglich geringe LNG-Mengen nach Südeuropa. Algerien baute die Transmediterranean Gaspipeline von den Hassi-R'Mel Feldern nach Süditalien und später die Maghreb-Europe-Gaspipeline nach Südspanien.

⁸³ Eigene Darstellung.

⁸⁴ Nach FLAKOWSKI bilden die Exportländer keine homogene Gruppe mit annähernd gleichen Verhaltensstrategien. Vielmehr hängen ihre Absatzstrategien von verschiedensten wirtschaftlichen Kriterien, wie z.B. der Ressourcenausstattung, der Bevölkerungszahl, dem Bruttoinlandsprodukt und den Extraktionskosten ab. Vgl. hierzu ausführlich FLAKOWSKI (2003), Seite 30f. und Seite 37.

Norwegen legte aufgrund des florierenden Erdölgeschäftes und trotz der neu erschlossenen Erdgasvorkommen in den Statfjord-Feldern keine kurzfristige Priorität auf den Absatz der eigenen Erdgasaufkommen und veranschlagte ein verhältnismäßig hohes Preisniveau, das von den Importländern wegen des Anspruchs auf Quellendiversifizierung und Versorgungssicherheit akzeptiert wurde.⁸⁵

Russland verfolgte während der 70er und 80er Jahre, ähnlich den Niederlanden in den 60er Jahren, eine äußerst aggressive Niedrigpreispolitik, um auf dem europäischen Gasmarkt Marktanteile zu gewinnen. Diese Absatzpolitik wurde in den 90er Jahren noch einmal verstärkt, um die wirtschaftlichen Folgen des politischen Zusammenbruchs der UdSSR aufzufangen.⁸⁶

Die steigende Nachfrage, der infrastrukturelle Ausbau, die ordnungspolitischen Anpassungen in den Abnahmeländern sowie ein Marktanteil von beinahe 50% des zu dieser Zeit erschlossenen Marktes veranlassten die Niederlande Ende der 70er Jahre, sich von ihrer bisherigen Preispolitik abzuwenden und durch eine längerfristige Strategie ein höheres Preisniveau, ähnlich dem Norwegens, zu erreichen. Der erhoffte Erfolg setzte jedoch nur bedingt ein. Zwar konnten die Niederlande in den folgenden Jahren ein höheres Preisniveau durchsetzen, jedoch verringerte sich in den folgenden Jahren auch der Marktanteil erheblich. Die Förderung der Nuklearenergie in Frankreich, die Anhebung der Kohlesubventionen in Deutschland, neben Belgien und Italien die Hauptabnahmeländer, sowie der Mengenzufluss aus der UdSSR und Norwegen ließen die Nachfrage und die Bedeutung des niedrigkalorischen L-Gases erheblich zurückgehen.⁸⁷ In 2004 deckte L-Gas aus deutschen und niederländischen Quellen lediglich 25% des deutschen Erdgasverbrauches ab.⁸⁸

In den einzelnen Exportländern lag entweder die gesamte Produktion oder die Absatzpolitik in der Hand staatlicher Unternehmen, so dass die Produzentenseite

⁸⁵ FLAKOWSKI begründet diese Strategie in erster Linie mit der geringen Absorptionsfähigkeit Norwegens. Mit Verweis auf BLANK (1994) teilt er ressourcenexportierende Volkswirtschaften in high- und low-absorber-Staaten ein. Die Absorptionsfähigkeit beschreibt die Sachkapital- und Infrastrukturrendite im Verhältnis zum Ressourcenerlös. Je höher die Absorptionsfähigkeit, desto höher der kalkulatorische Zinssatz, desto höher die Gegenwartspräferenz einer Volkswirtschaft gegenüber der Förderung der Ressource. FLAKOWSKI ordnet das Norwegen der 70er Jahre aufgrund der hohen Erdölerlöse hinsichtlich Erdgas der Gruppe der low-absorber zu. Vgl. hierzu ausführlich ebenda, Seite 31/25.

⁸⁶ Vgl. ebenda, Seite 38.

⁸⁷ Vgl. ebenda, Seite 37.

⁸⁸ Vgl. hierzu Seite 9 der Presse-Information der BASF „Versorgungssicherheit durch WINGAS – hoher technischer Aufwand für Europas steigenden Bedarf an Erdgas“, 25.10.2004, Mannheim.

eng konzentriert war und ist. So besitzt die *Gazprom* in Russland ein Produktions- und Absatzmonopol, die algerische Produktion liegt in der Hand des staatlichen Unternehmens *Sonatrach* und auch die norwegischen Produzenten, wenngleich teilweise in privater Hand, mussten sich bis Mitte der 80er Jahre einer Vertriebsführerschaft der staatlichen *Statoil* unterwerfen. Ab 1986/87 wurde der norwegische Exportpreis durch die *Gasforhandlingsudvalget* (GFU), einem Komitee bestehend aus *Statoil*, *Norsk Hydro* und *Saga*, bestimmt. Auch in den Niederlanden lag die Vertriebsbefugnis aller heimisch produzierten Mengen per Gesetz bei der staatlich kontrollierten *Gasunie*.⁸⁹ Auch wenn die Strategien der Produzentenländer bzgl. des Preisniveaus und der Mengen divergierten, kam jedem einzelnen Anbieter so eine besondere Macht zu. Der Wunsch der europäischen Staaten nach Quellendiversifizierung minderte den Wettbewerb unter den exportierenden Ländern. Entsprechend beschreibt FLAKOWSKI (2002) die Produzentenseite als enges Oligopol, das von einem geringfügigen Wettbewerb privater deutscher und europäischer Wettbewerber umgeben war.⁹⁰

In den westeuropäischen Importländern hatte die enge Konzentration auf der Produktionsseite zur Folge, dass ab den 70er Jahren die nationalen Ferngasunternehmen in den Vordergrund rückten. Sie befanden sich, abgesehen von Deutschland, im staatlichen Besitz (Frankreich: *Gaz de France*, Italien: *SNAM*, Belgien: *Distrigaz*) und vertraten durch die Bündelung der nachgelagerten Nachfrage die nationalen Interessen auf dem internationalen Gasmarkt.⁹¹ Als integrierte Unternehmen stellten sie sowohl auf Transport- als auch auf Handelsebene das Bindeglied zwischen den ausländischen Produzenten und den regionalen Versorgern dar. Indem sie langfristige Lieferverträge mit den Produzenten auf der Beschaffungsseite und langfristige Lieferverträge mit den die Endkunden betreuenden Lokal- und Regionalversorgern auf der Absatzseite schlossen, sicherten sie die Rentabilität der transnationalen und nationalen Ferngasleitungen. Bis heute wird auf diese Weise die deutsche Nachfrage in erster Linie durch die E.ON Ruhrgas AG gebündelt und vertreten.⁹² Gegenüber den Produzenten schlossen sich die einzelnen nationalen Ferngasunternehmen – meist unter der Führung der heutigen E.ON Ruhrgas AG – zu einem

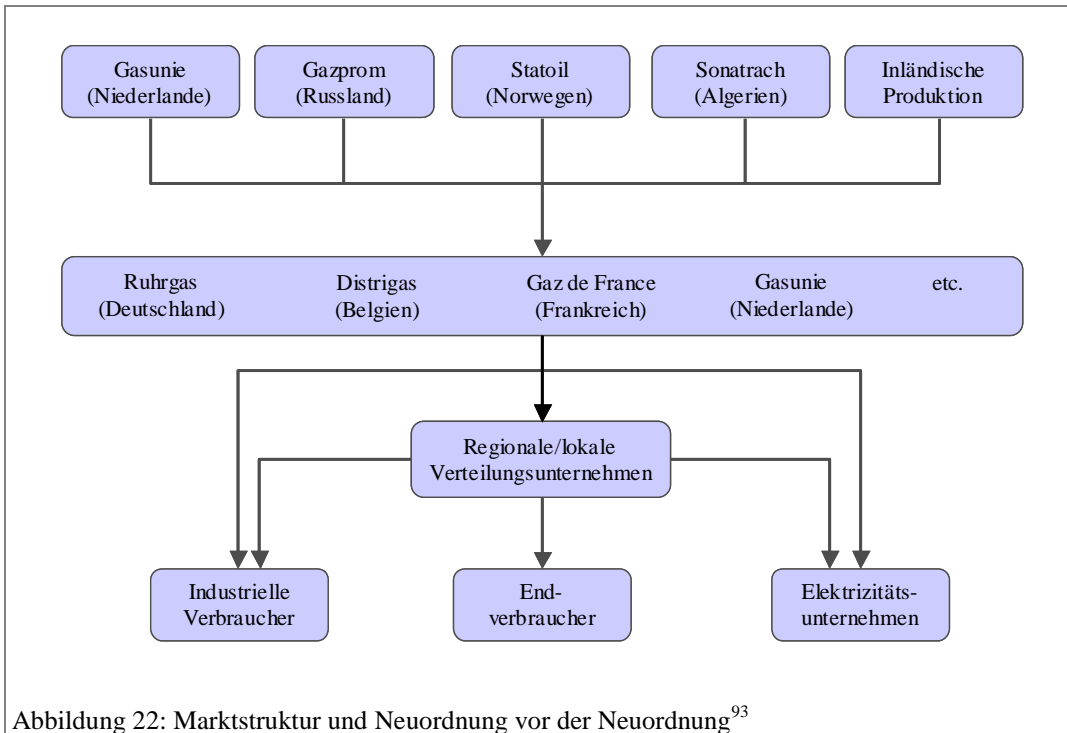
⁸⁹ Vgl. HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), Seite 81.

⁹⁰ Vgl. hierzu FLAKOWSKI (2003), Seite 36.

⁹¹ Vgl. ebenda, Seite 35/36.

⁹² Vgl. hierzu ausführlich Kapitel 4.

Einkaufskonsortium zusammen, um gegenüber dem Angebotsoligopol der Produzenten ihre Verhandlungsposition zu stärken.



Resultat dieser Entwicklung war der beinahe vollständige Ausschluss von Wettbewerb im internationalen Erdgashandel. Die enge Marktstruktur auf der Produktionsebene führte automatisch zu aufeinander abgestimmte Verhaltensweisen. Der Zusammenschluss der Ferngasgesellschaften zu Einkaufskonsortien verhinderte einen *Gas-zu-Gas*-Wettbewerb⁹⁴ auf der Importseite und die Aufteilung der Absatzgebiete sicherte einen wettbewerbsfreien Absatz im eigenen Land. So beschränkten sich die Verhandlungsfronten, wie in Abbildung 22 dargestellt, auf die Verhandlungsrunden zwischen dem Produzentenkonsortium und dem Einkaufskonsortium.⁹⁵

Die Struktur der deutschen Erdgaswirtschaft wurde de facto und de jure vor der Liberalisierung durch eine monopolistische Lieferkette, die sich über die gesamte Wertschöpfung erstreckte und die langfristige, ölpreisgebundene Lieferverträge zwischen den einzelnen Handelsstufen und dem beinahe vollständigen Ausschluss

⁹³ Vgl. hierzu FLAKOWSKI (2003), Seite 38.

⁹⁴ Unter *Gas-zu-Gas*-Wettbewerb versteht man den Wettbewerb von Gasversorgungsunternehmen einer Wertschöpfungsstufe untereinander. NEU stellt diesen Zusammenhang am Beispiel des Markteintritts der Wingas dar. Vgl. hierzu NEU (1999), Seite 71.

⁹⁵ Vgl. hierzu FLAKOWSKI (2003), Seite 38/39.

eines Gas-zu-Gas-Wettbewerbs umfasste, gebildet. Durch die Konzentration der europäischen Nachfrage und dem gegenüberstehenden Angebot in Konsortien lag die Verantwortung für das Preisniveau und die Versorgungssicherheit in der Hand einiger weniger.⁹⁶

2.3.2. Etablierung von festen Handelsstrukturen auf dem deutschen Erdgasmarkt

Auf Grundlage der Wettbewerbsbefreiung und der Demarkationsverträge, die zwischen den Gasversorgungsunternehmen geschlossen wurden, entwickelte sich mit dem Aufkommen des Erdgases als wesentlicher Primärenergieträger eine feste Lieferkette.

Auf der ersten Stufe standen (und stehen weiterhin) die Ferngasunternehmen mit Importbezug sowie Erdgasfördergesellschaften mit Förderungen innerhalb Deutschlands, die so genannten überregionalen Ferngasunternehmen. Sie liefern das geförderte oder importierte Gas an nachgelagerte Ferngasunternehmen und an regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen, sowie private Haushalte, Gewerbe und Industriebetriebe. Nach Erhebung des Bundeskartellamts gehörten in 2005 zu dieser Gruppe die E.ON Ruhrgas AG (Essen), die RWE Energy AG (Dortmund), die Wingas GmbH (Kassel), die ExxonMobil Gas Marketing Deutschland GmbH & Co. KG (Hannover), die Verbundnetz Gas AG (Leipzig), die Shell Erdgas Marketing GmbH & Co. KG (Hamburg) und die Erdgas-Verkaufs GmbH (Münster).⁹⁷

Auf der zweiten Stufe befanden sich (und befinden sich weiterhin) Ferngasunternehmen ohne Importbezug, die so genannten regionalen Ferngasunternehmen. Sie beziehen ihr Gas von Importeuren und inländischen Produzenten und beliefern regionale und örtliche Versorgungsunternehmen sowie private Haushalte, Gewerbe und Industriebetriebe. Zu dieser Stufe gehören die Gasversorgung Süddeutschland GmbH (Stuttgart), die Bayerngas GmbH (München), die Gasunion GmbH (Frankfurt am Main), die Saar Ferngas AG (Saarbrücken), die EWE Aktiengesellschaft (Oldenburg), die Avacon AG

⁹⁶ Vgl. hierzu LOHMANN (1/2006), Seite 4ff.

⁹⁷ Vgl. hierzu BUNDESKARTELLAMT (2006), Seite 7.

(Helmstedt), die Ferngas Nordbayern GmbH (Nürnberg) und die Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen- Sachsen mbH (Erfurt).⁹⁸

Auf der dritten und abschließenden Stufe stehen die Regional- und Ortsgasunternehmen, also Stadtwerke. Sie beziehen ihr Gas von einem vorgelagerten Unternehmen der ersten oder zweiten Stufe und verbrauchen es entweder zur Elektrizitäts- oder Wärmeerzeugung und beliefern Endverbraucher wie private Haushalte, Gewerbe und Industriebetriebe.⁹⁹

2.3.3. Politische Paradigmenwechsel und die Identifizierung des Essential Facility

Bis Mitte der 80er Jahre baute ein Großteil der Produzenten ihre Förder- und Transportkapazitäten nach (West-) Europa mit der Erwartung auf stetig steigende Ölpreise und damit einhergehend steigender Gasnachfrage weiter aus. Mitte der 80er Jahre kam es allerdings zu einem internationalen Ölpreisverfall. Die Substitution des Ölbedarfs durch Erdgas ließ nach, die Erdgasnachfrage entwickelte sich geringer als erwartet und die Förderkapazitäten überstiegen die Nachfrage. In dieser Entwicklung verlor Erdgas mehr und mehr den Ruf eines knappen Gutes. Aspekte der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsbefreiung zur Daseinsvorsorge gerieten in den Hintergrund. Erstmals in den USA und Großbritannien, unter der Reagan- bzw. der Thatcher-Administration, setzte sich die Auffassung durch, dass ein Aufbruch der Monopole und die Implementierung von Wettbewerb durch den Zugang Dritter zum Markt einen den Wohlstand steigernden Effekt haben würden. In den USA wurde durch die *Essential Facilities-Doktrin* ein Kontrahierungszwang für Inhaber eines *Essential Facility*, d.h. einer für den Wertschöpfungsprozess wesentlichen Einrichtung, ausgesprochen und so der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zu den Ferngasnetzen erlaubt.¹⁰⁰

In Deutschland entwickelte sich Ende der 80er Jahre eine Unzufriedenheit unter den industriellen Großkunden. Die marktstrukturell erzwungene Gebundenheit der

⁹⁸ Vgl. hierzu ebenda, Seite 8.

⁹⁹ Vgl. hierzu ebenda, Seite 8.

¹⁰⁰ Vgl. hierzu MORGAN (1998), Seite 57ff. bzgl. der US-amerikanischen Liberalisierung und Seite 121ff. bzgl. der britischen Liberalisierung.

Kunden an einen einzigen Versorger minderte die Verhandlungsposition der industriellen Nachfrager stark. Nach langen Auseinandersetzungen mit der Ruhrgas AG gründete das deutsche Unternehmen Wintershall, ein Tochterunternehmen der BASF AG, 1990 die *Wintershall Erdgas Handelshaus GmbH (WIEH)* und suchte zur Eigenversorgung die direkte Kooperation mit der russischen Gazprom. Im selben Jahr wurde der erste Liefervertrag geschlossen, der später in der heutigen WINGAS mündete, an der die Wintershall zu 50,05% und die Gazprom zu 49,95% beteiligt sind. 1991 wurde der Bau der Ost-West-Verbindung STEGAL begonnen und 1993 abgeschlossen. 1992 wurde die weiterführende MIDAL-Pipeline begonnen. Sie verband die STEGAL mit den BASF-Werken in Ludwigshafen, deren Belieferung 1994 begann. Mit der Nutzung des Erdgasspeichers in Rehden, der Anbindung an die Nord-Süd-Verbindung RHG ab 1994 und der Fertigstellung der WEDAL 1998 wurde die Ausrichtung der WINGAS auf einen wettbewerblichen Markt eingeleitet. Durch die WEDAL war die Verbindung nach Zeebrugge (Belgien) und über den Interconnector von und nach Großbritannien perfekt. Erste Erdgaslieferungen wurden durch Conoco und die British Gas erbracht.¹⁰¹

Der Paradigmenwechsel in den USA und Großbritannien sowie die Unzufriedenheit der heimischen Großkunden förderten Ende der 80er/ Anfang der 90er Jahre die Liberalisierungsgedanken der Europäischen Union. Die Europäische Kommission befasste sich bereits seit einigen Jahren mit den Effizienzvorteilen wettbewerbsbeherrschter Märkte, deren Umsetzung auf bislang monopolistische Märkte und deren Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes EU.¹⁰² 1998 schlossen sich das Europäische Parlament und der Europäische Rat mit der Verabschiedung der Richtlinie 98/30/EG, betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (*Erdgasbinnenmarktrichtlinie*), der US-amerikanischen Auffassung hinsichtlich der Bedeutung eines *essential facility* an.¹⁰³

Demnach kann ein Markt, der durch ein natürliches Monopol geprägt ist, wettbewerbsfähig sein, wenn das *essential facility* einer übergeordneten

¹⁰¹ Vgl. hierzu FLAKOWSKI (2003), Seite 40 und Website der Wingas GmbH (<http://www.wingas.de/chronik.html?&L=3>) [18.07.2007].

¹⁰² Vgl. hierzu KLAG (2003), Seite 255.

¹⁰³ Vgl. hierzu GASRL 1998.

Regulierung untergeordnet ist. Ein *essential facility* ist hierbei das Glied der Wertschöpfungskette, das das natürliche Monopol verursacht.

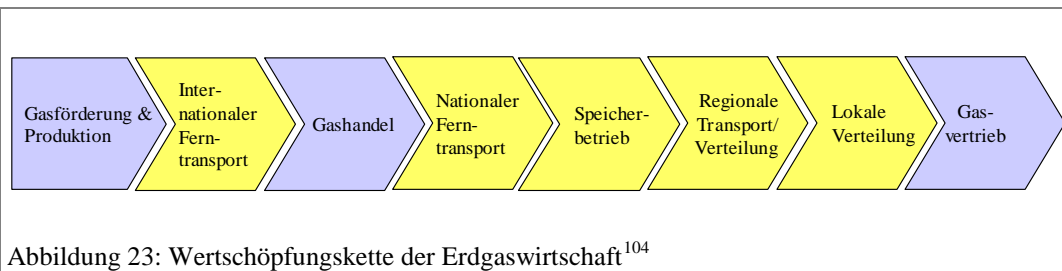


Abbildung 23: Wertschöpfungskette der Erdgaswirtschaft¹⁰⁴

Nach Auffassung der europäischen Richtlinie stellt die gesamte Transport- und Speicherinfrastruktur in der Erdgaswirtschaft eine wesentliche Einrichtung dar.¹⁰⁵ Wie Abbildung 23 darstellt, zählen hierzu der internationale und nationale Ferntransport, der Speicherbetrieb sowie der regionale Transport und die lokale Verteilung. Die Elemente sind für die Versorgung des Kunden unabdingbar und stellen als risikoreiche und spezifische Investition eine Markteintrittsbarriere für Marktfremde dar. In Anlehnung an §19 Abs. 4 Nr. 4 GWB zeichnet sich eine wesentliche Einrichtung dadurch aus, dass die Benutzung notwendig ist für die Teilnahme am Wettbewerb, dass es technisch-ökonomisch nicht duplizierbar ist, dass es die Möglichkeit der Zugangsverweigerung durch den Betreiber birgt und dadurch, dass Praktikabilität und Zumutbarkeit der Mitbenutzung durch Dritte gegeben sind.¹⁰⁶

Die Richtlinie verpflichtete alle damaligen und zukünftigen Mitgliedsstaaten der EU, ihre Gasmärkte für außen stehende Marktteilnehmer stufenweise durch eine gesetzlich vorgeschriebene Entflechtung integrierter Versorgungsunternehmen in Vertriebs- und Transportgesellschaften und durch diskriminierungsfreien Netzzugang Dritter zu öffnen.¹⁰⁷ Aufgrund der mangelnden Wettbewerbsentwicklung wurde diese Richtlinie 2003 durch die Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (*Beschleunigungsrichtlinie*) ersetzt. Hierin wurden die Fristen zur Marktöffnung für Industriekunden auf 2004 und für Privatkunden auf 2007 vorgezogen. Die deutsche Gesetzgebung setzte die

¹⁰⁴ Eigene Darstellung.

¹⁰⁵ Vgl. hierzu GASRL 1998.

¹⁰⁶ Diese Charakterisierung einer wesentlichen Einrichtung findet sich §19 Abs. 4 Nr. 4 GWB bezüglich dem Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung wieder.

¹⁰⁷ Neben dem Gasmarkt wurde ähnliche Liberalisierungsrichtlinien auch für weitere Märkte, wie z.B. dem Elektrizitätsmarkt und dem Telekommunikationsmarkt, die durch ein *essential facility* geprägt waren, verabschiedet.

Richtlinien in den Novellierungen des *Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkung* (GWB) von 1998 und des *Energiewirtschaftsgesetzes* (EnWG) von 1998 bzw. 2005 um.¹⁰⁸

Die Einordnung der gesamten Transportinfrastruktur als essential facility und dem damit verbleibenden Restregulierungsbedarf (nach grundlegender Gesetzesregelung zur Öffnung der leitungsgebundenen Energiemärkte Gas und Strom) wurde in der Literatur hitzig diskutiert.

So ist KNEIPS der Auffassung, dass mit der Deklaration des gesamten Erdgastransportbereichs als essential facility eine ungerechtfertigte Pauschalisierung einhergeht. Die Leitungsgebundenheit allein impliziert noch keine ex ante regulierungsbedürftige Marktmacht.¹⁰⁹ Seiner Auffassung nach muss der deutsche Erdgastransportmarkt zur korrekten Identifizierung und Abgrenzung einer wesentlichen Einrichtung differenziert nach den einzelnen Transportstufen betrachtet und hinsichtlich der Existenz eines monopolistischen Bottlenecks bewertet werden.¹¹⁰

Nur wenn dieser Tatbestand für das betrachtete Leitungsnetz erfüllt ist, ist eine ex ante Regulierung gerechtfertigt. Dies ist dann der Fall, wenn erstens aufgrund seiner subadditiven Kostenstrukturen „*kein aktives Substitut verfügbar ist*“ und zweitens „*die Einrichtung mit angemessenen Mitteln nicht dupliziert werden kann, um den aktiven Anbieter zu disziplinieren*“.¹¹¹ Der Tatbestand ist nicht erfüllt, wenn keine oder nur eine der beiden Kriterien erfüllt ist. Beruht die Postulierung der monopolistischen Marktmacht allein auf der Feststellung dominierender Marktanteile, ist eine ex ante Regulierung nicht gerechtfertigt. In einem solchen Fall ist eine fallbezogene ex post Entscheidung notwendig.¹¹² Durch eine ex ante Regulierung würden bei Nichtexistenz eines Bottlenecks hohe volkswirtschaftliche Schäden verursacht werden. KNEIPS nennt hierzu

¹⁰⁸ Vgl. hierzu ausführlich Kapitel 4.1.

¹⁰⁹ Vgl. KNEIPS (2002) Seite 171.

¹¹⁰ Vgl. ebenda, Seite 173.

¹¹¹ Vgl. ebenda, Seite 172f.

¹¹² KNEIPS stellt heraus, dass der Unterschied zwischen der traditionellen Regulierungstheorie und der Bottleneck-Theorie darin liegt, dass die traditionelle Regulierungstheorie ausschließlich von gesetzlichen Marktzutrittschranken ausgeht. Die Bottleneck-Theorie betrachtet demgegenüber die Geschehnisse und Zusammenhänge auf dem gesetzlich geöffneten Markt und hinterfragt die Marktmacht des betrachteten Monopolisten gegenüber der nachgelagerten Instanz hinsichtlich konzeptioneller Schwächen der Marktgegebenheiten. Demnach besteht noch kein ex ante-Regulierungsbedarf allein aufgrund eines dominierenden Marktanteil. Vielmehr muss sich die Marktmacht des Monopolisten aus besonderen Gegebenheiten, beispielsweise aus alleinigen Verfügungsrechten über wesentliche Einrichtungen, begründen. In diesem Fall liegt eine konzeptionelle Wettbewerbsbarriere vor, die regulierungsbedürftig ist. Vgl. ebenda, Seite 172.

beispielsweise überzogene administrative Kosten und insbesondere fehlerhafte Anreize zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber.¹¹³

Bei der Untersuchung des deutschen Ferntransports¹¹⁴ und der wettbewerblichen Stellung einzelner Ferntransporteure stellt KNEIPS die so genannten Backbone-Pipelines in den Vordergrund. Backbone-Pipelines stellen hierbei die Summe aller Benutzungsrechte eines Transporteurs dar, die sich aus Gemeinschaftsprojekten, Eigentum von Leitungsteilen und eigenständig betriebenen Netzleitungen zusammensetzen können. Hierbei schlussfolgert KNEIPS anhand einer detaillierten Auflistung der transnationalen Pipelines innerhalb Deutschlands, deren Verläufen sowie der einzelnen Beteiligungsverhältnisse und der Anknüpfungspunkte an nachgelagerte Netze, dass ein nicht regulierungsbedürftiger Wettbewerb zwischen den Ferntransporteuren besteht. Nachgelagerte Netzbetreiber können demnach meist zwischen mehreren vorgelagerten Transporteuren wählen, so dass die Ferntransporteure in einem direkten Wettbewerb zueinander stehen und für einen nachgelagerten regionalen oder lokalen Netzbetreiber nicht als essential facility gelten. Seiner Auffassung nach sind die genannten Anforderungen der Bottleneck-Theorie im Ferngastransport zur Implementierung einer ex ante-Regulierung nicht erfüllt.¹¹⁵

Die Darstellungen von KNEIPS bieten allerdings Gelegenheit zur Kritik: Das Anführen der WINGAS und ihr Bestehen am Markt als Argument gegen die monopolistische Position der etablierten Transporteure, insbesondere der Ruhrgas, ist diskussionswürdig. Wie NEU (2000) anführt, fand die Gründung der WINGAS unter der besonderen Voraussetzung statt, dass die Abnahme der Mengen und somit die Auslastung der Leitungen durch den Bedarf der Muttergesellschaft BASF über Jahre garantiert waren. Die Eintrittsbarriere hoher spezifischer Investitionskosten, wie sie durch die Bottleneck-Theorie gefordert wird, galt somit nicht für die WINGAS. Dies war allerdings weniger der Fall aufgrund der marktstrukturellen Gegebenheiten als vielmehr aufgrund individueller, unternehmensstrategischer Entscheidungen.¹¹⁶ Des Weiteren vernachlässigt

¹¹³ Vgl. ebenda, Seite 173.

¹¹⁴ KNEIPS gliedert das deutsche Erdgastransportnetz – von der Grenzüberschreitung (nationaler Ferntransport) bis zum privaten Endkunden (örtliche Verteilung) – in den internationalen und nationalen Ferntransport, den regionalen Transport und die lokale/ örtliche Verteilung. Vgl. ebenda, Seite 174.

¹¹⁵ Vgl. hierzu ebenda, Seite 175 und Seite 179.

¹¹⁶ Vgl. KARBENN/TILLMANN (2000), Seite 100 und Vgl. NEU (2000), Seite 100 ff.

KNIEPS in seinen Ausführungen die Frage der ausreichenden Kapazitäten und der effizienten Leitungsgestaltung. Die Tatsache, dass ein regionaler oder lokaler Transporteur an mehrere vorgelagerte Netze angeschlossen ist, hat nur dann eine wettbewerbliche Wirkung auf die vorgelagerten Netzbetreiber, wenn die Beanspruchung der vorgelagerten Netze preissensitiv ist, d.h. wenn Ferntransporteur A durch Ferntransporteur B aufgrund hoher Kosten substituiert werden kann. Ob und inwieweit eine derartige Substitution möglich ist, erfordert eine exakte Betrachtung und Bewertung der vorliegenden Kapazitäten und der jährlichen Gasflüsse.

2.3.4. Entwicklung des Wettbewerbs auf dem deutschen Gasmarkt seit 1998

Seit Öffnung des Erdgasmarktes hat sich der Wettbewerb nur verhalten entwickelt. Neben den etablierten Versorgern, die bereits vor der Liberalisierung auf dem deutschen Markt tätig waren, drängen einige neue Anbieter auf den Markt. Zu ihnen zählen in erster Linie Versorgungsunternehmen, die auf ihren Heimatmärkten, zumeist Nachbarländern Deutschlands, über eine etablierte Stellung verfügen. Zu diesen Anbietern zählen unter anderem die niederländische *NUON*, *BP*, die schweizerische *EGL*, *Gaz de France*, *Electrabel*, die niederländische *Essent*, *E-Nord*, *centrica* und die belgische *Distrigaz*. Des Weiteren gibt es einige wenige unabhängige Gashandelshäuser, die z.Zt. versuchen, auf dem deutschen Gasmarkt Fuß zu fassen. Zu diesen Unternehmen zählen vor allem die *pcc AG* (Duisburg) und die *natGAS AG* (Potsdam).

Gemäß dem Monitoring-Bericht 2006 der Bundesnetzagentur (BNetzA) ist der Wettbewerb auf dem Gasmarkt im Vergleich zum Elektrizitätsmarkt signifikant unterentwickelt. Bei einer deutschen Gesamtnachfrage von beinahe 1.000 TWh in 2005 wechselten lediglich 3,3 TWh den Lieferanten. 3.141 GWh fielen dabei auf industrielle Großkunden und lokale Versorger (>10.000 MWh/Jahr). Lediglich 166 GWh fielen auf Haushalte und Kleingewerbe (300 MWh/Jahr und weniger) sowie auf den mittelgroßen Industrie- und

Gewerbesektor (>300 MWh/Jahr bis zu 10.000 MWh).¹¹⁷ Nach Auffassung der BNetzA war dieser Mangel insbesondere darauf zurückzuführen, dass lediglich die Ferngasnetzbetreiber ein gesetzeskonformes Netzzugangssystem implementiert hatten, dass auf der Ferngasebene erhebliche Kapazitätsengpässe bestehen würden, dass nur ein begrenzter Zugang zu den Speicherkapazitäten bestand, dass nur die Hälfte der 739 Netzbetreiber ein Standardlastprofil für nicht leistungsgemessene Kunden verwendeten, dass der Bilanzausgleich gemäß Netzzugangsverordnung nicht vollständig umgesetzt wurde und dass nur wenige regionale und lokale Netzbetreiber ihren Veröffentlichungspflichten bzgl. Netzzugang und –entgelten nachkamen.¹¹⁸

In ihrer Mitteilung *EU-KOM 851 endgültig* an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament vom 10.01.2007 kommt die Europäische Kommission (EU-Kom) ebenfalls zu einer schlechten Beurteilung des europäischen und deutschen Gaswettbewerbs. Deutliche Preisanstiege an den Großhandelsmärkten, begrenzte Marktzugangsmöglichkeiten und anhaltende Klagen der Verbraucher über geringe Wahlmöglichkeiten der Lieferanten veranlasste die EU-Kom im Juni 2005 zu dieser Untersuchung. Bei der Frage nach den Ursachen stellte sie vornehmlich die folgenden 7 Punkte fest:

- *Marktkonzentration*

Die Marktkonzentration auf der Großhandelsebene konzentriert sich weiterhin auf die traditionellen Versorger. Die etablierten Unternehmen konnten ihre beherrschende Stellung durch die Kontrolle über die innereuropäische Produktion und die Gaseinfuhrverträge mit nicht-europäischen Produzenten weiterhin behaupten. An den wenigen etablierten Großhandelspunkten herrscht eine nicht zufriedenstellende Liquidität.¹¹⁹

- *Vertikale Abschottung*

Nach Auffassung der EU-Kom reichen die gesetzlichen Bestimmungen zur Entflechtung ehemals vertikal integrierter Versorgungsunternehmen nicht aus, um Anreize für ein diskriminierungsfreies Verhalten der Netzbetreiber zu erreichen.

¹¹⁷ Vgl. hierzu BNETZA (2006), Seite 105f.

¹¹⁸ Vgl. ebenda, Seiten 69ff., 77ff., 84ff, 89ff., und 95ff.

¹¹⁹ Vgl. hierzu EU-KOM (2007), Seite 5.

Demnach gewährleisten die Netzzugangsbestimmungen keinen einwandfreien und transparenten Netzzugang Dritter; Investitionen werden nicht auf Netzengpässe konzentriert, um Marktzugänge Dritter zu vereinfachen, und Speicherkapazitäten stehen auch weiterhin nur den etablierten Versorgern zur Verfügung. Auf Grund des mangelnden Marktzutritts Dritter wiederum ist das Interesse der etablierten Unternehmen an Großhandelsaktivitäten gering. Dies ist ein weiterer Grund für die mangelnde Liquidität.¹²⁰

- *Marktintegration*

Nach Auffassung der EU-Kom geht von den grenzüberschreitenden Verkäufen noch kein genügender Wettbewerbsdruck aus. Die Kapazitäten der Transit-Pipelines, die für einen Markteintritt Dritter notwendig sind, liegen weiterhin aufgrund von Transportverträgen aus der Zeit vor der Liberalisierung in der Hand der etablierten europäischen Ferngasunternehmen.¹²¹ Lediglich Unternehmen, die über die entsprechenden Kapazitäten verfügen, können auf fremden Märkten Fuß fassen. Aus diesem Grund gelang es der Gaz de France in den vergangenen vier Jahren, Marktanteile in Deutschland aufzubauen. Die Gaz de France verfügt über Kapazitäten an der quer durch die Republik verlaufenden MEGAL. In 2006/2007 konnten die österreichische Econgas in Süddeutschland und E-Nord, eine Tochtergesellschaft der dänischen DONG, in Norddeutschland ihr Absatzportfolio erweitern und so auf sich aufmerksam machen.¹²² Wie die späteren Analysen verdeutlichen, konnten diese Unternehmen hierbei ihre unabhängige Beschaffungssituation und den Portfolioeffekt im Transport nutzen. Im Gegensatz zu den unabhängigen Gashandelshäusern sind diese Unternehmen nicht von den Preisen und der Liquidität der Großhandelspunkte abhängig, sondern verfügen über eigene Bezugsverträge mit den ausländischen Produzenten.

- *Transparenz*

Es besteht ein großer Mangel an notwendigen Informationen. Nach EU-Bericht klagen die Netznutzer insbesondere über die ungenügende Transparenz

¹²⁰ Vgl. ebenda, Seite 6.

¹²¹ Vgl. ebenda, Seite 7.

¹²² Vgl. LOHMANN (12/2006), Seite 3 ff.

hinsichtlich der Netzzugangsbedingungen, der Speicherzugangsbedingungen und deren Veröffentlichung.¹²³

- *Preisbildung*

Die EU-Kom beklagt, dass die Großhandelspreise sich nicht an dem Verhältnis von Gasangebot und Gasnachfrage orientieren, sondern weiterhin durch die Erdölbindung an leichtes und schweres Heizöl kontrolliert werden. Nach Auffassung der EU-Kom ist eben dieser Aspekt abträglich für die europäische Versorgungssicherheit und die weitere Entwicklung liquider Handelsplätze.¹²⁴

- *Regelenergie*

Der Bericht bemängelt nicht standardisierte, hoch komplizierte und unausgereifte Bereitstellungsmechanismen der Regelenergie, die nicht selten eine Benachteiligung der neuen Marktanbieter zur Folge haben.¹²⁵

- *Nachgelagerte Märkte*

Langfristige Lieferverträge mit industriellen Großkunden und lokalen Versorgungsunternehmen führen zu einer unbegründeten Bindung der Kunden an die etablierten Versorger und zu einer unüberwindbaren Marktzutrittsbarriere neuer Marktanbieter.¹²⁶

Es muss daher hinterfragt werden, ob eine Aufhebung der langfristigen Lieferverträge zwischen Ferngasgesellschaft bzw. Produzenten und regionalen bzw. lokalen Ortsgasunternehmen alleine zu einer Ausgrenzung des Wettbewerbs führt oder ob die Ausgrenzung des neuen Anbieters eine marktinhärente Schwäche ist, die ihren Ursprung in den markteigenen Strukturen findet.

¹²³ Vgl. hierzu EU-KOM (2007), Seite 7.

¹²⁴ Vgl. ebenda, Seite 8.

¹²⁵ Vgl. ebenda, Seite 9.

¹²⁶ Vgl. ebenda, Seite 8.

3. Aufhebung langfristiger Lieferverträge

3.1. Einleitung und historischer Hintergrund

Wie bereits angesprochen, ist der internationale Erdgasmarkt bzw. war der deutsche Erdgasmarkt bisher durch langfristige Lieferverträge zwischen den einzelnen Produzenten und Importeuren bzw. zwischen den Importeuren und den Verteilungsunternehmen geprägt. Die Produzenten, zumeist Nicht-Mitglieder der Europäischen Union, schließen langfristige Lieferverträge mit den europäischen Ferngasimporteuren, beispielsweise der E.ON Ruhrgas AG, ab. Die europäischen Ferngasimporteure wiederum schlossen bis zur Aufhebung durch das Bundeskartellamt langfristige Lieferverträge mit den nachgelagerten regionalen und lokalen Versorgungsunternehmen ab. Die Begründung dieser Lieferverträge liegt bzw. lag vornehmlich in der Höhe und der Spezifität der notwendigen Explorations- und Transportinvestitionen: Die Errichtung der Transportkapazitäten, die benötigt werden, um beispielsweise das Erdgas von den russischen Förderstätten bis zum Absatzmarkt in Westeuropa zu schaffen, umfassen ein hohes Investitionsvolumen, dessen Amortisationsphase sich über Jahre erstreckt. Zudem sind die Pipelines unbeweglich und meist nur für den Erdgastransport geeignet, so dass sie für kein anderes Gut und/oder einen anderen Absatzmarkt verwendet werden können.

Aufgrund dieser Eigenschaften bergen spezifische Investitionen die Gefahr des so genannten *Hold up*¹²⁷, d.h. dem Missbrauch von Verhandlungsmacht eines Handelspartners gegenüber dem anderen Handelspartner: Beispielsweise soll Erdgas von Punkt A nach Punkt B verkauft werden. Verkäufer X fördert oder erhält das Erdgas an Punkt A und transportiert es weiter zu Punkt B. Hier übernimmt es der Käufer Y. Für den Fall, dass Verkäufer X die Transportkapazitäten von A nach B allein finanziert, ist er auf die Erfüllung des Geschäfts durch seinen Vertragspartner Y angewiesen. Schließlich kann Verkäufer X die Leitungen weder zu einem anderen Kunden verlegen noch kann er die Leitung für einen alternativen Gebrauch verwenden.¹²⁸ Käufer Y kann diese Situation entsprechend ausnutzen: Indem er in dem Moment, in dem die

¹²⁷ Vgl. hierzu ausführlich MULHERIN (1984), Seite 23-37.

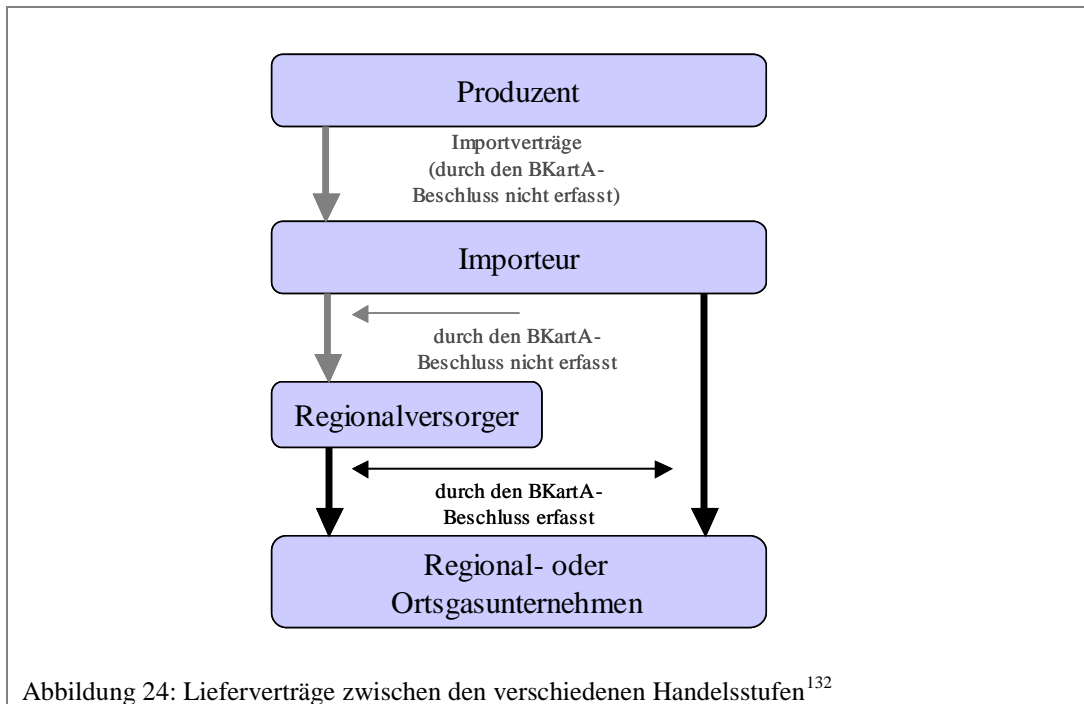
¹²⁸ Unter bestimmten Bedingungen sind beide Alternativen grundsätzlich denkbar. An dieser Stelle sollen beide jedoch als ökonomisch unzumutbar bzw. unrentabel ausgeschlossen werden.

Leitungen fertiggestellt worden sind und die Inbetriebnahme aussteht, die Abnahme des Gases verweigert, kann er nachträglich eine Verbesserung der Vertragskonditionen zu seinen Gunsten erzwingen. Hierdurch wird nicht nur dem Verkäufer im betrachteten Moment geschadet. Zusätzlich kann es auch zu einem Vertrauensverlust kommen, der das Verhältnis zwischen beiden Vertragspartnern oder Vertragsländern langfristig schädigt. Um diese Situation zu vermeiden, wurden bisher in der Regel beide Vertragspartner ex ante durch langfristige Lieferverträge zur Erfüllung des Handelsgeschäfts verpflichtet (siehe hierzu Kapitel 3.2). Beispielsweise bezieht die E.ON Ruhrgas AG seit den 60er/70er Jahren des zwanzigsten Jahrhunderts Erdgas über langfristige Importverträge unter anderem von der russischen Gazprom und der niederländischen Gasunie. Die aktuellen Lieferverträge reichen z.T. laut eigener Angaben bis zum Jahr 2036 bzw. 2030 nach Angaben der Gazprom.¹²⁹ Auf der Absatzseite leitete sie das Erdgas an ihre Kunden über langfristige Vollversorgungsverträge weiter. Diese Verträge verpflichteten die Kunden, ihren gesamten Bezug über diesen Vertrag abzudecken.¹³⁰ Durch die Abstimmung der Absatzverträge auf die eigenen Bezugsverträge wird die Versorgungssicherheit Deutschlands nach Auffassung der importierenden Ferngasunternehmen wesentlich gewährleistet.¹³¹

¹²⁹ Vgl. hierzu E.ON RUHRGAS (2007), S. 8 bzw. die Website der Gazprom [<http://www.gazprom.com/eng/articles/article8925.shtml>].

¹³⁰ „Im Hinblick auf die Betroffene [Anmerkung des Verfassers: E.ON Ruhrgas AG] hat die o. g. Erhebung ergeben, dass mehr als 70 % ihrer Lieferverträge mit Regional- und Ortsgasunternehmen über eine Liefermenge abgeschlossen worden sind, die jeweils den gesamten Bedarf des Weiterverteilers repräsentiert. Hierzu zählt z. B. der Liefervertrag der Beigeladenen zu 4 [Anmerkung des Verfassers: Stadtwerke Gießen]. Weitere 6 % der Lieferverträge der Betroffenen haben Liefermengen von mehr als 80 % des Bedarfs des Weiterverteilers zum Gegenstand. Somit sind insgesamt über 75 % als Gesamtbedarfsdeckungs- bzw. Quasi-Gesamtbedarfsdeckungsverträge anzusehen. Ein Liefervertrag betrifft eine Liefermenge von mehr als 50 % bis einschließlich 80 % des Bedarfs des betreffenden Weiterverteilers.“ BUNDESKARTELLAMT (2006), Seite 10.

¹³¹ Vgl. hierzu LITPHER/BÖWING (2005), Seite 430.



Die 8. Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes verabschiedete am 13. Januar 2006 in ihrem Beschluss zu dem Verwaltungsverfahren zwischen der E.ON Ruhrgas AG einerseits und der Deutschen Essent GmbH, der Trianel European Energy Trading GmbH, der Rhein Energie AG, der Stadtwerke Gießen AG, der Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH und der NUON Vertrieb GmbH andererseits das Verbot von langfristigen Lieferverträgen auf der nachgelagerten Vertriebsebene zwischen (importierenden) Ferngasunternehmen und den nachgelagerten Regional- und Ortsgasunternehmen.¹³³ Der 2. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf bestätigte nach einer Beschwerde der E.ON Ruhrgas AG am 20. Juni 2006 den Entscheid des Bundeskartellamtes vorläufig durch eine einstweilige Anordnung und ließ am 04. Oktober 2007 die gleichlautende Verfügung ergehen.¹³⁴

Konkret werden in diesem Verbot Lieferverträge mit einer Liefermenge von größer 200 GWh/Jahr und mit folgenden Konditionen untersagt:

- Lieferverträge, die zwischen 50% und 80% der Jahresliefermenge des Beziehers abdecken und eine Laufzeit von vier Jahren überschreiten.

¹³² Eigene Darstellung.

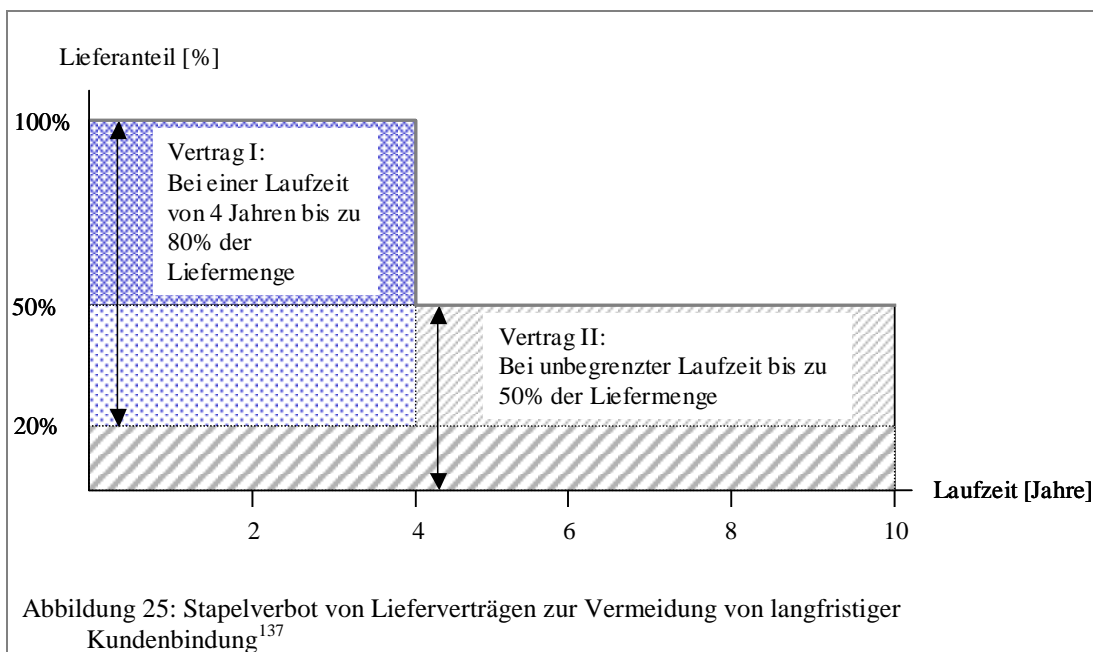
¹³³ Vgl. hierzu BUNDESKARTELLAMT (2006) und STROHE (2005), Seite 361.

¹³⁴ Vgl. hierzu OLG DÜSSELDORF (2006/2007).

- Lieferverträge, die 80% der Jahresliefermenge des Beziehers abdecken und eine Laufzeit von zwei Jahren überschreiten.¹³⁵

Darüber hinaus unterliegen diese Verträge dem so genannten Stapelverbot (siehe Abbildung 25), welches vorgibt, dass

- mehrere Lieferverträge zwischen demselben Lieferanten und demselben Kunden hinsichtlich Liefermenge und Lieferanteil als ein Liefervertrag zu betrachten sind;
- Liefermengen von Unternehmen, die im Sinne der Verbund- und Mehrmütterklausel des §36 Abs. 2 GWB als ein Unternehmen betrachtet werden können, addiert werden;
- Lieferverträge, deren Laufzeit sich stillschweigend nach Ablauf eines festgelegten Zeitraums verlängern, als auf unbestimmte Zeit abgeschlossen betrachtet werden.¹³⁶



Das Ziel des Verbots war und ist, die potentielle Nachfrage gegenüber den marktneuen Anbietern und den Anreiz zum Markteintritt zu erhöhen und auf diese Weise den Wettbewerb auf dem deutschen Erdgasmarkt zu verstärken.^{138,139}

¹³⁵ Vgl. hierzu BUNDESKARTELLAMT (2006), S.3.

¹³⁶ Vgl. ebenda, S.3.

¹³⁷ Eigene Darstellung.

In Kapitel 3.2 wird die ökonomisch-theoretische Begründung der langfristigen Verträge und die darin gesetzten Annahmen beschrieben. In Kapitel 3.3 wird die Begründung des Bundeskartellamts kritisch wiedergegeben und in Kapitel 3.4 wird die Reaktion der Interessensgruppen dargestellt, die sich gegen das Verbot aussprechen. In Kapitel 3.5 werden die Auswirkungen auf den Markt (insbesondere hinsichtlich wettbewerblicher Entwicklung), auf die Stellung der etablierten und auch neuen Anbieter sowie auf die Nachfrage umrissen.

3.2. Ökonomische Rechtfertigung langfristiger Lieferverträge

3.2.1. Institutionenökonomische Charakterisierung eines Vertrags

Ein Vertrag beschreibt eine ökonomische Austauschbeziehung zwischen zwei verschiedenen Individuen oder Parteien. Er definiert die Leistung, die von der jeweiligen Partei zu erbringen ist und die Bedingungen, unter denen diese Leistung erbracht werden muss. Nach MACAULAY definiert sich die Gestaltung und somit der Komplexitätsgrad eines Vertrags über die folgenden zwei Komponenten:

- Rationale Planung und Abbildung möglicher, vertragsbeeinflussender Entwicklungen und
- vorgesehene Möglichkeiten der Sanktionierung bei vertragswidrigem Verhalten.¹⁴⁰

Der Ausprägungsgrad beider Komponenten beeinflusst nach MACNEIL die Dauer eines Vertrags. Je höher der ökonomische Einfluss möglicher zukünftiger Entwicklungen zwischen den Vertragsparteien und unvorhergesehener Ereignisse im Umfeld des Vertragsverhältnisses, desto größer ist der Wunsch nach einer rationalen Planung und einer entsprechend langen Vertragsdauer zur Absicherung

¹³⁸ Vgl. hierzu BÖGE (2006), Seite 16.

¹³⁹ Zur detaillierten Darstellung des Interesses eine etablierten Versorgers an einem langfristigen Absatzvertrag siehe AGHION/BOLTON (1987).

¹⁴⁰ Vgl. hierzu MACAULY (1963), Seite 56 ff.

der betrachteten Risiken.¹⁴¹ Beispielsweise ist der Kauf von Brötchen durch die Übergabe des Gelds und der Brötchen als Transaktion abgeschlossen. Unter der Voraussetzung, dass der Bäcker nicht der einzige Brötchenbäcker ist und der Kunde nicht der einzige Kunde ist, bestehen keine vertragsrelevanten Risiken zukünftiger Entwicklungen, die der Kunde oder der Bäcker durch einen längerfristigen Vertrag abdecken will. Für einen Autohersteller und den Zulieferer seiner hoch-spezifischen Vorprodukte präsentiert sich hingegen eine andere Situation. Sollte der Autohersteller nach der ersten Lieferung weitere Teile beim Zulieferer bestellen, muss er befürchten, dass der Zulieferer die Preise anhebt oder keine verfügbaren Produktionskapazitäten zum relevanten Zeitpunkt hat. Der Zulieferer wiederum muss kurzfristigen Verträgen befürchten, dass der Autohersteller in der folgenden Bestellung seine Zahlungsbereitschaft senkt und die spezifische Investition zur Herstellung des betrachteten Vorprodukts sich nicht rentiert. In dieser Situation sind beide Vertragspartner an einem längerfristigen Vertrag interessiert, durch den die genannten Risiken abgedeckt werden.

MACNEIL nennt als Extrema hinsichtlich Ausprägung und Fristigkeit die *contract transaction* und die *contractual relation*. Die *contract transaction* ist ein einmaliges Geschäft, das in dem betrachteten Moment zustande kommt und durchgeführt wird. Zukünftige Entwicklungen sind nicht relevant. Es benötigt weder eine rationale Planung etwaiger Entwicklungen noch Sanktionierungsmechanismen gegenüber einem Fehlverhalten. Bei Nichterfüllung der vereinbarten Leistung kommt das Geschäft schlicht nicht zustande. MACNEIL beschreibt die *contract transaction* als „*sharp in by clear agreement; sharp out by clear performance*“¹⁴². Die *contractual relation* hingegen erfordert einen hohen Planungshorizont und –aufwand, entsprechende Sanktionierungsmaßnahmen sowie eine hohe Vertragslaufzeit.^{143,144}

¹⁴¹ Vgl. hierzu MACNEIL (1974), Seite 737-744.

¹⁴² MACNEIL (1974), Seite 738.

¹⁴³ Vgl. MACNEIL (1978), S. 889 und MACNEIL (1974), S.737-744 sowie WILLIAMSON (1979), Seite 238.

¹⁴⁴ MASTEN stimmt dieser Definition nicht vollständig zu, da er Transaktionen nicht als Verträge betrachtet. Den wesentlichen Unterschied zwischen beiden sieht er darin, dass der Vertrag die Möglichkeit der formalen Lösung von Vertragsbuchung explizit vorsieht: „*Ultimately, what distinguishes a contract from a mere transaction is the opportunity contracts afford transactors to invoke the formal dispute resolution machinery and coercive power of the state to enforce promises.*“ [MASTEN (1998); Seite 25] Aus diesem Grund, so führt er fort, steht die Gestaltung eines Vertrags in direkter Abhängigkeit von der zugrundeliegenden Gesetzgebung und Rechtsprechung: „*Besides distinguishing true contracts from implicit contracts or self-enforcing agreements, this definition of contracts highlights the fundamental link between contract design, on the one hand, and contract enforcement on the other: the choice of contract terms will depend in part on the legal rules and enforcement policies transactors expect courts to follow while, at the same time, the enforcement practices of efficiency-minded courts will depend on what courts perceive as the purpose and impediments to contracting.*“ [ebenda]. Diesen Aspekt behandelt WILLIAMSON ebenfalls. Vgl. WILLIAMSON (1991), Seite 122.

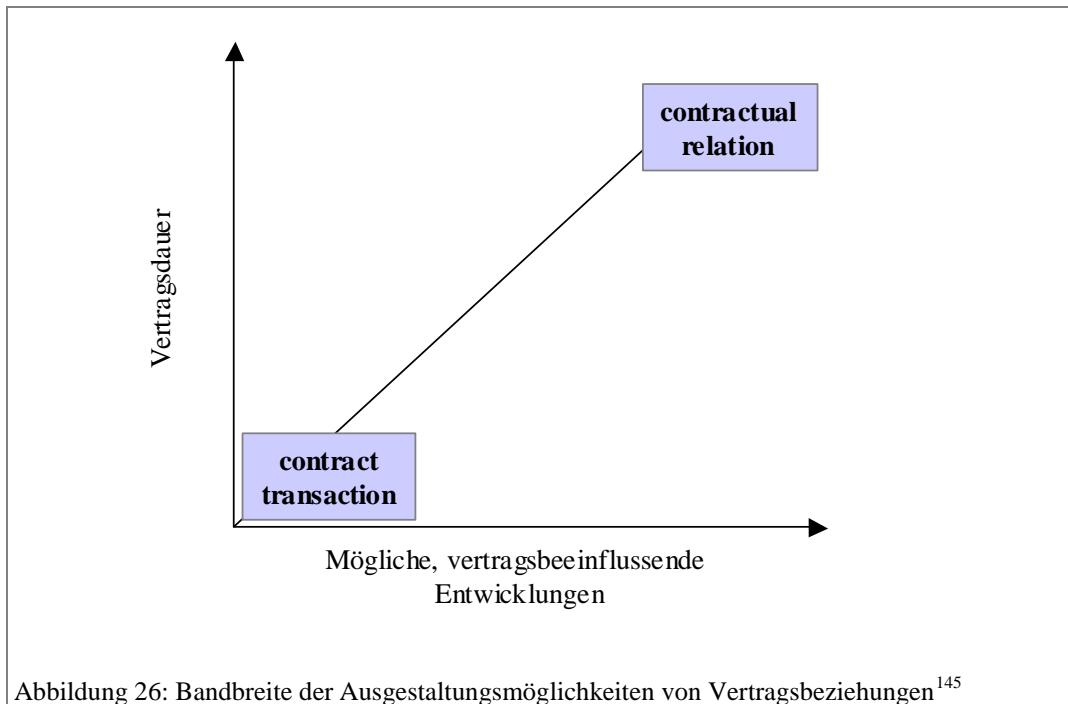


Abbildung 26: Bandbreite der Ausgestaltungsmöglichkeiten von Vertragsbeziehungen¹⁴⁵

Wie Kapitel 3.2.2. zeigt, kann dieser Anspruch aus einer Vielzahl von Gründen resultieren, die von der Senkung der Transaktionskosten, der Absicherung von spezifischen Investitionen bis zur Ausgrenzung des opportunistischen Verhaltens reichen. Interessant an der *contractual relation* - der vertraglichen Beziehung – ist das (bedingte) Interesse eines Vertragspartners an dem Wohlergehen des anderen. Mit steigender Vertragsdauer rückt der Erfolg des Vertragspartners und dessen Fähigkeit zur Aufrechterhaltung des Vertrags in den Fokus des anderen Vertragspartners.

Die Linie, die die *contract transaction* mit der *contractual relation* in Abbildung 26 verbindet, ist die Summe aller denkbaren, effizienten Vertragsausprägungen. Unter einem effizienten Vertrag soll an dieser Stelle eine Vereinbarung verstanden werden, durch die die Nutzen- und Risiko- sowie Aufwandsallokation auf die betroffenen Parteien ausgeglichen ist. Mit Bezug auf die vom einzelnen Vertragspartner gewünschte Flexibilität sprechen MASTEN/CROCKER hier von einem Trade off zwischen der Bereitstellung der Flexibilitäten im Vertragswerk und dem Aufwand, diese Flexibilitäten abzubilden und durchzusetzen.¹⁴⁶

¹⁴⁵ Eigene Darstellung.

¹⁴⁶ "Over such long horizons [Anmerkung des Autor: bis zu 10 Jahre] the need for adaption to changing circumstances, and hence the desire for flexible arrangements, may be substantial. But a trade off generally exists between the flexibility provided for in a contract and the ease with which it can be implemented: a single contractual stipulation is relatively straightforward for courts to enforce in comparison to multiple contingent claims which require that both the parties and the court establish the state that has actually transpired. The more provisions stipulated, the greater the scope for both

3.2.2. Institutionenökonomische Gestaltungsparameter eines Vertrags

Mit Bezug auf die herrschende Literatur nennt MASTEN drei ökonomische Beweggründe für den Abschluss von Verträge:¹⁴⁷ Erstens verfolgen Vertragspartner, die beispielsweise durch Investitionen einen Großteil der Projektrisiken tragen, den Wunsch nach einer effizienten Verteilung der Risiken. Indem dem Vertragspartner ein Teil der Risiken übertragen wird, erhöht sich die Wirtschaftlichkeit des Projektes unter Gesichtspunkten der Unsicherheit.¹⁴⁸ Zweitens bedarf die Umsetzung mancher Projekte der kongruenten Ausrichtung der individuellen Anreize der Vertragspartner. Auf diese Weise kann der Vertragspartner dazu bewegt werden, ein Interesse an dem Wohlergehen des anderen und des Projektes zu entwickeln und seine opportunistischen Ambitionen zu vernachlässigen.¹⁴⁹ Drittens können durch den Abschluss längerfristiger Verträge die Transaktionskosten, sowohl vor als auch nach der Vertragserfüllung, gesenkt werden.

Abgeleitet aus diesen drei Motiven nennt RÜGGE sieben Faktoren, welche die Vertragsgestaltung, d.h. den Bedarf an Planung und an Möglichkeiten der Sanktionierung sowie die Vertragslaufzeit bestimmen. Hierzu zählen die Faktorspezifität der Investition, die abschöpfbare Quasi-Rente, der Opportunismus des einzelnen Vertragspartners, die Rationalität des Vertragspartners, die eigene Unsicherheit, die Kosten einer Transaktion und die Häufigkeit der gleichen Transaktion:¹⁵⁰

- *Faktorspezifität der Investition*

Das Argument der Faktorspezifität bezieht sich auf den Umstand, dass ein Vertragspartner eine Investition tätigt, die erstens für die Transaktion notwendig ist und zweitens in der besten alternativen Verwendung einen weit geringeren

honest misinterpretation and intentional deception, and thus the greater the likelihood of a dispute requiring costly adjudication." MASTEN/CROCKER (1985), Seite 1084.

¹⁴⁷ Vgl. MASTEN (1998), Seite 26f.

¹⁴⁸ MASTEN formuliert es wie folgt: "In pure insurance or risk-transfer transactions, the objective is to shift risk to the less risk-averse transactor or ,low-cost risk bearer"" [ebenda, S. 27] Hierbei verweist er auf CHEUNG (1969) und STIGLITZ (1974).

¹⁴⁹ Bezug nehmend auf HART/HOLMSTROM (1987) formuliert MASTEN es wie folgt: „In incentive contracts, the aim is to align the parties` (commonly, a principal and an agent) individual incentives to take action or reveal private information with their joint-supplus maximizing interest." [MASTEN (1998), S. 27].

¹⁵⁰ Vgl. RÜGGE (1995), S. 116-140.

Wert hat.¹⁵¹ Während der Investor vor der Investition die Möglichkeit hatte, das Geschäft nicht abzuwickeln, begibt er sich durch die Tötigung der Investition in die Abhängigkeit des anderen Vertragspartners. Diese Abhängigkeit wird auch als „*Lock in*“-Effekt¹⁵² bezeichnet.¹⁵³ Der Übergang von der vorvertraglichen Situation in die nachvertragliche Situation ist die fundamentale Transformation, in der der Investor seine Handlungsoptionen entscheidend vermindert.¹⁵⁴ Je spezifischer die Investition, desto größer ist die Differenz zwischen den Handlungsoptionen in den beiden Situationen und desto höher ist die Notwendigkeit seitens des Investors, die möglichen Risiken vertraglich abzusichern.

Bezug nehmend auf WILLIAMSON nennt JOSKOW drei wesentliche Formen der Faktorspezifität:¹⁵⁵

- *Standortspezifität*

Diese Form ergibt sich durch die Unbeweglichkeit einer Investition. Hierzu zählen u.a. Immobilien, aber auch Erdgaspipelines und Erdgasexplorationsstätten.¹⁵⁶

- *Sachkapitalspezifität*

Eine Spezifität des Sachkapitals ist gegeben, wenn sich eine Investition nur für die betrachtete Art der Transaktion verwenden lässt.¹⁵⁷ RÜGGE führt hierzu das Beispiel des LNG-Tankers an.¹⁵⁸ Seine Verwendung ist maßgeblich begrenzt auf den Transport von flüssigem Erdgas. Von wem der Tanker verwendet wird, an welcher Stelle er aufgefüllt wird und welchen Transportweg er fährt, ist hingegen

¹⁵¹ Vgl. WILLIAMSON (1985), S. 52ff., sowie HUBBARD/WEINER (1991).

¹⁵² JOSKOW beschreibt diesen Effekt anhand eines kohlebetriebenen Elektrizitätskraftwerks, das nur eine bestimmte Kohlequalität verwenden kann. Vgl. JOSKOW (1987), S.171.

¹⁵³ MASTEN/CROCKER führen hierzu aus: „*Once a transaction-specific investment has been made, only imperfect market alternatives exist and both the buyer and seller are locked into a bilateral monopoly relationship. To prevent contention over the resulting quasi rents from dissipating too large a portion of the gains from trade, the parties may try to secure a mutually advantageous distribution through a contract, the duration of which will depend in part on the durability of the associated investments.*“ MASTEN/CROCKER (1985), Seite 1084.

¹⁵⁴ Vgl. WILLIAMSON (1985), S. 61-63.

¹⁵⁵ JOSKOW verweist auf WILLIAMSON (1983) und fügt hinzu, dass WILLIAMSON als vierte Spezifität die „*human asset specificity*“ nannte [vgl. JOSKOW (1987) bzw. (1985), Seite 170 bzw. Seite 38]. WILLIAMSON selbst erweitert die Liste in WILLIAMSON (1991) die Spezifität des „*brand name capital*“ und die „*temporal specificity*“. Vgl. WILLIAMSON (1991), S. 281.

¹⁵⁶ Vgl. MULHERIN (1986), S. 108.

¹⁵⁷ Vgl. JOSKOW (1987), S.170.

¹⁵⁸ Vgl. RÜGGE (1995), S. 130.

irrelevant, sobald es standardisierte Be- und Entladetechniken gibt. Bei gegebener alternativer Verwendung ist der „Lock in“-Effekt entsprechend geringer.

- *Zweckgebundene Sachwerte*

Ein zweckgebundener Sachwert bezieht sich in seiner beabsichtigten Verwendung auf eine bestimmte Transaktion und wird daher auch vertragsspezifische Transaktion genannt.¹⁵⁹ Während für andere Investitionen die Möglichkeit alternativer Verwendung grundsätzlich besteht, existiert für den zweckgebundenen Sachwert keine alternative Verwendung. Als Beispiel lässt sich die Negativform zur Herstellung eines Getränkekastens aus der Verpackungsindustrie anführen. Trägt das Negativ das Emblem des Kunden, lässt es sich ausschließlich für diesen Kunden verwenden. Kommt die Transaktion nicht zustande, ist das Negativ wertlos. Entsprechend ist der mögliche „Lock in“-Effekt eines zweckgebundenen Sachwertes verhältnismäßig hoch.

Hinsichtlich der Vertragsgestaltung und der Vertragsdauer lässt sich festhalten, dass mit steigender Spezifität der Wunsch des Investors auf Erfüllung der Transaktion wächst. Entsprechend steigen der Bedarf an Planung und die Möglichkeiten der Sanktionierung. Mit steigendem Verhältnis zwischen Investitionsvolumen und Deckungsbeitrag pro Periode verlängert sich die notwendige Vertragslaufzeit.

- *Abschöpfung der Quasi-Rente durch den Vertragspartner*

Die Quasi-Rente entspricht der Differenz der Gewinne aus der erstbesten und der zweitbesten Verwendung einer Investition.¹⁶⁰ Sie steht daher in direktem Zusammenhang mit der Spezifität der Investition und steigt entsprechend mit dieser an.¹⁶¹ Die Abschöpfung der Quasi-Rente ist die Kostenersparnis, die der Vertragspartner des Investors im Nachhinein zu Lasten des Investors durch die Androhung der Nicht-Erfüllung des Geschäfts erzwingen kann.¹⁶² Nach KLEIN/CRAWFORD/ALCHIAN liegt es im Interesse des gefährdeten

¹⁵⁹ Vgl. ebenda, S. 131.

¹⁶⁰ Vgl. hierzu KLEIN/CRAWFORD/ALCHIAN (1978), S. 298.

¹⁶¹ Vgl. RÜGGE, S. 132.

¹⁶² MULHERIN beschreibt diesem Zusammenhang aus Sicht des Produzenten, der seine Förderstätte an ein Leitungsnetz anschließt und auf eine Abnahme der Mengen durch den Pipelinebesitzer angewiesen ist [Vgl. MULHERIN (1986), Seite 109]. Gleichmaßen kann auch der Pipelinebesitzer in Abhängigkeit vom Abnahmeverhalten des nachgelagerten Marktteilnehmers abhängig sein.

Vertragspartners, d.h. des Investors, durch eine entsprechende Vertragsgestaltung die Abschöpfung der Quasi-Rente zu vermeiden.¹⁶³

- *Opportunismus des Vertragspartners*

Das Problem des Opportunismus steht, ähnlich der abschöpfbare Quasi-Rente, in direktem Zusammenhang mit der Spezifität der betrachteten Investition und der daraus resultierenden Macht des anderen Vertragspartners. Wie MULHERIN in seinem Beispiel um einem Besitzer einer Explorationsstätte beschreibt, steigt die Gefahr des opportunistischen Verhaltens mit den Handlungsalternativen des Vertragspartners.¹⁶⁴ Ähnlich wie bei der Quasi-Rente erfordert eine ansteigende Gefahr des Opportunismus einen zusätzlichen Aufwand in der Vertragsgestaltung bzw. den Übergang in die Kooperation oder Integration.¹⁶⁵ MASTEN ergänzt, dass ein Vertragspartner durch den Abschluss eines Vertrags seine Glaubwürdigkeit zur Disposition stellt und sich bereits dadurch (innerhalb bestimmter Bandbreiten) von einem opportunistischen Verhalten abhält.¹⁶⁶

- *Rationalität des Vertragspartners*

Während die meisten ökonomischen Modelle eine vollständige Transparenz und ein rationales Verhalten aller Marktteilnehmer voraussetzen, kann man in der Realität bestenfalls von einer begrenzten Rationalität ausgehen.¹⁶⁷ Aufgrund von Informationsunvollständigkeiten im Zeitpunkt der Entscheidung und der möglichen ökonomisch-irrationalen Zielausrichtung des Vertragspartners aufgrund externer Einflüsse, beispielsweise der einflussnehmenden Politik, ergeben sich zusätzliche Unwägbarkeiten und Risiken, die durch das Vertragswerk und dessen Laufzeit abgedeckt werden müssen.

¹⁶³ KLEIN/CRAWFORD/ALCHIAN nehmen dabei in erster Linie Bezug auf die Möglichkeit der Integration von Unternehmen: „Our primary interest concerns the means whereby this risk can be reduced or avoided. In particular, vertical integration is examined as a means of economizing on the costs of avoiding risks of appropriation of quasi rents in specialized assets by opportunistic individuals. This advantage of joint ownership of such specialized assets, namely, economizing on contracting costs necessary to insure nonopportunistic behaviour, must of course be weighed against the costs of administering a broader range of assets within the firm” KLEIN/CRAWFORD/ALCHIAN (1978), Seite 299.

¹⁶⁴ Vgl. MASTEN (1998), Seite 26.

¹⁶⁵ HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE formulieren es wie folgt: „In der Transaktionskostentheorie wird die Frage der vertikalen Organisation von vollständiger Integration durch Eigentum über Verträge bis hin zum freien Markt unter Kosteneffizienzgesichtspunkten aus der Sicht der integrierenden Unternehmen untersucht. Die zentrale Hypothese besagt, dass vertikale Integration dann stattfindet, wenn sie die Transaktionskosten verringern. Wenn Marktrisiken in Kombination mit der Gefahr des opportunistischen Verhaltens zu vertretbaren und für beide Marktseiten annehmbaren Konditionen ex ante vertraglich NICHT auf beide Schultern aufteilbar sind, kommt das Projekt eventuell nur unter der Bedingung eines vollständig integrierten Unternehmens zustande.“ [HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), Seite 38.] Vgl. hierzu des Weiteren WILLIAMSON (1979) und GROSSMAN/HART (1986).

¹⁶⁶ Vgl. hierzu MASTEN (1998), Seite 26.

¹⁶⁷ Vgl. hierzu WILLIAMSON (1985), S. 65 ff. und S. 79.

- *Eigene Unsicherheit*

Während sich die mangelnde Rationalität auf das Verhalten des Vertragspartners konzentriert, bezieht sich das Element der Unsicherheit auf die eigene, begrenzte Fähigkeit, zukünftige Entwicklungen aus den gegebenen Informationen objektiv und exakt abzuleiten. Nicht selten können die Vertragspartner die Bandbreite der möglichen Entwicklungen bestimmen, verfügen jedoch nicht über die Fähigkeit, den genauen Weg zu prognostizieren. Entsprechend besteht die Anforderung an das Vertragswerk, alle möglichen und relevanten Entwicklungsszenarien abzubilden.¹⁶⁸

- *Transaktionskosten*

Transaktionskosten sind Kosten, die durch die Entwicklung, Anbahnung, Abwicklung und Überwachung eines Vertrags und der Sanktionierung von Fehlverhalten entstehen. Hierzu zählen Such- und Informations-, Verhandlungs- sowie Kontroll- und Sanktionierungskosten, aber auch Kosten zur Absicherung von Unsicherheiten und Abwicklungen von Markttransaktionen, wie beispielsweise staatliche Abgaben.¹⁶⁹ Die Begründung der Transaktionskosten liegt in der unvollständigen Transparenz eines Marktes. Sie fallen entsprechend bei jeder Form der ökonomischen Transaktion an, vom einmaligen Geschäft bis hin zur langfristigen Beziehung.^{170,171}

Wie RÜGGE ausführt, ist das rationale ökonomische Verhalten darauf ausgerichtet, die beiden gegenüberstehenden Gewichte, die Kosten aus unvorhergesehenen Ereignissen und die Transaktionskosten zur Absicherung dieser Risiken, in ein Gleichgewicht zu bringen und davon ausgehend die effiziente Vertragsform und deren Komplexität abzuleiten. Wie RÜGGE argumentiert, ist es des Weiteren denkbar, dass die Absicherung der relevanten Risiken die Kapazitäten eines

¹⁶⁸ MASTEN/CROCKER (1985), S. 1085 und WILLIAMSON (1985), S. 79.

¹⁶⁹ Mit Bezug auf KENNY/KLEIN (1983) und GOLDBERG (1985) bzw. WILLIAMSON (1975 und 1979) und KLEIN/CRWFORD/ALCHAIN (1978) unterscheidet MASTEN zwischen den ex ante Such- und Anbahnungskosten und den ex post Transaktionskosten, die beispielsweise aus möglichen Nachverhandlungen resultieren. Vgl. MASTEN (1998), Seite 27.

¹⁷⁰ „The main reason why it is profitable to establish a firm would seem to be that there is a cost of using the price mechanism. The most obvious cost of ‘organising’ production through the price mechanism is of discovering what the relevant prices are. This cost may be reduced but it will not be eliminated by the emergence of specialists who will sell the information. The costs of negotiating and concluding a separate contract for each exchange transaction which takes place on a market must also be taken into account.“ (1937), S.390f.

¹⁷¹ WILLIAMSON untergliedert die Transaktionskosten anhand des Zeitpunkts ihrer Entstehung in ex ante (vor Vertragsabschluss) und ex post Transaktionskosten (nach Vertragsabschluss). Dabei stehen diese Kosten in einem wechselseitig Verhältnis zueinander: Je umfangreicher das Vertragswerk Unsicherheiten berücksichtigt und somit ex ante Transaktionskosten verursacht, desto weniger Kosten entstehen durch beispielsweise nachträglichen Gerichtskosten aufgrund von Fehlverhalten. Vgl. hierzu WILLIAMSON (1985), S. 20f.

Vertrags überschreiten bzw. die benötigten Transaktionskosten zur Abbildung der Risiken in einem Vertragswerk den Nutzen des Geschäfts übersteigen. Deshalb wird das Spektrum der ökonomischen Austauschbeziehungen um die langfristige Kooperation bzw. Integration erweitert.¹⁷² Beide Formen zeichnen sich dadurch aus, dass die Vertragspartner beispielsweise mit Hilfe von beispielsweise dem Austausch von Unternehmensanteilen oder der gemeinsamen Gründung eines weiteren Tochterunternehmens ihre Interessen bündeln und gleich ausrichten. Auf diese Weise lässt sich – bis zu einem bestimmten Grad – sicherstellen, dass der Vertragspartner aufgrund unvorhergesehener Ereignisse kein opportunistisches Verhalten verfolgt.

- *Häufigkeit der gleichen Transaktion (EFET-Verträge)*

Bei einer regelmäßigen Wiederkehr einer gleichen Transaktion kann es durchaus rational sein einen Rahmenvertrag abzuschließen, in dem sich wiederholende und im Zeitverlauf konstante Aspekte fixiert sind. Auf diese Weise lassen sich wiederholende Transaktionskosten, insbesondere Such- und Anbahnungskosten, senken oder vermeiden. Als Beispiel bietet sich der institutionalisierte Börsenhandel an. Durch die Standardisierung der Produkte und die Bannung der finanziellen Risiken, insbesondere des Ausfallrisikos des Geschäftspartners durch die Anbindung an eine Clearingstelle, begrenzen sich die geschäftsentscheidenden Parameter eines einzelnen Geschäfts auf den Preis. Auf diese Weise ist ein schneller und anonymer Handel möglich.

3.2.3. Struktur eines langfristigen Liefervertrages

In MACNEILS Dimensionierung lassen sich die langfristigen Erdgaslieferverträge, sowohl die Importverträge auf der Upstreamebene als auch die hier betrachteten Lieferverträge auf der Downstreamebene, als *contractual relations* einordnen, die teilweise sogar in eine Kooperation bzw. Integration übergehen.¹⁷³ Beispielsweise

¹⁷² Vgl. hierzu RÜGGE (1995), S. 120. Nach COASE lassen sich unternehmerische Strukturen, zu denen Kooperationen und Integrationen gehören, als Ansammlung von Verträgen betrachten. [Vgl. hierzu COASE (1937)].

¹⁷³ SCHWARZ-SCHILLING führt hinsichtlich der Einordnung der langfristigen Lieferverträge aus: „Das Spektrum von einem standardisierten Spotvertrag bis hin zu einem 20-Jahresvertrag mit festgelegtem Preispfad ist fließend und das in mehreren Dimensionen: Laufzeiten, Preis- und Mengenanpassungsmechanismen. Insofern ist die hier vorgenommene Unterteilung in kurzfristige und langfristige Verträge sehr künstlich. Relationale, langfristige Verträge mit flexiblen Preisanpassungsmechanismen, z.B. den Terminpreis als Indikator, könnten auch als eine Folge von kurzfristigen Verträgen

hat E.ON Ruhrgas AG seit den 70er Jahren ihren Geltungs- und Einflussbereich durch weitreichende Kapitalverflechtung sowohl in der vorgelagerten Produktion als auch in der nachgelagerten Weiterverteilung zunehmend ausgebaut.¹⁷⁴

Ein Großteil der Literatur hat sich in erster Linie mit den langfristigen Lieferverträgen zwischen dem Produzenten und dem Großhändler befasst.¹⁷⁵ Wie folgende Ausführungen belegen werden, ließen sich die angeführten Argumente bis vor der Liberalisierung, d.h. solange Versorgungsunternehmen als jeweils integriertes Unternehmen sowohl den eigenen Handel, d.h. die Beschaffung und den Vertrieb der eigenen Mengen, als auch den Betrieb des eigenen Netzes umfassten und der Marktzutritt neuer Anbieter nicht möglich war, auf die nachgelagerten Langfristverträge zwischen den nationalen Importeuren und den regionalen und lokalen Gasunternehmen anwenden.

Erdgastransportnetze erfüllen in mehrerer Hinsicht den Tatbestand der Faktorspezifität. In erster Linie sind sie unbeweglich – eine verlegte Transporttrasse lässt sich aus ökonomischer Sicht nicht beliebig umverlegen. Des Weiteren sind Erdgasleitungen in ihrer Verwendung auf den Transport von Erdgas ausgelegt. Der Transport alternativer Güter ist aufgrund der Legierung nur selten möglich. Entsprechend besitzen Erdgasleitungen eine Sachkapitalspezifität. Das interessanteste Charakteristikum von Transportnetzen lag bis vor der Liberalisierung in ihrer Zweck- oder Vertragsgebundenheit. Hierzu folgendes Beispiel: Eine Erdgasleitung transportiert Erdgas ausschließlich von Punkt A zu Punkt B. An Punkt A verfügt ausschließlich Lieferant X über Mengen, da er über die gesamten vorgelagerten transnationalen Kapazitäten verfügt. An Punkt B kann ausschließlich Bezieher Y das Gas in Empfang nehmen und verwenden, da nur sein Verteilungsnetz an diesen Übergabepunkt angeschlossen ist. Entsprechend ist die betrachtete Leitung, solange sich die Besitzverhältnisse der vor- und nachgelagerten Kapazitäten nicht ändern, an die Transaktion zwischen Lieferant X und Bezieher Y gebunden. Durch die Trennung von Netzbetrieb und Handel

aufgefasst werden. Ihr Zweck liegt vornehmlich in der Transaktionskostensparnis kontinuierlicher Handelsbeziehungen.“ [SCHWARZ-SCHILLING (1995), Seite 80].

¹⁷⁴ Die E.ON Ruhrgas AG hält nach Angaben der Gazprom 6,5% der Gazprom-Anteile. [Vgl. hierzu Gazprom-Website: <http://www.gazprom.com/eng/articles/article8925.shtml>] und nach Angaben des Bundeskartellamts 30% des norwegischen Njord-felds [Vgl. Bundeskartellamt (2006), Seite 5]. Zusätzlich ist sie an ca. 200 deutschen Erdgasunternehmen auf der Ferngasebene und den nachgelagerten regionalen und überregionalen Ebene beteiligt [Vgl. Bundeskartellamt (2006), Seite 5].

¹⁷⁵ Siehe hierzu beispielsweise HUBBARD/WEINER (1991), MASTEN/CROCKER (1985), MULHERIN (1986), NORENG (1987), NEUMANN/VON HIRSCHHAUSEN (2004), WYBREW-BOND (1999).

und durch den Marktzutrittsmöglichkeit neuer Anbieter ist die Auslastung des Netzes nicht länger abhängig von dem Vertragsverhältnis zwischen Lieferant X und Bezieher Y, sondern kann durch etwaige andere Lieferverträge ersetzt werden.¹⁷⁶

Wie eingangs beschrieben, wird der deutsche Erdgasmarkt über 12 Grenzübergabepunkte versorgt. Von dort aus verlaufen die überregionalen und regionalen Transportleitungen astförmig und verteilen sich über das gesamte Bundesgebiet. Während also auf Ferntransportebene die Zweckgebundenheit geringer ist, da die Kapazitäten zur Versorgung mehrerer nachgelagerter Netze verwendet werden können, steigt die Zweckgebundenheit in Transportrichtung an und erreicht ihr Maximum im lokalen Verteilnetz.¹⁷⁷ Entsprechend gilt das in der Literatur meistverwendete Argument zur Begründung der Faktorspezifität von transnationalen Kapazitäten um so mehr für die hier betrachteten innerdeutschen Ferngas- und Regionalkapazitäten.

Durch den hohen Spezifitätsgrad und die mangelnden alternativen Gebrauchsmöglichkeiten ist die Quasi-Rente der Erdgastransportkapazitäten entsprechend hoch. Unter Voraussetzung einer monopolistischen Nachfrage- bzw. Angebotsstruktur, wie sie vor der Liberalisierung herrschten, hat der Vertragspartner einen hohen Anreiz zu einem opportunistischen Verhalten gegenüber dem Besitzer und Investor der Transportleitungen.

In der Erdgaswirtschaft wurden die spezifischen Investitionen größtenteils von der vorgelagerten Wertschöpfungsstufe getragen. Die russischen Explorations- und Förderstätten und die anschließenden transnationalen Pipelines wurden vom russischen Staat bzw. der russischen Gazprom errichtet.¹⁷⁸ Die Ferngastrassen zur Verbindung der Grenzübergabepunkte mit den regionalen und lokalen Verteilnetzen wurden von den Ferngasgesellschaften finanziert.¹⁷⁹ Um die

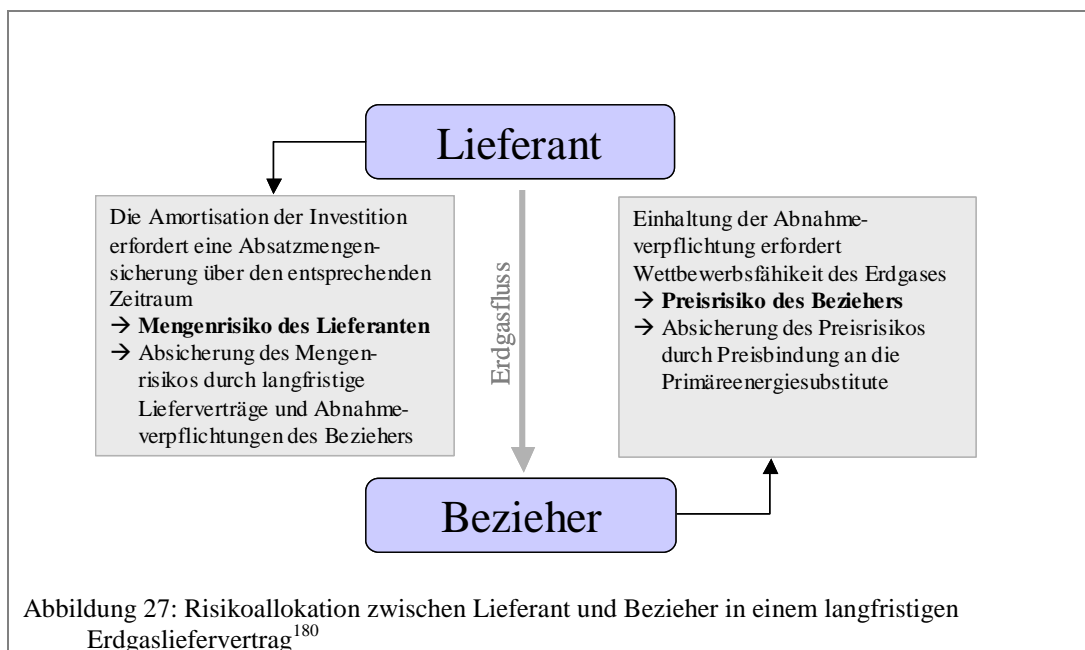
¹⁷⁶ Vgl. hierzu die Argumentation des Bundeskartellamt, Kapitel 3.3.

¹⁷⁷ Vgl. hierzu RÜGGE (1995), S.131 sowie KESTING (2005), S. 565.

¹⁷⁸ Diese Aussage wird aus Vereinfachungsgründen getroffen. Tatsächlich sind die Beteiligungen westlicher Unternehmen an russischen Explorations- und Transportkapazitäten gestiegen. So unterzeichneten in 2005 die russische Gazprom, die deutsche E.ON und die deutsche BASF ein Grundsatzabkommen über den Bau der Nordeuropäischen Erdgasleitung [Vgl. hierzu BUNDESKARTELLAMT (2006)]. Für die vorliegende Argumentation bzgl. der betrachteten Lieferverträge auf der Downstreamebene sind derartige Investitionen aber nicht abträglich, sondern untermauern sie. Schließlich steigt dadurch das Investitionsvolumens des Importeurs und somit sein Mengenrisiko.

¹⁷⁹ Diesen Zusammenhang hebt das Bundeskartellamt in ihrem Beschluss hervor: „Die Verteilung des Gases durch die Ferngasunternehmen erfolgt in der Regel über jeweils eigene Leitungssysteme bzw. über Leitungssysteme, die im Rahmen des Unbundlings nunmehr von anderen Unternehmen innerhalb des Konzerns betrieben werden“, Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2006), S. 8.

Amortisation der getätigten Investitionen zu gewährleisten, mussten die Investoren sicherstellen, dass die Leitungen genutzt wurden. Da die Amortisationszeit sich aufgrund des hohen Investitionsvolumens auf mehrere Jahre erstreckte, verpflichteten die Lieferanten ihre Kunden zu langfristigen Verträgen mit jährlichen Abnahmeverpflichtungen.



Vor dem Beschluss des Bundeskartellamts umfassten die Lieferverträge zwischen den vorgelagerten Versorgern und den regionalen und lokalen Ortsgasunternehmen i.d.R. einen Lieferzeitraum von 10 bis 15 Jahren.¹⁸¹ Die jährliche Bezugsmenge umfasste die gesamte Absatzmenge (in ihrem durch die Demarkationsverträge zugesicherten Absatzgebiet) und durfte i.d.R. nur zur Versorgung des eigenen Absatzgebietes verwendet werden.¹⁸² Die Verträge enthielten also eine eindeutige Gebiets- und Verwendungsbindung, so dass ein weiterer Handel mit u.a. benachbarten Gasunternehmen ausgeschlossen war. Die Jahresbezugsmenge konnte in regelmäßigen Abständen aufgrund demographischer und konjunktureller Entwicklungen angepasst werden. Die Abnahmeverpflichtung lag i.d.R. bei 80% der Jahresbezugsmenge, wobei die flexiblen 20% in erster Linie der Unsicherheit hinsichtlich des

¹⁸⁰ Eigene Darstellung.

¹⁸¹ Vgl. v. HAMMERSTEIN (2005), S. 67 (Verweis auf eine Erwähnung in dem Beschluss des BKartA).

¹⁸² Dieser Vertragsbestandteil wird auch als „Alleinbezugs Klausel“ bezeichnet. Vgl. hierzu Bundeskartellamt (2006), Seite 11.

witterungsabhängigen Bezugsverhaltens der Kommunalkunden gerecht werden sollte.¹⁸³

Die beziehenden regionalen oder lokalen Versorgungsunternehmen konnten sich grundsätzlich mit einer langfristigen Bindung an das Produkt Erdgas arrangieren, da sich die Amortisationszeit ihrer eigenen Netze über einen ähnlichen Zeitraum zog und der direkte Wettbewerb mit anderen Gasanbietern in ihrem Absatzgebiet durch die Demarkationsverträge ausgeschlossen war. Allerdings konnte die Abnahmeverpflichtung aus der Sicht des regionalen oder lokalen Versorgungsunternehmens nur solange eingehalten werden, solange das Produkt Erdgas wettbewerbsfähig gegenüber den alternativen Energieträgern war. Es musste sichergestellt werden, dass der Letztverbraucher, sowohl der private Endkunde als auch das mittelständische Gewerbe, die verarbeitende Industrie und die Elektrizitätserzeugung, Erdgas nicht durch Erdöl oder Kohle ersetzen. In diesem Fall wäre die Absatzmenge zurückgegangen und die Auslastung der betroffenen Transportkapazitäten wäre unter das kalkulierte Niveau gefallen. Aus diesem Grund wurde das Anlegbarkeitsprinzip entwickelt.^{184,185} Demnach galt leichtes Heizöl als Substitut in der privaten Nutzung, schweres Heizöl als Substitut in der gewerblichen Nutzung und Kohle als direkte Konkurrenz im Kraftwerkssektor. Abhängig vom Anteil des jeweiligen Kundensegments im betrachteten Absatzgebiet wurde der Erdgaspreis an allgemein zugängliche Preisindizes für leichtes und/oder schweres Heizöl sowie Kohle gebunden.¹⁸⁶ Zur Förderung des Erdgaseinsatzes in der Elektrizitätsproduktion wurden i.d.R. zusätzliche Preisnachlässe auf so genanntes Kraftwerksgas gegeben.

¹⁸³ Zur ausführlichen Diskussion von take or Pay-Verpflichtungen und deren Anreizwirkung siehe MASTEN/CROCKER (1985), insbesondere 1083-1087, sowie MULHERIN (1986), Seite 108ff.

¹⁸⁴ Hinsichtlich der Substituierbarkeit des Erdgases im Wärmemarkt und der Energieerzeugung sowie der Gaspreisbildung nach dem Anlegbarkeitsprinzip vgl. ausführlich HENSING/PFAFFENBERG/STRÖBELE (1998), Seite 84f., ELLWANGER (1996), Seite 113, ff., SCHULZ (1996), Seite 236-245, sowie SCHNEIDER/SCHULZ (1977).

¹⁸⁵ MULHERIN formuliert es folgendermaßen: „These adjustment provisions have been structured to allow a price response to new information within an otherwise long-term agreement.“ [MULHERIN (1986), Seite 111]

¹⁸⁶ Hinsichtlich der Ölpreisbindung sehen Erdgaslieferverträge in der Regel eine Arbeitspreisformel vor, in der die Veränderung eines Ölpreises einen direkten Einfluss auf den Arbeitspreis des Erdgases [Ct./kWh] hat. Beispielfhaft kann eine Formel lauten: $AP [Ct./kWh] = p_0 + a * (HEL_t - HEL_0)$, wobei p_0 , a und HEL_0 vorgegeben sind. Verändert sich der aktuelle Ölpreis HEL_t im Zeitverlauf, kommt diese Veränderung im Erdgasarbeitspreis zur Geltung. Hierbei beschreibt der Faktor a als Ölpreisgewichtungsfaktor die Preissensitivität des Erdgaspreises auf die Ölpreisveränderung. [Vgl. hierzu SCHULZ (1996), Seite 236-245] HEL_t ist der arithmetische Mittelwert mehrerer Werte eines vertraglich definierten und öffentlich zugänglichen Indizes aus einem im Vertrag beschriebenen Zeitraum. Beispielfhaft sei eine 6/1/3-Preisgleitformel betrachtet: Der Arbeitspreis verändert sich alle drei Monate (3). HEL_t bezieht sich auf einen Referenzzeitraum von sechs Monaten (6) mit einem Zeitverzug von einem Monat (1). Der Arbeitspreis für den 01. Januar wird z.B. aus den Werten der sechs Monate Juni bis November des Vorjahres errechnet. Der Preis ist gültig für drei Monate, d.h. vom 01. Januar bis zum 30. März.

Hinsichtlich der Transaktionskosten und der Häufigkeit der Transaktion zwischen den vorgelagerten Versorgern und den nachgelagerten EVU waren langfristige Lieferverträge in der Erdgaswirtschaft durchaus gerechtfertigt. Die Transaktionskosten, welche die Anbahnung der Vertragsbeziehung, sowie die Planung der spezifischen Investition, die Abstimmung der Vertragsmodalitäten und der Bepreisungsmechanismen umfassten, ließen sich kaum durch einen Lieferzeitraum von beispielsweise einem Gaswirtschaftsjahr rechtfertigen. Da die Transaktion stets zwischen denselben Nachfrage- und Angebotsmonopolisten stattfand und sich in ihren Eckdaten nicht veränderte, bot sich ein langfristiger Liefervertrag als Rahmenvertrag an.

Der Möglichkeit der unerwarteten Verhaltensänderung der Vertragspartner, sowohl des Lieferanten als auch des Abnehmers, sowie der Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger (geo-)politischer, ökonomischer und gesetzlicher Entwicklungen wurde, neben den angesprochenen Mengen- und Preismodalitäten, durch die Wiederverhandlungsklausel entsprochen. Demnach hatten beide Vertragspartner das Recht, bei unerwarteten Entwicklungen oder Verhaltensweisen den anderen um Nachverhandlungen zu bitten.

In der Gesamtbetrachtung spiegelten die langfristigen Lieferverträge die Charakteristika der contractual relation von MACNEIL wider. Aufgrund der Faktorspezifität der Transportkapazitäten empfahl sich eine langfristige Bindung. Durch die auf die Außenwelt ausgerichteten Anpassungsmechanismen deckte der Vertrag Risiken ab, die durch unerwartete Entwicklungen entstehen konnten, ohne die einzelne Eventualität in jeder denkbaren Ausprägung schriftlich auszuformulieren.¹⁸⁷

Ohne über ein exaktes Wissen über die Bezugsverträge der Importeure zu verfügen, kann davon ausgegangen werden, dass die Importeure ihren Kunden nur die Flexibilitäten in dem Bezug und der Bepreisung zugestanden, die sie selbst in ihrem Bezugsportfolio abbilden konnten, ohne die Kongruenz zwischen Bezugs- und Absatzportfolio wesentlich zu schwächen.

¹⁸⁷ Alternativ hierzu besteht die Möglichkeit, dass die Vertragspartner gewollte Lücken in ihrem Vertragswerk hinterlassen und die notwendigen Entscheidungen spontan fällen, da es oftmals eine sehr schwere Aufgabe ist, alle zukünftigen Ereignisse im vertraglichen Regelwerk einzubeziehen [vgl. RÜGGE (Seite 118f.)]. So auch CROCKER/MASTEN: "Where uncertainty about what will constitute optimal behaviour at the time of performance is great, it may be better to leave aspects of that performance open to negotiations rather than to constrain parties to specific but potentially inappropriate actions." [CROCKER/MASTEN (1991), Seite 72].

3.3. Aufhebung der langfristigen Lieferverträge durch das Bundeskartellamt

Das Bundeskartellamt (BKartA) stellte in seinem Beschluss zur Aufhebung der langfristigen Lieferverträge vom 13. Januar 2006 fest, dass die bis zu diesem Zeitpunkt gängigen Langfristlieferverträge der E.ON Ruhrgas AG mit den nachgelagerten Regional- und Ortsgasunternehmen aufgrund der langjährigen Bezugsverpflichtung, der hohen Bedarfsdeckung und der Marktdominanz der E.ON Ruhrgas AG nicht mit den Art. 81, 82 EG und §1 GWB vereinbar waren.¹⁸⁸ Obwohl sich der Beschluss direkt nur auf die Absatzverträge der E.ON Ruhrgas bezog, galt der Beschluss als Musterverfahren und wurde anschließend auf vergleichbare Verträge zwischen anderen Ferngasunternehmen und Regional- und Ortsgasunternehmen angewendet.¹⁸⁹

Dem Beschluss nach haben langfristige Lieferverträge auf der Downstreamebene eine marktabschottende Wirkung. Indem Kunden langfristig gebunden werden, stehen sie anderen Anbietern nicht als potentielle Nachfrager zur Verfügung. Vor dem Hintergrund der damaligen und auch daran anschließenden herausragenden Stellung der E.ON Ruhrgas AG im europäischen und deutschen Erdgasmarkt kam diese Wirkung um so deutlicher zur Wirkung. Nach Darstellung des BKartA erreichte die E.ON Ruhrgas AG in 2003 mit einem Absatz innerhalb Deutschlands von 640 Mrd. kWh beinahe 65% des gesamten inländischen Erdgasaufkommens von 992 Mrd. kWh.¹⁹⁰ Die E.ON Ruhrgas verfügte damals und auch heute über ein ausgeprägtes langfristiges und bedingt-flexibles Bezugsportfolio, das Bezugsverträge mit allen in- und ausländischen Produzenten und Kapitalbeteiligungen an Förderstätten umfasst und über das größte Ergastransportnetz und die höchsten Speicherkapazitäten verfügt.¹⁹¹ Gleichzeitig war und ist sie der größte Lieferant regionaler und lokaler

¹⁸⁸ Das Verbot bezieht sich nur auf die Bezugsverträge regionaler und lokaler Gasunternehmen. Diese Unternehmen verbrauchen Gas, zur Erzeugung von Elektrizität oder Wärme, oder verteilen Gas im Rahmen ihres Vertriebsbedarfs an private und gewerbliche Endkunden weiter. Innerhalb dieser Bezugsverträge sind wiederum die Erzeugungsmengen (Kraftwerksgas) nicht von dem Beschluss betroffen, da Kraftwerksgas ausdrücklich ausgeklammert wird. Des Weiteren sind Verträge zwischen Importeuren und regionalen Ferngasunternehmen auch nicht von dem Beschluss betroffen. Vgl. hierzu BUNDESKARTELLAMT (2006), Seite 3, sowie S. 5 und 7ff.

¹⁸⁹ Vgl. dasselbe (2007), insbesondere Seite 4.

¹⁹⁰ Das gesamte inländische Erdgasaufkommen umfasst die inländische Produktion, sowie die importierten Mengen abzüglich der exportierten Mengen, die Speichereinspeisemengen und den Eigenverbrauch. Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2006), Seite 4.

¹⁹¹ Vgl. hierzu ebenda, Seite 4f.

Versorgungsunternehmen sowie der Industriebetriebe und Kraftwerke. Im Rahmen einer Auswertung erfasste das BKartA ca. 75% aller damals aktuellen Lieferverträge der 690 Regional- und Ortsgasunternehmen, die ca. 90% des Absatzvolumens umfassten. 75% der erfassten Lieferverträge stellten eine Gesamtbedarfs- bzw. Quasi-Gesamtbedarfsdeckung dar. 75% der Absatzverträge der E.ON Ruhrgas AG konnten hierbei als Verträge mit Gesamtbedarfs- bzw. Quasi-Gesamtbedarfsdeckung eingestuft werden und wiesen eine Laufzeit von mehr als vier Jahren auf. Der längste Absatzvertrag sollte bis September 2020 laufen.¹⁹²

Nach Berechnungen des Bundeskartellamts ergab sich demnach ein Mengenanteil von 25%, der dem freien Wettbewerb zur Verfügung stand.^{193,194} Aus diesem Grund kam das BKartA, mit Verweis auf den Monitoringbericht der deutschen Bundesregierung¹⁹⁵ und der Marktuntersuchung der EU-Kommission¹⁹⁶ von 2005, zu dem Schluss, dass der Wettbewerb auf dem deutschen Gasmarkt schleppend verlief, da u.a. die Nachfrageliquidität gegenüber neuen Marktanbietern aufgrund der langfristigen Lieferverträge sehr gering war.^{197,198}

„Mit der Vereinbarung und dem Festhalten an derartigen wirtschaftlichen Gesamtbedarfsdeckungsvereinbarungen beschränkt die Betroffene [gemeint ist hier die E.ON Ruhrgas AG] den Wettbewerb dahin, dass das Nachfragepotential des jeweiligen Weiterverteilers für die Laufzeit des Vertrags ausfällt. Damit werden für aktuelle oder potentielle Wettbewerber die Chancen zu einem nachhaltigen Marktauftritt bzw. einem Marktzutritt überhaupt stark eingeschränkt. Ändert sich an dieser Situation über einen für die Investitionsentscheidung der Konkurrenten zu langen Zeitraum nichts,

¹⁹² Das Bundeskartellamt definiert eine Gesamtbedarfs- bzw. Quasi-Gesamtbedarfsdeckung wie folgt: „Eine wirtschaftliche Gesamtbedarfsdeckung entspricht einem Liefervertrag über 100% des Bedarfs des Kunden, und zwar unabhängig davon, ob dies im Vertrag konkret vereinbart ist oder ob sich die Bedarfsdeckungsquote faktisch aus dem statistisch zu erwartenden Bedarf des Kunden ergibt. Eine wirtschaftliche Quasi-Gesamtbedarfsdeckung ist in einem Vertrag zu sehen, der mehr als 80% des Bedarfs deckt.“ Vgl. hierzu ebenda, Seite 10.

¹⁹³ Vgl. hierzu ebenda, Seite 10.

¹⁹⁴ Das Bundeskartellamt begrenzte dem räumlich relevanten Markt bei der Ermittlung des Marktanteils der E.ON Ruhrgas AG auf das Netzgebiet der E.ON Ruhrgas AG. Es argumentiert, dass unabhängig davon, ob die rechtliche Novellierung einen gesamtdeutschen Erdgasmarkt fordert, für die Beurteilung durch das Bundeskartellamt die tatsächlichen Marktgegebenheiten und praktizierten Marktgrenzen relevant sind [Vgl. hierzu ebenda, Seite 16]. Dem widersprechen LITPHER/BÖWING und fordern eine bundesweite Betrachtung [Vgl. hierzu LITPHER/BÖWING, Seite 431].

¹⁹⁵ MONITORINGBERICHT, (2003), S. 25f.

¹⁹⁶ ENERGY SECTOR INQUIRY (2005), Seite 2ff.

¹⁹⁷ Vgl. hierzu BUNDESKARTELLAMT (2006), Seite 16.

¹⁹⁸ LITPHER/BÖWING hingegen führen an, dass das Engagement von neuen Marktteilnehmern (bspw. BP, Essent, Gaz de France, natGAS und Trianel) den möglichen Marktzugang Dritter klar beweisen. Vgl. hierzu LITPHER/BÖWING, Seite 431.

*so ist zu befürchten, dass sie sich vollständig vom Markt zurückziehen.*¹⁹⁹

Nach Auffassung des BKartA war der Tatbestand der schweren Zugänglichkeit des relevanten Marktes erfüllt. Seiner Auffassung nach leisteten die betrachteten E.ON Ruhrgas-Absatzverträge einen erheblichen Beitrag zur Verschließung des gesamtdeutschen Erdgasmarktes, da E.ON Ruhrgas AG, wie dargestellt, einen wesentlichen Marktanteil auf internationaler und nationaler Ebene beherrschte und weiterhin beherrscht.²⁰⁰ Das BKartA formulierte sein Ergebnis wie folgt:

*„Die Beschlussabteilung sieht in der Praxis langfristiger Gesamtbedarfs- bzw.- Quasi-Gesamtbedarfsdeckungsverträge eine der wesentlichen Hindernisse für die Schaffung von Wettbewerbsmöglichkeiten dritter Lieferanten im Gassektor neben den bereits angesprochenen Defiziten im Bereich des Netzzugangs. Die seit der Liberalisierung nicht mehr erlaubten Gebietsabsprachen zwischen Gaslieferanten in Form von Demarkationsverträgen in Deutschland werden durch ein System der Abschottung mittels vertikaler Vereinbarungen der hier in Rede stehenden Art ersetzt. Damit wird im Ergebnis das mit der Abschaffung des Ausnahmereichs Energiewirtschaft zum 28. April 1998 vom Gesetzgeber verfolgte Ziel, die vormals rechtlich abgesicherten Liefergebiete für Wettbewerb durch dritte Lieferanten zu öffnen, durchkreuzt.“*²⁰¹

In Bezug auf die Frage, ob die Spezifität der Transportinfrastruktur und die Verpflichtung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit langfristige Lieferverträge auf der Downstreamebene rechtfertigen, kam das BKartA zu folgender Einschätzung: Der in Kapitel 3.2.2 dargelegten Schlussfolgerung, dass langfristige Lieferverträge ein notwendiges Fundament für hoch-spezifische und umfangreiche Investitionen sind, folgte das BKartA und wies sogar darauf hin, dass dieser Tatbestand durch Art. 81 EG berücksichtigt wird. Das BKartA führte jedoch an, dass die zweckgebundene Spezifität der Transportleitungen durch die Marktöffnung für neue Anbieter und insbesondere durch die Entflechtung von

¹⁹⁹ BUNDESKARTELLAMT (2006), Seite 16.

²⁰⁰ Vgl. hierzu ebenda, Seiten 19-22.

²⁰¹ Ebenda, Seiten 28.

Handel und Netzbetrieb innerhalb eines ehemals integrierten Unternehmens nicht länger gegeben sei. Die Auslastung der Transportkapazität ist nicht länger an die Transaktion zwischen zwei bestimmten Vertragspartnern gekoppelt, sondern kann auch durch andere Transaktionen gewährleistet werden.²⁰²

Dem Argument der E.ON Ruhrgas AG, dass langfristige Lieferverträge auf der Absatzseite notwendig seien, um eine vertretbare Risikoallokation zwischen der Bezugsseite und der Absatzseite herzustellen und auf diese Weise ein günstiges Preisniveau zu erreichen, entgegnete das BKartA, dass das zu jenem Zeitpunkt gültige Preisniveau das Resultat eines abgeschotteten Marktes sei und damit höchstwahrscheinlich über dem Preisniveau einer atomistischen Wettbewerbsstruktur liegen würde. Selbst wenn sich das Preisniveau aufgrund einer Risikoverschiebung erhöhen sollte, würde es nach der ökonomischen Theorie durch die Einführung von Wettbewerb wieder gesenkt. Des Weiteren sah es eine spiegelbildliche Abbildung der Bezugsrisiken auf der Absatzseite grundsätzlich nicht als gerechtfertigt. Vielmehr *„entspricht es der Natur der Sache, dass ein Händler dem Risiko ausgesetzt ist, die fest eingekaufte Ware abzusetzen.“*²⁰³ Es würde demnach der E.ON Ruhrgas weiterhin die Möglichkeit bleiben, dieselben Mengen über kürzerfristige Verträge an dieselben Kunden abzusetzen. Als abschließendes Argument führt das BKartA an, dass langfristige Bezugsverträge nicht notgedrungen ein Absatzrisiko bergen, sondern auch aufgrund günstiger Konditionen von Vorteil sein können. Darüber hinaus verweist es auf BERGSCHNEIDER/SCHUMACHER und führt an, dass die Abnahmeverpflichtungen der Importverträge nur selten streng angewandt werden.²⁰⁴

Es bleibt anzumerken, dass Kraftwerksgas²⁰⁵ und die Bezugsverhältnisse von regionalen Zwischenhändlern, wie beispielsweise der Saar Ferngas AG (Saarbrücken), nicht Gegenstand des BKartA-Beschlusses sind.

²⁰² Das 8. Beschlusskammer des BKartA formuliert es wie folgt: *„Dieser Rechtsgedanke [der Ausnahmeregelung für vertragsspezifische Investitionen] ist auch nur unter gewissen Einschränkungen auf den Bereich der Transportleitungen übertragbar, denn Transportleitungen lassen sich bei Auftragsverlust immerhin noch über Durchleitungsentgelte amortisieren und werden selbst in Situationen mit Sticheitungswettbewerb zumindest nicht dauerhaft nutzlos.“* Ebenda, Seite 23.

²⁰³ Ebenda, Seite 25.

²⁰⁴ Vgl. hierzu ebenda, Seite 24-26, und BERGSCHNEIDER/SCHUMACHER (2004), Seite 12-17.

²⁰⁵ Vgl. hierzu BUNDESKARTELLAMT (2006), Seite 15.

3.4. Verteidigung der langfristigen Lieferverträge durch die etablierte Gaswirtschaft

Da sich die Argumente der Gaswirtschaft gegen das Verbot der langfristigen Lieferverträge gleichen, werden an dieser Stelle nur die Punkte des Dachverbands, dem *Bund der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft* (BGW), dargestellt. Der BGW veröffentlichte am 25.01.2005 nach Aufforderung des BKartA eine Stellungnahme zu den kartellrechtlichen Beurteilungsgrundsätzen des BKartA.²⁰⁶ In dieser Stellungnahme vertrat der BGW die Auffassung, dass ein Verbot einen massiven negativen Effekt auf die deutsche Gaswirtschaft haben würde: Die Beschneidung der Vertragsfreiheit würde dem Gedanken der Liberalisierung widersprechen und die Versorgungssicherheit des deutschen Marktes gefährden sowie das Preisgefüge negativ beeinflussen.²⁰⁷

Der BGW argumentierte, dass die Vertragsfreiheit ein wesentlicher Einflussfaktor für die Investitionsbereitschaft der Marktteilnehmer sei. Indem der Gestaltung der Lieferverträge durch die o.g. Bedingungen Grenzen gesetzt werden, würde nach seiner Auffassung die Investitionsbereitschaft und –tätigkeit der Marktteilnehmer erheblich gesenkt.²⁰⁸ Dem lässt sich entgegen, dass die innerdeutsche Infrastruktur aufgrund des Unbundlings von diesem Effekt nicht betroffen sein dürfte. Wie das BKartA angeführt hat, werden infrastrukturelle Kapazitäten, wie beispielsweise Speicher und Transportleitungen, unabhängig von der Identität des Transportkunden oder Lieferanten, genutzt.²⁰⁹ Die Investitionsentscheidung über infrastrukturelle Entscheidungen wird vielmehr von der erwarteten Gesamtnachfrageentwicklung und der Wettbewerbsfähigkeit des Erdgases abhängig sein.

Des Weiteren, so argumentierte der BGW, würden durch das Verbot der langfristigen Lieferverträge nicht nur neue Risikopositionen in den Portfolien der Importeure verursacht, sondern auch in den Portfolien der nachgelagerten Gasunternehmen. Dies wurde in der Stellungnahme anhand des Beispiels eines kleinen Stadtwerkes veranschaulicht, das durch das Verbot nicht länger in der Lage sei, dem Industriekunden den gewünschten Langfristvertrag anbieten zu

²⁰⁶ Vgl. hierzu BGW (2005), sowie BUNDESKARTELLAMT (2005), Seite 12.

²⁰⁷ Vgl. hierzu BGW (2005), S. 3.

²⁰⁸ Vgl. hierzu ebenda, S. 3.

²⁰⁹ Siehe hierzu Kapitel 3.3.

können, ohne sich mit erheblichen Preisrisiken auseinandersetzen zu müssen.²¹⁰ Hierbei schien der BGW zu vergessen, dass vor allem die industriellen Kunden auf kurzfristige Verträge mit Festpreisbindung Wert legten, um auf diese Weise ihre Wettbewerbsfähigkeit und ihre Kalkulationssicherheit durch einen marktnahen Fixpreis sicherzustellen.

Hinsichtlich der Versorgungssicherheit bewertete der BGW die langfristige Absicherung eines verlässlichen Gasabsatzes, auch aus Sicht des Kapitalmarktes, als Erfordernis zur Rechtfertigung notwendiger Langfristimportverträge und hoher Investitionen im Ausland. Eine Schwächung dieser Position würde zu einer Schwächung der eigenen Position gegenüber den Produzenten im Wettbewerb mit anderen Nachfragemärkten, insbesondere Indien, China und den USA, führen:²¹¹

„Aus Sicht der Produzenteländer ist die Aussicht eines langfristig gesicherten Absatzes von Interesse für die Auswahl der um langfristige Lieferverträge konkurrierenden internationalen potentiellen Vertragspartner. So könnten künftige langfristige Lieferverträge, die für die Versorgungssicherheit der EU unabdingbar sind, von den Gasförderländern auf Märkte außerhalb der Gemeinschaft gelenkt werden, wenn sie dort von einer größeren langfristigen Absatzsicherheit ausgehen können.“²¹²

Ob die hier unterstellte Interessenverteilung der Produzenten den Tatsachen entspricht, soll an dieser Stelle nicht weiter diskutiert werden. Wesentlich ist, dass der BGW den eigenen Gedanken nicht zu Ende führte: Durch die Sicherung langfristiger Lieferverträge können gerade die etablierten Ferngasimporteure die gesamte Versorgung Deutschlands und Westeuropa in die eigene Hand nehmen und ihre Position als Oligopolisten stärken und sogar ausbauen. Aufgrund der geringen innerdeutschen Vorkommen und der mangelnden Verfügbarkeit von transnationalen Kapazitäten sind sie die einzigen, die auf lange Sicht den deutschen und europäischen Markt beliefern. Ob sie dies nun über langfristige oder kurzfristige Absatzverträge oder sogar täglichen Spothandel tun, ändert an diesem Tatbestand nichts. Das hierbei entscheidende Risiko lässt sich unter diesen

²¹⁰ Vgl. hierzu BGW (2005), S. 3.

²¹¹ Vgl. hierzu ebenda, Seite 4 und 7.

²¹² BGW (2005), Seite 4.

Umständen wieder auf die Nachfrageentwicklung und die Wettbewerbsfähigkeit des Erdgases reduzieren. Während die Struktur des Elektrizitätsmarktes grundsätzlich jedem Investor erlaubt, ein Kraftwerk zu errichten und als Produzent zu agieren, ist der Zugang zu den ausländischen Erdgasfördermärkten durch die langfristigen Importverträge versperrt. An dieser Stelle befindet sich also das zweite *Bottle neck*, durch das der Erdgaswettbewerb hinsichtlich der Commodity-Verfügbarkeit behindert wird.

Bezüglich der Entwicklung des Erdgaspreises widersprach der BGW der Erwartung des BKartA, dass sich durch Einführung des Wettbewerbs eine Preissenkung einstellen würde. Er führte an, dass sich das Preisniveau eher aufgrund des internationalen Nachfragewettbewerbs zwischen den Absatzregionen Europa, Asien und den USA erhöhen würde.²¹³ Damit hatte der BGW auch grundsätzlich Recht (siehe Abbildung 28): Mit dem massiven Ölpreisanstieg in den vergangenen Jahren stieg der Erdgaspreis ebenfalls an.

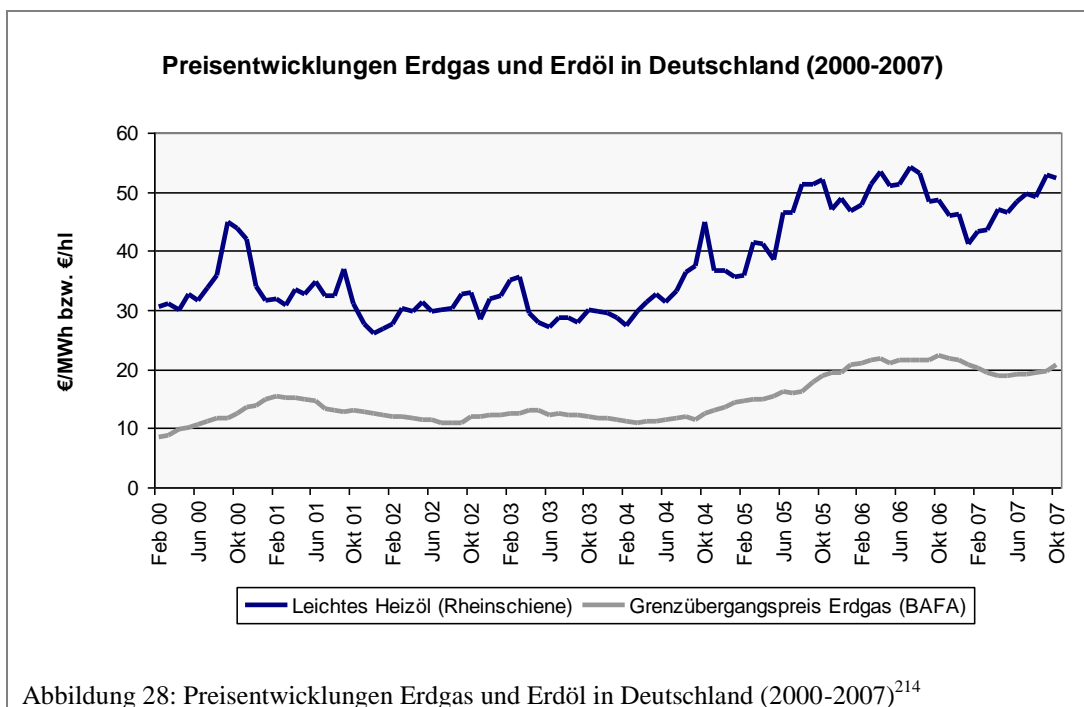


Abbildung 28: Preisentwicklungen Erdgas und Erdöl in Deutschland (2000-2007)²¹⁴

Dieser Aspekt widerspricht allerdings der Argumentation des BKartA mitnichten, da es diesen Punkt nicht ausschloss. Vielmehr argumentierte das BKartA, dass der Marktpreis eines Oligopols oder eines Monopols grundsätzlich oberhalb des

²¹³ Vgl. hierzu ebenda, Seite 4 und 8.

²¹⁴ Eigene Darstellung auf Basis der Daten des Bundesamtes für Statistik und Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

wettbewerblichen Niveaus liegt. Durch die Einführung eines Wettbewerbs wird zusätzlicher Druck auf das Preisniveau des Monopolisten ausgeübt. So wird der Monopolist gezwungen, seine Monopolrente zu Gunsten des Kunden zu mindern, indem er seine Absatzpreise senkt.

3.5. Auswirkung des Vertragsverbots auf den deutschen Gasmarkt

Wie die vorangegangenen Ausführungen gezeigt haben, lag die Begründung der langfristigen Lieferverträge in erster Linie in der effizienten und somit vertretbaren Allokation der Risiken, die im Rahmen einer Erdgaslieferung für den Produzenten/Lieferanten einerseits und den Bezieher andererseits entstehen. Durch die Separierung des Netzbetriebs und das Verbot der langfristigen Lieferverträge auf der Downstreamebene kommt es zu einer Umverteilung der Risiken.

Um die Auswirkungen des Beschlusses des Bundeskartellamts auf den Markt und die einzelnen Marktteilnehmer besser verdeutlichen zu können, sollen die einzelnen Risiken definiert werden.

3.5.1. Wesentliche Risiken von Erdgaslieferbeziehungen

Grundsätzlich wird mit einem Risiko eine Situation beschrieben, in der eine Entscheidung getroffen wird, die aufgrund der unvollkommenen Informationen Unsicherheiten birgt. Ihre tatsächlichen, in der Zukunft liegenden Ergebnisse können deshalb von den erwarteten Ergebnissen negativ abweichen. Um die Differenz zwischen erwartetem und tatsächlichem Unternehmensergebnis möglichst gering zu halten, muss ein Unternehmen die relevanten Risiken identifizieren, bewerten, steuern und beobachten.

In Vordergrund der Betrachtung sollen die gasspezifischen Risiken stehen, die in Abbildung 29 schwarz und fett gedruckt sind. Die übrigen Risikoklassen und Risiken werden in der Abbildung nur aus Gründen der Vollständigkeit aufgeführt und nicht weiter behandelt.



Abbildung 29: Gasspezifische Risikoklassen²¹⁵

Zu den Marktrisiken zählen die Risiken, die durch das Verhalten und die Aktivität anderer Marktteilnehmer sowie unter dem Einfluss marktexterner Effekte entstehen. Hierzu zählen:

- *Preisrisiko*

Das Preisrisiko umfasst die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung von Preisen und den dadurch entstehenden Einfluss auf das Unternehmensziel.²¹⁶ Diese Größe kommt insbesondere bei der Bewertung offener Positionen und der Inkongruenz zwischen den Preismechanismen des Bezugs- und des Absatzportfolios zum Tragen. Verkauft beispielsweise ein Stadtwerk einem Industriekunden Erdgas zu einem Festpreis und hat die Mengen auf der Beschaffungsseite noch nicht kontrahiert, setzt es sich dem Risiko aus, dass der zukünftige Bezugspreis oberhalb des erwarteten Preises liegt und auf diese Weise den erwarteten Gewinn senkt oder sogar Verluste verursacht. Hat das Stadtwerk hingegen die Mengen durch einen ölpreisgebundenen Bezugsvertrag abgedeckt, besteht die Gefahr, dass der steigende Ölpreis den Erdgasbezugspreis in Zukunft über den fixen Absatzpreis steigen lässt. Für ein Gasunternehmen ist es daher

²¹⁵ Eigene Darstellung.

²¹⁶ Vgl. DUDENHAUSEN (2000), S. 46.

erforderlich, die Inkongruenzen zwischen der Beschaffung und dem Absatz zu identifizieren und risikobewusst zu bewerten.

- *Margen- und Wettbewerbsrisiko*

Das Margen- bzw. Wettbewerbsrisiko besteht in der möglichen Abweichung des tatsächlichen Vertriebspreises vom Zielvertriebspreis. Selbst wenn durch einen niedrigeren realisierten Vertriebspreis ein positiver Deckungsbeitrag erreicht wird, wird dadurch das erwartete Unternehmensziel negativ beeinträchtigt.

Die Gefahr, dass der tatsächliche Vertriebspreis von der Erwartung abweicht, steht in direktem Zusammenhang mit der Wettbewerbsfähigkeit des eigenen Produkts im Gas-zu-Gas-Wettbewerb und im Wettbewerb mit konkurrierenden Commodities. Eine ansteigende Zahl der konkurrenzfähigen Marktteilnehmer bzw. eine sinkende Nachfrage nach Erdgas führt zu einem Anstieg des Margen- und Wettbewerbsrisikos.

- *Marktliquiditätsrisiko*

Das Marktliquiditätsrisiko besteht in der Gefahr, dass die Preisnotierung eines Produktes aufgrund mangelnder Produktliquidität auf dem Großhandel nur durch eine geringe Erdgasmenge getragen wird.

Dieses Risiko war und ist aktuell: Aufgrund der mangelnden Teilnehmerzahl und der geringen Handelsvolumina litten die derzeit etablierten Gashandelspunkte TTF (*Title Transfer Facility* in den Niederlanden) und der virtuelle Handelspunkt der EEX im E.ON Ruhrgas-Marktgebiet in der Vergangenheit unter mangelnder Tiefe der Preisnotierungen. Ein Unternehmen, das eine größere Menge an diesen Handelsplätzen einkaufen wollte, musste damit rechnen, dass der aktuelle Preis eventuell nur durch ein kleines Mengenangebot gedeckt war. Dies hätte zur Folge gehabt, dass es den gewünschten Preis nur für eine Teilmenge realisieren würde und die restliche Menge zu einem höheren Preis beschaffen müsste oder gar nicht beschaffen könnte, da sich trotz Preissteigerung kein Anbieter gefunden hätte.

Zu den Prognoserisiken zählen u.a. das kurz- und langfristige Mengenrisiko, das Strukturrisiko und das Kapazitätsrisiko:²¹⁷

- *Kurz- und langfristiges Mengenrisiko*

Mengenrisiken sind ungeplante Mengenabweichungen im Absatz. Hier wird unterschieden zwischen langfristigen und kurzfristigen Mengenrisiken. Im langfristigen Risiko kommt die Ungewissheit hinsichtlich des Kundenverhaltens und dessen Abnahmeentwicklung zum Tragen. Es ist entscheidend, ob der Kunde weiterhin Bestandteil des Absatzportfolios bleibt oder zu einem anderen Lieferanten wechselt. Seine Abnahmeentwicklung über die kommenden Monate und Jahre werden geprägt von demographischen Entwicklungen und konjunkturellen Einflüssen, die zum Zeitpunkt der Entscheidung nicht in Gänze absehbar sind.

Kurzfristige Mengenrisiken resultieren in erster Linie aus Witterungsentwicklungen oder Ausfällen von Produktionsstätten. Sie betreffen maßgeblich das Bezugsverhalten des Kunden an den Folgetagen.

- *Strukturrisiko und Kapazitätsrisiko*

Das Strukturrisiko beschreibt die Unsicherheit hinsichtlich des Abnahmeverhaltens, insbesondere der Leistungsspitze, einer Abnahmestelle in einem betrachteten Zeitpunkt. Wie Kapitel 5 ausführlich darlegt, ist die Leistungsspitze und die daraus abzuleitende Bezugsstruktur ein wesentliches Charakteristikum zur Bewertung eines Kunden oder Bezugsprofils und zur Kalkulation der Transportkapazitäten zur Belieferung dieses Kunden. Eine Überschreitung der gesetzten Leistung oder der gesetzten Kapazität verursacht zusätzliche Kosten für den Risikoträger. Eine entsprechende Bewertung und Anrechnung dieses Risikos anhand der möglichen zusätzlichen Kosten und der Eintrittswahrscheinlichkeit ist daher unerlässlich.

²¹⁷ Die Notwendigkeit einer kompetenten Gasverbrauchprognose diskutiert HEIDER ausführlich. Vgl. HEIDER ((2007).

3.5.2. Auswirkungen auf den Markt und den Wettbewerb

Während des Zeitraums von 2006 bis 2008, seit dem Verbot der langfristigen Lieferverträge auf der Downstreamebene, ist die Wechselbereitschaft und die Wechselrate der regionalen und lokalen Gasversorgungsunternehmen spürbar angestiegen. Dies wurde unter anderem in der Veröffentlichung *Gasmarkt – Deutschland* kontinuierlich dokumentiert.²¹⁸ Die Anzahl der Anbieter und die verfügbaren Mengen sind seitdem ebenfalls angewachsen. Neben der TTF ist vor allem der EEX-Gashandel²¹⁹ am virtuellen Handelspunkt des E.ON Ruhrgas-Marktgebietes seit seiner Gründung im Juni 2006 zunehmend in den Vordergrund gerückt. Diese Entwicklung ist mit Sicherheit auch dem Verbot der langfristigen Lieferverträge zuzuschreiben.

3.5.3. Auswirkungen auf die Regional- und Ortgasunternehmen

Die Aufhebung der langfristigen Lieferverträge hat die regionalen und lokalen Weiterverteiler näher an den Großhandel und dessen Angebot herangeführt. Der Lieferantenwechsel und alternative Bezugstrategien sind seit dem Beschluss realistische Möglichkeiten zur Verbesserung des eigenen Bezugsportfolios.

Durch die ansteigenden Energiepreise und den wachsenden Wettbewerb nimmt das Preisbewusstsein der industriellen und privaten Kunden kontinuierlich zu. Daher rückt das Interesse regionaler und lokaler Ortsgasunternehmen an der Senkung der eigenen Bezugskosten zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit zunehmend in den Vordergrund. Seit geraumer Zeit setzen sich daher regionale und lokale Weiterverteiler mit Möglichkeiten der strukturierten Beschaffung auseinander. Hierbei wird der Bezug auf verschiedene Produkte und womöglich verschiedene Lieferanten oder Bezugsquellen aufgeteilt. Der Vorteil liegt hierbei in der Reallokation der o.g. Risiken entsprechend der Bedarfslage des jeweiligen Stadtwerkes, da es verschiedenen Produkte unterschiedliche Ausprägungen der jeweiligen Risiken bergen. Während beispielsweise standardisierte Handelsprodukte zu Fixpreisen gehandelt werden und eine 100%ige

²¹⁸ Vgl. hierzu LOHMANN (01/2006) bis LOHMANN (02/2008).

²¹⁹ Zur Produktgestaltung und Preismodellierung siehe WILKENS/WIMSCHULTE (2007).

Abnahmeverpflichtung des Käufers beinhalten, bietet ein so genannter offener Liefervertrag unterschiedliche Bepreisungsmöglichkeiten und vertragsindividuelle Flexibilitäten im Bezugsverhalten. Indem der Bezieher also seine Risiken analysiert, bewertet und sein gewünschtes Bezugsportfolio ermittelt, kann er durch die bewusste Übernahme von Risiken seine Bezugskosten senken und seine Wettbewerbsfähigkeit erhöhen.²²⁰

3.5.4. Auswirkungen auf die etablierten überregionalen Import- und Ferngasunternehmen

Wie oben bereits angesprochen, ergibt sich auch für die Importeure ein neues Risikogefüge. Die Bewertung mittelfristiger Verträge von bis zu 4 Jahren und die Kalkulation von Angebotsnotierungen an Großhandelspunkten erfordert zusätzliches know how. Grundsätzlich wird an dieser Stelle allerdings die Auffassung vertreten, dass die Importunternehmen durch die Aufhebung der langfristigen Verträge keinen unternehmensgefährdenden Risiken ausgesetzt werden, solange sie ihre Dominanz auf der Importebene beibehalten können.

Für regionale Ferngasunternehmen, die bisher als Bindeglied zwischen den Importeuren und den Weiterverteilern dienten, stellt sich die Situation schwieriger dar. Da sich das Verbot nicht auf ihre Bezugsverträge bezieht, ist eine Vielzahl von ihnen auch weiterhin durch klassische Langfristverträge in ihren Beschaffungsmöglichkeiten beschränkt. Auf der Absatzseite fordern die Kunden allerdings zunehmend variierende und marktnahe Produkte, die sich nur bedingt aus dem Bezugsportfolio ableiten lassen. Wie Kapitel 5 zeigt, sinkt der Vorteil der Kundenbündelung und der daraus entstehende Struktureffekt mit der weiteren Zusammenlegung der Marktgebiete. Die Notwendigkeit, marktnah zu agieren und durch effiziente Abwicklung und hohes know how die eigene Marktstellung zu untermauern, steigt daher konstant an und wird zunehmend von Marktteilnehmern erkannt.²²¹

²²⁰ Die beschaffungsorientierte Neuausrichtung regionaler und lokaler Ortgasunternehmen sowie regionaler Ferngasunternehmen und die damit verbundenen Risiken werden ausführlich in FUNKE (2004), FUNKE (2005), ANGLOHER/SCHROEDER (2004), ALBERT (2006), ROBBE/HADRY (2006), GROHMANN (2006), PLOCH/SCHWERM (2005), DÖHRER/GRUDE/SCHWERM (2005), BÖHM/SEELIGER (2007), KAHL (2007), WERTSCHULTE/WERBONAT/NIGGEMANN (2007) und DORNSEIFER ET AL. (2007) behandelt.

²²¹ Vgl. DORNSEIFER ET AL. (2006)

3.5.5. Auswirkungen auf neue Erdgasanbieter im deutschen Markt

Die Wirkung des Beschlusses auf die Situation neuer Marktteilnehmer liegt auf der Hand: Durch die Befreiung der Kunden aus der langfristigen Bindung mit den etablierten Versorgern wächst die Anzahl potentieller Kunden. Dies gilt sowohl für den bilateralen Handel als auch für den Großhandel. Schließlich eröffnet sich für die Kunden nicht nur die Möglichkeit ihren Versorger zu wechseln, sondern auch ihre gesamte Beschaffungsstrategie in Richtung standardisierter Handelsprodukte zu umstrukturieren. Marktneuen Anbietern bietet sich entsprechend die Möglichkeit höhere Mengen abzusetzen und so den Gewinn zu steigern. Auf diese Weise werden neuen Anbieter Anreize gesetzt, entweder in den Markt einzutreten bzw. sich weiterführend im Markt zu engagieren.

3.5.6. Auswirkungen auf die ausländischen Erdgasproduzenten

Für die ausländischen Erdgasproduzenten ergibt sich durch die Aufhebung der Lieferverträge eine ähnliche Wirkung wie für die neuen Marktteilnehmer. Durch eine Freistellung der Kunden einerseits und einen funktionsfähigen Netzzugang andererseits bietet sich für ausländische Produzenten mehr und mehr die Möglichkeit bzw. der Anreiz, ein oder mehrere nachgelagerte Stufen der handelsspezifischen Wertschöpfungskette zu überspringen und selbständig am Großhandel oder gegenüber dem Weiterverteiler aufzutreten. Seit geraumer Zeit betreibt beispielsweise die russische Gazprom über ihre Tochtergesellschaften Gazprom Germania (Berlin) und Gazprom Marketing & Trading Ltd. (London) Handel in Westeuropa.²²² So zeigen nach NEUMANN/VON HIRSCHHAUSEN empirische Daten des US-amerikanischen und britischen Gasmarktes eine inverse Relation zwischen Liberalisierung und der Vertragslänge zwischen Produzent und Großhändler. Die durchschnittliche Vertragsdauer sank von 15 bis 20 Jahre auf 8 bis 15 Jahre. Die Liberalisierung der Absatzmärkte lässt für die Produzenten die Opportunitätskosten der langfristigen Verträge zunehmend steigen.

²²² Vgl. hierzu Website der Gazprom Germania [www.gazprom-germania.de]

Ein derartiger Trend hätte nach NEUMANN/VON HIRSCHHAUSEN ebenfalls zur Folge, dass die Ölpreisbindung zunehmend durch Spotpreisindexierungen ersetzt werden würde.²²³ An dieser Stelle sei kurz die aktuelle Diskussion um die Frage kommentiert, ob eine Ölpreisbindung weiterhin zeitgemäß ist:

Erdgas hat sich in der Vergangenheit zu einem selbständigen Primärenergieträger und wesentlichen Bestandteil der europäischen Energieversorgung etabliert. Der ursprüngliche Grund der Ölpreisbindung, nämlich die Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit des Erdgases auf den Absatzmärkten gegenüber alternativen Primärenergieträgern, ist daher nicht mehr in diesem Maß gegeben. Sollte dies doch weiterhin der Fall sein, wäre die Kopplung auch an alternative Energieträger, wie Holzpeletts im Kommunalgasbereich, anstatt Erdöl zu diskutieren.

Dieser Zusammenhang sollte allerdings nicht dahingehend überschätzt werden, dass deshalb die Ölpreisbindung in absehbarer Zeit aufgegeben werden wird. Die Aufgabe der Ölpreisbindung hängt allein von den Interessen der Unternehmen auf der Upstreamebene, allen voran der Produzenten, ab. Solange der Ölpreis hoch ist, wird beispielsweise die russische Gazprom kein Interesse an einer Aufgabe der Ölpreisbindung haben. Des Weiteren ist abzuwägen, ob eine Aufgabe der Bindung tatsächlich hinsichtlich der marktstrukturellen Gegebenheiten günstiger ist. Schließlich wird der Ölpreis weltweit, neben der OPEC, von einer Vielzahl von Industrien, Handelshäusern und Spekulanten mit konträren Interessen geprägt. Hier geht der Einfluss eines Einzelnen verhältnismäßig unter und ein Rückgang des Preisniveaus ist vor diesem Hintergrund nicht kategorisch ausgeschlossen. Sollte die Produzenten allerdings von einer Ölpreisbindung loslassen, würde die Zahl der preisbeeinflussenden Marktteilnehmer erheblich sinken. In diesem Fall hätte das Verhalten einzelner einen erheblichen Einfluss auf das Preisniveau. Betrachtet man vor diesem Hintergrund, dass sich die Erdgas produzierenden Länder ebenfalls in einer Art „Gas-OPEC“ zusammenschließen

²²³ NEUMANN/VON HIRSCHHAUSEN (2004), S. 175-177 und NEUHOFF/VON HIRSCHHAUSEN (2005).

wollen und dass auf der Nachfrageseite zunehmend Indien, China²²⁴ und die USA auftreten, so ist ein langfristiger Preisanstieg sehr wahrscheinlich.^{225,226}

Die Ölpreisbindung kann daher langfristig auch eine bremsende Wirkung auf die Entwicklungen des Erdgaspreises haben. Dieser Aspekt wird in den öffentlichen Diskussionen und Pressebeiträgen häufig missachtet bzw. unterschätzt.

²²⁴ So soll zukünftig das chinesische Ferngasnetz an die Vorkommen in Kasachstan und Sibirien angeschlossen werden. Vgl. hierzu SUDING (2005), Seite 520.

²²⁵ Hinsichtlich der preistreibenden Wirkung der ansteigenden Nachfrage Chinas, Indiens und weiteren asiatischen Staaten auf den Öl- und Erdgaspreis siehe auch UMBACH (2005), insbesondere Seite 630f.

²²⁶ RILEY argumentiert mit Bezug auf Studien der Internationalen Energieagentur sowie Stellungnahmen der von Jonathan Stern (Universität Oxford) und der britischen Verteidigungsakademie, dass Russland aufgrund sinkender Reserven und mangelnder bzw. fehlerhafter Investitionen in absehbarer Zeit unter einem Gasdefizit leiden wird. Vgl. hierzu RILEY (2008).

4. Liberalisierung des europäischen Gasmarktes und das zweivertragliche Netzzugangssystem

4.1. Liberalisierung als Grundlage eines Regimewechsels

Die europäische Kommission verfolgte den Liberalisierungsgedanken der europäischen Energiemärkte seit Mitte der 80er Jahre. Durch die Etablierung von wettbewerbsorientierten Marktstrukturen erhoffte man sich, dem Rückgang des Wirtschaftswachstums, insbesondere dem Rückgang der Investitionen, entgegenzutreten zu können und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft und des Standortes Europa durch die Senkung der Energiekosten zu steigern.²²⁷ 1998 wurde die von ihr vorgeschlagene erste Erdgasbinnenmarktrichtlinie vom Europäischen Parlament verabschiedet und legte damit den Grundstein für eine nationale Umsetzung dieses Ziels in den einzelnen Mitgliedsstaaten. 2003 wurde die Richtlinie durch die zweite Erdgasbinnenmarktrichtlinie, der sog. „Beschleunigungsrichtlinie“, ersetzt, um den Entwicklungsprozess zu verstärken. Insbesondere die Entwicklungen im deutschen Gasmarkt veranlasste die EU-Kommission zu einer Verschärfung der Gangart und zu einer Erhöhung der gesetzlichen Forderungen. Die Möglichkeit des verhandelten Netzzugangs führte in Deutschland zu einer verlangsamten Entwicklung des gewünschten Wettbewerbs. Anstelle einer regulierenden Regierungsinstanz, wie sie in den übrigen EU-Ländern eingesetzt wurde, wurde in der Bundesrepublik die Ausarbeitung der Netzzugangssystematik den sich gegenüberstehenden Interessensgruppen überlassen. Die Netzbetreiber wurden hierbei in erster Linie durch den *Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft* (BGW)²²⁸ und den *Verband kommunaler Unternehmen* (VKU)²²⁹ vertreten, während die Zugangsbegehrenden durch den *Bundesverband*

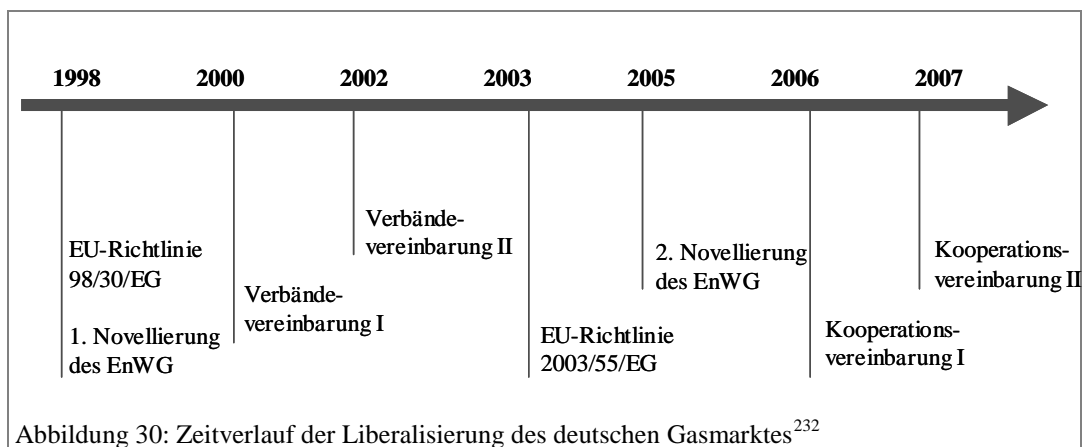
²²⁷ Vgl. BEUTIN et al. (2004), Seite 19.

²²⁸ Der Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft ist mit über 1.300 Mitgliedsunternehmen die Vertretung der deutschen Gas-, Wasser- und Abwasserwirtschaft. Er repräsentiert beim Erdgas die gesamte Versorgungskette in Deutschland – von Produktion und Import bis zur Endverteilung. [www.bgw.de]

²²⁹ Der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) vertritt die Interessen der kommunalen Wirtschaft in den Bereichen Energie- und Wasserversorgung, Entsorgung und Umweltschutz. Bundesweit sind über 1.380 Mitgliedsunternehmen organisiert. [www.vku.de]

der deutschen Industrie (BDI)²³⁰ und den Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK)²³¹ vertreten wurden.

Durch die *Beschleunigungsrichtlinie* wurde die Möglichkeit des verhandelten Netzzugangs aufgehoben und das so genannte Zweivertragsmodell verpflichtend. In Deutschland wurde die erste Richtlinie durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 1998 und die zweite Richtlinie durch die EnWG-Novellierung 2005 sowie den Einsatz der Bundesnetzagentur umgesetzt. Der Bundesnetzagentur obliegt es seitdem, einen diskriminierungsfreien Netzzugang Dritter und eine Kalkulation der kosteneffizienten Netzentgelte sicherzustellen.



Die gesetzlichen Gegebenheiten, insbesondere die Gestaltung des Netzzugangs Dritter, stellen angrenzende Rahmenbedingungen für die Wirkung eines Verbots langfristiger Lieferverträge dar. Ihre Ausgestaltung hat daher einen direkten Effekt auf den wettbewerblichen Einfluss des Vertragsverbots.

Nur unter der Bedingung, dass das aktuelle Netzzugangssystem keinen Einfluss auf die wettbewerbliche Wirkung des Verbots hat, kann die Aufhebung der langfristigen Lieferverträge den gewünschten Effekt auf die Entwicklung des Wettbewerbs haben. Um dies beurteilen zu können, werden daher im Folgenden die einzelnen Entwicklungsetappen des aktuellen Netzzugangssystems und das Netzzugangssystem selbst kurz skizziert und anschließend hinsichtlich der Frage

²³⁰ Der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) ist die Spitzenorganisation im Bereich der Industrieunternehmen und industrienahen Dienstleister. [www.bdi.de]

²³¹ Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) ist eine Interessenvertretung der energie- und Wasserverwendenden Wirtschaft und Eigenstromerzeuger. [www.vik.de]

²³² Eigene Darstellung.

analysiert, ob das System unter den gegebenen Umständen eine wettbewerbsneutrale Wirkung entfaltet.

4.1.1. Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG

Die erste Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG *betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt* (fortan GasRL 98) wurde am 22. Juni 1998 vom Europäischen Parlament verabschiedet und musste bis zum 10.08.2000 in nationales Recht umgesetzt werden.²³³ Ziel der Richtlinie waren die Ersetzung der Monopolwirtschaften in den einzelnen Mitgliedsstaaten durch Wettbewerb und die Schaffung eines europaweiten und integrierten Erdgasbinnenmarktes. Dabei sollten die verschiedenen nationalen Entwicklungsstände und die Importabhängigkeit der europäischen Mitgliedsstaaten Berücksichtigung finden.²³⁴

Die GasRL 98 brachte mit dem diskriminierungsfreien Netzzugang Dritter, der Entflechtung integrierter Unternehmen und der Verpflichtung der Netzbetreiber zur Herstellung der Interoperabilität, drei maßgebliche und für den Gasmarkt komplementär wirkende Wettbewerbsinstrumente auf den Weg:

- *Diskriminierungsfreier Netzzugang Dritter*

Die Auflage des diskriminierungsfreien Netzzugangs Dritter (*Third Party Access - TPA*) wurde in den Art. 7, 10 und 14 GasRL 98 definiert und verpflichtete jedes netzbetreibende Gasunternehmen, Dritte ihr Netz mitbenutzen zu lassen.²³⁵ Lediglich unter gesonderten Bedingungen, die vom Netzbetreiber nachgewiesen werden mussten, konnte der Zugang verweigert werden.²³⁶

Mit Rücksicht auf die deutschen Marktstrukturen, insbesondere die Vielfalt von Netzbetreibern, überließ die Richtlinie in Art.14 den Mitgliedsstaaten die Entscheidung zwischen einem verhandelten (Art.15) und einem regulierten

²³³ Gemäß Art. 3a des Vertrages zur Gründung der Europäischen Union von 1957 muss der nationalen Legislative bei der Erreichung der gesetzten Ziele Vorrang gewährt werden. Dementsprechend setzen die europäischen Richtlinien lediglich die Rahmenanforderungen fest.

²³⁴ Vgl. hierzu näher GasRL 1998, insbesondere die einleitenden Seiten 1 und 2.

²³⁵ Vgl. hierzu Kapitel 2.3.3.

²³⁶ Die Ausnahmeregelung der Zugangsverweigerung zielte auf zwei Tatbestände ab: erstens sollte den gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen der netzbetreibenden Gasunternehmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit Vorrang gewährt werden und zweitens sollte das betrachtete Unternehmen nicht durch wettbewerbliche Auflagen einer drohenden wirtschaftlichen Schieflage ausgesetzt werden. Vgl. hierzu ausführlich GASRL 1998, Art. 17.

Netzzugang (Art.16). Während der regulierte Netzzugang eine übergeordnete, staatliche Regulierungsbehörde vorsah, die die monetären und nicht-monetären Netzzugangsbestimmungen *ex ante* absegnete; gab der Staat im System des verhandelten Netzzugangs einige normative und inhaltliche Rahmenvorgaben und überließ die konkrete Ausgestaltung der monetären und nicht-monetären Netzzugangsbedingungen den Marktteilnehmern. In diesem Fall sollte der Staat gemäß Art.21 nur in Ausnahmefällen *ex post* eingreifen.

- *Entflechtung integrierter Gasunternehmen (Unbundling)*

Durch die Entflechtung von Transport und Vertrieb sollte sichergestellt werden, dass der Netzzugang Dritter nicht durch die Vertriebsinteressen der Muttergesellschaft beeinflusst wurden. Die Richtlinie forderte von den Netzbetreibern in Art.8 GasRL 98 einen sorgsamem Umgang mit vertraulichen Informationen. Dies bezeichnete man auch als die Errichtung sog. *Chinese Walls* – eine abstrakte Formulierung der Vermeidung von Informationsmissbrauch zur Begünstigung der eigenen Gesellschaft. Als konkrete Maßnahme schrieb die GasRL 98 lediglich eine informatorische und buchhalterische Entflechtung in Art. 8 und 13 GasRL 98 vor.

- *Schaffung der Interoperabilität der Netze*

Die Richtlinie hob an zahlreichen Stellen die Bedeutung der Interoperabilität der aneinander grenzenden Netze hervor. Ein integrierter europäischer Erdgasbinnenmarkt konnte demnach nur dann erreicht werden, wenn die regionalen und nationalen Verbundnetze miteinander verknüpft werden. Entsprechend verpflichtete die Richtlinie die Mitgliedsstaaten in Art.5 dafür Sorge zu tragen, dass die notwendigen Informationen öffentlich zugänglich gemacht wurden und Schaffung der Interoperabilität forciert wurde. Bis zu diesem Zeitpunkt war eine Interoperabilität unter den innerdeutschen und innereuropäischen Netzen nur begrenzt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorgesehen.²³⁷

²³⁷ Um die Erdgasindustrie mit den gestellten Maßnahmen nicht zu überfordern, legt Art.18 der Richtlinie eine stufenartige Marktöffnung fest. Demnach sollte im ersten Schritt eine Marktöffnung von 20% des jährlichen Gesamtverbrauchs erreicht werden. Fünf bzw. zehn Jahre nach Inkrafttreten der GasRL sollten 28% bzw. 33% des jährlichen Gesamtverbrauchs für den Wettbewerb zugänglich sein. Für etwaige Abweichungen siehe Art. 18 der GasRL 98 entsprechende Mengenanpassungen vor. Vgl. hierzu GASRL 1998, Art.18.

4.1.2. Erste Novellierung des EnWG von 1998

Die erste Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (fortan EnWG 98) von 1935 wurde, noch vor der Verabschiedung der ersten Binnenmarktrichtlinie, am 24.04.1998 verabschiedet. Obwohl die Novellierung als eine Umsetzung der Erdgasbinnenmarktrichtlinie gedacht war, kann sie nur bedingt als solche erachtet werden, da sie nur begrenzt den Gasmarkt anspricht. Während sie sich hinsichtlich ihres Ziels in §1 EnWG auch auf den Gasmarkt bezieht, fokussiert sie sich in den maßgeblichen Teilen, insbesondere den §§ 4 bis 10 EnWG, ausschließlich auf den Elektrizitätsmarkt.

Die Bundesregierung argumentierte zeitweise, dass die Novellierung im Zusammenspiel mit der 6. Neufassung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB) vom 01.01.1999 ausreichend sei als Grundlage für einen liberalisierten Gasmarkt. Durch das neue EnWG wurden die horizontalen und vertikalen Demarkationsverträge für nichtig erklärt und das Ausschließlichkeitsprinzip der Kommunalversorger, das in den Konzessionsverträgen zuvor galt, aufgehoben. Die Anspruchsgrundlage zum Gasnetzzugang wurde in §19 Abs. 4 Ziffer 4 GWB definiert. Ein marktbeherrschendes Unternehmen wird hierin verpflichtet, Dritten gegen ein angemessenes Entgelt Zugang zu seinem Netz zu gewähren, falls es dem Dritten andernfalls aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen nicht möglich ist, am nachgelagerten Wettbewerb zu partizipieren. Durch §20 GWB ist es einem marktbeherrschenden Unternehmen untersagt, ein gleichartiges Unternehmen im Geschäftsverkehr unmittelbar oder mittelbar zu behindern oder ohne sachlichen Grund unmittelbar oder mittelbar unterschiedlich zu behandeln.²³⁸ Wie MAATZ/DÄUPER herausstellen, verpflichtet das Gesetz allerdings lediglich das marktbeherrschende Unternehmen. Die Nachweispflicht der Marktbeherrschung liegt beim Zugangsbegehrenden und der Rechtsanspruch auf Netzzugang ist auch dann noch nicht verwirklicht, sondern erfordert im Zweifelsfall weitere gerichtliche Schritte und juristischen Aufwand.²³⁹

Aus diesen Gründen forderten sowohl Wirtschaft als auch die EU-Kommission eine einhelligere Umsetzung der GasRL 98 und eine konkretere Niederlegung des

²³⁸ Vgl. hierzu GWB, §§19 und 20.

²³⁹ Vgl. MAATZ/DÄUPER (2004), Seite III, 1.2.1.2.

Anspruchs auf den Gasnetzzugang Dritter im Energiewirtschaftsgesetz. Um eine Klage der EU-Kommission vor dem Europäischen Gerichtshof zu vermeiden, wurde das Gesetz durch die Bundesregierung (es bestand kein Zustimmungsbedarf) entsprechend am 17. Mai 2002 geändert und um gasmarktspezifische Regelungen erweitert.²⁴⁰

4.1.2.1. Verbändevereinbarung Gas I und II

4.1.2.1.1. Punkt-zu-Punkt-Netzzugangsmodell der Verbändevereinbarung Gas I

Die erste Verbändevereinbarung (fortan VV I) wurde von dem BGW und dem VKU auf der Seite der Versorgungsunternehmen (etablierte Versorger und Netzbetreiber) und von dem BDI und dem VIK als Vertreter der zugangsbegehrenden Transportkunden ausgehandelt. Die VV I war anfangs befristet bis zum 30. September 2001, bezog sich ausschließlich auf den Großhandel und sollte zunächst der Aufnahme von Daten und Erfahrungen dienen. Entsprechend der eigenen Zielformulierung sollte der Verbändevereinbarung nur eine wegweisende Funktion zukommen.²⁴¹ Es sollten praxisnahe und –konforme Rahmen für die Ausarbeitung der monetären und nicht-monetären Netznutzungsbedingungen gesetzt werden. Die konkreten Zugangsbedingungen und Netzentgelte sollten individuell, d.h. transaktionsabhängig, in Einzelverhandlungen ausgehandelt werden.²⁴²

²⁴⁰ Zu den entscheidenden marktstrukturellen und ordnungspolitischen Erweiterungen des Gesetzes gehörten die Begriffsbestimmung in §2 EnWG, die Anforderungen an den Betrieb der Gasversorgungsnetze und die Unterstützung der Interoperabilität in §4a EnWG, die Festlegung des verhandelten Zugangs in §6a EnWG und der buchhalterischen Entflechtung in §9a EnWG.

²⁴¹ Das Ziel wurde wie folgt definiert: „*Sie hat zum Ziel, die Organisation des Netzzugangs auf Vertragsbasis (NTPA) von Erdgas zu konkretisieren nach Maßgabe der Richtlinien betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (98/30/EG), des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB) und des Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts. Sie schafft damit eine Grundlage für frei auszuhandelnde Vereinbarungen über den Netzzugang auf Vertragsbasis (NTPA) und die entsprechenden Netzzugangsentgelte. Die Vereinbarung soll den Wettbewerb gemäß den Zielen der o.g. Richtlinie 98/30/EG und der genannten Gesetze fördern.*“ Vgl. hierzu BINDE (2001), Seite 24.

²⁴² In den Punkten 4 bis 6 werden die allgemeinen Rahmen für Netzzugangs- und Entgeltmodelle beschrieben. Demnach soll auf der Ferntransportebene ein distanzabhängiges *Punkt-zu-Punkt*-Modell eingeführt werden, bei dem der Kontraktpfad vom Zugangsbegehrenden genannt werden muss. Regionalnetze können in verschiedene Netze unterteilt werden. Wird das Gas an den Endverbraucher oder ein untergelagertes Netzsystem übergeben, ist das distanzunabhängige Entgeltsystem der Netzpartizipation (Briefmarke) anzuwenden. Passiert das Gas hingegen nur das Netz und wird in ein anderes Regionalnetz übergeben, kann im Rahmen einer Einzelfalllösung das *Punkt-zu-Punkt*-Modell angewendet werden. Die Netzbetreiber werden zu einer Veröffentlichung der Geschäftsbedingung innerhalb eines Monats verpflichtet, die grundsätzliche Bilanzausgleichsregularien, Laufzeit der Netzzugangsverträge sowie die Schlichtungsstelle werden ebenfalls in der VV I angesprochen.

Aus dieser mangelhaften Konkretisierung ergaben sich die wesentlichen Kritikpunkte, die in dem *Gutachten zur Analyse und Bewertung der Verbändevereinbarung Gas zum Netzzugang* des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) in Aachen von November 2000 herausgestellt wurden und das im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums angefertigt wurde:

- *Netzzugang: Einzelfallentscheidung vs. verbindliche Standardkonditionen*

Indem die Transportkosten in Einzelverhandlungen zwischen dem Zugangsbegehrenden und dem Netzbetreiber festgelegt wurden, barg das System ein entscheidendes Diskriminierungspotenzial: Der zugangsbegehrende Lieferant musste jedem einzelnen betroffenen Netzbetreiber die Ein- und Ausspeisepunkte sowie die zu beanspruchenden Pipelines für jeden einzelnen Netznutzungsvertrag angeben. Die Netzentgelte wurden anschließend individuell berechnet bzw. verhandelt (*Punkt-zu-Punkt-Modell* oder *Kontraktpfadmodell*). Die Transportkosten waren somit nicht von vornherein für den Transportkunden kalkulierbar, sondern transaktionsabhängig: Sie standen in einem direkten Zusammenhang zu den angefragten Pipelines, deren Verfügbarkeit und zum Verhandlungsgeschick des zugangsbegehrenden Transportkunden. Wollte ein Anbieter mit einem potentiellen Kunden in Verhandlungen treten, ohne den aktuellen Lieferanten auf den Kontakt aufmerksam zu machen, konnte er ein Angebot nur unter Inkaufnahme ungewisser Transportkosten stellen. Schließlich musste der Anbieter befürchten, dass der etablierte Lieferant durch den ihm eigentumsrechtlich angeschlossenen Netzbetreiber über die Transportanfrage informiert werden und im Gegenzug reagieren würde.

Durch eine eindeutige Definition der entscheidungsrelevanten Informationen und durch die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Veröffentlichung dieser Informationen hätte die Gefahr der Diskriminierung des neuen Anbieters durch den Netzbetreiber gebannt werden können.²⁴³

²⁴³ Vgl. hierzu EWI/BET (2000), Seite 3ff.

- *Preisbildung und Kostenorientierung*

Die Verbändevereinbarung beinhaltet keine Anleitung zur Kalkulation der Netznutzungsentgelte. Obwohl Hinweise gegeben wurden, wurde dem Netzbetreiber große Freiheit gewährt.

- *Engpassmanagement und Speicherzugang*

Die Verbändevereinbarung bot keine Regelung zur Zuteilung knapper Kapazitäten und zum diskriminierungsfreien Zugang zu den Speichern. Wie bereits angesprochen, kommt Speichern die Aufgabe des Spitzenlastausgleichs, des Auffangens saisonaler Schwankungen und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu.²⁴⁴

- *Bilanzausgleich*

Die Verbändevereinbarung stellte es in der Anlage *Bilanzausgleich* dem Netzbetreiber frei, bei inkonstanten Belieferungen eine Stundenbilanzierung einzufordern.²⁴⁵ Eine stundengenaue Abrechnung kann nur durch eine online-Verbrauchsmessung und die Anschaffung der notwendigen Gerätschaft ermöglicht werden, was für den Kunden eine zusätzliche wirtschaftliche Belastung bedeutet. Die Regelungen waren nach Auffassung des EWI und des BET somit nur für einen Großkunden mit relativ konstanter Lieferstruktur, d.h. unter Verzicht auf Online-Messung, akzeptabel. Für das Massengeschäft und Großkunden mit stark schwankenden Bezügen bestand in der Stundenmessung eine wirtschaftliche Barriere. Vielmehr hätte dieses Problem durch die Entwicklung und den Einsatz von Standardlastprofilen im Massenkundengeschäft aufgefangen werden können.²⁴⁶

Das EWI und das BET plädierten in ihrer Studie aus den genannten Gründen indirekt für einen regulierten Netzzugang:

„Die entgeltlichen (Preise, Zahlungsmodalitäten, etc.) wie die nicht-entgeltlichen Netznutzungskonditionen (Prozedere der Abwicklung von Durchleitungsanfragen, Vertragslaufzeiten, Bearbeitungsfristen,

²⁴⁴ Vgl. hierzu ebenda, Seite 17-26.

²⁴⁵ Vgl. hierzu VV Gas I, Anlage Bilanzausgleich.

²⁴⁶ Vgl. hierzu EWI/BET (2000), Seite 27-33 und Seite 51.

*Informationen über verfügbare Transportkapazitäten, etc.) müssten von einer unabhängigen Stelle kontrolliert werden. Dies ist allerdings nicht mehr im Rahmen einer Verbändevereinbarung regelbar, sondern ist Aufgabe staatlicher Institutionen.*²⁴⁷

Ähnlich wurde die erste Verbändevereinbarung auch von Gasunternehmen bewertet, die auf den Markt drängten. Sie prangerten an, dass die Bestimmungen der VV I in der Praxis nicht umsetzbar seien, kaum einen problemlosen Gastransport durch fremde Netze ermöglichten und die Transaktionsabhängigkeit das Massengeschäft untergraben würde. Die Zugangsbegehrenden sähen sich weiterhin einem komplizierten und intransparenten System ausgesetzt und würden von der Kompliziertheit abgeschreckt.²⁴⁸ Die Kritik der EU-Kommission galt darüber hinaus der unzureichenden Umsetzung der Entflechtung integrierter Gasunternehmen.²⁴⁹

Die im Anschluss folgenden zwei Nachträge änderten an dieser Bewertung nichts grundlegend.²⁵⁰ Das Punkt-zu-Punkt-Modell und die damit einhergehende Intransparenz der Kapazitätsverfügbarkeit und der Transportkosten waren nicht massengeschäfts- und somit wettbewerbstauglich. In einem Brief an die verhandelnden Verbände wies Kartellamtspräsident Ulf Böge darauf hin, dass die bis dato beschlossenen Regelungen seiner Auffassung nach nicht annähernd ausreichend für einen funktionsfähigen Wettbewerb seien. Insbesondere in den Bestimmungen für den Netzzugang und den Ausschluss nicht-leistungsgemessener Kunden sah Böge erhebliche Defizite. Er warnte ausdrücklich vor unzureichenden Bestimmungen, da dadurch der Wunsch der EU-Kommission nach einem Regulierer und dem Verbot einer verhandelten Lösung nur gestärkt werden würde.²⁵¹

²⁴⁷ Vgl. hierzu ebenda, Seite 47.

²⁴⁸ Vgl. hierzu PANITZ (2001).

²⁴⁹ Vgl. KLAG (2003), Seite 319.

²⁵⁰ Der erste und der zweite Nachtrag zur Verbändevereinbarung I vom Juli 2000 bzw. September 2001 erweiterten das Vertragswerk um Fragen und Aspekte des Speicherzugangs, des Engpassmanagements, der Errichtung einer Schlichtungsstelle sowie die Berücksichtigung privater Kunden. Der Netzzugang blieb weiterhin der umstrittenste Punkt. Weder die Netzzugangsmodelle, noch die angekündigte kostenbasierte Berechnung der Transportentgelte waren unmissverständlich und eindeutig definiert. Von Transparenz und Einheitlichkeit konnte bzgl. der Netzzugangsregelungen nicht gesprochen werden. Die praktische Organisation von Transporten durch mehrere Gasnetze war mit erheblichen Transaktionskosten verbunden, wodurch ein Anbieterwechsel entweder nicht mehr ökonomisch gerechtfertigt war oder aufgrund juristischer Auseinandersetzungen im notwendigen Zeitrahmen durchsetzbar war. Die bis zu diesem Zeitpunkt gefundenen Regelungen stellten so keine funktionierende Basis für ein Massengeschäft dar. Vgl. KLAG (2003), Seite 322ff.

²⁵¹ Vgl. hierzu BÖGE (2001).

4.1.2.1.2. Punkt-Zahl-Netzzugangsmodell der Verbändevereinbarung Gas II

Die zweite Verbändevereinbarung (fortan VV II) kam nur unter massivem Druck des damaligen Bundeswirtschaftsministers Dr. Werner Müller (parteilos) zustande. Müller war besorgt über den schleppenden Liberalisierungsprozess und drohte unverhohlen mit einer Regulierungsbehörde. VV II wurde am 6. Mai 2002 verabschiedet und trat am 01. Oktober 2002 in Kraft. Ihr Ziel war es abermals die Zugangs-, Nutzungs- und Entgeltbestimmungen der deutschen Erdgasinfrastruktur transparenter und praktikabler zu gestalten.

Das *Punkt-zu-Punkt*-Modell der VV I wurde durch ein *Punkt-Zahl*-Modell, auch *Netzpunktmodell* genannt, ersetzt. In diesem Modell unterteilten die Netzbetreiber ihre Netze in Streckenabschnitte und versahen sie mit entfernungsabhängigen Punktzahlen, welche im Vorfeld veröffentlicht werden sollten. Die leistungsabhängigen Entgelte wurden auf Grundlage des Punktsystems berechnet.²⁵² Die Bewertung der Streckenabschnitte sollte mit Hilfe eines nationalen und internationalen Benchmarkings stattfinden. Auf der Endverteilungsebene wurde die Briefmarke (*Netzpartizipationsprinzip*) beibehalten.²⁵³ Eine zusätzliche Unterteilung zwischen Arbeitsentgelt, Leistungsentgelt und einem Entgelt für Systemleistungen sollten zusätzlich Klarheit schaffen.

Obwohl das System auf den ersten Blick transparenter erscheinen mochte, barg es diskriminierende Aspekte. Die zu nutzende Strecke musste auch weiterhin vom Netznutzer angegeben werden, die Gesamttransportkosten waren weiterhin distanzabhängig und es mussten weiterhin mit jedem einzelnen Netzbetreiber Verträge abgeschlossen werden. Entsprechend galt das *Punkt-Zahl*-Modell als ein *Punkt-zu-Punkt*-Modell in einem neuen Gewand. Hinzu kam, dass in der Praxis veraltete Leitungskarten oder ständige Serverprobleme bei der Einsicht der im Internet veröffentlichten Leitungskarten die Identifikation der Transportstrecken erschwerte. Da lediglich der Netzbetreiber wissen konnte, ob der im Internet angebotene Weg tatsächlich der günstigste verfügbare Transportweg ist, bestand

²⁵² Zur detaillierte Ausgestaltung des Netzzugangsmodells siehe ZANDER/MÜLLER-KIRCHENBAUER (2003), Seite, 47

²⁵³ Die VV II hob die bis dahin geltende Unterteilung in drei Netzstufen auf und differenzierte nur noch zwischen Ferngasstufe und Endverteilung. Die Abgrenzung der Endverteilungsgebiete orientierte sich hierbei an den bestehenden Konzessionsverträgen.

auch weiterhin die Gefahr, dass die Angebote Dritter durch ungünstige Transportwege künstlich verschlechtert wurden.²⁵⁴

Entsprechend eindeutig fiel auch die Kommentierung aus. HANNES/HAAG/TENGE/HILLEBRAND sahen in dem Punkt-Zahl-Modell einen indirekten Wettbewerbsschutz für die etablierten Versorger:

„Die Auswirkungen durch die Anpassungen der Regelungen im Rahmen der VV II sind für die verschiedenen Marktteilnehmer durchaus differenziert zu betrachten. Für Importeure und Förderer bedeuten die neuen Regelungen nur geringe Erleichterungen in der Komplexität des Tarifsystems und der zugrunde liegenden Netzstruktur. Die Entgeltkalkulation ist nur wenig transparenter geworden. Dagegen steht jedoch immer noch der extrem hohe administrative Aufwand bei Verhandlung und Abwicklung des Netzzugangs. [...] Für Ferngasgesellschaften bieten die neuen Regelungen und der verhandelte Netzzugang wegen der Komplexität zunächst einen Schutz gegen den schnell aufkommenden Wettbewerb.“²⁵⁵

Die Verhandlungen zur dritten Verbändevereinbarung Gas (fortan VV III) wurden im April 2003 von den beteiligten Verhandlungsteilnehmern aufgrund unüberwindbarer Differenzen abgebrochen. Am Ende scheiterten die Verhandlungen an einer nicht möglichen Einigung auf ein wirksames Netzzugangssystem. Während die Anbieterseite (BGW und VUK) ein transaktionsabhängiges Kontraktpfadmodell beibehalten wollte, verlangte die Abnehmerseite (VIK und BDI) ein transaktionsunabhängiges, d.h. ein transparentes und distanzabhängiges Netzzugangssystem.

Mit der VV III scheiterte auch die Alternative des verhandelten Netzzugangs. Die EU-Kommission beriet bereits seit geraumer Zeit über eine neue Energiebinnenmarkttrichtlinie, die eine Verpflichtung zur Regulierungsbehörde vorsah. Die Monopolkommission schloss sich darin der EU-Kommission an und der Bundesrat hatte erst wenige Wochen zuvor, Mitte März 2003, die von der

²⁵⁴ Vgl. KLAG (2003), Seite 325.

²⁵⁵ Vgl. hierzu HANNES/HAAG/HILLEBRAND (2002), Seite 614f.

Bundesregierung geplante gesetzliche Verankerung des verhandelten Netzzugangs gestoppt. Im Juni 2003 wurde die von der EU-Kommission vorgelegte neue Energiebinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG durch das Europäische Parlament verabschiedet.

4.1.3. Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EG

Bis zum Jahr 2000 entwickelte sich der Wettbewerb auf den europäischen Märkten nur sehr mangelhaft. In Frankreich, Deutschland, Luxemburg, Griechenland und Portugal galten die Umsetzungsprozesse der GasRL 98 als nicht abgeschlossen. Zu diesem Zeitpunkt hatte eine vollständige Umsetzung der Richtlinie lediglich in Belgien, Großbritannien, Irland und Spanien stattgefunden.²⁵⁶

Obwohl der deutsche Gasmarkt aufgrund der Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips und des Verbots von Demarkationsverträgen durch die Novellierung des EnWG von 1998 und des GWB von 1999 theoretisch zu 100% liberalisiert war, betrachtete die EU-Kommission die GasRL 98 in Deutschland als nicht in nationales Recht umgesetzt. Die Hauptkritik zielte auf die unzureichenden Ausführungen der Gaswirtschaft in der EnWG-Novelle von 1998. Aus diesem Grund drohte die EU-Kommission im Juli 2001 mit einer Klage vor dem Europäischen Gerichtshof. Erst durch die Nachträge im Mai 2002 wurde das EnWG durch gasspezifische Ausführungen hinsichtlich Netzzugang, Entflechtung, Bilanzierung, Speicherzugang, etc. erweitert.

Dennoch blieb der deutsche Gasmarkt der EU-Kommission ein Dorn im Auge. Die zähen Verhandlungen und unzureichenden Ergebnisse hinsichtlich des Netzzugangssystems, der zögerliche Wettbewerbsfortschritt und das absehbare Scheitern der Verbändevereinbarung Gas III überzeugten die EU-Kommission und das EU-Parlament davon, den regulierten Netzzugang verpflichtend einzuführen, um den Wettbewerb in seinen Entwicklungen zu unterstützen.²⁵⁷ Daher können die Entwicklungen auf dem deutschen Erdgasmarkt durchaus als maßgebliche Ursache für die anschließende Richtlinie von 2003 erachtet

²⁵⁶ Vgl. hierzu KLAG (2003), Seite 284f.

²⁵⁷ Vgl. hierzu 4.1.

werden.²⁵⁸ Am 26. Juni 2003 verabschiedete das Europäische Parlament und der Europäische Rat die Richtlinie 2003/55/EG *über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG* (fortan GasRL 2003), die so genannte *Beschleunigungsrichtlinie*.

Zu den maßgeblichen Änderungen gegenüber der GasRL 98 gehören der Regulierungszwang, die Durchsetzung einer gesellschaftsrechtlichen Entflechtung integrierter Unternehmen und die Verkürzung der Fristen:

- *Verpflichtung zur Einsetzung eines Regulierers*

Gemäß Artikel 25 betrauen die Mitgliedsstaaten eine oder mehrere zuständige Stellen mit der Aufgabe der Regulierungsbehörde. Die Aufgabe der Regulierungsbehörde liegt in der Sicherstellung der Nichtdiskriminierung, eines echten Wettbewerbs und eines effizienten Funktionierens des Marktes sowie in der Erstellung eines Monitoring-Berichts. Regulierungsgegenstand ist der Netzanschluss, der Netzzugang und die Netznutzungsentgelte sowie der Bereich der Ausgleichsleistung.^{259,260}

- *Verpflichtung zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung*

Nach Art. 9 Abs.1 GasRL 2003 für Fernleitungsnetzbetreiber und Art. 13 Abs.1 GasRL 2003 für Verteilernetzbetreiber wurde die buchhalterische und informative Entflechtung der integrierten Unternehmen um die organisatorische und gesellschaftsrechtliche Entflechtung erweitert.²⁶¹ Die Entflechtung der Eigentumsverhältnisse, die eine Enteignung der integrierten Unternehmen um die Netze bedeutet hätte, konnte nicht durchgesetzt werden. Nach herrschender Auffassung wäre dies in Deutschland verfassungswidrig gewesen. Entscheidend ist bei der gefundenen Lösung, dass trotz Beibehaltung der ursprünglichen Beteiligungs- und Eigentumsverhältnisse die netzbetreibende Unternehmenssparte

²⁵⁸ Vgl. hierzu KLAG (2003), Seite 285.

²⁵⁹ Wie BÜDENBENDER erläutert, soll der Bereich der Ausgleichsenergie durch Wettbewerb gesteuert werden. Jedoch betrachtet der europäische Normgeber diesen Bereich aufgrund des Einflusses auf den Netzbetrieb und somit die Netznutzungsentgelte als durchaus regulierungsbedürftig. Vgl. hierzu BÜDENBENDER (2005), Seite 645.

²⁶⁰ Inwieweit die Einflussnahme der Regulierungsbehörde auf die Netzzugangs- und Entgeltberechnungssysteme ausgeprägt sind, überlässt die Richtlinie nach Art. 25 Abs. 2 der nationalen Gesetzgebung. Einerseits kann sich die Einflussnahme eine normative und administrative Vorgabe der Preiskalkulation beschränken (Methodenregulierung). In diesem Fall müssen die resultierenden Entgelte nicht genehmigt werden. Alternativ dazu kann die Regulierungsbehörde mit Befugnissen ausgestattet werden, die die Konkretisierung der Normen aufgrund praktischer Erfahrung erlaubt. Hier reicht die Möglichkeit der Einflussnahme soweit, dass die einzelnen Entgelte absegnet werden müssen (Einzelentgeltregulierung). Vgl. hierzu BÜDENBENDER (2005), Seite 645.

²⁶¹ Demnach muss für die netzbetreibende Unternehmenssparte eine organisatorische und rechtliche Unabhängigkeit, in Form einer eigenständigen Kapital- oder Personenhandelsgesellschaft, erreicht werden. Das Personal, das einen direkten oder indirekten Einfluss auf den Netzbetrieb hat, darf nach den Art. 9 Abs.2 GasRL 2003 bzw. Art. 13 Abs.2 GasRL 2003 nicht der Gashandelsgesellschaft angehören.

nicht durch die Muttergesellschaft in ihren Investitions- und Wirtschaftsentscheidungen beeinflusst werden darf. Die Verpflichtung zur Entflechtung der Unternehmenssparten gilt für Erdgasunternehmen ab 100.000 angeschlossenen Kunden (siehe Art. 13 Abs. 2).

- *Verkürzung der Marktöffnungsfristen*

Die zweite Binnenmarkttrichtlinie ersetzte die ursprünglich gestaffelte Marktöffnung der GasRL 98 durch neue Fristen und verkürzte dadurch den Zeitraum bis zur vollständigen Marktöffnung – hieraus wurde die umgangssprachliche Bezeichnung „*Beschleunigungs*“-Richtlinie abgeleitet. Nach Art. 23 Abs. 1 musste eine vollständige Öffnung der Erdgasmärkte für gewerbliche Kunden bis 2004 und für private Endkunden bis 2007 erreicht sein.²⁶² Obwohl die Verkürzung der Fristen für den deutschen Energiemarkt keine direkte Wirkung hatte, da der deutsche Markt bereits seit der ersten Novellierung des EnWG von 1998 vollständig geöffnet war, ergab sich hieraus indirekt ein positiver Effekt. Die Chancengleichheit zwischen deutschen und ausländischen Anbietern wurde wiederhergestellt. Zuvor mussten deutsche Anbieter hinnehmen, dass ausländische Unternehmen in den deutschen Markt eintraten, ohne dass der Markteintritt in deren Markt im entsprechenden Umfang möglich war. Die *Reziprozitätsklausel* der ersten Richtlinie ermöglichte zwar Widerstand gegen einen solchen Markteintritt, jedoch nur dann, wenn der Anbieter in einem vergleichbaren Fall in dem jeweiligen ausländischen Markt auch keinen Marktzutritt erhalten hatte. Für die Rechtspraxis stellte sich diese Bestimmung als kaum verwendbar heraus.²⁶³

4.1.4. Zweite Novellierung des EnWG von 2005

Aufgrund langwieriger Auseinandersetzungen zwischen der Bundesregierung und der Opposition fand die zweite Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes von 2005 (fortan EnWG 2005) erst am 16. Juni 2005 die Zustimmung des Bundestages und am 17. Juni 2005 die Zustimmung des Bundesrates.²⁶⁴ Der durch

²⁶² Vgl. hierzu GasRL 2003.

²⁶³ Vgl. hierzu ausführlich BÜDENBENDER (2005), Seite 644.

²⁶⁴ Zu dieser Zeit hatte die Bundesregierung (SPD/ Bündnis 90 Die Grünen) eine Mehrheit im Bundestag, der Bundesrat hingegen war CDU-dominiert. Hauptstreitpunkt der vorangegangenen Auseinandersetzungen, neben vielen weiteren

die GasRL 2003 vorgegebene Endtermin des 01. Juli 2004 wurde damit weit überschritten.

Das EnWG ist in zehn Teile untergliedert. Für die vorliegende Fragestellung sollen jedoch ausschließlich der Teil 2 *Entflechtung* und der Teil 3 *Regulierung des Netzbetriebs* diskutiert werden.²⁶⁵

- *Entflechtung*

Die Entflechtungsanforderungen, die Pflichten und Rechte sind in §§6 ff. EnWG detailliert dargestellt. Demnach müssen zur Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs und der Transparenz (§6 EnWG) vertikal integrierte Unternehmen, ab 100.000 angeschlossenen Kunden, den Netzbetrieb gesellschaftsrechtlich ausgliedern (§7 EnWG). Die ausgegliederten Netzbetriebe dürfen in Fragen des Netzbetriebes und der Investitionspolitik von der Muttergesellschaft nicht beeinflusst werden (§8 Abs.1 u. Abs.4 EnWG), es muss also eine operationelle Entflechtung gewährleistet sein. Personal, das entscheidungsbefugt ist und Einfluss auf den Netzbetrieb nehmen kann, ist dem ausgegliederten Netzbetreiber zuzuordnen (§8 Abs.2 EnWG). Der Muttergesellschaft wird zur Wahrnehmung der wirtschaftlichen Interessen und zur Sicherung der Rentabilität das Recht gewährt, über unternehmerische Instrumente, wie z.B. die Verschuldungsobergrenze, die jährlichen Finanzpläne oder gleichwertige Fragen, zu verfügen (§8 Abs.4 EnWG). Anzumerken bleibt, dass zu derartigen Fragen selbstverständlich auch die Besetzung der Geschäftsleitung gehört. Die informative Entflechtung, d.h. der diskriminierungsfreie Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Informationen ist in §9 EnWG erfasst. In §10 EnWG sind integrierte Versorgungsunternehmen zu einer getrennten Buchhaltung, d.h. buchhalterischen Entflechtung und einem Jahresabschluss nach Kapitalgesellschaftsrecht als Gewährleistung der Nicht-Diskriminierung verpflichtet.

Punkten, waren die Befugnisse der Regulierungsbehörde in Bezug auf die Entgeltkalkulation. Während die Bundesregierung eine Methodenregulierung bevorzugte, verlangte der Bundesrat eine Einzelentgeltregulierung. Das im EnWG 2005 verankerte Regulierungskonzept stellt eine Kombination aus Methodenregulierung und Entgeltregulierung dar. Sowohl die kostenorientierte Regulierung, als auch die Anreizregulierung erlauben eine normative Einflussnahme auf die Entgeltkalkulation. Darüber hinaus bedürfen Entgelte in einem kostenorientierten Regime nach §23a Abs.1 EnWG eine Genehmigung und müssen so einen direkten Einfluss der Regulierungsbehörde zulassen. Sicherlich unterliegt die Genehmigung weit weniger einer Willkür und mehr der Erfüllung verfahrenstechnischer und materiellrechtlicher Anforderungen. Diese sind aufgeführt in §23 Abs. 2ff. EnWG.

²⁶⁵ Zur ausführlichen Auseinandersetzung siehe EnWG 2005.

- *Regulierung des Netzbetriebs*

Im dritten Teil des EnWG 2005 hat der Gesetzgeber die Aufgaben des Regulierers bezüglich der Regulierungsgegenstände *Netzzugang und Netznutzungsentgelte* (§§20-28a EnWG) definiert und sich eindeutig für ein transaktionsunabhängiges Entry-/Exit-System ausgesprochen (§20 Abs.1b EnWG).²⁶⁶

- *Netzzugang*

Durch §20 EnWG wird das bisher praktizierte transaktionsabhängige Kontraktpfadmodell durch das transaktionsunabhängige Entry/Exit-Modell ersetzt. Der Gesetzgeber verpflichtet hierdurch den Netzbetreiber dazu, die Ein- und Ausspeisekapazitäten den Netznutzern unabhängig voneinander nutz- und handelbar anzubieten (§20 Abs.1b S.1 EnWG). Das Transportsystem muss derart gestaltet sein, dass die Einspeisung des Gases an jedem verfügbaren Einspeisepunkt für die Entnahme an jedem verfügbaren Ausspeisepunkt möglich ist (§20 Abs.1b S.10 EnWG).²⁶⁷ Der Netznutzer wird so ausdrücklich von der Pflicht entbunden, den tatsächlichen Gasverlauf vorab zu bestimmen. Vielmehr ist der Netzbetreiber dazu angehalten, den Gasfluss entsprechend der Kapazitätsbuchungen zu ermöglichen (§20 Abs.1b S.1 EnWG). Der Netznutzer schließt nach §20 Abs.1b S.2, 3 EnWG lediglich einen Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Einspeisung erfolgt und einen Ausspeisevertrag mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Entnahme des Gases erfolgt. Für den Fall, dass das Gas hierbei mehrere Netze durchläuft, sind die betroffenen Netzbetreiber zu einer adäquaten Zusammenarbeit verpflichtet (§20 Abs.1b S.5 EnWG und §25 Netzkopplungsvertrag GasNZV).²⁶⁸ Um die Buchung und Abwicklung der Kapazitätssicherung möglichst einfach und transparent zu gestalten, sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, die monetären und nicht-monetären Konditionen im Internet zu veröffentlichen.

²⁶⁶ Darüber hinaus definiert das Gesetz in §§15-16a EnWG die Aufgaben der Betreiber von Fernleitungs- und Verteilernetzen zur Sicherstellung des zuverlässigen Netzbetriebs und als Beitrag zur Versorgungssicherheit.

²⁶⁷ Entsprechende Ausnahmen werden ebenfalls in §20 Abs.1b EnWG, werden jedoch an dieser Stelle nicht weiter erörtert.

²⁶⁸ §20 Abs.1b S.5 EnWG fordert: „[...] Alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, untereinander in dem Ausmaß miteinander zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, damit der Transportkunden zur Abwicklung eines Transports auch über mehrere, durch Netzkopplungspunkte miteinander verbundene Netze nur einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag abschließen muss, es sei denn, diese Zusammenarbeit ist technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar. [...]“ Wie die Ausführungen in Kapitel 6.1. Anzahl der Marktgebiete aufweist, herrschen derzeit unterschiedliche Auffassung bzgl. der technischen Möglichkeiten der Zusammenfassung von Netzen bzw. bereits bestehenden Marktgebieten.

○ *Netznutzungsentgelte*

Das EnWG 2005 bietet der Regulierungsbehörde vielfältige Möglichkeiten der Einflussnahme auf die Entgeltkalkulation. Hierin kommt die Bedeutung zum Ausdruck, die der Gesetzgeber aufgrund der Erfahrung der vergangenen Jahre den Entgelten beimisst. Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte erfolgt nach §21 Abs.2 EnWG grundsätzlich *kostenorientiert*. Wichtig ist, dass hierbei der Anspruch der effizienten Netzbetriebsführung gestellt wird und keine Kosten berücksichtigt werden dürfen, die im Wettbewerb nicht entstehen würden.²⁶⁹ Um sicherzustellen, dass die Ergebnisse der kostenorientierten Kalkulationen den Kosten einer effizienten Netzbetriebsführung entsprechen, kann die Regulierungsbehörde die einzelnen Entgelte vergleichbarer Netzbetreiber nach §21 Abs.3 EnWG mit Hilfe eines *Vergleichsverfahrens* zusätzlich überprüfen.²⁷⁰ Ein reines Vergleichsmarktverfahren, welches keine Kontrollfunktion der Kostenorientierung erfüllt, sondern die autonome Grundlage der Bepreisung darstellt, ist in §24 S.2 Nr.5 EnWG verankert. Demnach kann die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates in einer Verordnung die Preisregelung dem bestehenden Wettbewerb überlassen. Diese Regelung ist in erster Linie für den Ferntransport gedacht, hier stehen durchaus einige Leitungen in Konkurrenz zueinander.²⁷¹ Als drittes Regulierungsmodell kann die Regulierungsbehörde auch eine *Anreizregulierung* ansetzen. In diesem System werden vergleichbaren Netzbetreibern Obergrenzen für die Nutzungsentgelte oder die Gesamterlöse gestellt (§21a Abs.1 EnWG). Entsprechend werden die effizienten Netzunternehmen belohnt. Die Anreizregulierung kann nach §21a Abs.6 EnWG durch die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates durch eine Rechtsverordnung erlassen werden.²⁷² Inwiefern sich in der Praxis effiziente und kostenadäquate Netzentgelte ergeben werden, wird die Zukunft zeigen.

²⁶⁹ Ein Blick Gasnetzzugangsverordnung (GasNEV) verrät, dass hier eine Vielzahl von relevanten Kriterien berücksichtigt wird. Neben dem Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital werden Abschreibungszeiträume, Zinssätze etc. berücksichtigt. Auf diese Weise soll die Substanzerhaltung und der Reinvestitionsanreiz zur Erhaltung der infrastrukturellen Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Vgl. hierzu BÜDENBENDER (2005), Seite 652.

²⁷⁰ Bei Entgelten, die sich im Vergleichsverfahren als überdurchschnittlich hoch herausstellen, wird gemäß §21 Abs.4 EnWG ein Verstoß gegen die Pflicht zum effizienten Netzbetrieb angenommen.

²⁷¹ Jedoch gilt zu beachten, dass in einem Markt, in dem fünf oder weniger Anbieter zwei Drittel der Leistung erbringen, der kartellrechtliche Verdacht des Oligopolatbestands besteht. Der gesamte deutsche Ferntransport wird von nur fünf Unternehmen abgewickelt, in den meisten Regionen sind nur zwei oder drei Unternehmen parallel oder gar gemeinsam aktiv. Entsprechend gilt die Anwendung der marktorientierten Regelung nur unter Nachweis eines bestehenden Wettbewerbs. Vgl. hierzu BÜDENBENDER (2005), Seite 652.

²⁷² Die Anwendung und Gestaltung dieser Regulierung unterliegt weiteren verfahrenstechnischen und materiellrechtlichen Anforderungen, die in §21a Abs. 2ff. EnWG aufgeführt sind.

Wie BÜDENBENDER anführt, betrat die zweite Novelle des EnWG in 2005 in vielen Aspekten Neuland. Entsprechend groß waren und sind die Anforderungen an die Bundesnetzagentur sowie an die verschiedenen Marktteilnehmer; und entsprechend vielfältig sind die rechtlichen und praktischen Unwägbarkeiten.²⁷³ Dennoch, mit Blick auf die Probleme und Streitigkeiten in den vorangegangenen fünf Jahren auf dem deutschen Gasmarkt, insbesondere die Intransparenz hinsichtlich der Verfügbarkeit der Kapazitäten und der Willkür hinsichtlich der Transportkosten, stellt das EnWG 2005 mit dem Einsatz eines Regulierers, der Implementierung eines transaktionsunabhängigen Netzzugangs und einer Kalkulationsvorgabe der Transportkosten eine viel versprechende Grundlage für einen funktionsfähigen Wettbewerb dar.

4.2. Einführung des Zweivertragsmodells

Zur Regulierungsbehörde nach §20 EnWG 2005 wurde die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Postwesen ausgewählt und in Bundesnetzagentur (fortan BNetzA) umbenannt. Zur effizienten und fachkundigen Gestaltung eines Erdgasnetzzugangssystems auf Grundlage der Anforderungen des §20 Abs. 1 EnWG 2005 beauftragte die BNetzA in 2005 die Vertreterverbände der überregionalen, regionalen und lokalen Netzbetreiber, den *Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft* (BGW) und den *Verband kommunaler Unternehmen* (VKU) mit der Ausgestaltung eines Netzzugangssystems. Hierbei standen die folgenden Anforderungen im Vordergrund:

²⁷³ Vgl. BÜDENBENDER (2005), Seite 654. Darüber hinaus lässt sich derzeit im Markt eine gewisse Skepsis hinsichtlich der Umsetzung der Netzkopplungen, der Bilanzkreisbildung und den darin enthaltenen Verantwortungen ausmachen. Auch hier wird sich eine Lösung erst in den Monaten nach dem EnWG 2005 zeigen.

- *Transaktionsunabhängiger und diskriminierungsfreier Netzzugang*
- *Separate Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten*
- *Kooperationspflicht der Netzbetreiber untereinander*
- *Buchung einer Ein- und Ausspeisekapazität, selbst wenn der Transport durch mehrere, mit Netzkopplungspunkten verbundene, Netze führt.*²⁷⁴

Ziel war eine ausformulierte Kooperationsvereinbarung, in der, unter Zustimmung der BNetzA und aller übrigen Interessengruppen, alle wesentlichen Rechte und Pflichten enthalten waren, die auf die im Erdgastransport involvierten Parteien zutrafen.

Der Entwicklungsprozess der Kooperationsvereinbarung war von ihrem ersten Entwurf von 2005 bis zur aktuell geltenden Kooperationsvereinbarung II vom 01.04.2007 mit entscheidenden Konflikten verbunden: Die erste Kooperationsvereinbarung enthielt, auf Druck der Netzbetreibervertreter BGW und VKU, das Optionsmodell. Dieses Modell sah vor, dass der Transportkunde – nicht der betroffene Netzbetreiber – wählen konnte, ob sein Transport unter Anwendung des Basismodells oder unter Anwendung des Einzelbuchungsmodells abgewickelt wurde. Die Vertreter der Transportkunden, insbesondere marktneue Anbieter und unabhängige Stadtwerke, sahen in dem Optionsmodell zusätzlichen Aufwand für die betroffenen Netzbetreiber und im Einzelbuchungsmodell eine Bevorteilung etablierter Versorger.²⁷⁵ Um einen Gasnetzzugang auf Zweivertragsbasis zum 01.10.2006 zu erreichen und die zu diesem Zeitpunkt stockenden Verhandlungen fortzuführen, gestattete die BNetzA in 2006 zunächst beide Modelle.²⁷⁶ Im November 2006 wurde die Anwendung des

²⁷⁴ Vgl. hierzu BRÜHL/WEISSMÜLLER (2006), Seite 5.

²⁷⁵ Das Einzelbuchungsmodell führte demnach erstens zu einer Schwächung der Großhandelsliquidität, da es zu einer Vielzahl von virtuellen Handlungspunkten innerhalb eines Marktgebietes führte. Zweitens führte die Anwendung zu einem direkten Ausschluss der Stadtwerke vom Großhandel auf überregionaler Ebene und damit drittens zu einer massiven Beschneidung der Beschaffungsmöglichkeiten der Stadtwerke. Vgl. hierzu LOHMANN (1/2006), Seite 8. Hier berichtet LOHMANN diesbezüglich von der Pressekonferenz der Fachmesse E-World (Feb.) 2006, Essen, wie folgt: „[...] Diese bedeutet aber, dass praktisch ausschließlich das Optionsmodell angewandt wird; so zumindest die Interessenlage der derzeitigen Lieferanten. Hans-Peter Floren erwartet, dass 90 Prozent der Transporte auf der Basis des Optionsmodells abgewickelt werden, so der Geschäftsführer der E.ON Ruhrgas Transport im Rahmen einer Pressekonferenz auf der E-world in Essen. Er machte auch deutlich, dass die Bedenken der Netzbetreiber gegenüber dem Zwei-Vertrags-Modell nicht ausgeräumt sind. Nur wenn dieses Modell eine Randerscheinung bleibt, könne eine ausreichende Stabilität der Gasflüsse garantiert werden.“

²⁷⁶ Trotz des Widerstands der Netznutzerverbände stimmte der Präsident der BNetzA, Dr. Matthias Kurth, vorerst einem Optionsmodell zu, das dem Transportkunden die Wahl ließ zwischen einem Basismodell und einem Einzelbuchungsmodell. Kurth schloss hierbei allerdings indirekt eine nachträgliche Aufhebung nicht aus, denn er fügte hinzu, dass ein Einzelbuchungsmodell nur solange geduldet werden könne, solange es den Wettbewerb nicht negativ beeinflussen würde. Die Abwägung hierzu sei zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen [Vgl. hierzu KURTH (2006),

Einzelbuchungsmodells jedoch untersagt, so dass seit diesem Zeitpunkt nur das Basismodell anzuwenden ist. Mit einer Frist bis zum 01.04.2007 bzw. für bestehende Verträge bis zum 01.10.2007 mussten die Netzbetreiber nun ein funktionsfähiges Zugangsmodell auf Grundlage des Basismodells implementieren und die Lieferanten ihr Vertragswerk entsprechend anpassen.²⁷⁷ Entsprechend legten BGW und VKU am 01.04.2007 die Kooperationsvereinbarung II vor, in der das Basismodell als einziges anzuwendendes Netzzugangsmodell genannt wird.²⁷⁸ Die Hauptgründe zur Untersagung des Einzelbuchungsmodells werden in 4.2.2 näher ausgeführt.

4.2.1. Basismodell

Die folgenden Darstellungen konzentrieren sich nur auf die Zusammenhänge des aktuell geltenden Gasnetzzugangsmodells, die einen direkten Einfluss auf die betrachtete Fragestellung haben. Darüber hinaus gehende Aspekte werden bewusst ausgegrenzt, um die Thematik überschaubar zu halten.²⁷⁹

Wie bereits oben erläutert wurde, fordert das EnWG 2005 in §20 Abs.1b S.1 ff. ein transaktionsunabhängiges Netzzugangsmodell, in dem die Abwicklung eines Gastransports lediglich einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag benötigt. Es umfasst die folgenden vier Systemkomponenten:

- *Zweivertragssystem*

Das Entry/Exit-System verlangt vom Kunden nicht mehr, dass er den exakten Lieferpfad des Gases von der Einspeisung bis zur Ausspeisung angibt. Er bucht in dem betrachteten Marktgebiet lediglich eine Einspeisekapazität und eine

Seite 4]. Daraufhin legten BGW/VKU am 23.03.2006 ihren ersten Entwurf für die Kooperationsvereinbarung vor. Die BNetzA mahnte an dieser Version erhebliche Mängel bzgl. des Buchungsverfahrens, des Engpassmanagements, des Bilanzausgleichs, der Einbeziehung der Speicher und der Ausgestaltung der virtuellen Handlungspunkte an und forderte BGW/VKU zur Überarbeitung auf [Vgl. hierzu LOHMANN (3/2006), Seite 6]. Dennoch legten BGW/VKU dieselbe Fassung erneut am 13.04.2006 für die Konsultationskreissitzung am 24.04.2006 vor [Vgl. hierzu BDI et al. (2006), Seite 2]. Um eine Umsetzung für das Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 zu erreichen und der festgefahrenen Situation im Konsultationskreis Spielraum zu geben, wurde dem Kooperationsvertrag, in seiner veröffentlichten Fassung vom 01.06.2006, durch die BNetzA vorerst zugestimmt [Vgl. hierzu LOHMANN (3/2006), Seite 7]. Als gemeinsame Initiative unterschrieben die STAWAG, TWL Ludwigshafen, GGEW, die Stadtwerke Rosenheim, Viernheim, Dachau, Naumburg, Erfurt, Schwäbisch-Hall, Bietigheim-Bissingen, Wedel, Schleswig, Delmenhorst und Elmshorn sowie die Nordhorer Versorgungsbetriebe die Kooperationsvereinbarung nur unter Vorbehalt, dass eine Umsetzung des Einzelbuchungsmodells von den Unterzeichnern nicht durchgeführt wurde [LOHMANN (8/2006), Seite 6]. Bis Oktober 2006 hatten von ca. 700 Stadtwerken beinahe 160 die Kooperationsvereinbarung unter Vorbehalt unterschrieben. Die Unterschriften von 200 Stadtwerken standen noch aus [Siehe hierzu LOHMANN (11/2006), Seite 7].

²⁷⁷ Siehe KURTH (2006b).

²⁷⁸ Siehe KOOPERATIONSVEREINBARUNG II (2007).

²⁷⁹ Zu weiterführenden Details des Gasnetzzugangsmodells siehe ebenda.

Ausspeisekapazität. Der tatsächliche Verlauf des Erdgases liegt in der Verantwortung von dem bzw. den betroffenen Netzbetreibern.^{280, 281} Um diesen Prozess zu gewährleisten, definieren die Netzbetreiber im Vorherein die Übergabestellen von dem vor- bzw. nachgelagerten Netz in das eigene bzw. aus dem eigenen Netz auf Grundlage des tatsächlichen Gasflusses als Einspeise- bzw. Ausspeisepunkte und benennen deren Leistungskapazität. Dem Kunden soll so die Möglichkeit gegeben werden, jede beliebige Einspeisekapazität mit jeder beliebigen Ausspeisekapazität kombinieren zu können, ohne das Netz zu überfordern.²⁸² Der Netzbetreiber veröffentlicht die Konditionen im Internet und implementiert ein Online-Portal, mit dessen Hilfe der Transportkunde die gewünschten Kapazitäten und die Kosten einsehen und, soweit verfügbar, buchen kann.²⁸³ Auf diese Weise kann der Transportkunde die Transportmöglichkeiten, die monetären und nicht-monetären Bedingungen ohne Anfrage beim Netzbetreiber einsehen und kalkulieren sowie die Ein- und Ausspeisekapazitäten separat und in unterschiedlicher Höhe buchen. Dies ermöglicht erstens, dass die Kapazitäten zeitversetzt gebucht werden können. Ein Lieferant kann so vor der Kundenakquisition die notwendigen Entry-Kapazitäten zu einem Marktgebiet sichern. Die separate Buchung ermöglicht zweitens die Buchung durch unterschiedliche Personen. Indem der Lieferant die Entry-Kapazitäten sichert und der Abnehmer die Exit-Kapazitäten bucht, wird der Übergabepunkt auf den virtuellen Handelspunkt verlegt und somit auch dort ein Massengeschäft befähigt. Die separate Buchung ermöglicht drittens, dass die Mengen mehrerer Ausspeisekapazitäten durch wenige Einspeisekapazitäten (et vice versa) versorgt werden können. Hierdurch wird die Nutzung eines Portfolioeffektes sichergestellt.

- *Integration der nachgelagerten Netze*

Um die Zusammenarbeit der betroffenen Netzgebiete zu ermöglichen, wurde das Konzept des Marktgebietes entwickelt. In Anlehnung an die Regelenergiegebiete im Strom übernimmt hierbei der marktgebietsüberspannende überregionale bzw. regionale Netzbetreiber die Rolle des Marktgebietsverantwortlichen (MGV). Die

²⁸⁰ Vgl. hierzu KOOPERATIONSVEREINBARUNG (2006), Seite 8, §2 *Gegenstand der Kooperation*, insbesondere 1. Abschnitt.

²⁸¹ SCHWARZ-SCHILLING beschreibt dieses Konzept in Bezug auf den U.S. amerikanischen Gasmarkt wie folgt: „Das Netz fungiert als Gaspool, indem Mengen ‚umverteilt‘ werden. [...] Es erfolgt keine Lieferung ‚nämlichen‘ Gases von einem bestimmten Produzenten, sondern Verbraucher haben einen Anspruch auf die Lieferung wärmeäquivalenter Mengen.“ [SCHWARZ-SCHILLING (1995), Seite 83].

²⁸² Vgl. hierzu KOOPERATIONSVEREINBARUNG II (2007), Seite 13, §4 *Bildung von Marktgebieten, Verpflichtung des marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers*, 1 Abs.

²⁸³ Siehe hierzu §27 GasNEV.

nachgelagerten regionalen und lokalen Netze sind ihm untergeordnet. Der MGV fasst die Kapazitäten der betroffenen Netze zusammen und verwaltet sie integriert gegenüber dem Transportkunden. Darüber hinaus ist er für die Bilanzkoordinierung innerhalb des Marktgebietes verantwortlich und stellt die Regelenergie zur Verfügung.

- *Implementierung eines virtuellen Handelspunktes*

Jedes Marktgebiet verfügt über einen virtuellen Handelspunkt, an dem sich Angebot und Nachfrage treffen sollen. Dies ist eben dann der Fall, wenn der Gaslieferant die Entry-Kapazitäten und der Gasbezieher die Exit-Kapazitäten bucht. Der eigentumsrechtliche Übergabepunkt des Gases wird hierbei auf den virtuellen Handelspunkt gelegt. Somit stellen die Entry-Kapazitäten den Zugang zum virtuellen Handelspunkt des (marktgebietsfremden) Anbieters dar und die Exit-Kapazitäten den Handelszugang des marktgebietsangehörigen Nachfragers. Einem Anbieter wird so ermöglicht, mit einem Netznutzungsvertrag (Entry-Kapazität) mehrere Nachfrager zu bedienen. Einem Nachfrager wird ermöglicht, eine Exit-Kapazität durch die Bezüge von mehreren Anbietern zu versorgen. Darüber hinaus kann der Anbieter zusätzlich Mengen von anderen Anbietern ankaufen und der Bezieher seine Mengen an Dritte verkaufen. Das Entry/Exit-System führt innerhalb eines Marktgebietes auf diese Weise zu einer Trennung von Transport und Commodity.²⁸⁴ Der virtuelle Handelspunkt konzentriert alle Transaktionen eines Marktgebietes auf einen Punkt, an dem das gesamte Angebot die gesamte Nachfrage trifft.

- *Bilanzierung der Gasflüsse*

Um die Gastransaktionen, die am virtuellen Handelspunkt stattfinden, transparent darzustellen und abzurechnen, wurde das Bilanzkreismodell aus dem Strommarkt übernommen. In einem Bilanzkreis werden die Soll- und die Ist-Mengen der bezogenen bzw. der abgegebenen Mengen saldiert.²⁸⁵ Abbildung 31 veranschaulicht diesen Zusammenhang an einem einfachen Beispiel: Bilanzkreis 1 (BK 1) ist der Bilanzkreis des Lieferanten und Bilanzkreis 2 (BK 2) ist der Bilanzkreis des Beziehers. Der Bezieher nominiert für einen bestimmten, in der Zukunft liegenden Zeitraum (beispielsweise die Stunde 12.00h-13.00h des

²⁸⁴ Vgl. hierzu BRÜHL/WEISSMÜLLER (2006), Seite 9 und FEST/HÜGGING/DREES (2007).

²⁸⁵ Vgl. hierzu BRÜHL/WEISSMÜLLER (2006), Seite 21 ff.

folgenden Tages) eine Bezugsmenge von 150 MW gegenüber dem marktgebietsüberspannenden Netzbetreiber, d.h. dem Marktgebietsverantwortlichen (MGV) und dem betroffenen Lieferanten [durchgezogene Pfeile in Abbildung 31].²⁸⁶ Der Lieferant verzeichnet diese Bestellung in seinen Abgängen als Soll-Wert für den angegebenen Zeitraum und liefert sie auch im angegebenen Zeitraum (Ist-Wert Abgänge = 150MW) [gestrichelte Linie in Abbildung 31]. Tatsächlich benötigt der Bezieher im angegebenen Zeitraum 180 MW. Es entsteht eine Differenz zwischen Bezug und Absatz von 30 MW im betrachteten Zeitraum [gepunktete Linie in Abbildung 31]. Dieser Wert wird als Ausgleichsenergie bezeichnet und muss mit dem MGV abgerechnet werden. Laut Kooperationsvereinbarung ist der MGV für den Ausgleich positiver und negativer Differenzmengen zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs innerhalb seines Marktgebietes verantwortlich.

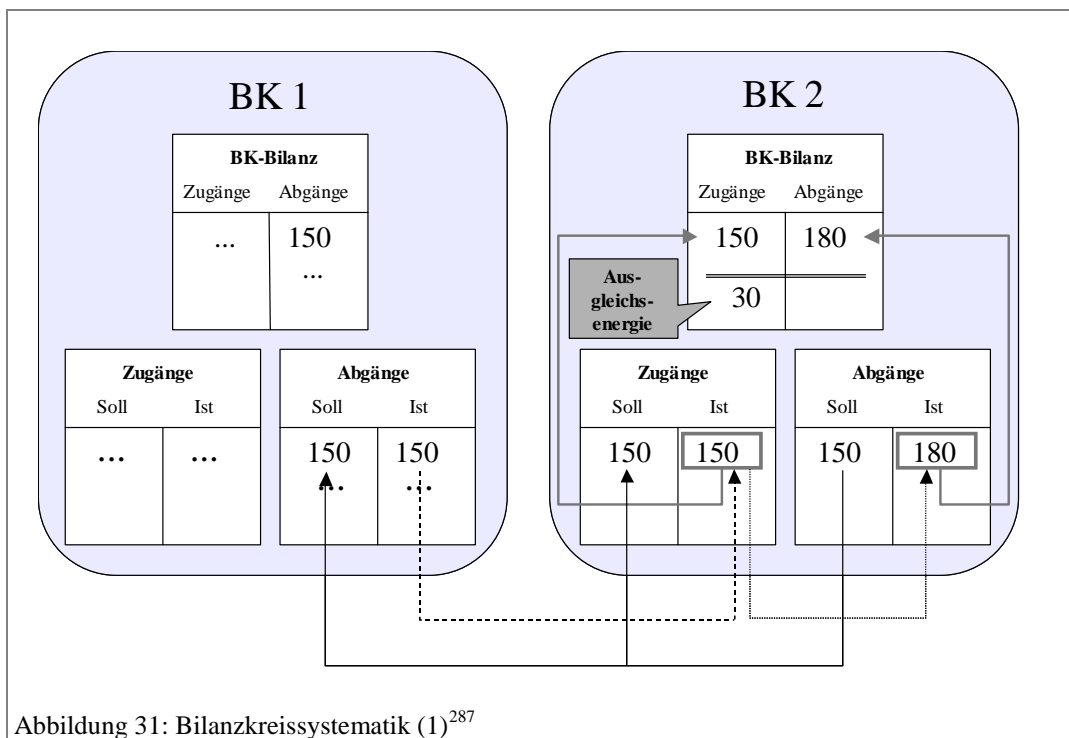


Abbildung 31: Bilanzkreissystematik (1)²⁸⁷

Das Risiko, dass der prognostizierte Wert des eigenen Absatzes von dem tatsächlichen Absatz abweicht, wird als Prognose- oder Ausgleichsenergieerisiko

²⁸⁶ Die Nominierung ist die Mitteilung des zukünftigen Gasbedarfs (24h) durch den Bezieher gegenüber dem Lieferanten und dem MGV. Sie wird beispielsweise durch die VNG in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen ihrer Handelsplattform Acset-x wie folgt definiert: „Nominierung ist unter Berücksichtigung der veröffentlichten Netzzugangsbedingungen für das jeweilige Marktgebiet die verbindliche Mitteilung des Verkäufers gegenüber dem Käufer, welche Gasmengen er in einer definierten Zeiteinheit bereitstellt und liefert sowie die verbindliche Mitteilung des Käufers gegenüber dem Verkäufer, Gasmengen in einer definierten Zeiteinheit abzunehmen. Darüber hinaus ist Nominierung die jeweilige verbindliche Mitteilung des Verkäufers bzw. des Käufers gegenüber dem jeweils am virtuellen Handelspunkt verantwortlichen Netzbetreiber.“ Vgl. hierzu ausführlich die Allgemeinen Geschäftsbedingungen des Online-Gashandelsportals acset-x der VNG (download: 15.01.2007).

²⁸⁷ Eigene Darstellung.

bezeichnet. Die Bewertung des Ausgleichsenergieisikos ist in erster Linie abhängig von der Prognosegüte des Beziehers und der Bewertung von An- und Verkauf durch den MGV. Da der Gasbezug sehr witterungsabhängig ist und die meisten regionalen und lokalen Versorgungsunternehmen noch nicht über ausreichende Erfahrung in der stunden- bzw. tagesgenauen Prognose verfügen, bietet die Bilanzkreissystematik darüber hinaus das Modell des Subbilanzkontos und des Unterbilanzkreises.²⁸⁸

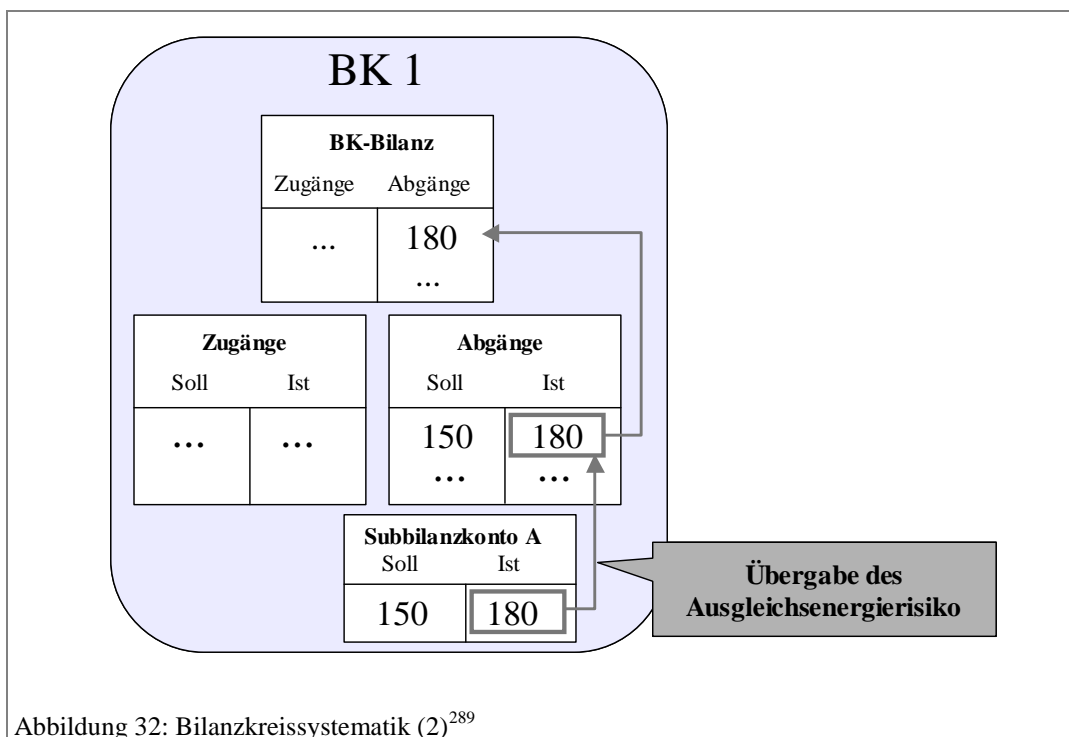


Abbildung 32: Bilanzkreissystematik (2)²⁸⁹

In beiden Fällen wird das Ausgleichsenergieisiko an den übergeordneten bzw. vorgelagerten Bilanzkreis(-verantwortlichen) übertragen (siehe Abbildung 32 und Abbildung 33). Der übergeordnete Bilanzkreis kann zumeist das Ausgleichsenergieisiko aufgrund des Portfolioeffektes günstiger abdecken, da sich die Abweichungen des betrachteten Beziehers mit Abweichungen anderer Kunden desselben Lieferanten ausgleichen.

Der wesentliche Unterschied zwischen beiden Konstrukten liegt in der Transparenz der Gastransaktionen. Der bilanzkreisverantwortliche Lieferant kann durch das Subbilanzkonto die Belieferung des Kunden einsehen und vertragsbrechendes oder arbitrageorientiertes Verhalten des Kunden nachvollziehen. Durch das Unterbilanzkonto ist das – nach derzeitig herrschender

²⁸⁸ Vgl. hierzu FEST/HÜGGING/DREES (2007).

²⁸⁹ Eigene Darstellung.

Auffassung – nicht möglich. Der Lieferant erhält lediglich die Nominierung für in der Zukunft liegende Zeitpunkte und die nach Ablauf der Lieferung ermittelte Ausgleichsenergie. Somit besteht durch die eigenständige Führung eines Unterbilanzkreises für den Bezieher grundsätzlich die Möglichkeit, An- und Verkäufe durchzuführen, ohne dass der Lieferant dies registriert. Um dieses Verhalten auszuschließen, bieten einige Anbieter derzeit nur einen offenen, d.h. flexiblen Liefervertrag auf Basis eines Subbilanzkontos an.

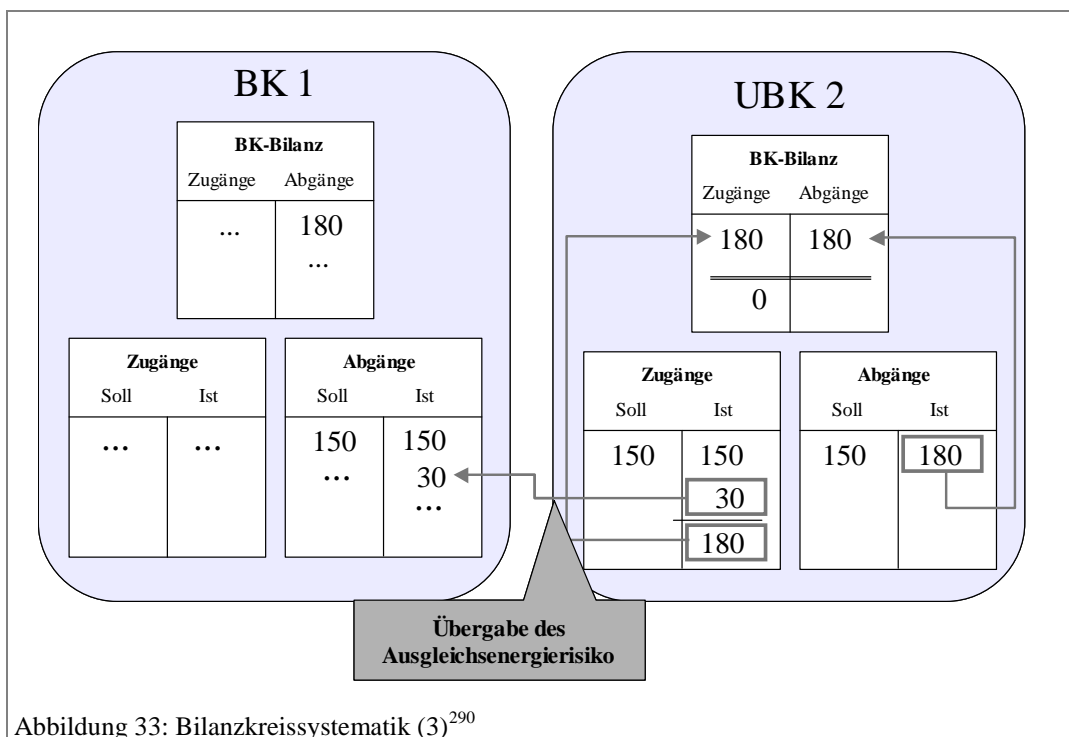


Abbildung 33: Bilanzkreissystematik (3)²⁹⁰

Das Konzept des Basismodells wird in Abbildung 34 skizziert. Die Integration aller Netze innerhalb eines Marktgebietes ermöglicht, dass sich der Transportkunde lediglich um die Abwicklung des virtuellen Transports, d.h. um die Kapazitätsbuchungen sorgen muss (*graue Pfeile in der linken Abbildung*).

²⁹⁰ Eigene Darstellung.

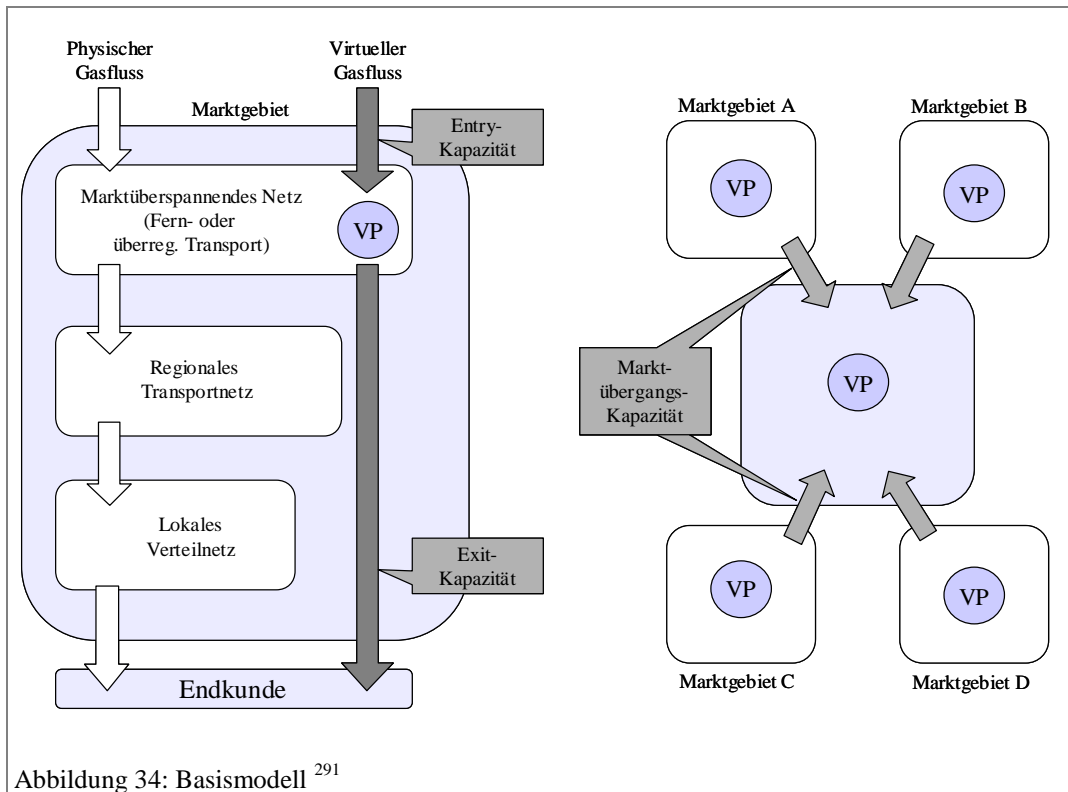


Abbildung 34: Basismodell ²⁹¹

Der tatsächliche Gasfluss muss von den betroffenen Netzbetreibern abgewickelt werden (*weiße Pfeile in der linken Abbildung*). Wichtig ist hierbei, dass der virtuelle Handelspunkt auf der Ebene des höchstmöglichen Netzbetreibers, des MGV, angesiedelt ist. Die Integration der angeschlossenen Netze und deren Nutzung sind in der Exit-Kapazität enthalten. Wie in der rechten Abbildung dargestellt, ermöglichen Marktübergangskapazitäten oder Kapazitäten zum marktüberschreitenden Transport (MÜT) an den Netzkopplungspunkten zu den angrenzenden Marktgebieten dem Transportkunden auch den Handel an den virtuellen Handelspunkten der benachbarten Marktgebiete.

4.2.2. Einzelbuchungsmodell

Das Einzelbuchungsmodell war ebenfalls ein Zweivertragsmodell, bei dem der Transport auf Grundlage eines Einspeise- und eines Ausspeisevertrages stattfand.

²⁹¹ Eigene Darstellung.

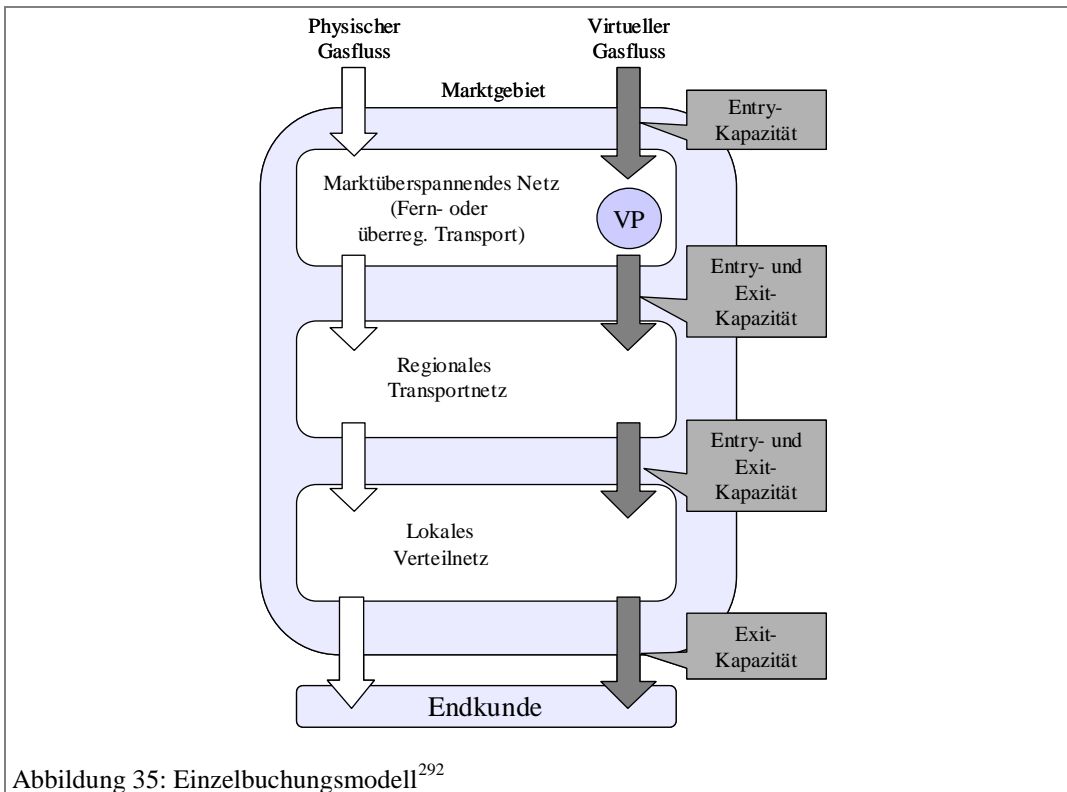


Abbildung 35: Einzelbuchungsmodell²⁹²

Im Gegensatz zum Basismodell wurde die Integration der einzelnen Netze eines Marktgebietes aufgehoben bzw. nicht durchgeführt. Entsprechend musste der Transportkunde sich mit seiner Transportanfrage nicht nur an den marktgebietsüberspannenden Netzbetreiber wenden, sondern musste Kapazitäten für jedes einzelne, zu durchlaufende Netz separat buchen (*siehe Kapazitätsbuchungen, dargestellt als graue Pfeile in der Abb. 35*).²⁹³

Wie bereits angesprochen, erklärte die 7. Beschlusskammer der BNetzA am 17.11.2006 auf Antrag des BNE und der NUON Deutschland GmbH²⁹⁴ das Einzelbuchungsmodell der Kooperationsvereinbarung I nach einer Erprobungsphase von knapp sechs Monaten für nicht-gesetzeskonform.

Als Untersagungsgründe des Einzelbuchungsmodells führte die Beschlusskammer an, dass das Einzelbuchungsmodell einen Verstoß gegen anders lautende Vorgabe des EnWG bedeuten würde und somit für die Netzbetreiber keine Verpflichtung zur Anwendung des Einzelbuchungsmodells bestehen würde. Entgegen dem Sinn des Gesetzgebers gemäß §20 EnWG 2005 würde die Beibehaltung des

²⁹² Eigene Darstellung.

²⁹³ Siehe KOOPERATIONSVEREINBARUNG (2006), §1 Vertragsübersicht.

²⁹⁴ Siehe BNE/NUON (2006). Am 18.10.2006 fand vor der 7. Beschlusskammer der BNetzA eine öffentliche Anhörung statt, siehe hierzu LOHMANN (11/2006), Seite 3ff.

Einzelbuchungsmodells zu einer Beibehaltung des transaktionsabhängigen Kontraktpfadmodells und einer Schaffung einer Vielzahl von Entry/Exit-Systemen führen. Wie die BNetzA in ihrer Begründung herausstellte, hätte dies folgende Konsequenz:²⁹⁵

- Der Gleichzeitigkeitseffekt ist ein Effekt, der sich bei der Versorgung einer Gruppe von Kunden oder eines Absatzgebietes ergibt. Da die Kunden ihre Höchstmenge nicht zu demselben Zeitpunkt beziehen, ergibt sich ein Durchmischungseffekt. Der hieraus gewonnene Vorteil soll allen Verbrauchern gleichermaßen zukommen. Durch das Einzelbuchungsverfahren wird dieser Effekt aufgehoben, da sich ausgleichende Subabsatzgebiete nicht zusammengefasst werden, sondern separat betrachtet werden.
- Durch das Einzelbuchungsmodell können künstliche Engpässe generiert werden. Während im Basismodell der nachgelagerte Netzbetreiber seinen Kapazitätsbedarf unter Berücksichtigung des Durchmischungseffektes an den vorgelagerten Netzbetreiber meldet, meldet er im Einzelbuchungsmodell die einzelnen Bestellungen der Transportkunden ohne Berücksichtigung des Durchmischungseffektes. Im Einzelbuchungsmodell kann die Summe der „vertraglichen“ Kapazitäten daher die der tatsächlichen Kapazitäten übersteigen. Sichert der Netzbetreiber hierbei den Kunden feste Kapazitäten zu, darf er einen Durchmischungseffekt nicht berücksichtigen. Auf diese Weise kann die Versorgung derselben Kundengruppe unter dem Basismodell möglich sein, unter dem Einzelbuchungsmodell jedoch nicht.
- Durch die Beibehaltung beider Netzzugangssysteme wird ein zusätzlicher Organisationsaufwand verursacht, der dem Effizienzanspruch des EnWG entgegensteht.
- Die Beibehaltung des Einzelbuchungsmodells führt zu einer signifikanten Senkung der Liquidität des virtuellen Handelspunktes eines Marktgebietes.

²⁹⁵ Siehe hierzu ausführlich KURTH (2006b), Seite 3 ff.

Durch die Aufrechterhaltung des *Citygate's* und des *Regiogate's* werden zusätzliche Handelsplätze geschaffen.

- Der gesetzliche Anspruch auf Massengeschäftsfähigkeit wird durch das Einzelbuchungssystem missachtet. Durch die Notwendigkeit, zwischengelagerte regionale Netze ebenfalls buchen zu müssen und auf verfügbare Kapazitäten in diesen Netzen angewiesen zu sein, sinken die Möglichkeiten des bundesweiten Vertriebs an Endkunden.

4.2.3. Kostenfaktoren des Zweivertragssystems

Die Analyse in Kapitel 5 konzentriert sich auf die Kosten, die sich für den Transportkunden aus dem Zweivertragsmodell ergeben. Jegliche sonstige Kosten, die direkt oder indirekt die Lieferkosten eines Lieferanten bzw. den Bezugspreis eines Kunden beeinflussen, sollen bewusst ausgegrenzt werden. Zu den nicht zu beachtenden Kosten zählen u.a. Explorationskosten, Transportkosten bis zum Grenzübergang, der Bezugsarbeitspreis des Lieferanten für das Commodity Erdgas und eigene oder vorgelagerte Gewinnmargen, der Ölpreis, sowie jegliche staatliche oder nicht-staatliche Abgaben.

Die Transportkosten aus dem Zwei-Vertragssystem sind wie folgt zu charakterisieren: Die Transportkosten sind keine variablen Kosten. Grundsätzlich sieht das Zwei-Vertragsmodell keine variablen Kosten bei nicht-unterbrechbaren Transportkapazitäten vor.²⁹⁶ Das Zweivertragsmodell sieht eine vorausschauende Buchung der Entry- und Exit-Kapazitäten vor. Hierzu schließt der Transportkunde mit dem Netzbetreiber bzw. der abwicklungsbeauftragten Instanz vor Beginn des Transportzeitraums einen Einspeise- und/oder einen Ausspeisevertrag ab, in denen die gebuchte Leistung klar definiert ist. Gemäß Vertrag wird die Kapazitätsgebühr dem Transportkunden unabhängig von der Auslastung berechnet. Die hierbei entstehenden Kosten sind also Fixkosten entsprechend der folgenden Definitionen.

²⁹⁶ Bei unterbrechbaren Kapazitäten hingegen werden die Kosten im Fall der Unterbrechung gesenkt. Entsprechend sind sie variabel in Abhängigkeit der Unterbrechung und der gelieferten Menge. Allerdings steht diese Variabilität nicht in der Kontrolle des Transportkunden und erfüllt daher nicht vollständig den Charakter variabler Produktionskosten. Des Weiteren wären variable Kosten nur denkbar als die Kosten, die in der alltäglichen Abwicklung anfallen und abhängig wären von der Anzahl der Kunden, dem Marktanteil oder der zu transportierenden Menge. Derartige Kosten sollen im Folgenden bewusst vernachlässigt werden, da sie eine zu vernachlässigende Rolle in der Entscheidungsfindung des Transportkunden spielen.

TIROLE definiert Fixkosten wie folgt:

„Wir definieren fixe Kosten als Kosten, die unabhängig vom Produktionsniveau ausfallen; ein weiteres Kennzeichen ist, dass sie wenigstens für eine bestimmte, vielleicht nicht sehr lange Zeitspanne irreversible (versunken) sind.“²⁹⁷

MANKIW definiert die Fixkosten im Rahmen eines Beispiels von einem Limonadenhersteller als:

„Die Gesamtkosten können in zwei Komponenten aufgespaltet werden. Einige der Kosten, man nennt sie Fixkosten, verändern sich nicht mit der hergestellten Produktmenge.“²⁹⁸

Dies führt zu der Frage, ob es sich um reine Fixkosten oder versunkene Kosten handelt. TIROLE unterscheidet zwischen fixen und versunkenen Kosten wie folgt:

„Die Unterscheidung zwischen fixen und versunkenen Kosten ist fließend. In der kurzen Frist sind die fixen Kosten stets versunken. [...] Versunkene Kosten im eigentlichen Sinne sind die Kosten von Investitionen, die über einen langen Zeitraum hinweg Nutzen stiften, aber niemals rückgängig gemacht oder veräußert werden können. Die Anschaffungskosten einer Maschine stellen reine fixe Kosten dar, wenn das Unternehmen sie für den Zeitraum eines Monats least oder sie nach einem Monat wieder verkaufen kann, ohne dabei Verluste zu erleiden, und reine versunkene Kosten, wenn das Unternehmen sie nie wieder loswerden kann.“²⁹⁹

In Rahmen der Liberalisierung des Gasmarktes und der Einführung des Zwei-Vertragsmodells wurden das Rucksackprinzip, das Use it or Lose it-Prinzip und der Sekundärhandel von Transportkapazitäten eingeführt. Gemäß dem Rucksackprinzip folgen die Transportkapazitäten dem zu beliefernden Kunden. Wechselt ein Kunde von Lieferant A zu Lieferant B, fallen die Transportkapazitäten dem Kunden bzw. dem Lieferant B zu. Gemäß dem Use it or Lose it-Prinzips muss ein Lieferant die Kapazitäten, die er nicht benötigt oder

²⁹⁷ Vgl. hierzu TIROLE (1995), Seite 679.

²⁹⁸ Vgl. hierzu MANKIW (2001), Seite 299.

²⁹⁹ Vgl. hierzu TIROLE (1995), Seite 679.

verwendet, weiterverkaufen. Beide Prinzipien sind erforderlich, da die Kapazitäten zur Versorgung eines Markt- oder Absatzgebietes, wie zuvor angesprochen, begrenzt sind. Über den Sekundärhandel hat ein Lieferant die Möglichkeit, überschüssige Kapazitäten im Rahmen einer Auktion zu versteigern und somit zu liquidieren.

Unter der Voraussetzung, dass das Rucksackprinzip und das Use it or Lose it-Prinzip sich vollständig anwenden ließen und der Sekundärhandel über notwendige Liquidität verfügen würde, würde es sich bei den betrachteten Kosten um reine Fixkosten handeln. Schließlich würde der kapazitätsbesitzende Lieferant die überschüssigen Kapazitäten zu einem Marktwert, der wahrscheinlich im Bereich des Anschaffungswertes liegt, absetzen können bzw. müssen. Allerdings lassen sich das Rucksackprinzip und das Use it or Lose it-Prinzip im betrachteten Netzzugangsmodell nur bedingt umsetzen. Ein Lieferant X versorgt beispielsweise 100 Kunden in einem Marktgebiet und bezieht das Gas hierzu über die drei verschiedenen Marktgebietsübergabestellen A, B und C. Ein Kunde wechselt den Lieferanten und fordert seine Entry-Kapazitäten von Lieferant X ein. Der neue Lieferant Y benötigt nämlich zur Versorgung des Kunden Kapazitäten auf der Übergabestelle A. Lieferant X behauptet, dass der Kunde bisher über die Übergabestelle B versorgt wurde und ihm eine Minderung der Kapazitäten an Übergabestelle A einen ungerechtfertigten ökonomischen Nachteil einbringen würde. Dies zu überprüfen bzw. zu widerlegen, ist aufgrund der aktuell herrschenden Intransparenz bzgl. der Liefer- und Transportverhältnisse sehr schwierig. Das Rucksackprinzip ist daher nur in eindeutigen Fällen umsetzbar. Für das Use it or Lose it-Prinzip gilt das gleiche: Da das Portfolio des Lieferanten X für Außenstehende nicht einsichtig ist, lässt sich im Vorherein nur in eindeutigen Fällen sagen, ob der Lieferant die gebuchten Kapazitäten tatsächlich in voller Höhe benötigen wird.³⁰⁰

Aufgrund dieser Unwägbarkeiten bzw. Schwierigkeiten soll in den folgenden Überlegungen und Analysen von versunkenen Fixkosten ausgegangen werden. Des Weiteren wird aufgrund der Risiken, die mit einer strukturierten

³⁰⁰ Aus diesem Grund fordert die EU-Kommission in ihrer Mitteilung an das europäische Parlament und den Rat vom 10.01.2007 eine strengere Umsetzung des use-it-or-lose-it-Prinzips. Vgl. EU-KOM (2007b), S. 18, Abs. 2.3.2.

Kapazitätsbuchung³⁰¹ verbunden sind, von Kapazitätsbuchungen mit einem Zeitraum von sechs bzw. zwölf Monaten ausgegangen. In der Praxis orientieren sich Netzbetreiber und Transportkunden am Gaswirtschaftsjahr (01.10., 06:00h, - 01.10., 06:00h) oder am Gasspeicherjahr (01.04. 06:00h, - 01.04., 06:00h).³⁰²

³⁰¹ Eine strukturierte Kapazitätsbuchung bedeutet die Optimierung der Transportkosten durch die Buchung von kürzeren Intervallen, bis hin zur Tagesbasis. Der Kunde könnte beispielsweise für jede Woche, bzw. Monat oder Quartal eine Grundkapazität) buchen und für die einzelnen Tage zusätzliche Kapazität anbuchten. Die damit verbundenen Risiken sind derzeit für die tatsächliche Umsetzung nach allgemeiner Auffassung noch zu groß. Erstens muss der Kunde über eine verlässliche Prognose verfügen, um ein belastbares Optimum des Kapazitätsportfolios zu ermitteln. Aufgrund der hohen Witterungsabhängigkeit des Gasbezugs ist dies für die meisten Stadtwerke allerdings noch nicht möglich. Weicht der tatsächliche Bezug von der Prognose ab, muss der Kunde entsprechend auf Ausgleichsenergie, die so genannte Differenzmenge, ausweichen. Hierdurch können aufgrund der Preisgestaltung der Differenzmengen enorme zusätzliche Kosten entstehen. Zweitens ist es möglich, dass die zusätzlichen Kapazitäten, die ein Kunde aufgrund eines höheren Bedarfs benötigt, nicht verfügbar sind. Wenngleich die Transportkapazitäten ihm nach dem Rucksackprinzip zustehen, muss der Kunde erst einmal auf die Differenzmengen ausweichen und nachträglich Ansprüche auf die Kapazitäten, womöglich vor Gericht, geltend machen. Bezieht hierbei der ursprüngliche Lieferant seine Mengen über mehrere Entry-Punkte, kann selten eindeutig nachgewiesen werden, über welche Kapazitäten die Mengen bezogen hat, die er zur Versorgung des betrachteten Kunden verwendet hat. (Diese mangelnde Transparenz wird auch von LOHMANN angesprochen. Vgl. LOHMANN (3/2006), Seite 8 und LOHMANN (10/2006), Seite 4.b) Derartige Risiken werden durch die Transportkunden, weder durch lokale noch regionale Versorgungsunternehmen, derzeit nicht als tragbar in Betracht gezogen. Entsprechend wird an dieser Stelle die gesamte Strukturierung der Transportkapazitäten bewusst vernachlässigt. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass der Transportkunde die benötigten Kapazitäten vor Beginn des Lieferzeitraums (ab 01.10.) mit einer Laufzeit von mindestens 12 Monaten, d.h. als Jahreskapazität, bucht. Eine anschließende Korrektur der Kapazitäten durch An- und Verkauf von Kapazitäten während des betrachteten Zeitraums steht in Abhängigkeit von der Liquidität am Sekundärmarkt.

³⁰² Vgl. hierzu WINGAS TRANSPORT-NETZZUGANGSBEDINGUNGEN, Seite 2, Anlage 5, vom September 2006, abgerufen am 27.11.2006

5. Wettbewerbliche Analyse des Zweivertragssystems

In Kapitel 2.3 wurde die Struktur des deutschen Erdgasmarktes vor der Liberalisierung dargestellt. Es wurde deutlich, dass der Markt hauptsächlich von der Lieferbeziehung zwischen den Ferngasimporteuren als Versorger und den regionalen bzw. lokalen Versorgungsunternehmen als Bezieher geprägt war. Unabhängig von der Struktur des Produktes, vielmehr abhängig von der gehandelten Menge, wurde der Handel zwischen (importierender) Ferngasgesellschaft und regionalem Ferngasunternehmen als Großhandel und der zwischen regionalem Ferngasunternehmen und lokalem Versorger als Einzelhandel bezeichnet.

Seit der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte, insbesondere des Elektrizitätsmarkts, orientiert sich die Abgrenzung zwischen Groß- und Einzelhandel an der Struktur des Produktes. Standardisierte, an Handelsplätzen indexierte Produkte ohne Bezugsflexibilität, d.h. mit vollständiger Abnahmeverpflichtung des Beziehers, werden demnach als *Großhandelsprodukte* bezeichnet.³⁰³ Als Beispiel sei hier das Jahresband (im Strommarkt Jahresband base) genannt, bei dem es sich um eine konstante Lieferung über 8.760h handelt. Aufgrund der Standardisierung lassen sich die Preisniveaus des Jahresbandes an verschiedenen Handelspunkten unter Berücksichtigung der Transportkosten eindeutig vergleichen. Produkte, die individuelle Charakteristika in beiseite der Definition der Abnahmemengen- und -flexibilität oder der Bestimmung des Bezugspreises aufweisen, werden als *Einzelhandelsprodukte* bezeichnet. Hierzu zählt in erster Linie der offene Liefervertrag, wie er in Kapitel 3 beschrieben wurde. Zwischen Lieferant und Bezieher sind maximale und minimale Stunden- bzw. Tagesleistungen sowie maximale und minimale Abnahmemengen pro Jahr, Quartal und/oder Monat individuell definiert. Innerhalb dieser Rahmenbedingungen kann der Bezieher seinen Bezug beliebig variieren, wobei der Versorger das entstehende Mengen- und Leistungsrisiko trägt. Die Preisniveaus von Einzelhandelsprodukten lassen sich im Gegensatz zu Großhandelsprodukten nur bedingt miteinander vergleichen. So ist es denkbar,

³⁰³ Bzgl. der wesentlichen Anforderungen an die Institution des börslichen Großhandels und der dort gehandelten Produkte siehe SCHWARZ-SCHILLING (1995), Seite 63.

dass zwei unterschiedliche Kunden mit identischen Bezugsmengen unterschiedliche Bezugspreise von dem selben Versorger erhalten. Dies lässt sich beispielsweise darauf zurückführen, dass der eine Kunden einen hohen Anteil an Industriemengen bezieht, so dass sein Bezugsprofil besser zu prognostizieren ist. In diesem Fall sind die Mengen- und Leistungsrisiken des Versorgers geringer und ermöglichen ein geringeren Bezugspreis.³⁰⁴

Indem durch die Einführung des Zweivertragsmodells alle Transaktionen auf den virtuellen Handlungspunkt des betrachteten Marktgebietes konzentriert werden, indem Ferngasimporteure und Regionalversorger an den Endkunden herantreten und lokale Versorger zunehmend auch den Kontakt zum Großhandel suchen, ist die eindeutige Zuordnung der einzelnen Marktteilnehmer auf die unterschiedlichen Marktebenen kaum möglich. Um die notwendige Abgrenzung wesentlichen Marktakteure voneinander und deren Verhältnis zueinander für die anschließende Analyse zu gewährleisten, gelten an dieser Stelle folgende Definitionen:

- *Versorger, Lieferant oder Anbieter*: Ein Versorger, Lieferant oder Anbieter ist ein Marktakteur, der Entry-Kapazitäten bucht, um Zugang zu dem betrachteten Marktgebiet zu erhalten und um dort ansässige Kunden zu beliefern.
 - *Etablierter Versorger*: Der etablierte Versorger ist der Versorger, der das gesamte betrachtete Absatzgebiet bereits vor der Liberalisierung des Erdgasmarktes versorgt hat.
 - *Neuer Anbieter oder neuer Versorger*: Ein neuer Anbieter oder Versorger ist der Anbieter oder Versorger, der erst durch die Liberalisierung des Erdgasmarktes Zutritt zu dem betrachteten Absatzgebiet erhalten hat.
- *Kunden, Bezieher oder Nachfrager*: Ein Kunde, Bezieher oder Nachfrager ist ein Marktakteur, der im betrachteten Marktgebiet ansässig ist und seinen

³⁰⁴ Im Elektrizitätsmarkt hat sich für Bepreisung von Vollversorgungen die Verwendung von so genannten Hour Price Forward Curves durchgesetzt. Eine Hour Price Forward Curve ermittelt anhand aktueller und historischer Preisentwicklungen auf dem Strommarkt (und ggfs. auf angrenzenden Märkten) das Preisniveau der einzelnen Stunden für den betrachteten Lieferzeitraum und bewertet das betrachtete Bezugsprofil anhand dieser Preise. Mengenisiken aufgrund von beispw. Witterungsschwankungen, Kundenzugewinnen oder Kundenabwanderungen werden bei dieser Bepreisung nicht berücksichtigt, sondern müssen vielmehr als Risikoaufschlag nachträglich aufaddiert werden.

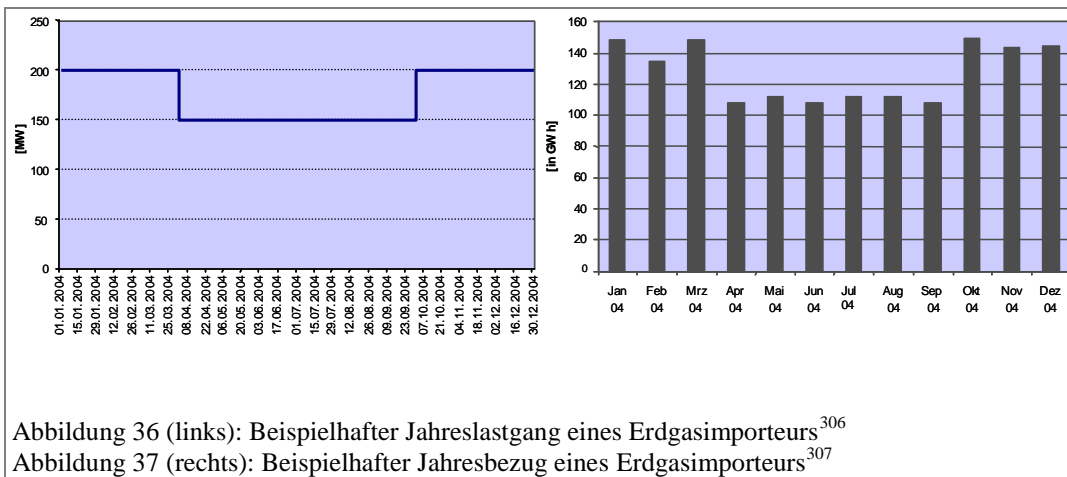
Bezug durch eine Lieferung am marktgebietseigenen virtuellen Handelspunkt decken will (Mögliche Wiederverkaufsabsichten oder Transaktionen in anderen Marktgebieten werden aus Gründen der Vereinfachung ausgeschlossen).

5.1. Gaslieferant als Versorger

5.1.1. Inkongruenz zwischen Beschaffung und Absatz

5.1.1.1. Bezugsstruktur eines Lieferanten

Wie in Kapitel 2.1. angesprochen, ist der deutsche Gasmarkt von einer signifikanten und wachsenden Importabhängigkeit geprägt.³⁰⁵ Das Erdgas wird in erster Linie aus Russland, Norwegen, den Niederlanden und Großbritannien bezogen. Die Bezugsverträge der Importunternehmen mit den ausländischen Produktionsunternehmen sehen fast konstante Lieferungen vor. Nachfrageschwankungen wird nur insofern entsprochen, als dass es saisonale Unterschiede in den Liefermengen gibt. Ein Importunternehmen bezieht sein Gas als ein relativ konstantes Band (siehe Abbildung 36 und 37).



³⁰⁵ Die deutsche Eigenförderung betrug in 2005 15% des Gesamtbezugs. Vgl. BGW-Website.

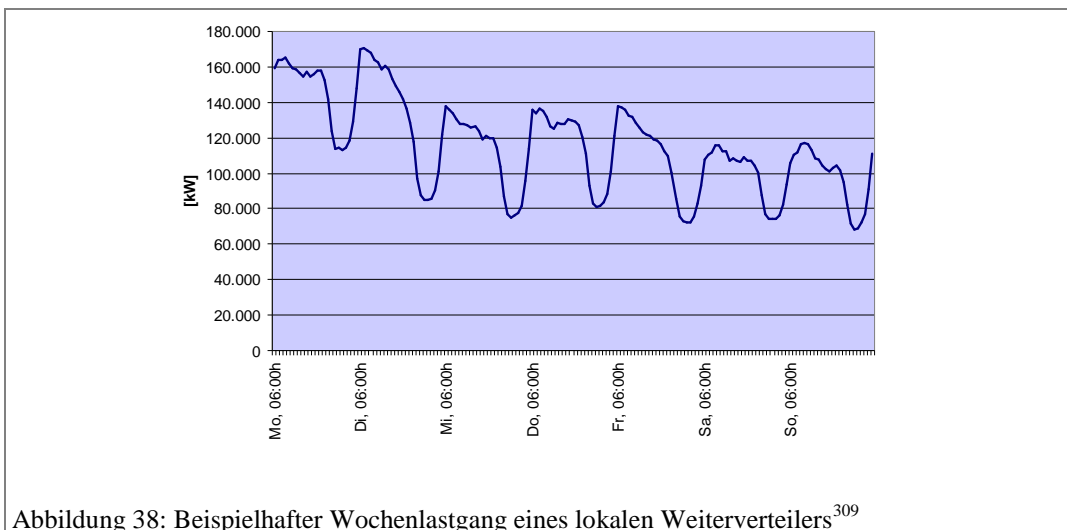
³⁰⁶ Eigene Darstellung.

³⁰⁷ Eigene Darstellung.

5.1.1.2. Absatzstruktur eines Lieferanten

Auf der Absatzseite versorgen Lieferanten lokale und regionale Versorgungsunternehmen sowie industrielle Großkunden, deren Bezugsprofile im wöchentlichen und täglichen Verlauf volatil sind und teilweise starken saisonalen Schwankungen unterliegen.

Die wöchentlichen und täglichen Schwankungen eines lokalen Versorgers werden, ähnlich wie beim Stromverbrauch, von den Tagesaktivitäten der Privatkunden beeinflusst. Obwohl dieser Einfluss nicht so dominant ist wie im Strom, zeigt der Wochenlastgang eines lokalen Versorgers in Abbildung 38 deutlich, dass der Gasbezug stark vom Heizverhalten und Warmwasserbedarf des Privatkunden bestimmt wird. Tagsüber ist das Bezugsverhalten relativ konstant, in den Abendstunden bis in den frühen Morgen fällt der Bezug. In der Nacht duschen Privatkunden weniger und drehen meist ihre Heizungen herunter. Allerdings fällt der Bezug in diesem Zeitraum nicht vollständig ab. Durch die Versorgung von Contracting-Kunden, deren Bezugsverhalten der lokale Versorger selbst bestimmen kann, dem Auffüllen von lokalen Röhren- und Kugelspeichern sowie der Versorgung einzelner Industriekunden, deren Produktion 24 Stunden durchläuft, wird eine Grundlast sichergestellt.³⁰⁸

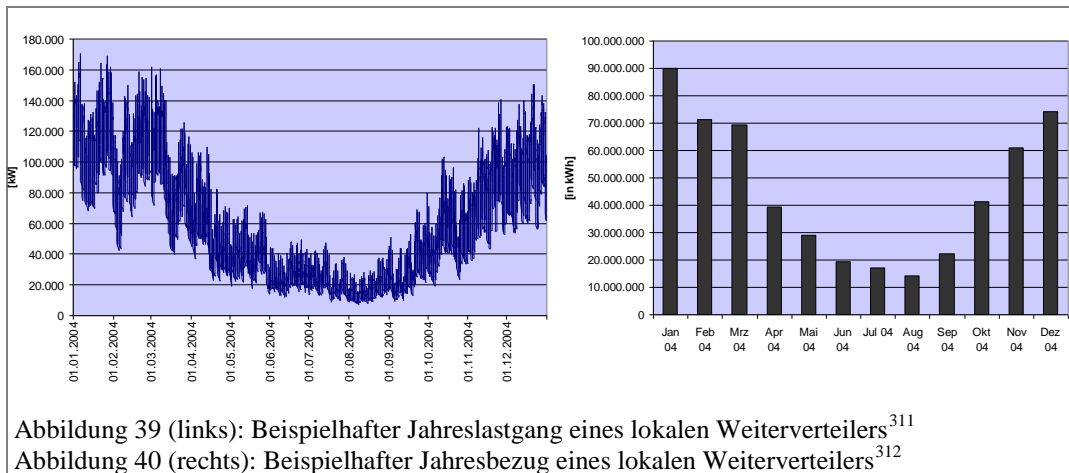


Die saisonalen Schwankungen werden maßgeblich von der Witterung beeinflusst. In Abbildung 39 ist der Jahreslastgang von Januar bis Dezember 2004 eines

³⁰⁸ Vgl. hierzu MICKE/NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2006), S. 110.

³⁰⁹ Eigene Darstellung.

beispielhaften lokalen Versorgers dargestellt. Der typisch konvexe Verlauf zeigt, dass die niedrigen Außentemperaturen in den Winterquartalen (Januar bis März und Oktober bis Dezember) bzw. die hohen Außentemperaturen in den Sommerquartalen (April bis September) das Niveau der Nachfrage bestimmen. Ungefähr $\frac{3}{4}$ des Verbrauchs fallen auf die Winterquartale (siehe Abbildung 40).³¹⁰



5.1.2. Harmonisierung von Bezug und Absatz

Die Aufgabe des Lieferanten besteht darin, den konstanten Bezugsstrom in Einklang zu bringen mit dem volatilen Bezugsverhalten des Absatzportfolios, also eine physische Kongruenz zwischen Beschaffung und Absatz zu erreichen.

³¹⁰ Vgl. hierzu MICKE/NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2006), S. 110.

³¹¹ Eigene Darstellung.

³¹² Eigene Darstellung.

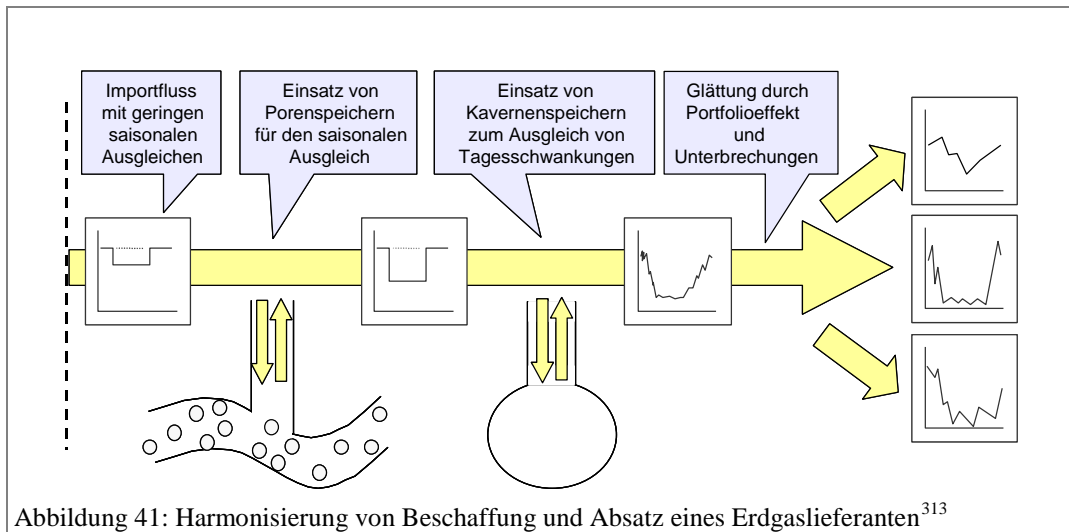


Abbildung 41: Harmonisierung von Beschaffung und Absatz eines Erdgaslieferanten³¹³

Dieses Vorgehen wird als Strukturierung von Gasflüssen bezeichnet und umfasst aus Sicht des Versorgers die Umwandlung von konstanten Standardbezugsprodukten in volatile Absatzprofile und aus Sicht eines Beziehers die Unterteilung eines volatilen Lastprofils in Standardprodukte. Der Versorger setzt hier drei Instrumente ein: den Einsatz von Speichern³¹⁴, die Unterbrechung von Sonderkunden³¹⁵ und die Zusammenfassung von Kunden.

5.1.2.1. Einsatz von Speichern

Der Lieferant kann durch den Einsatz von Porenspeichern einen saisonalen Ausgleich und durch den Einsatz von Kavernenspeichern die Abbildung der wöchentlichen und täglichen Strukturierung (sog. *Peak Shaving*) erreichen.³¹⁶

³¹³ Eigene Darstellung.

³¹⁴ Vgl. hierzu MICKE/NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2006), S. 110 sowie NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2007b), S. 11.

³¹⁵ Vgl. hierzu HEIDER (2007), Seite 46.

³¹⁶ Gleichzeitig versuchen regionale und lokale Weiterverteiler durch den Einsatz von Röhrenspeichern ihre Leistungsspitzen zu senken, um so ihre Leistungskosten zu mindern und ihre eigene Bezugsstruktur zu verbessern. Wie insbesondere in Kapitel 5 verdeutlicht wird, ist die Bezugsstruktur des Kunden ein wesentliches Kriterium für die Lieferbereitschaft des Anbieters und das Preisniveau des Angebotes. Vgl. NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2007), S. 55-58 und MÖLLER/NIEHÖRSTER (2003) S. 371f.

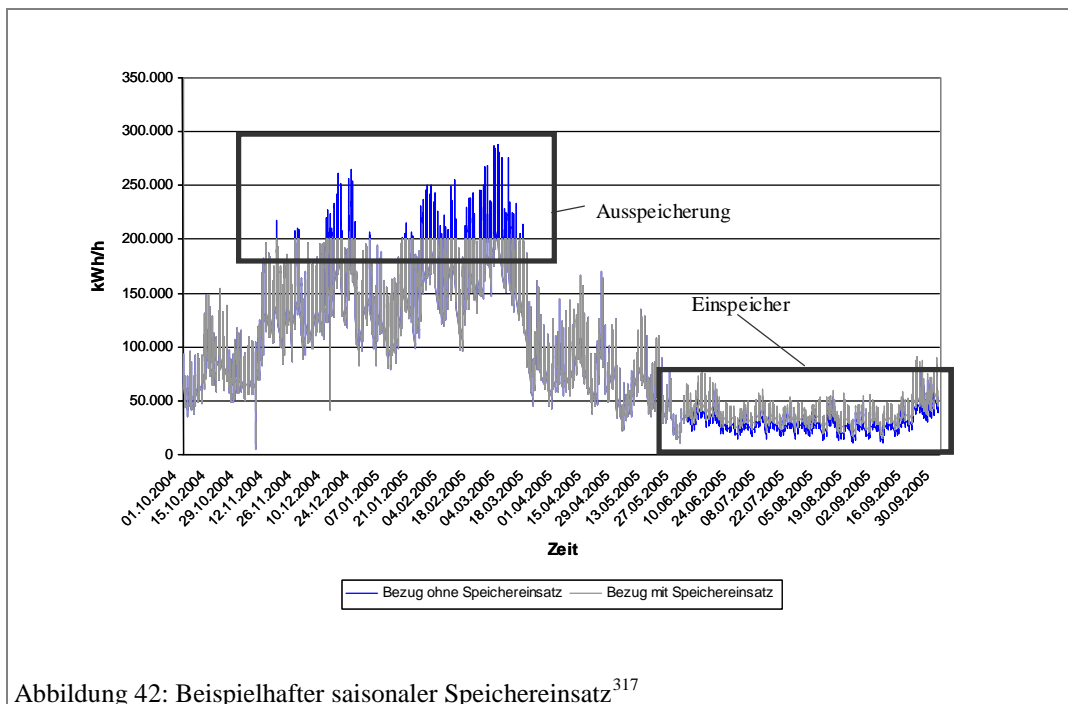


Abbildung 42: Beispielhafter saisonaler Speichereinsatz³¹⁷

Nicht sofort verwendete Sommerbezugsmengen werden beim saisonalen Ausgleich eingespeichert und in den Wintermonaten ausgespeichert. Beim *Peak Shaving* werden laststarke Stunden, zumeist von 06:00h bis 22:00h durch Speicher mitversorgt, die in den lastschwachen Stunden, zumeist 22:00h bis 06:00h, gefüllt werden. Hierdurch wird die volatile Absatzstruktur geglättet und den konstanten Bezügen angenähert.

Der Speichereinsatz sowie die Systematiken des Speichereinsatzes und Speicherzugangs werden im Folgenden nicht weiter betrachtet. Das soll aber nicht davon ablenken, dass diese Problematik wesentlich ist für den Wettbewerb auf dem deutschen Erdgasmarkt. Solange ein Lieferant keinen hinreichenden bzw. nur einen kostenintensiven Zugang zu Strukturierungsinstrumenten erhält, ist er nicht in der Lage einem Bezieher eine Vollversorgung zu einem Preis anzubieten, der im Vergleich zu dem Preisangebot des etablierten Versorgers wettbewerbsfähig ist.

³¹⁷ Eigene Darstellung.

5.1.2.2. Unterbrechung von Sonderkunden

Beim Speichereinsatz wird eine Glättung der Absatzstruktur durch Aufhebung der Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Ausspeisung für einzelne Mengen erreicht. Bei der Unterbrechung von Sonderkunden wird dies dadurch erreicht, dass die Belieferung einzelner Kunden zu bestimmten Zeitpunkten abgestellt wird.

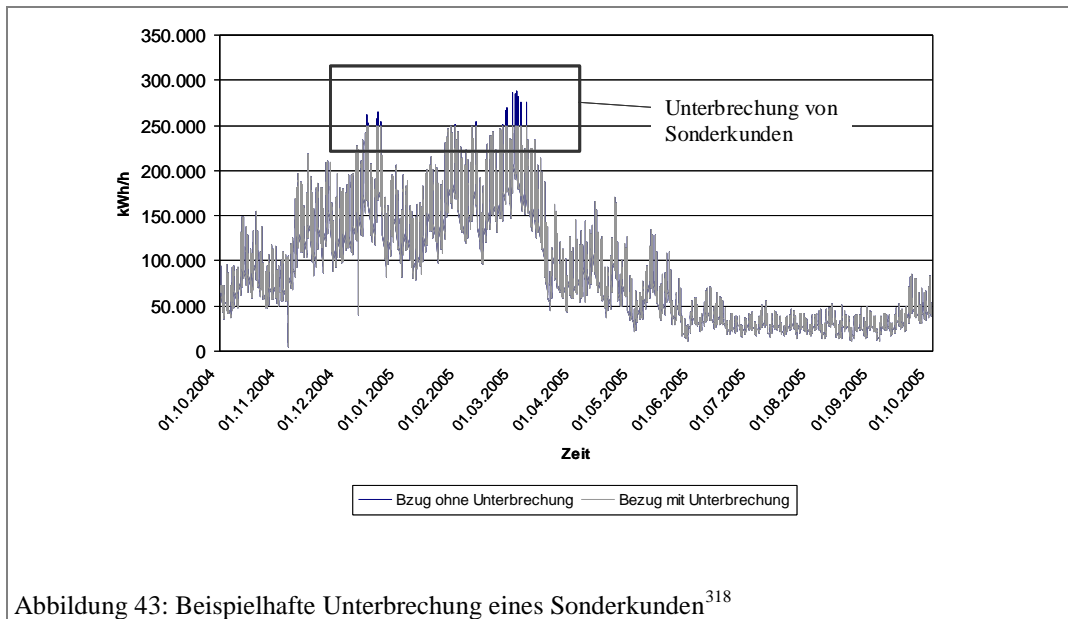


Abbildung 43: Beispielhafte Unterbrechung eines Sonderkunden³¹⁸

Als Voraussetzung gilt für den Kunden, dass er die Unterbrechung durch den Einsatz anderer Energieträger auffangen kann. Er muss also über eine multivalente Befeuerungsanlage verfügen, die ihm z.B. den Einsatz von Kohle, Öl, Restmüll etc. ermöglicht. Nicht selten ist der Einsatz dieser alternativen Energieträger technisch begrenzt oder kostspielig, so dass auch die Unterbrechung vertraglichen Restriktionen unterliegt. Der Versorger kann in diesem Fall kaum seinen Kunden ohne Vorlaufzeit und unbefristet unterbrechen. Verfügt ein Kunde über die Möglichkeit der alternativen Befeuerung, erwartet er günstigere Bezugskonditionen. Der Versorger sieht sich also einem Optimierungsproblem ausgesetzt: Er will durch Unterbrechungen eine Glättung erreichen, die seine Bezugskosten senkt. Andererseits muss er das Risiko bewerten, dass die notwendigen Unterbrechungen die vertraglichen Möglichkeiten überschreiten und er entweder dem unterbrochenen Kunden eine Vertragsstrafe zahlen muss oder er die angestrebte Glättung nicht erreicht. Für den Versorger kommt hinzu, dass durch die Unterbrechung eines Kunden seine Absatzmenge sinkt. Hierdurch wird

³¹⁸ Eigene Darstellung.

das Risiko gesteigert, dass der Versorger seine eigenen *Take or Pay*-Verpflichtungen nicht einhalten kann. Aus diesem Grund werden die Mengen von Sonderkunden, die für Unterbrechungen in Frage kommen oder die als potentielle Wechselkandidaten zu anderen Versorgern eingestuft werden, meist separat behandelt.

5.1.2.3. Zusammenfassung von Kunden

Durch die Zusammenfassung mehrerer Kunden mit unterschiedlichen Bezugsportfolien kann ein Durchmischungs- oder Aggregationseffekt³¹⁹ erreicht werden. In diesem Fall fügen sich die einzelnen, womöglich hoch-volatilen Bezugsprofile zu einem „sehr viel ausgewogeneren Nachfrageprofil“³²⁰ zusammen. Indem der Versorger also mehrere Kunden zusammenfasst, kann einer eine Glättung des Absatzprofils erreichen und auf diese Weise dem Bezugsprofil angleichen bzw. annähern.³²¹ Fasst der Versorger also mehrere Kunden zusammen, kann er eine Glättung der Gesamlastkurve erreichen. Wie in den anschließenden Betrachtungen verdeutlicht wird, wird dieser Effekt durch die Entflechtung von Transport und Handel für den Versorger nicht wesentlich beeinträchtigt, sondern kann in beiden Wertschöpfungsstufen genutzt werden.

Gelingt es einem Versorger nicht, eine Kongruenz zwischen Bezug und Absatz zu erreichen, ist er gezwungen, auf die sich am Markt bietenden alternativen Bezugsquellen zurückzugreifen. Vor der Liberalisierung der Energiemärkte hat der Versorger die Differenzmengen mit anderen Versorgern auf derselben Handelsstufe ausgeglichen oder sich mit dem eigenen Vorlieferanten arrangiert. Dies sah zumeist eine Strafzahlung oder eine Verschiebung der Mengenabnahme in die Zukunft vor. Die derzeitigen und angestrebten Marktstrukturen sehen ähnliche Mechanismen vor. Über- und Untermengen können am Markt abgesetzt bzw. über den Markt bezogen werden. Mittel- bzw. kurzfristige Differenzen lassen sich vor der Lieferung am Termin- bzw. Spotmarkt schließen. Nachträgliche Abweichungen von Einspeisung und

³¹⁹ Bzgl. einer Definition des Aggregationseffektes und seiner Abgrenzung zum Portfolioeffekt siehe 5.3.2.

³²⁰ Vgl. hierzu HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), S. 115.

³²¹ Vgl. hierzu KNEIPS (2001), Seite 22.

Ausspeisung, d.h. Ausgleichsmengen gleicht der Versorger in Zusammenarbeit mit dem marktgebietsüberspannenden Netzbetreiber aus.³²²

5.2. Aggregationseffekt in Versorgung und Transport

Der Aggregationseffekt erlaubt sowohl in der Erdgasversorgung als auch im Erdgastransport eine optimierte Ausnutzung bestehender Versorgungs- und Transportkapazitäten. Indem unterschiedliche Lastgänge zu einem geglätteten Gesamtlastgang zusammengefaßt werden, können bestehende oder fixe Kapazitäten effizienter genutzt werden. Im Fall dominierender Fixkosten führt dieser Effekt zu einer Senkung der durchschnittlichen Produktions- bzw. Transportstückkosten. Wie im Rahmen der Definition des Aggregationseffektes und seiner Abgrenzung zum Portfolioeffekt in 5.3.2. deutlich wird, ist der Zeitversatz der Leistungsspitzen der unterschiedlichen Lastgänge eine notwendige Bedingung für den Aggregationseffekt, während die Steigerung der Benutzungsstundenstruktur, d.h. dem Verhältnis [h] zwischen Bezugsmengen [MWh] und Bezugsspitze [MW], eine hinreichende Bedingung ist.

Die folgende, detaillierte Darstellung des Aggregationseffektes in der Versorgung und dem Transport greift aus didaktischen Gründen in einzelnen Zusammenhängen auf die Gegebenheiten im Strommarkt zurück und überträgt sie anschließend auf den Gasmarkt. Dies bietet sich an, da erstens die Zusammenhänge im Strommarkt häufig vertrauter sind und sich daher plastischer darstellen lassen und zweitens, da der Strommarkt in seiner Entwicklung hin zu einem massengeschäftstauglichen Markt weiter fortgeschritten ist und sich daher Konsequenzen einzelner Zusammenhänge anhand tatsächlicher Erfahrungen belegen lassen.

³²² Vgl. hierzu 4.2.1.

5.2.1. Versorgung

5.2.1.1. Versorgung bei Strukturunkenntnis

Die Produktionskapazität eines Elektrizitätskraftwerkes bemisst sich in Watt (kW bzw. MW), wird als Leistung bezeichnet und beschreibt die maximale Menge, die in einem Zeitpunkt produziert werden kann. Die produzierte Menge bemisst sich in Leistung * Zeiteinheit (zumeist kWh bzw. MWh).

Vereinfacht ausgedrückt verursachen die Errichtung des Kraftwerkes und die produktionsunabhängige Wartung Fixkosten. Der produktionsabhängige Primärenergiebedarf zur Erzeugung von Strom verursacht variable Kosten. Dient ein Kraftwerk der Versorgung einer einzigen Abnahmestelle, ist das Kraftwerk wahrscheinlich unausgelastet, da die Nachfrage einer einzelnen Abnahmestelle sehr volatil ist. Angenommen, das Kraftwerk kennt erstens lediglich die absolute Bedarfsleistungsspitze des Kunden und hat keinen Eindruck von dessen Bezugsstruktur und hat zweitens keine Möglichkeit der alternativen Strombeschaffung durch andere Kraftwerke. Unter diesen Umständen muss die verfügbare Leistung für den einzelnen Kunden stets der erwarteten absoluten Leistungsspitze des einzelnen Kunden entsprechen.³²³ Hält der Versorger die erwartete Leistung für einen Kunden nämlich nicht bereit und greift der Kunde auf diese Leistung zurück, kann der Versorger seinen vertraglichen Verpflichtungen nicht nachkommen. Weder kann er dem Kunden die angeforderten Kapazitäten bieten, noch kann er die Energie von anderer Stelle ankaufen. Aus diesem Grund ist seine Bereitschaft zum Kapazitätsrisiko, d.h. die Bereitschaft zur Überbuchung der Erzeugungskapazitäten gleich Null. Wie in Abbildung 44 dargestellt, übersteigt daher die errichtete Kapazität die erwartete Leistungsspitze.

³²³ Vgl. HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), S. 113.

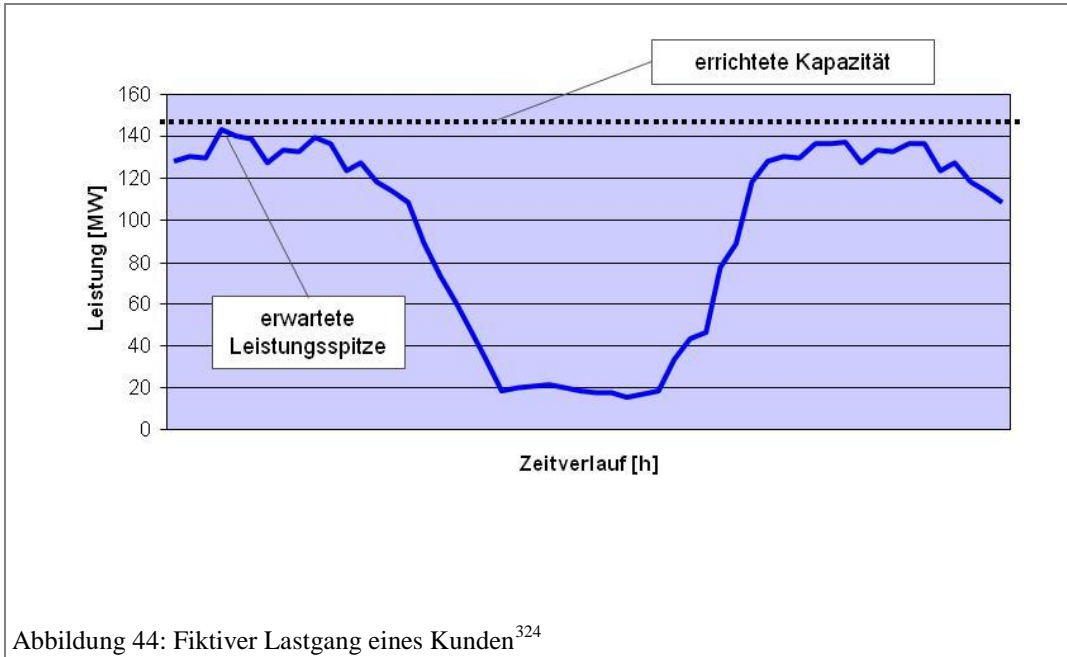


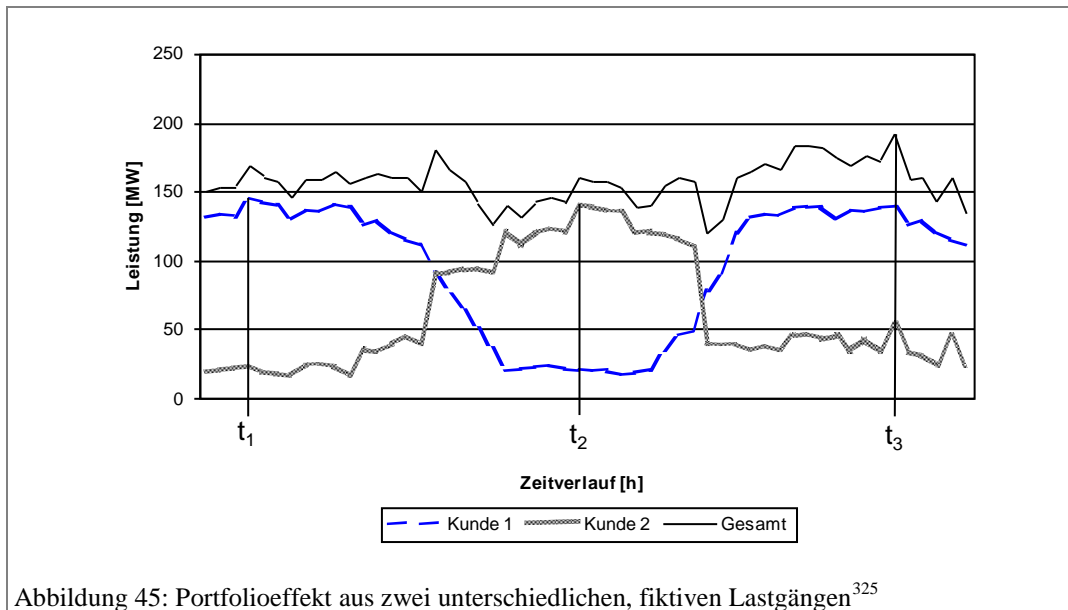
Abbildung 44: Fiktiver Lastgang eines Kunden³²⁴

Je unausgeglichener nun die Bezugsstruktur des Kunden ist, d.h. je geringer die Benutzungsstundenanzahl ist, desto unausgelasteter sind die Kraftwerkskapazitäten im Zeitverlauf und desto gravierender wirken die Fixkosten auf den durchschnittlichen Strompreis pro Mengeneinheit [Ct./kWh]. Ein Kunde mit einer verhältnismäßig glatten Strukturlinie kann also günstiger versorgt werden als ein Kunde mit einer hoch volatilen Struktur.

³²⁴ Eigene Darstellung.

5.2.1.2. Versorgung bei Strukturkenntnis

Entgegen der zuvor gestellten Annahme hat der Stromversorger jedoch erstens einen gewissen Eindruck vom Bezugsverhalten seiner Kunden und zweitens die Möglichkeit, die zusätzliche Leistung von anderer Stelle anzukaufen. Aufgrund der Marktgegebenheiten kann er unter Inkaufnahme eines Preisrisikos auf Termin- und Spotmärkte sowie auf die Ausgleichsenergie zurückgreifen.



Die Kenntnis des Lieferanten über das Bezugsverhalten seiner Kunden bietet dem Lieferanten die Möglichkeit, seine Kunden so auszuwählen und zusammenzufassen, sich die Bezugsstruktur des Gesamtportfolios verbessert und die Durchschnittskosten sinken. Hierdurch kann der Lieferant sein Angebot und seine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Anbietern verbessern.

Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 45 deutlich. Der gestrichelte Kunde 1 hat seine Jahresleistungsspitze in dem Moment t_1 , der graue Kunde 2 in t_2 . Eine Zusammenfassung der Lastgänge führt zu dem schwarzen Gesamtlastgang mit der Jahresleistungsspitze in t_3 . Die gelbe Gesamtleistungsspitze ist dabei geringer als die Summe der Leistungsspitzen der Kunden 1 und 2. Analog sind auch die Fixkosten bei der Zusammenfassung geringer als die Summe der Einzelfixkosten, so dass bei konstanter Produktionsmenge und konstanten variablen Kosten die Durchschnittskosten pro kWh sinken. In diesem Fall nutzt der Versorger also die

³²⁵ Eigene Darstellung.

Möglichkeit, zwei oder mehrere Kunden mit denselben Kapazitäten zeitgleich zu versorgen.

Sollten die Kunden von ihrem prognostizierten Verhalten abweichen, so dass die aggregierte Leistungsspitze höher ist, muss der Versorger die zusätzliche Nachfrage durch Ankäufe am Markt decken. Dieses Mengenrisiko bewertet der Versorger anhand der geltenden Markt- und Ausgleichsenergiepreise und passt seine Portfoliostruktur entsprechend an. Ein Stromhändler, der nicht über eigene Produktionskapazitäten verfügt, sondern seine Mengen am Markt bezieht, agiert ähnlich: er fasst seine Kunden in einem Absatzportfolio zusammen, unterteilt die aggregierte Nachfrage in Standardprodukte und deckt sie zu den herrschenden Großhandelspreisen ab. Die Optimierungsaufgabe liegt hierbei in der Erzielung der kostengünstigsten Unterteilung.

Wendet man diese Überlegungen auf den deutschen Gasmarkt an, nehmen die Importunternehmen den Platz des Produzenten ein. Die Rolle der produktionsunabhängigen Fixkosten wird durch die Kosten des transnationalen Transports von der Erzeugungsstätte bis zum deutschen Grenzübergabepunkt erfüllt. Diese Kosten fallen entweder in Form eines Leistungspreises oder in Form von Kapitalkosten an, die durch eine Beteiligung an diesen Pipelines verursacht werden. Analog zum Stromproduzenten werden dem Gasimporteureur als Großhändler Anreize gesetzt, mehrere Kunden zusammenzufassen, einen Aggregationseffekt in der Versorgung zu generieren und hierdurch eine Kostensenkung unter Inkaufnahme von Kapazitätsrisiken zu erwirtschaften. Wie bereits in Kapitel 5.1.2.3 angesprochen wurde, sind durch die Verknüpfung der deutschen Ferngas- und Regionetze miteinander grundsätzlich die strukturellen Bedingungen erfüllt, um, wie im Strommarkt, Über- und Unterdeckungen zur Stabilisierung des Netzbetriebs kurzfristig auszutauschen. Wie allerdings im Späteren noch zu sehen sein wird, sind diesen Verhaltensfreiheiten empfindliche Grenzen gesetzt. Durch die effiziente Gestaltung der Transportnetze (vgl. Kapitel 2.2.1) lassen sich Leistungsspitzen nicht unbegrenzt durch den Bezug von Differenzmengen oder Spotmengen decken.

5.2.2. Transport

5.2.2.1. Transport im Strommarkt

Der Transport in der Elektrizitätswirtschaft zeichnet sich im Vergleich zur Gaswirtschaft durch zwei Aspekte aus:

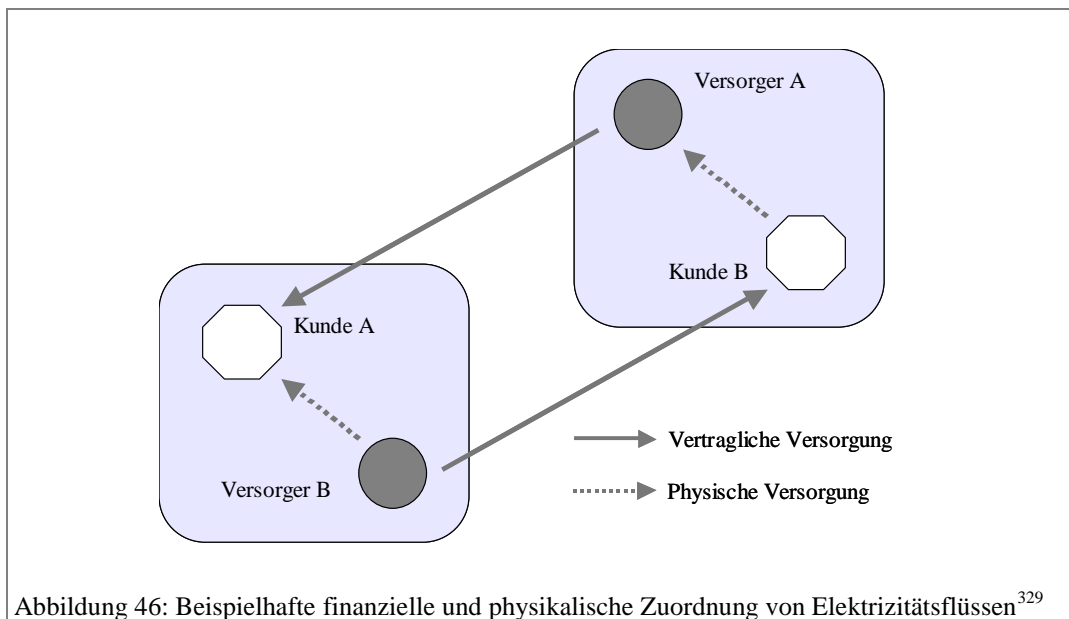
Erstens sind die Kapazitäten des deutschen Stromnetzes bundesweit stark ausgeprägt, so dass sich Kapazitätsengpässe bisher nur noch an den Grenzübergangsstellen zu den Nachbarländern Deutschlands finden. Diese Beschreibung spiegelt allerdings nur die aktuelle Netzstruktur wider. Durch einen Zubau von Erzeugungskapazitäten in einer bestimmten Region, beispielsweise Windkrafttröder im Küstenbereich, kann es zu neuen Kapazitätsengpässen kommen. Sollte man beispielsweise im Norden der Bundesrepublik Deutschland die Windenergiekapazitäten weiter ausbauen, wird die dezentrale, verbrauchsnahe Einspeisung zunehmend aufgehoben. Ohne Anpassung der Übertragungskapazitäten wird dann eine ex ante Buchung für die Stromwirtschaft notwendig.³²⁶

Zweitens ist die Produktion im deutschen Strommarkt dezentral, Kraftwerke sind bisher über die gesamte Bundesrepublik verteilt.³²⁷ Die verbrauchsnahe Errichtung von Elektrizitätskraftwerken begründet sich darin, dass der Energieverlust durch den Transport minimal zu halten ist. Dies ist der Grund für eine bundesweite Verteilung der Produktionskapazitäten. Zusätzlich sind die Kapazitäten über Hochspannungsleitungen miteinander verbunden, um zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit den Ausfall einzelner Kraftwerke abfangen zu können.³²⁸ Dies hat zur Folge, dass die Flussrichtungen flexibel sind und die Netzbelastung in der Summe geringer ist, da der Strom nicht z.B. im Norden eingespeist und im Süden Deutschlands verbraucht wird, sondern vielmehr regional produziert und auch genutzt wird. Der Strom sucht sich den Weg des geringsten Widerstands und daher zur nächstliegenden Verbrauchsstelle. Auf diese Weise kommt es zu einer effizienten Belastung des Transportnetzes.

³²⁶ Vgl. hierzu PIEPER/FLECKENSTEIN/ROSEN (2007), Seite 44.

³²⁷ In der Energiewirtschaft, insbesondere in der Stromwirtschaft, bezeichnet man im Allgemeinen als dezentrale Einspeisungen die Einspeisungen, die auf Spannungsebenen unterhalb der Höchstspannungsebene stattfinden. [Siehe hierzu ZANDER/RIEDEL/KRAUS, Band 1, Kap. II, 1.1.2., Seite 8]

³²⁸ Vgl. hierzu WAGNER/IGELSPACHER/ROTH (2004), S. 564.



Die Bezugsverhältnisse lassen sich weniger anhand der Stromflüsse als vielmehr anhand der Bilanzierung nachvollziehen. Dies wird in Abbildung 46 veranschaulicht: Versorger A in Berlin versorgt laut Vertrag Kunden A in Freiburg, Versorger B in Freiburg den Kunden B in Berlin. Der physische Fluss des Stroms führt dazu, dass Produzent A tatsächlich den Kunden B und Versorger B den Kunden A versorgt. Die Einspeisungen der Versorger finden zeitgleich zu den Ausspeisungen ihres jeweiligen Kunden statt. Jedoch beziehen die Kunden nicht tatsächlich die Strommenge ihres vertraglichen Versorgers, sondern die Strommengen des nächstgelegenen Versorgers. Lediglich für den Fall, dass die Bezugsprofile der Kunden voneinander abweichen, kommt es zu einer tatsächlichen Lieferung von Berlin nach Freiburg bzw. von Freiburg nach Berlin. Solange also beide Kunden identisch Strom beziehen, verharren die Stromflüsse innerhalb Berlins bzw. Freiburgs. Erst wenn z.B. Kunde A mehr bezieht als Kunde B, wird die Differenzmenge von Berlin nach Freiburg transportiert. Die Zurechnung und Nachhaltung der Kostenflüsse wird durch die Bilanzierung erreicht. Hier werden die Ein- und Ausspeisungen einander gegenübergestellt und zugerechnet.³³⁰

Dieser Umstand ermöglicht es, dass das Abnehmerprinzip zur Ermittlung der Netzentgelte praktiziert wird. Die Netzkosten werden jeweils anteilig, gemessen an dem individuellen Leistungsbedarf, auf die nachfolgende Spannungsebene

³²⁹ Eigene Darstellung.

³³⁰ An dieser Stelle spricht man auch von dem sog. „Badewannen-“, oder „Kupferplatten-Effekt“.

übergewälzt. So zahlt beispielsweise der Hochspannungsnetzbetreiber entsprechend seiner Beanspruchung an den Höchstspannungsnetzbetreiber. Der Mittelspannungsnetzbetreiber zahlt entsprechend seiner Beanspruchung an den Hochspannungsnetzbetreiber und der Niederspannungsnetzbetreiber an den Mittelspannungsnetzbetreiber. Der Endkunde trägt als letztes Glied in der Kette im Nachhinein, also *ex post*, die Kosten der gesamten übergelagerten Spannungsebenen, von der Höchstspannung bis zu seiner Anschlussspannung, entsprechend seiner individuellen Netzbeanspruchung.^{331,332} Der Einspeiser zahlt keine Netzentgelte, daher kommt im Stromtransport kein Aggregationseffekt für den Versorger zum Tragen.³³³

5.2.2.2. Transport im Gasmarkt

Die Marktstruktur und die Netztopologie des deutschen Gasmarktes unterscheiden sich von denen des Strommarktes. Die marktbestimmende Importabhängigkeit und die geringe Eigenförderung führen zu einer speziellen Einspeisung; die gesamten Gasmengen werden an einigen wenigen Grenzübergabestellen in das deutsche Gasnetz eingespeist. Von dort aus werden sie an die angrenzenden Netze übergeben und durch die weiterführenden Netze über die gesamte Bundesrepublik verteilt. Entsprechend sind die Flussrichtungen der meisten Ferngas- und Regionalgasleitungen klar determiniert.³³⁴ Hinzu kommt, dass die Netzkapazitäten in der Vergangenheit effizient, d.h. entsprechend des zukünftig erwarteten Bezugsverhaltens der versorgten Zielregion, geplant wurden.³³⁵ Aufgrund der Speicherbarkeit bestand in der Erdgasversorgung keine Notwendigkeit eines zusätzlichen Netzausbaus. Der Ausfall von Lieferungen konnte bisher und kann auch weiterhin durch Speichermengen aufgefangen werden.³³⁶ Abgesehen von den Absatzmengen der Wingas, war der deutsche Absatzmarkt vor der Liberalisierung des Gasmarktes 1998 durch Demarkationsverträge geografisch auf

³³¹ Vgl hierzu ZANDER/RIEDEL/KRAUS, Band 1, Kap. II, 1.1.2., Seite 7

³³² Entsprechend fordert es auch die Stromnetzentgeltverordnung (STROMNEV), §17, (1) und (2).

³³³ An dieser Stelle wird bewusst der Portfolioeffekt der Bilanzkreisabwicklung vernachlässigt, da hiervon keine strategischen Anreize bzgl. der Transportabwicklung für den Transportkunden, d.h. den Versorger, ausgehen.

³³⁴ Vgl. hierzu SCHWARZ-SCHILLING (1995), Seite 147.

³³⁵ Der Markteintritt der Wingas und der anschließende Ausbau der Ferngaskapazitäten verursachten sicherlich in einigen Bereichen zu bestimmten Zeitabschnitten zu Überkapazitäten. Diese Überkapazitäten waren für die Massengeschäftstauglichkeit des gesamtdeutschen Erdgasmarktes nicht ausreichend.

³³⁶ Vgl. hierzu WAGNER/IGELSPACHER/ROTH (2004), S. 565.

einzelne monopolistische Versorger aufgeteilt. Für die Netzbetreiber, zu diesem Zeitpunkt noch Bestandteil integrierter Versorgungsunternehmen, bestand kein Anreiz zur Schaffung massengeschäftstauglicher Netzkapazitäten. Die notwendigen Kapazitäten wurden anhand der erwarteten Entwicklung des Gasabsatzes im betrachteten Absatzgebiet und des notwendigen Anschlusses an das vorgelagerte Ferngasnetz abgeschätzt. Die Transportleitungen überstiegen dabei selten nennenswert den notwendigen Kapazitätsbedarf. Kostentechnisch ist dies nachzuvollziehen: Erstens steigen mit der Leistungskapazität die fixen Betriebs- und Wartungskosten und zweitens steigen bei Unterauslastung die Kosten des Druckaufbaus. Im Endeffekt steigen dadurch die Kosten für den Endkunden.³³⁷ Es ist daher unbestritten, dass der deutsche Gasmarkt aus Sicht des liberalisierten Massengeschäftes unter Netzengpässen leidet.

Notwendige Folge dieser effizienten Netzgestaltung sowie entscheidender Punkt für das Netzzugangssystem und die folgenden Überlegungen ist, dass der Transportkunde seinen Kapazitätsbedarf im Vorherein, also *ex ante*, anmelden muss. Nur so kann eine Überlastung der Transportkapazitäten vermieden werden und eine Gewährleistung für den Transport vom Netzbetreiber abgegeben werden. Der Transportkunde nennt dem betroffenen Netzbetreiber die Jahresleistungsspitze seines Lastprofils und der Transporteur garantiert ihm im Fall nicht-unterbrechbarer Kapazitäten die stetige Bereitschaft dieser Kapazität im betrachteten Lieferzeitraum. Übernimmt der Versorger die Transportabwicklung zur Belieferung des Kunden bis zu dessen Übergabestelle, tritt der Versorger gegenüber den genutzten Ferntransport- und Regionalnetzbetreibern als Transportkunde auf. Die *ex ante* Kapazitätsbuchung setzt für den Versorger Optimierungsanreize: Ähnlich wie in der Versorgung kann er durch die Zusammenfassung von Versorgungskunden mit nicht-identischen Bezugsprofilen und unter Inkaufnahme von Kapazitätsrisiken einen Aggregationseffekt generieren. Die Leistung der Transportkapazitäten, die der Versorger für das gesamte Portfolio bucht, sind also geringer als die Summe der einzelnen Leistungsspitzen seiner Kunden. Auf diese Weise senkt er die spezifischen Transportstückkosten [Ct./kWh] und kann so die Lieferkonditionen für seine

³³⁷ Vgl. hierzu Punkt 2.2.1. *Erdgastypische Netzstruktur* und KLAG, S. 303 ff.

Kunden verbessern.³³⁸ Mit steigender Kundenzahl kann sich dieser Effekt verstärken. Die Netzkosten, die ein Kunde als Bestandteil eines Portfolios verursacht, weichen also von den Netzkosten ab, die er alleine verursachen würde. Wie weit sie abweichen, hängt von der eigenen Struktur und der Struktur des Versorgerportfolios ab (*siehe hierzu 5.3.*).

Zusammengefasst sei zum Transport Folgendes vermerkt: Im Strommarkt müssen die Transportkapazitäten aufgrund der dezentralen Einspeisung und des ausgeprägten Leitungsnetzes nicht vor dem Lieferzeitraum erworben werden. Aus diesem Grund kann das Abnehmerprinzip praktiziert werden und die Netzgebühren des einzelnen Kunden hängen von seinem individuellen Lastprofil ab. Im Gasmarkt muss der Transportkunde die Kapazitäten vor dem Lieferzeitraum buchen. Hieraus entsteht für den Versorger ein Optimierungsanreiz hinsichtlich der Zusammenstellung verschiedener Kunden zu einem Portfolio.

Zusammengefasst zum Aggregationseffekt sei Folgendes vermerkt: Besteht für den Versorger die Möglichkeit eines Aggregationseffektes, liegt das Ziel des Lieferanten in der Steigerung der Benutzungsstunden seines Portfolios zur Minderung der durchschnittlichen Transportkosten pro Energieeinheit. Die Ausführungen haben verdeutlicht, dass das zweivertragliche Netzzugangsmodell mit *ex ante* Buchung dem Versorger die Nutzung steigender Skalenbeiträge ermöglicht.

Im Folgenden wird betrachtet, wie der Versorger sein Portfolio optimiert, ob und wie ein etablierter Versorger seine Marktstellung behaupten kann und ob der Gasmarkt demzufolge regulierungsbedürftig ist.

5.3. Akquisitionsstrategie und Transport-durchschnittskostenkurve eines Anbieters

Der zuvor beschriebene Portfolioeffekt kommt im zweivertraglichen Gasnetzzugangsmodell für den Transportkunden (Versorger und/oder Kunde) nur in den Entry-Kapazitäten eines Marktgebietes und den Kopplungskapazitäten für

³³⁸ Dieser Effekt kann zusätzlich durch den Einsatz von Speichern und die Einbindung unterbrechbarer Kunden verstärkt werden.

den marktgebietsüberschreitenden Transport zur Geltung, da hier der Transportkunde mehrere verschiedene Bezugsprofile zusammenfassen kann. So versucht ein Lieferant durch die Zusammenfassung von mehreren Kunden seinen Bedarf an Entry-Kapazitäten, in Relation zur gelieferten Menge, und somit seine Transportkosten zu senken.³³⁹ Durch die Integration aller marktgebietszugehörigen Netze wird jeder einzelne Abnehmer, ähnlich dem Strommarkt, als eigenständige Exit-Kapazität geführt. Entsprechend lassen sich nicht mehrere Kunden auf der Exit-Ebene zusammenfassen und daher auch keine Portfolioeffekte auf Exit-Ebene generieren.

In dem vorliegenden Kapitel sollen sich die Analysen auf das Akquisitionsverhalten eines Lieferanten, dessen einziges Entscheidungskriterium die Transportkosten bzw. Transportdurchschnittskosten auf Entry-Ebene sind, konzentrieren. Es soll herausgearbeitet werden, dass der Anbieter stets die Senkung seiner Transportdurchschnittskosten verfolgt.

Jegliche weiteren Kosten, die in der Realität womöglich einen Einfluss auf das Akquisitionsverhalten des Anbieters Einfluss haben, werden bewusst ausgegrenzt. Des Weiteren soll an dieser Stelle vereinfachend angenommen werden, dass die Entry-Gebühren identisch sind.³⁴⁰

5.3.1. Benutzungsstundenanzahl und Marktstrukturlinie

Die *Anzahl der Benutzungsstunden* [h] beschreibt das Verhältnis aus jährlicher Bezugsmenge [MWh] und Bezugsspitze [MW] eines Lastprofils:

$$Bh_n[h] = \frac{\text{Menge [MWh]}}{\text{Leistung [MW]}}, \text{ mit } 0 < Bh_n \leq 8.760. \quad (5.3.1.)$$

Je höher die Benutzungsstundenanzahl ist, desto ausgelasteter und glatter verläuft der Bezug und desto höher ist der Effizienzgrad der Ausnutzung von infrastrukturellen Transport- oder Produktionskapazitäten, wie beispielsweise

³³⁹ Die vorliegende Analyse befasst sich mit der Kapazitätsbuchung des Transportkunden (Lieferant und/oder Bezieher), nicht mit der Kapazitätsbuchung der Netzbetreiber untereinander zur Abwicklung des Gasflusses.

³⁴⁰ In der Realität unterscheiden sich die Gebühren verschiedener Entry-Kapazitäten meist, da sie in Abhängigkeit von der Nachfrage und den Betriebskosten stehen.

Pipelines, Grenzkopplungspunkten, Ein- und Ausspeisekapazitäten von Speichern und Förderkapazitäten. Die Benutzungsstundenanzahl beschreibt also die Qualität eines Bezugsprofils. Wie in den folgenden Kapiteln näher dargelegt wird, ist die Anzahl der Benutzungsstunden des eigenen Portfolios und des Lastprofils möglicher Kunden eines der wesentlichen Entscheidungskriterien für Anbieter in Bezug auf ihr Markt- und Akquisitionsverhalten.

Obwohl Bezugskunden, in erster Linie lokale Versorgungsunternehmen, ein ähnliches Bezugsverhalten haben, weisen sie häufig Unterschiede in der Jahresbezugsmenge, in der monatlichen Verteilung der Bezugsmenge sowie in dem Zeitpunkt und der Höhe der Leistungsspitze auf. Dies ist auch nicht weiter ungewöhnlich. Die hohe Witterungsabhängigkeit des Privatkundensektors, die geographische Weitläufigkeit der vorgelagerten regionalen Versorgungsnetze sowie die Temperaturunterschiede innerhalb des Absatzgebietes einerseits und die unterschiedliche Kundenstruktur der lokalen Versorger andererseits erzeugen unterschiedliche Bezugsprofile und somit auch unterschiedliche Benutzungsstunden. Listet man die Bezieher eines Marktgebietes, d.h. alle regionalen und lokalen Versorgungsunternehmen und alle im Bezug eigenständigen Industrieunternehmen, gemessen an ihrer Benutzungsstundenanzahl und beginnend mit der höchsten Stundenanzahl in einer Reihe auf, erhält man eine Marktgebietsstrukturlinie, wie sie in Abbildung 47 dargestellt ist. Auf der Abszisse ist der Marktanteil in Prozent abgebildet, auf der Ordinate die Benutzungsstunden. Aufgrund der angenommenen Reihenfolge gibt die Marktstrukturlinie die geringste Benutzungsstundenanzahl beim jeweiligen Marktanteil an. Demnach haben beispielsweise x % des Marktes eine Bezugsstruktur von größer oder gleich y Benutzungsstunden.

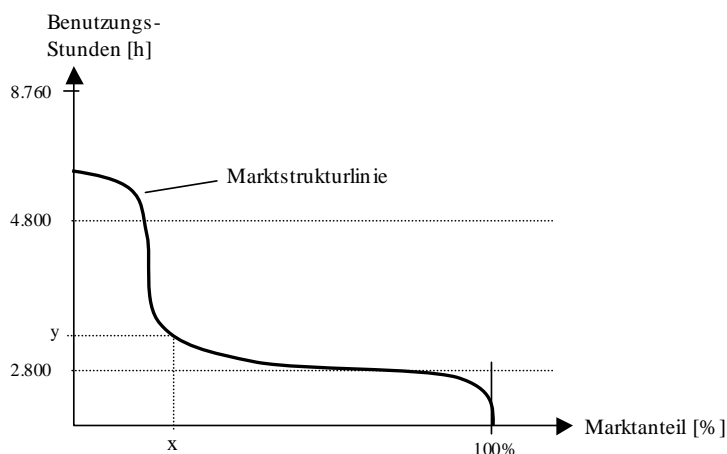


Abbildung 47: Darstellung einer fiktiven Marktstrukturlinie³⁴¹

Lokale Versorger haben gewöhnlich eine Benutzungsstundenanzahl von ca. 2.800 bis 3.500 Stunden pro Jahr. Durch u.a. den Einsatz von lokalen Röhren- und Kugelspeichern sowie unterbrechbaren Versorgungsverträgen auf der Absatzseite kann ein Gasunternehmen seine Bezugsstruktur häufig auf bis zu ca. 4.500 Stunden pro Jahr steigern. Industriekunden, deren Bezug weit weniger von der Witterung abhängig ist, haben eine Benutzungsstundenanzahl, die von ca. 3.800 bis 6.000 Stunden pro Jahr rangiert. Nur wenige Kunden haben eine Benutzungsstruktur von über 6.000 Stunden pro Jahr. Der Großteil der Abnehmer hat eine Struktur zwischen 2.800 und 4.800 Stunden pro Jahr. Des Weiteren gibt es annähernd in jedem Marktgebiet einige wenige oder mehrere Kunden, deren Strukturen (weit) unterhalb von 2.800 Stunden liegen. Entsprechend fällt die Marktstrukturlinie bei einem Marktanteil von knapp unter 100% ab.³⁴²

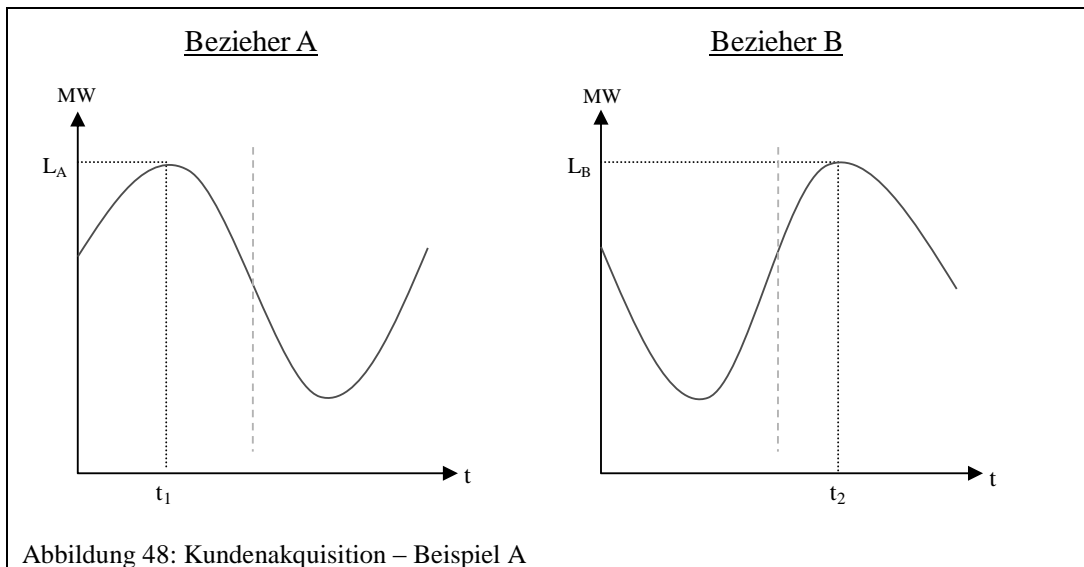
5.3.2. Auswirkungen des Leistungs- und des Struktureffektes

Wie im Vorangegangenen erläutert, sind die Bezugsprofile der Bezieher innerhalb eines Marktgebietes höchst unterschiedlich. Wenngleich die Marktstrukturlinie die Verteilung der Benutzungsstundenanzahlen der Bezieher beschreibt, wird sie nicht der Tatsache gerecht, dass Bezieher mit der identischen Benutzungsstundenanzahl unterschiedliche Bezugsstrukturen, d.h.

³⁴¹ Eigene Darstellung.

³⁴² HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE stellen diesen Zusammenhang als Jahresdauerlinie für den Strommarkt dar. Vgl. hierzu HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), Seite 116.

unterschiedliche Verteilung der Bezugsmengen auf den betrachteten Zeitraum, haben können. Wie angesprochen, beschreibt die Benutzungsstundenanzahl das Verhältnis zwischen bezogener Jahresmenge und der absoluten Leistungsspitze in dem betrachteten Zeitraum. Es lässt sich jedoch nicht ableiten, zu welchem Zeitpunkt diese Leistungsspitze stattgefunden hat. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 48 dargestellt.



Beide Bezieher, A und B, beziehen die identische Jahresmenge und ihre Leistungsspitzen L_A und L_B sind in ihrer Höhe identisch, so dass ihre Benutzungsstundenanzahlen ebenfalls identisch sind. Allerdings findet die Leistungsspitze L_A des Bezieher A in der ersten Hälfte des betrachteten Zeitraums statt (*links neben der vertikalen, gestrichelten Linie*), während die Leistungsspitze L_B des Bezieher B in der zweiten Hälfte stattfindet (*rechts neben der vertikalen, gestrichelten Linie*).

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass sich die Bezugsprofile verschiedener Bezieher stets voneinander unterscheiden. Wie oben bereits angesprochen, ist dies naheliegend, da es unwahrscheinlich ist, dass die Witterungsverhältnisse, die infrastrukturellen Gegebenheiten und die strukturelle Verteilung der privaten und gewerblichen Letztverbraucher von zwei verschiedenen Versorgungsunternehmen vollständig übereinstimmen.

Dass jedes Bezugsprofil einzigartig ist, hat zur Folge, dass auch das Profil oder Portfolio, das sich aus der Zusammenlegung von zwei oder mehreren Profilen

ergibt, ebenfalls einzigartig ist. Darüber hinaus haben unterschiedliche Profile unterschiedliche Effekte auf das Portfolio, dem sie beigefügt werden sollen, bzw. hat ein Profil unterschiedliche Effekte auf unterschiedliche Portfolios, denen es beigefügt werden soll. Dies hat zur Folge, dass ein Kunde unterschiedliche Effekte auf die Portfolios von zwei unterschiedlichen Lieferanten hat.

Dieser Zusammenhang soll anhand eines weiteren Beispiels verdeutlicht werden: Ein Lieferant A versorgt ein bestehendes Portfolio A für den Betrachtungszeitraum von einem Monat, wie es in der Abbildung 49 dargestellt ist. Er hat die Wahl, den Kunden N als Neukunden in sein Portfolio aufzunehmen. Das resultierende Portfolio ist das potentielle Portfolio, dargestellt durch die gestrichelte Linie. Das bestehende Portfolio hat eine Leistungsspitze von 20 MW und eine erwartete Menge von 13.200 MWh pro Monat. Kunde N hat eine Leistungsspitze von 10 MW und eine erwartete Menge von 1.824 MWh pro Monat. Eine Zusammenfassung würde zu einer Leistungsspitze von $25\text{MW} < 10\text{MW} + 20\text{MW} = 30\text{MW}$ führen. Es ließe sich also ein Portfolioeffekt auf die Gesamtleistung generieren, da die einzelnen Leistungsspitzen nicht zeitgleich sind.

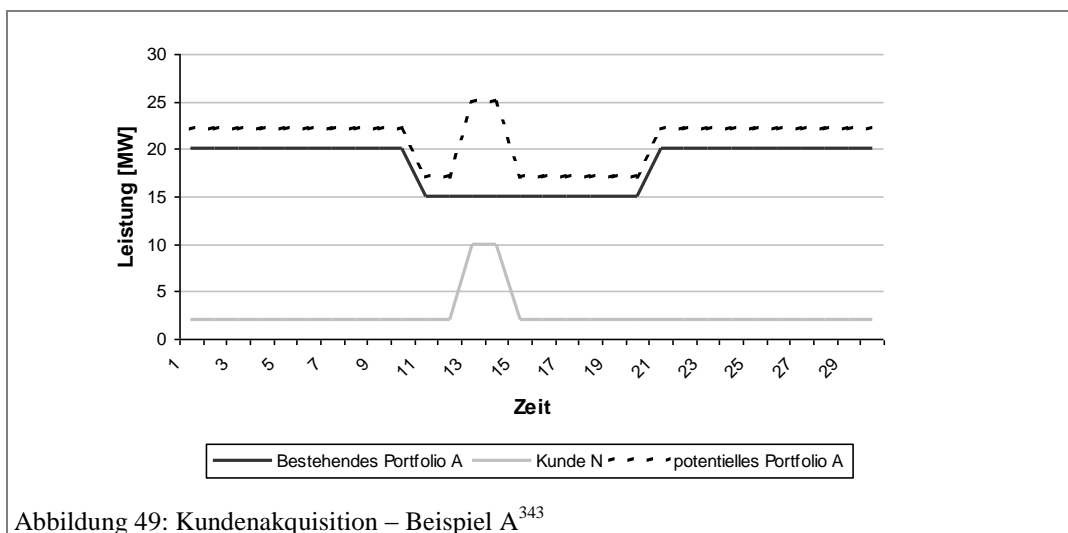


Abbildung 49: Kundenakquisition – Beispiel A³⁴³

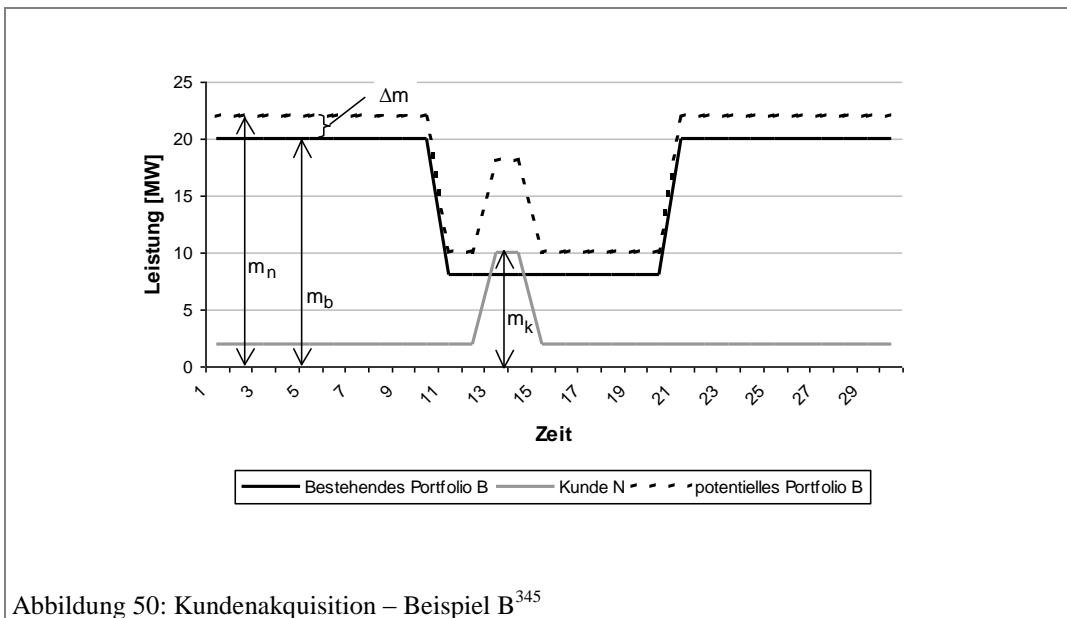
Allerdings fällt die Benutzungsstundenanzahl des Lieferantenportfolios von 660 Stunden pro Monat³⁴⁴ auf 601 Stunden pro Monat. Die Struktur des

³⁴³ Eigene Darstellung.

³⁴⁴ In dem betrachteten Beispiel wird lediglich der Zeitraum von 30 Tagen, d.h. einem Monat, dargestellt. Entsprechend liegt die maximale Benutzungsstundenanzahl bei 720 Stunden/Monat.

Lieferantenportfolios wird durch die Beimischung des Kundenprofils also nicht geglättet, sondern volatiler.

Auf ein anderes bestehendes Lieferantenportfolio B, wie in Abbildung 50 dargestellt, mit einer Leistungsspitze von 20MW und einem Energiebezug 11.520 MWh pro Monat, leistet derselbe Kunde einen stärkeren Effekt. Die Benutzungsstundenanzahl steigt von 576 Stunden pro Monat auf 606,5 Stunden pro Monat. In diesem Fall finden ebenfalls die Leistungsspitzen nicht zeitgleich statt. Es kommt aber noch hinzu, dass die Struktur geglättet wird, da sich die Profile „ergänzen“.



Wie die Beispiele verdeutlicht haben, kann es bei der Zusammenführung von zwei unterschiedlichen Profilen zu folgenden Effekten kommen:

- *Leistungseffekt:* Der Leistungseffekt tritt dann auf, wenn die Gesamtleistungsspitze mehrerer zusammengefügter Lastgänge geringer ist als die Summe der Einzelleistungsspitzen. Dieser Effekt erfordert, dass die Einzelleistungsspitzen nicht zeitgleich stattfinden.

Dieser Effekt trat zwischen Lieferant A und Kunde N auf.

- *Struktureffekt:* Der Struktureffekt tritt dann auf, wenn mehrere zusammengefügte Lastgänge eine „glattere“ Struktur, d.h. eine höhere

³⁴⁵ Eigene Darstellung.

Benutzungsstundenanzahl, haben als die einzelnen Lastgänge. In diesem Fall wird das Verhältnis zwischen Menge und Leistung gesteigert. Für den Struktureffekt ist der Tatbestand, dass die Gesamtleistungsspitze geringer ist als die Summe der Einzellastspitzen, eine notwendige Bedingung. Die Steigerung der Benutzungsstundenanzahl ist eine hinreichende Bedingung.

Dieser Effekt trat zwischen Lieferant B und Kunde N auf.

Um zu gewährleisten, dass die Benutzungsstruktur des potentiellen Portfolios Bh_n höher ist als die des bestehenden Portfolios Bh_b muss gelten:

$$Bh_n > Bh_b, \quad \text{wenn gilt} \quad \frac{m_n}{\Delta m} > \frac{B}{K} + 1, \quad (5.3.2.)$$

mit $m_n, \Delta m, B, K$ und $N > 0$.

Hierbei und in Abbildung 50 bezeichnet m_b die Leistungsspitze des bestehenden Portfolios [MWh/h], m_k die Leistungsspitze des Kunden [MWh/h], m_n die Leistungsspitze des potentiellen (oder neuen) Portfolios [MWh/h], Δm die Differenz aus m_n und m_b [MWh/h], B die Menge des bestehenden Portfolios [MWh], N die Menge des potentiellen (oder neuen) Portfolios [MWh] und K die Menge des Kunden [MWh]. Es gilt grundsätzlich:

$$Bh_n = \frac{N}{m_n}; \quad Bh_b = \frac{B}{m_b}; \quad m_n = \Delta m + m_b; \quad N = B + K.$$

$$\text{Aus} \quad \frac{m_n}{\Delta m} > \frac{B}{K} + 1 \quad \text{folgt:} \quad (5.3.3.)$$

$$\Leftrightarrow \frac{m_n}{\Delta m} - 1 > \frac{B}{K} \quad (5.3.4.)$$

$$\Leftrightarrow m_n - \Delta m > \frac{B}{K} * \Delta m \quad (5.3.5.)$$

$$\Leftrightarrow K * (m_n - \Delta m) > B * \Delta m \quad (5.3.6.)$$

$$\Leftrightarrow -B * \Delta m + K * m_n - K * \Delta m > 0 \quad (5.3.7.)$$

$$\Leftrightarrow B \cdot m_n - B \cdot \Delta m + K \cdot m_n - K \cdot \Delta m > B \cdot m_n \quad (5.3.8.)$$

$$\Leftrightarrow (B + K) \cdot (m_n - \Delta m) > B \cdot m_n \quad (5.3.9.)$$

$$\Leftrightarrow \frac{(B + K)}{m_n} > \frac{B}{m_n - \Delta m} \quad (5.3.10.)$$

$$\Leftrightarrow \frac{N}{m_n} > \frac{B}{m_n - \Delta m} \quad (5.3.11.)$$

$$\Leftrightarrow Bh_n > Bh_b \quad (5.3.12.)$$

(5.3.3.) bis (5.3.12.) haben dargelegt, dass der Effekt oder Grenzbeitrag eines Kundenprofils auf das bestehende Anbieterportfolio direkt von dem Kundenprofil (K) selbst, dem bestehenden Lieferantenprofil (B , $m_b = \Delta m + m_n$) sowie von dem Zusammenspiel der beiden Profile ($\Delta m = m_n - m_b$) abhängt.

5.3.3. Kurvenverlauf der Transportdurchschnittskosten

Wie zuvor bereits erläutert, bucht der Transportkunde, bzw. in der vorliegenden Analyse der Lieferant, die Transportkapazitäten vor dem Lieferzeitraum. Da die damit verbundenen Transportkosten unabhängig von der transportierten Energiemenge anfallen, stellen sie für den Lieferanten Fixkosten dar. Die durchschnittlichen Transportkosten sind die Kosten, die sich auf die einzelne Energieeinheit umlegen lassen. Bei konstanten Transportkapazitäten, d.h. konstanten Fixkosten, und ansteigender Transportmenge sinken die Transportdurchschnittskosten (TDK) pro Energieeinheit. Die Transportdurchschnittskosten stehen also in einem direkten Zusammenhang mit der Benutzungsstundenanzahl. Je höher die Benutzungsstundenanzahl ist, d.h. je größer das Verhältnis aus transportierter Menge und beanspruchter Leistung bzw. Transportkapazität, desto geringer sind die durchschnittlichen Transportkosten. Formal kommt dies darin zum Ausdruck, dass der Kehrwert der Benutzungsstundenanzahl Bestandteil der TDK-Gleichung ist:

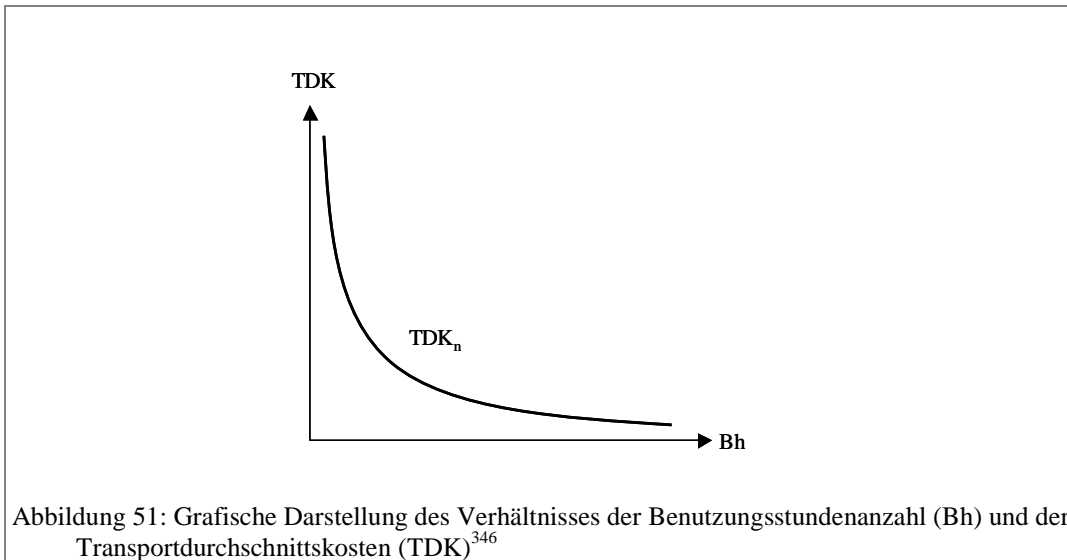
$$TDK[\text{€}/MWh] = \frac{\text{Leistung} \cdot \text{€} [MW] \cdot [\text{€}/MW]}{\text{Menge} [MWh]} \quad (5.3.13.)$$

Die TDK entwickeln sich degressiv fallend zu einer steigenden Benutzungsstundenanzahl (siehe Abbildung 51):

$$\text{Menge} = x [MWh] \quad ; \quad \text{Leistung} = y [MW]$$

$$Bh = \frac{x}{y} \Leftrightarrow TDK = \frac{y \cdot \text{€}}{x} = \frac{1}{Bh} \cdot \text{€} \quad (5.3.14.)$$

$$TDK' = \frac{dTDK}{dBh} = -\frac{1}{Bh^2} \cdot \text{€} \quad (5.3.15.)$$



Im Folgenden soll drei Annahmen gefolgt werden:

1. Das betrachtete Marktgebiet wird nur durch einen Lieferanten beliefert.
2. Dieser Lieferant verfügt zu jedem Zeitpunkt über vollständige Transparenz hinsichtlich der bestehenden Kunden und deren Bezugsstrukturen. Die Bezugsstrukturen unterliegen den Eigenschaften, die in Kapitel 5.3.1. beschrieben wurden. Die Kunden verfügen also über unterschiedliche Benutzungsstundenanzahlen und nicht-identische Bezugsstrukturen, so dass die Marktstruktur der beschriebenen Strukturlinie entspricht und Leistungs- und Struktureffekte möglich sind.

³⁴⁶ Eigene Darstellung.

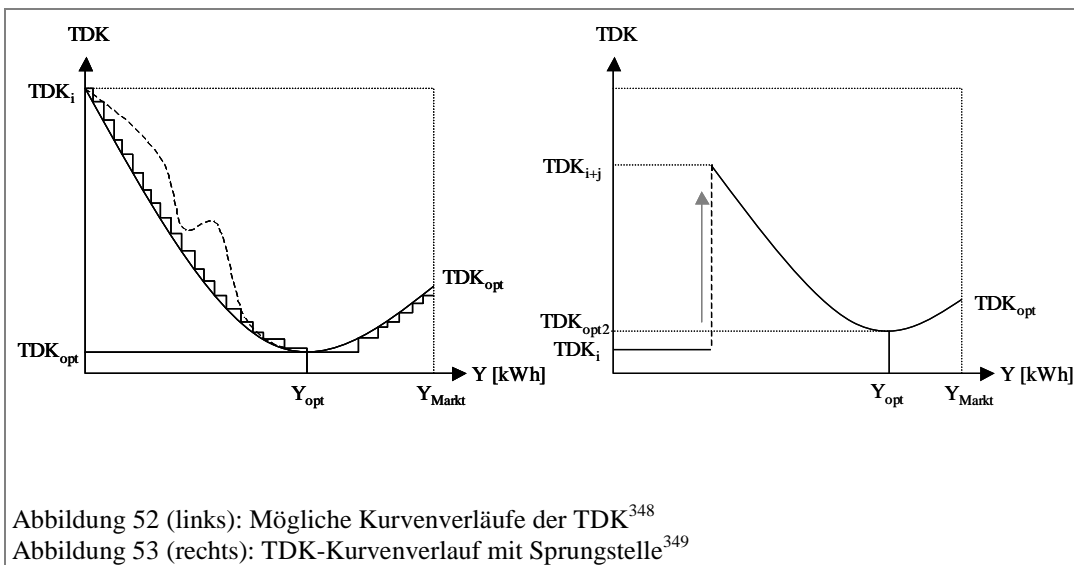
3. Zu Beginn hat der betrachtete Lieferant keinen Kunden unter Vertrag, sondern akquiriert sie nacheinander. Hierbei besteht die Zielsetzung des Lieferanten darin, den erzielten Gewinn aus abgeschlossenen Geschäften durch die Akquisition weiterer Kunden nicht zu mindern und gleichzeitig sein absolutes Gewinnmaximum zu dem höchstmöglichen Marktanteil zu erreichen.

Vor dem Hintergrund der genannten Zielsetzung stellt der Lieferant sicher, dass durch die Akquisition des nächsten Kunden die Gewinnmarge der bereits akquirierten Kunden nicht gesenkt wird. Der Lieferant kalkuliert den Absatzpreis des Kunden X u.a. unter Berücksichtigung der Transportkosten pro Energieeinheit. Akquiriert er anschließend einen Kunden Y, durch den die durchschnittlichen Transportkosten des gesamten Absatzportfolios gesenkt werden, wachsen ceteris paribus sein Gesamtgewinn und die Gewinnmarge der bereits akquirierten Kunden, unter anderem Kunde X, an. Einen Kunden Z, durch den die durchschnittlichen Transportkosten des gesamten Absatzportfolios gesteigert werden, wird er kaum in sein Portfolio aufnehmen, da hierdurch die Gewinnmargen der bereits abgeschlossenen Geschäfte gesenkt werden und der Gesamtgewinn womöglich fällt.

Aufgrund der vollständigen Transparenz ist der Lieferant stets in der Lage, die optimale Reihenfolge der Kundenakquisition zu ermitteln. Diese Reihenfolge sieht vor, dass er die einzelnen Akquisitionsschritte und die damit verbundenen Senkungen der Transportdurchschnittskosten derart aufeinander abstimmt, dass er möglichst lange positive Struktureffekte erfährt und sein individuelles TDK-Minimum entsprechend bei einem möglichst hohen Marktanteil erreicht. Auf diese Weise kann er sicherstellen, dass sein Gewinn möglichst lange ansteigt. Hieraus resultiert eine konvex verlaufende TDK-Kurve, wie sie in Abbildung 52 dargestellt ist. Der anfänglich steile Abfall nimmt mit wachsender Erschließung des Marktes ab, da die Strukturbeiträge der einzelnen Kunden fallen. Die TDK erreichen ihr Minimum in y_{opt} bei einem Marktanteil kleiner 100%. Es ist davon auszugehen, dass es Kunden gibt, die sich in keiner Weise positiv in das

bestehende Portfolio einbinden lassen. Diese Kunden haben also einen negativen Struktureffekt, so dass die TDK-Kurve durch ihre Akquisition wieder ansteigt.³⁴⁷

Der treppenförmige Verlauf beschreibt die Kurve bei einer überschaubaren Anzahl von Kunden. Sie beginnt mit dem ersten Kunden bei einer Absatzmenge von $y > 0$. Die TDK bleiben für die gesamte Menge, die auf den einzelnen Kunden verfällt, konstant. Dessen Bezugsmenge ist in der hiesigen Betrachtung nicht teilbar und die tatsächliche Bezugsmenge [MWh] ist zum Zeitpunkt der Kalkulation gleich der erwarteten Bezugsmenge [MWh]. Mit der Akquisition jedes weiteren Kunden fallen die TDK sprunghaft auf den neuen Wert. Geht man vereinfacht von einer unendlich hohen Teilbarkeit der Mengen aus, ergibt sich als optimale Akquisitionsstrategie die fließend verlaufende Kurve TDK_{opt} aus Abbildung 52.



Diese Überlegungen schließen nicht aus, dass der betrachtete Anbieter mit der Akquisition des ersten Kunden bereits die minimalen TDK erreicht hat. Bezieht der erste Kunde beispielsweise ein Jahresband mit einer Benutzungsstundenstruktur von 8.760h, wird das Gesamtportfolio durch das Hinzufügen eines weiteren Kunden mit einer schlechteren Benutzungsstundenstruktur geschwächt. Ausgehend davon, dass die TDK als einziges Entscheidungskriterium dienen, stellt der Lieferant an dieser Stelle die Akquisition ein. Fährt er dennoch fort, ergibt sich für die TDK-Kurve eine

³⁴⁷ Wie ein Versorger mit derartigen Effekten umgeht, wird in Kapitel 5.4.2. näher diskutiert.

³⁴⁸ Eigene Darstellung.

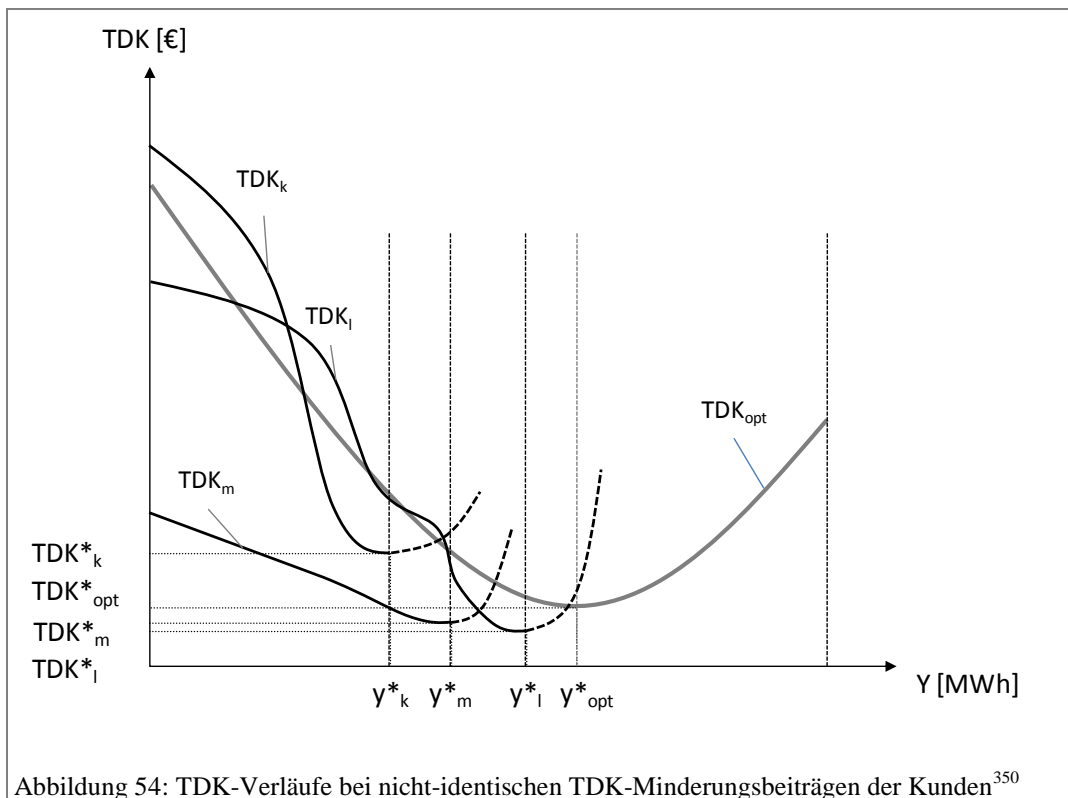
³⁴⁹ Eigene Darstellung.

Sprungstelle. Wie Abbildung 53 verdeutlicht, sind die TDK des Bandkunden i bei TDK_i . Durch die Akquisition des nächstbesten Kunden j springt er auf TDK_{i+j} . Von hier aus greift er die beschriebene Strategie auf und akquiriert stets den freien Kunden mit dem höchsten Struktureffekt.

Besteht keine vollständige Transparenz, fällt die TDK-Kurve nicht unbedingt degressiv, steigt womöglich an manchen Stellen an und fällt anschließend um so stärker ab. Dies lässt sich dadurch erklären, dass der Lieferant nicht die optimale Reihenfolge gewählt hat. So hat der Kunde n alleine einen negativen Effekt auf das Portfolio. Zusammengesetzt mit dem Kunden $n+1$ hat Kunde n einen insgesamt positiven Effekt. Eine derartige Entwicklung ist durch die gestrichelte Kurve demonstriert.

Stehen mehrere Lieferanten innerhalb eines Marktgebietes in direkter Konkurrenz zueinander, hat jeder Lieferant eine individuelle TDK-Kurve TDK_i . Erweitert man nämlich die Erkenntnis aus den Kapiteln 5.3.1. und 5.3.2., dass jedes Profil und Portfolio unterschiedlich ist und jedes Profil einen unterschiedlichen Effekt auf unterschiedliche Portfolios hat, um die Tatsache, dass jede (Teil-)Bezugsmenge eines Kunden nur von einem Lieferanten beliefert werden kann, ergeben sich für jeden Anbieter zu jedem Marktanteil individuelle TDK. Hieraus lässt sich ableiten, dass die TDK-Kurven unterschiedlicher Anbieter eines Marktgebietes keiner Symmetrie folgen müssen. Vielmehr können sich, abhängig von den Portfolio- und Kundenstrukturen sowie der Anzahl der Anbieter, unterschiedlichste TDK-Verläufe ergeben.

Dabei ist es möglich, dass die einzelnen TDK-Kurven die TDK_{opt} bei einem Marktanteil kleiner y_{opt} unterschreiten. Wesentlich ist allerdings, dass diese TDK-Kurven ihr absolutes Minimum bei einem Marktanteil kleiner y_{opt} haben. Da sich die Lieferanten einen Markt teilen und sie nicht über vollständige Informationen verfügen, sind sie nicht in der Lage, eine TDK-Senkung, d.h. eine Gewinnsteigerung, bis zu einem so hohen Marktanteil auszuweiten.



Bezogen auf den Wettbewerb zwischen zwei oder mehreren Anbietern zeigen die Überlegungen, dass kein Anbieter im Vorhinein über einen Vorteil in der Kundenakquisition verfügt, solange alle Anbieter vor der ersten Akquisitionsrunde keinen Kunden haben und sie gleichzeitig mit der Kundenakquisition beginnen.

5.3.4. Informationsstand und Akquisitionsstrategie eines Anbieters

In dem vorangegangenen Kapitel wurde von einem vollständig informierten Anbieter, der das betrachtete Marktgebiet allein und nicht durch Konkurrenz beeinträchtigt, schrittweise akquiriert und anschließend versorgt, ausgegangen.

An dieser Stelle soll davon ausgegangen werden, dass der betrachtete Anbieter nur über begrenzte Informationen verfügt, er in direkter Konkurrenz zu anderen Anbietern steht und mit mehreren Kunden teilweise gleichzeitig verhandelt.

³⁵⁰ Eigene Darstellung.

Der Anbieter verfügt also weder über Sicherheit hinsichtlich des zukünftigen Bezugsverhaltens seiner akquirierten oder anvisierten Kunden, noch hat er vollständige Einsicht in die Portfolio- und Kostenstruktur seiner Konkurrenten (soweit die ihm überhaupt vollständig bekannt oder bewußt sind). Der Anbieter ist nicht in der Lage, die optimale Akquisitionsstrategie zu ermitteln. Es besteht die Möglichkeit, dass ein Konkurrent durch einen günstigeren Absatzpreis seine Akquisitionsstrategie durchkreuzt. Da er gleichzeitig mit Kunden verhandelt, besteht zusätzlich die Möglichkeit, dass der Erfolg oder Mißerfolg eines schwebenden, d.h. eines noch nicht abgeschlossenen Geschäfts den Erfolg eines oder mehrerer anderer schwebender Geschäfte direkt beeinträchtigt.

Ein Anbieter möchte beispielsweise fünf verschiedene Kunden im kommenden Lieferzeitraum versorgen. Durch die Zusammenfassung der Kunden erfährt er Portfoliostruktureffekte, die seine durchschnittlichen Transportkosten erheblich mindern. Durch diese Minderung werden seine Angebote wettbewerbsfähig. Mit vier Kunden hat er auf Grundlage dieser Kalkulation bereits Lieferverträge abgeschlossen. Der fünfte Kunde entscheidet sich jedoch für einen anderen Lieferanten. Hierdurch wird die gesamte bisherige Kalkulation des Anbieters hinfällig. Eine neue Kalkulation mit nur vier Kunden gibt höhere Transportdurchschnittskosten, so dass der neue Bezugsmischpreis, der die Kosten aus Transport und Commodity umfasst, über den Absatzpreisen der bereits abgeschlossenen Verträge liegt. Der Lieferant verliert nicht nur den kalkulierten Gewinn aus dem Liefervertrag mit dem fünften Kunden, sondern erwirtschaftet zusätzlich Verluste aus den Geschäften mit den ersten vier Kunden.

Um diese Gefahr zu vermeiden, muss der Anbieter versuchen, auf der Grundlage unvollständiger Informationen eine rationale Entscheidung zu treffen. Hierzu versucht der Anbieter, die unterschiedlichen Handlungsalternativen und deren Konsequenzen zu identifizieren und ihnen subjektive Wahrscheinlichkeiten beizumessen, die auf seinen individuellen Markt- und Vertriebs Erfahrungen beruhen.³⁵¹ Im betrachteten Beispiel hat der Anbieter zwei verschiedene Verhaltensmöglichkeiten:

A) Er stellt dem Kunden einen möglichst niedrigen Preis.

³⁵¹ Vgl. hierzu SCHUMANN/MEYER/STRÖBELE (1999), Seite 98-102 und 413 ff.

B) Er stellt dem Kunden einen verhältnismäßig hohen Preis.

Für beide Fälle bestehen jeweils zwei Konsequenzen: In Fall A besteht die Möglichkeit, dass er den Kunden akquiriert und einen verhältnismäßig niedrigen Gewinn realisiert oder dass er den Kunden dennoch verliert und die beschriebenen Verluste tragen muss. In Fall B besteht die Möglichkeit, dass er den Kunden verliert oder dass er den Kunden akquiriert und einen verhältnismäßig hohen Gewinn realisiert.

Allen vier Möglichkeiten ordnet der Anbieter jeweils eine Wahrscheinlichkeit kleiner 1 zu (für die gilt: $w_{A1} + w_{A2} = w_{B1} + w_{B2} = 1$), multipliziert sie mit den jeweiligen finanziellen Gegenwert der betrachteten Konsequenz, addiert die Ergebnisse der Möglichkeiten des jeweiligen Falls und ermittelt auf diese Weise den jeweiligen Erwartungsnutzen E:

$$E[u(A)] = w_{A1} u(A1) + w_{A2} u(A2) \quad \text{bzw.} \quad (5.3.16.)$$

$$E[u(B)] = w_{B1} u(B1) + w_{B2} u(B2) \quad (5.3.17.)$$

mit $u = u(I)$ als Nutzen aus der Konsequenz I.

Unter den verschiedenen Verhaltensweisen wählt der Anbieter diejenige mit dem höchsten Erwartungswert aus. Ausgehend von einem drohenden Verlust aller kalkulierten Gewinne, kann man unterstellen, dass der Anbieter ein restriktives, bescheidenes Preissetzungsverhalten verfolgt, solange er über nur unvollständige Informationen verfügt. Der betrachtete Gasanbieter ist entsprechend risikoavers.³⁵²

Übertragen auf seine Akquisitionsstrategie bedeutet dies, dass der Lieferant den in 5.3.3. beschriebenen Pfad verfolgt und stets den Kunden akquiriert, der den höchsten Struktureffekt auf sein bestehendes Portfolio leistet, um auf diese Weise seine durchschnittlichen Transportkosten zu senken und auf diese Weise seine kalkulierten Gewinne nicht zu gefährden.

Es ist wichtig erneut anzumerken, dass diese Überlegungen voraussetzen, dass der betrachtete Anbieter seinen eigenen Bezugspreis für das Commodity Erdgas als

³⁵² Vgl. hierzu SCHUMANN/MEYER/STRÖBELE (1999), Seite 98-102 und 413 ff.

gegeben hinnehmen muss. Er bezieht weder günstige Konditionen für besondere Kundengruppen, noch kann er die Preise durch Nachverhandlungen beeinflussen. Um seine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber der Konkurrenz zu steigern, bleibt dem Anbieter in vorliegenden Überlegungen nur die Möglichkeit, seine durchschnittlichen Transportkosten zu minimieren.

5.4. Duopolistische Verhaltensweise und Vorteil des ersten Zugs

In Kapitel 5.3 wurde deutlich, dass jeder Anbieter stets die Senkung seiner durchschnittlichen Transportdurchschnittskosten anstrebt. Dies gilt sowohl für einen Anbieter, der das Marktgebiet ungestört akquiriert und über vollständige Informationen verfügt, als auch für einen Anbieter, der über begrenzte Informationen verfügt und sich der Konkurrenz anderer Anbieter ausgesetzt sieht.

In den folgenden Betrachtungen soll erörtert werden, ob und unter welchen Bedingungen ein Anbieter einen Wettbewerbsvorteil gegenüber einem anderen Anbieter besitzt, der ihn befähigt, die Konkurrenz vom Markteintritt abzuhalten.

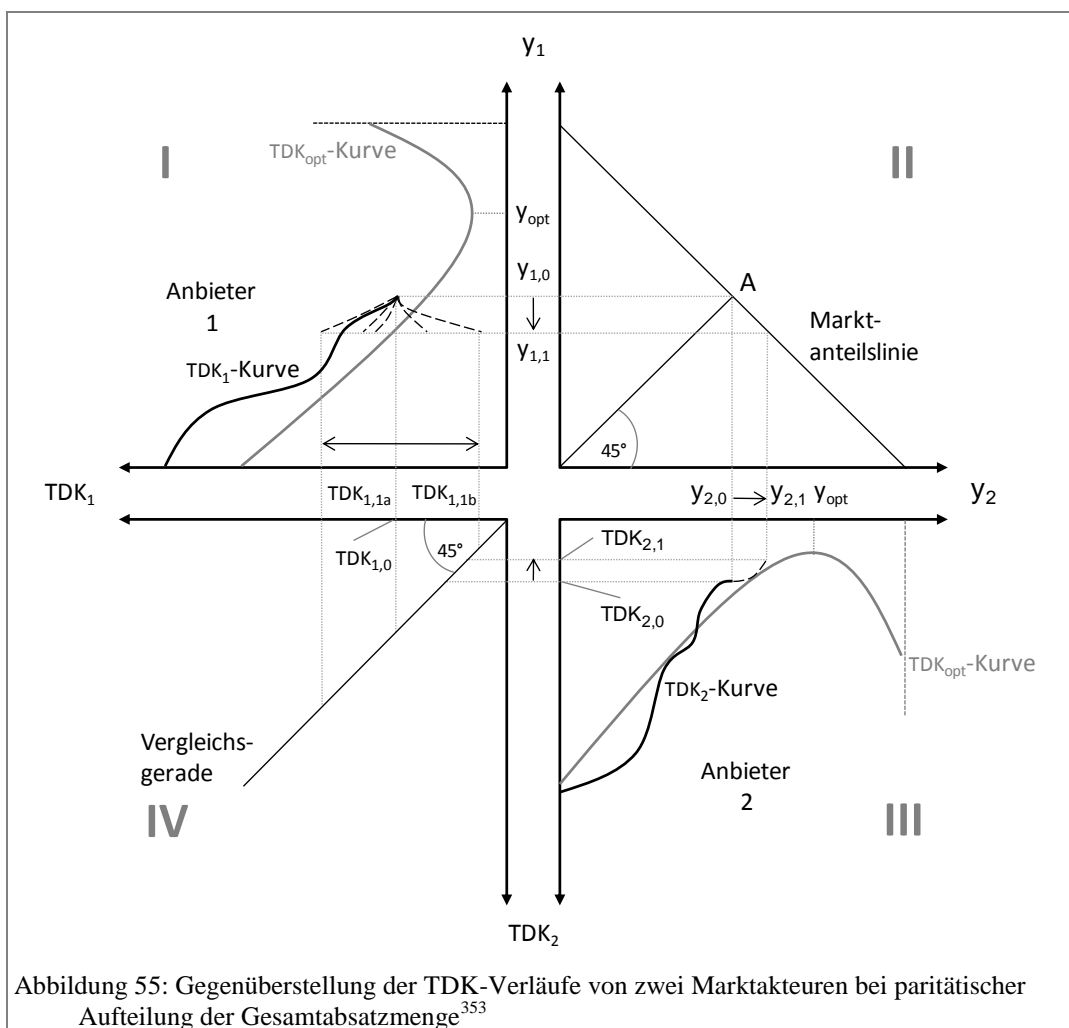
Hierzu werden zwei unterschiedliche Fälle betrachtet:

- In Fall A teilen sich Anbieter 1 und 2 im Zeitpunkt t_0 das betrachtete Marktgebiet zu gleichen Teilen (siehe Kap. 5.4.1.).
- In Fall B versorgt Anbieter 1 als etablierter Versorger im Zeitpunkt t_0 das gesamte Marktgebiet, so dass Anbieter 2 im Zeitpunkt t_0 über keinen Kunden verfügt (siehe Kap. 5.4.2.).

5.4.1. Verhaltensweise bei paritätischer Aufteilung eines Marktgebietes

Das betrachtete Marktgebiet wird von zwei miteinander konkurrierenden Anbietern, wie in Abbildung 55 dargestellt, zu gleichen Teilen versorgt. In Quadrant II werden alle möglichen Marktanteilskombinationen zwischen den beiden Anbietern durch die Marktanteilslinie wiedergegeben. Versorgt Anbieter 1

den Markt allein, schneidet die Marktanteilslinie die Ordinate, auf der der Marktanteil des Anbieters 1 abgebildet ist. Versorgt Anbieter 2 den Markt allein, schneidet die Marktanteilslinie die Abszisse, auf der der Marktanteil des Anbieters 2 abgebildet ist. Für den betrachteten Fall der gleichmäßigen Marktaufteilung treffen sich die Verlängerung des Marktanteils des Anbieters 1 $y_{1,0}$ in Zeitpunkt t_0 und die Verlängerung des Marktanteils des Anbieters 2 $y_{2,0}$ in Zeitpunkt t_0 auf dem Schnittpunkt A der Marktanteilslinie und der 45-Grad-Linie, die aus dem Ursprung entspringt.



Die Transportdurchschnittskosten der beiden Anbieter sind in den Quadranten I und III dargestellt. Anknüpfend an die vorherigen Überlegungen aus 5.3. verlaufen hierbei die Durchschnittskostenkurven TDK_1 und TDK_2 unterschiedlich.

³⁵³ Eigene Darstellung.

Im betrachteten Beispiel verfügt Anbieter 2 bei der Absatzmenge $y_{2,0}$ über niedrigere Durchschnittskosten pro transportierter Energieeinheit als Anbieter 1 bei einer Absatzmenge $y_{2,0}$. Die jeweiligen durchschnittlichen Transportkosten der Anbieter werden auf der Vergleichsgeraden in Quadrant IV direkt gegenübergestellt. Da die $TDK_{2,0}$ des Anbieters 2 niedriger sind als die $TDK_{1,0}$ des Anbieters 1, liegen sie auf der Vergleichsgeraden näher am Ursprung.

In t_1 nutzt Anbieter 2 seine niedrigeren Durchschnittskosten aus, um Kunden von Anbieter 1 abzuwerben und seine Absatzmenge über $y_{2,0}$ auf $y_{2,1}$ auszuweiten. In diesem Fall fällt der Marktanteil des Anbieters entsprechend auf $y_{1,1}$.

Es ist davon auszugehen, dass die Transportdurchschnittskosten von Anbieter 2 durch die Kundenakquisition sinken werden. Höchstwahrscheinlich lag ihm ein historischer Lastgang des Kunden vor, auf dessen Grundlage er einen positiven Struktureffekt des Kunden auf sein Portfolio ermittelt hat. Diese Entwicklung ist durch die gestrichelte Erweiterung der TDK_2 -Kurve zwischen $y_{2,0}$ und $y_{2,1}$ und die Entwicklung der Transportdurchschnittskosten von $TDK_{2,0}$ auf $TDK_{2,1}$ abgebildet.

Die Entwicklung der durchschnittlichen Transportkosten des Anbieters 1 hingegen ist nicht eindeutig zu bestimmen. Wenngleich der verlorene Kunde zum Zeitpunkt seiner Akquisition t_n durch Anbieter 1 einen positiven Einfluss auf das zu diesem Zeitpunkt bestehende Portfolio hatte, muss dies zum betrachteten Zeitpunkt nicht mehr notwendigerweise der Fall sein. Es ist durchaus denkbar, dass sich das Portfolio derart fortentwickelt hat, dass der betrachtete Kunde im gegenwärtigen Zeitpunkt einen negativen Struktureffekt auf das Portfolio hat. In diesem Fall sinken die durchschnittlichen Transportkosten des resultierenden Portfolios durch den Kundenverlust. Wie in der Abbildung dargestellt ist, können die Transportdurchschnittskosten des Anbieters 1 also ansteigen (beispielhaft $TDK_{1,1a}$) oder fallen (beispielhaft $TDK_{1,1b}$). Es ist auch nicht auszuschließen, dass die Transportdurchschnittskosten des Anbieters 1 durch den Kundenverlust derart weit fallen, dass er sich dadurch besser positioniert als Anbieter 2 (beispielhaft $TDK_{1,1b}$).

Für beide Anbieter bleibt anzumerken, dass sie ihr Minimum bei einem Marktanteil kleiner y_{opt} erreichen. Per Definition ist die TDK_{opt} die Transportdurchschnittskostenkurve eines Anbieters, der über vollständige Transparenz verfügt, keine Konkurrenz zu befürchten hat und das Ziel verfolgt, sein Gewinnmaximum zu dem höchstmöglichen Marktanteil zu realisieren. Da diese Annahmen nicht auf die hier betrachteten Anbieter zutreffen, werden diese auch nicht in der Lage sein, den Gewinnanstieg derart weit fortzuführen.

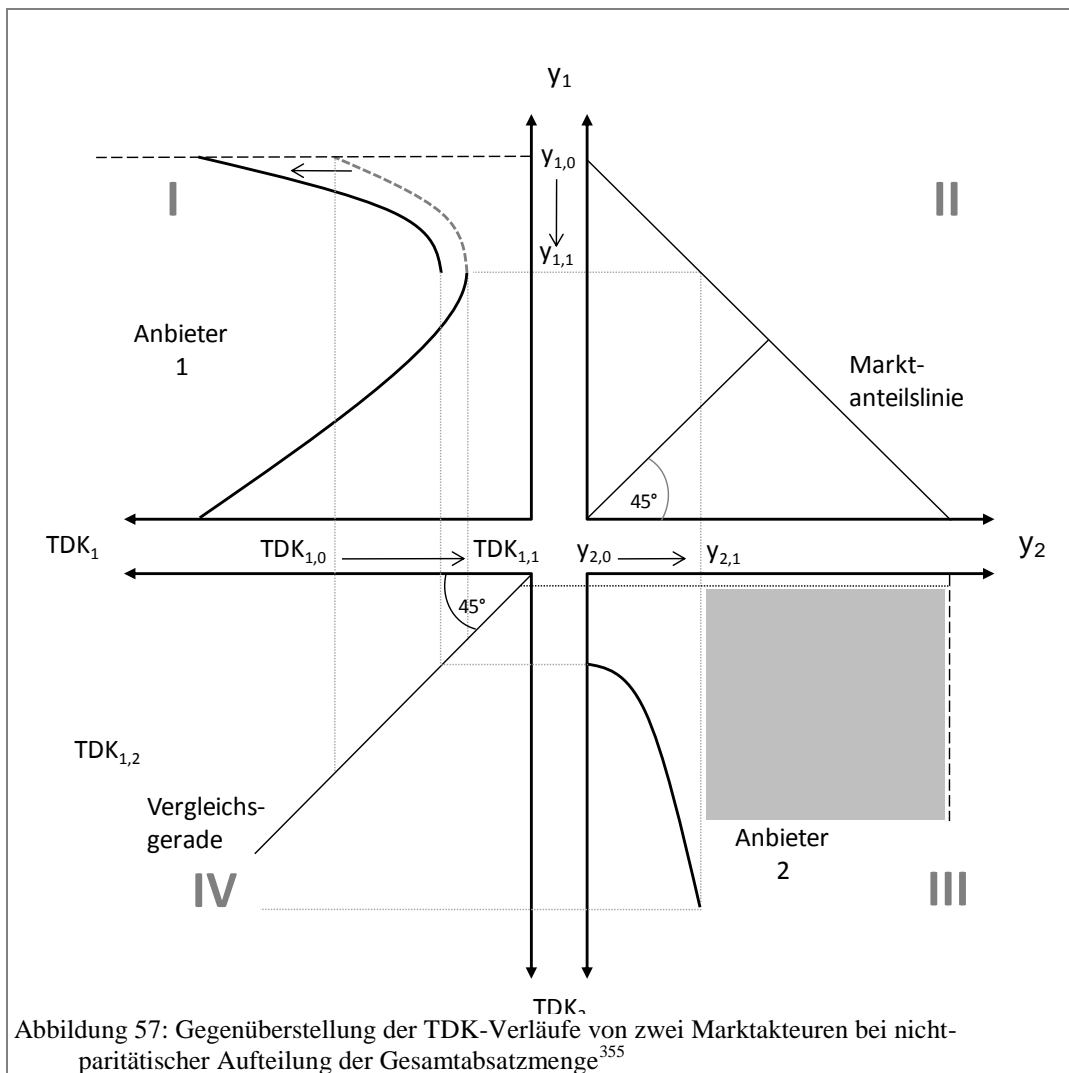
5.4.2. Verhaltensweise bei Marktdominanz eines Anbieters

Das betrachtete Marktgebiet wird im Zeitpunkt t_0 allein von Anbieter 1 versorgt. Anbieter 2 kann nur ein eigenes Absatzportfolio aufbauen, indem er Kunden von Anbieter 1 akquiriert.

Um sich für den Wettbewerb zu wappnen, optimiert Anbieter 1 sein bestehendes Portfolio: Er gliedert die Kunden, die keinen positiven Strukturbeitrag leisten, aus dem Hauptportfolio aus und senkt auf diese Weise die Transportdurchschnittskosten des Hauptportfolios auf das für ihn kalkulierbare Minimum $TDK_{1,1}$. Wenngleich dieses Minimum nicht identisch ist mit TDK_{opt} , so kommt es aufgrund der überdurchschnittlichen Kenntnis des etablierten Versorgers hinsichtlich der Kunden und deren Bezugsverhalten sehr nah an TDK_{opt} heran. Die entsprechende Bewegung wird durch die Verschiebung von $y_{1,0}$ auf $y_{1,1}$ in Abbildung 57 deutlich.

Die Ausgliederung einer Kundengruppe bedeutet nicht, dass der etablierte Versorger die Belieferung dieser Kunden aufgibt. Vielmehr bewertet er sie separat, wobei er jegliche Möglichkeit der Optimierung nutzt. Für den Fall, dass sich Struktureffekte durch die Zusammenführung einzelner ausgegliederter Kunden generieren lassen (die sich nicht im Hauptportfolio generieren ließen), bewertet er sie im Rahmen eines (Sub-)Portfolios. Andernfalls bepreist er die Kunden einzeln.

Die Ausgliederung dieser Subportfolien bzw. der einzelnen Kunden hat zur Folge, dass die jeweils auf sie anfallenden durchschnittlichen Transportkosten ansteigen,



Anbieter 2 kann unter diesen Umständen einen Markteintritt allein dadurch erreichen, dass er Kunden aus den bestehenden Absatzportfolios des Anbieters 1 abwirbt. Hierbei ist eine Akquisition aus dem Hauptportfolio des Anbieters 1 nicht möglich. Jeder darin enthaltene Kunde verursacht allein genommen höhere Transportdurchschnittskosten als $TDK_{1,1}$, so dass eine Akquisition eines solchen Kunden nur unter Hinnahme von Verlusten möglich ist. Dieser Zusammenhang gilt auch für die ausgegliederten Kunden, die in einem Subportfolio zusammengefasst wurden. Auch hier verfügt der etablierte Versorger über einen Kostenvorteil, da er – wie oben angesprochen – jede mögliche Optimierung berücksichtigt und genutzt hat. Allein bei den Kunden, die sich in kein Portfolio positiv einbinden lassen, verfügt der etablierte Versorger über keinen Vorteil. Diese Kunden verursachen für beide Lieferanten identische Transportkosten. Ein

³⁵⁵ Eigene Darstellung.

direkter Wettbewerb um diese Kunden führt allerdings zu einer vollständigen Aufhebung des kalkulierten Gewinns, so dass der Nutzen der Akquisition aufgehoben wird. Des Weiteren sind diese Kunden nicht dafür geeignet, als Grundlage für ein zu schaffendes Absatzportfolio zu dienen. Diese Fähigkeit wurde bereits durch die Optimierungskalkulationen des etablierten Versorgers ausgeschlossen. Eine Akquisition dieser Kunden würde den Marktanteil von Anbieter 2 maximal auf $y_{2,1}$ erweitern. Ein weiterführender Ausbau würde die erfolgreiche Akquisition von Kunden aus dem Hauptportfolio des Anbieters 1 bedeuten, was im Vorangegangenen ausgeschlossen wurde.

Losgelöst von der vorherigen Annahme, dass die Commodity-Preise für alle betrachteten Anbieter identisch sind und die vorliegenden Betrachtungen sich allein auf die Transportkosten konzentrieren, bleibt dem Anbieter 2 in der Realität lediglich die Strategie, seine Bezugskosten, d.h. seinen Arbeitspreis, derart zu senken, dass er die Transportkosten subventionieren kann. Sobald ihm das gelingt, kann er Kunden aus dem Hauptportfolio des etablierten Versorgers akquirieren und dessen Position schwächen. Wie in der Vergangenheit zu beobachten war, wirkt diese Möglichkeit äußerst disziplinierend auf die etablierten Versorger in Deutschland. Aufgrund der Tatsache, dass sie nur einen geringen Einblick in das Bezugkostenniveau neuer Anbieter haben und auch deren Bereitschaft zur anfänglichen Erwirtschaftung von Verlusten kaum abschätzen können, haben sie in der Vergangenheit zunehmend ihr Preisniveau gesenkt.

Inwiefern allerdings tatsächlich die Möglichkeit besteht, den Arbeitspreis zu senken, hängt unter anderem von den Bezugsverträgen des marktneuen Anbieters, den Bezugsmöglichkeiten über den Großhandel³⁵⁶, der Versorgung des

³⁵⁶ Hierzu muss der Kunde hinsichtlich seiner Risikobewertung bereit sein, seine Mengen an Großhandelspunkten in beispielsweise Zeebrugge (Belgien), Emden/Bunde (deutsch-niederländische Grenze), an der TTF (Niederlande) oder dem National Balance Point (Großbritannien) am Termin- und am Spotmarkt zu beschaffen. Er setzt sich selbst hierbei möglicherweise einem erheblichen Preisrisiko aus, da er seinem Abnehmer einen Preis und eine Preisbindung gestattet, die nicht übereinstimmt mit seinen eigenen Bezugskonditionen. In diesem Fall herrscht eine preisliche Inkongruenz zwischen Beschaffung und Absatz. Hinzu kommt die Frage, welcher Großhandelspunkt gewählt wird. An den verschiedenen Punkten gelten erstens unterschiedliche vertragliche Zugangsbedingungen. Zweitens ist die Liquidität von Punkt zu Punkt unterschiedlich und drittens sind die Transportanbindungen bis zum Kunden relevant.

europäischen Marktes³⁵⁷ und den Back-to-Back-deals des etablierten Versorgers³⁵⁸ ab.

Die Ausführungen haben dargelegt, dass der etablierte Versorger seine dominante Position und die Bindung der Kunden auch ohne langfristige Lieferverträge aufrecht erhalten kann, indem er die gegebenen Struktureffekte ausnutzt und sein Absatzportfolio optimiert, so dass seine durchschnittlichen Transportkosten auf ein marktgebietseigenes Minimum fallen. Lediglich die Ungewissheit des etablierten Versorgers hinsichtlich Akquisitions- und Preissetzungsverhalten der Konkurrenz wirken disziplinierend auf ihn.

Wie die Ausführungen in Kapitel 6.1 zeigen, wird dieser Vorteil des etablierten Versorgers durch eine Anzahl von Marktgebieten größer 1 zusätzlich verstärkt. Gesetzt den Fall, dass das Erdgas des betrachteten Marktgebietes durch mehrere Marktgebiete geführt werden muss, erzielt der etablierte Versorger bei jeder zu buchenden, marktüberschreitenden Transportkapazität einen finanziellen Vorteil, den er gegen seine Konkurrenz verwenden kann. Entsprechend nimmt der Druck auf den etablierten Versorger ab und der Zwang zu einem wettbewerbsnahen Preis sinkt.

5.5. Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Gasmarktes

Die vorangegangenen Überlegungen haben verdeutlicht, dass der etablierte Versorger seine marktbeherrschende Stellung aufgrund der Subadditivität der Transportkosten aufrecht erhalten kann. Da er den betrachteten Markt bzw. eine wesentliche Teilmenge alleine günstiger versorgen kann als zwei oder mehr

³⁵⁷ Wie zu Anfang bereits angesprochen wurde, wird der europäische Gasmarkt traditionell von einer geringen Zahl von Ferngasimporteuren versorgt. Im deutschen Markt gehören hierzu in erster Linie die E.ON Ruhrgas, die Wingas und die VNG. Mengen, die am Großhandelsmarkt gekauft werden können, stammen nicht selten aus dem Absatzportfolio dieser Unternehmen. Solange diese Unternehmen über Speicherkapazitäten verfügen, liegt es nahe, dass der Großhandelspreis nicht unter deren Bezugspreis fallen wird. Es herrscht folglich ein (ölgebundener) Price Floor.

³⁵⁸ Aufgrund der traditionellen Versorgungsketten agieren insbesondere die E.ON Ruhrgas und die VNG als Versorger der hier betrachteten etablierten Regionalversorger. Im Fall eines Preiskampfes mit einem dritten Anbieter wenden sich Regionalversorger erfahrungsgemäß an ihren eigenen Versorger, um gemeinsam ein Angebot zu konstruieren, das den Kunden hält. Schon allein aufgrund der eigenen *Take or Pay*-Verpflichtung ist dies meist im Sinne aller Beteiligten. Anknüpfend an den vorangegangenen Punkt wird hier deutlich, dass es dem Marktneuling schwer fallen wird, den etablierten Versorger mit Hilfe einer Senkung seines Arbeitspreises zu unterbieten. Schließlich sind die Hauptversorger der Großhandelspunkte nicht selten auch die traditionellen Versorger der Konkurrenz

Anbieter, kann er Konkurrenten vom Markteintritt abhalten. Der etablierte Versorger verfügt also über ein natürliches Monopol.³⁵⁹

Ein natürliches Monopol erfordert eine übergeordnete Regulierung, wenn der Markt nicht in der Lage ist, selbständig den Missbrauch einer marktdominierenden Monopolposition zu vermeiden und auf die Weise die Abschöpfung von Monopolrenditen zu unterbinden.³⁶⁰ In diesem Fall bestehen Marktzutrittsbarrieren, die die Position des Monopolisten schützen, indem sie den Markteintritt neuer Marktteilnehmer verhindern.

Nach GILBERT und BAIN lässt sich die Existenz von Marktzutrittsschranken daran erkennen, dass der Monopolist Gewinne erwirtschaftet:

GILBERT: „*What is a barrier to entry? This chapter takes the view that a barrier to entry is a rent, that is derived from incumbency. It is the additional profit that a firm can earn as a sole consequence of being established in an industry*“^{361,362}

BAIN: „*[...] the condition of entry refers the extent to which, in the long run, established firms can elevate their selling price above the minimal average costs of production and distribution (those costs associated with operation at optimal scales) without inducing potential entrants to enter the industry*“³⁶³

STIGLERS ergänzt, dass die Ursache einer Marktzutrittsschranke in einer Kostenasymmetrie zwischen etabliertem und potentielltem Anbieter bzw. in der Kontrolle eines knappen Inputfaktors durch den etablierten Anbieter liegt:

STIGLER: “*A barrier to entry may be defined as a cost of producing (at some or every rate of output) which must be borne by a firm which seeks to enter an industry but is not borne by firms already in the market*“³⁶⁴

³⁵⁹ Vgl. hierzu KNEIPS (2001), Seite 2.

³⁶⁰ Vgl. hierzu SCHUMANN/MEYER/STRÖBELE (1999), Seite 290 ff.

³⁶¹ GILBERT (1989), Seite 478.

³⁶² KNEIPS weist darauf hin, dass „rent“ hier als Monopolrente, nicht als Knappheitsrente, zu verstehen ist. Eine Knappheitsrente könnte auch in anderen Zusammenhängen erzielt werden. Vgl. hierzu KNEIPS (2001), Seite 14.

³⁶³ Vgl. BAIN (1968), Seite 252.

³⁶⁴ Vgl. STIGLER (1968), Seite 67.

Das BAIN'sche Konzept berücksichtigt über die *Kostenasymmetrie* hinaus *zunehmende Skalenerträge*³⁶⁵, *Kundenpräferenzschränken durch erfolgreiche Produktpolitik*³⁶⁶ und *begrenzte Finanzierungsmöglichkeiten der neuen Anbieter*³⁶⁷ als Ursache für Marktzutrittsschränken. Aus diesen Schranken leitete BAIN das *Limit-Preis*-Konzept ab. Demnach besteht dann eine Marktzutrittsschranke, wenn der etablierte Monopolist seine Preise langfristig über den durchschnittlichen Kosten halten kann, ohne Konkurrenz befürchten zu müssen.³⁶⁸

Um Marktzutrittsschränken auszuschließen, lassen sich aus der Definition des *sustainable monopoly* von PANZER/WILLIG³⁶⁹ folgende Anforderungen an das Konzept eines Marktes ableiten:³⁷⁰

- *Freier Markteintritt*: Mit Blick auf das STIGLER'sche Konzept müssen neue Anbieter „ohne Zeitverlust einen unbeschränkten Zugang zur gleichen kostengünstigen Technologie des aktiven Anbieters haben“³⁷¹. Der aktive Anbieter muss also ein *hit-and-run*-Verhalten des potentiellen Konkurrenten befürchten.³⁷²
- *Abwesenheit von irreversiblen Kosten*: Der Markteintritt ist für einen Marktneuling mit Investitionen verbunden, die er bei Marktaustritt anderweitig verwenden kann oder vollständig zurückerhält. Unter diesen Umständen entstehen dem Neuling keine zusätzlichen Kosten, die ihn vom wettbewerbsidealen Markteintritt abhalten.

³⁶⁵ Sind die Kostenfunktionen aller aktiven und inaktiven Anbieter identisch und entspricht die mindestopoptimale Ausbringungsmenge des etablierten Versorgers einem Großteil der Marktnachfrage, kann er seine alleinige Stellung im Markt behaupten. Indem er bei Androhung des Markteintritts seinen Preis auf die entsprechenden Durchschnittskosten fallen lässt, unterbietet er die Konkurrenz (*Limit Pricing*). Ist der etablierte Anbieter allerdings dieser Drohung konstant ausgesetzt, wird ein effizientes Marktergebnis erreicht. Wengleich nur ein Unternehmen den Markt versorgt, werden keine Monopolrenten erwirtschaftet, da der Preis den Durchschnittskosten entspricht. Vgl. hinsichtlich der Schlussfolgerungen mit TIROLE (1995), Seite 680 und hinsichtlich der Erreichung eines langfristigen Konkurrenzgleichgewichts SCHUMANN/MEYER/STRÖBELE (1999), Seite 233.

³⁶⁶ Der etablierte Versorger hat aufgrund einer innovativen Produktgestaltung eine Kundenbindung aufgebaut, die den Eintritt neuer Anbieter unterbindet. Vgl. TIROLE (1995), Seite 673.

³⁶⁷ Der Markteintritt wird von den Kreditgebern des potentiellen Anbieters als derart risikoreich eingeschätzt, dass ihm kein Kapital bzw. nur zu erhöhten Konditionen zur Verfügung gestellt wird. In diesem Fall kann ein Markteintritt trotz Gewinnerwirtschaftung durch den Monopolisten unterbunden werden. Vgl. ebenda, Seite 673.

³⁶⁸ Vgl. hierzu KNEIPS (2001), Seiten 15-18.

³⁶⁹ Vgl. hierzu PANZAR/WILLIG (1977), Seite 7-9.

³⁷⁰ Vgl. KNEIPS (2001), Seite 30.

³⁷¹ Vgl. ebenda, Seite 30.

³⁷² BAUMOL/PANZAR/WILLIG Führen die Möglichkeit des *hit-and-run* als Bedingung des angreifbaren Marktes an. Vgl. BAUMOL/PANZAR/WILLIG (1982), Seite 4.

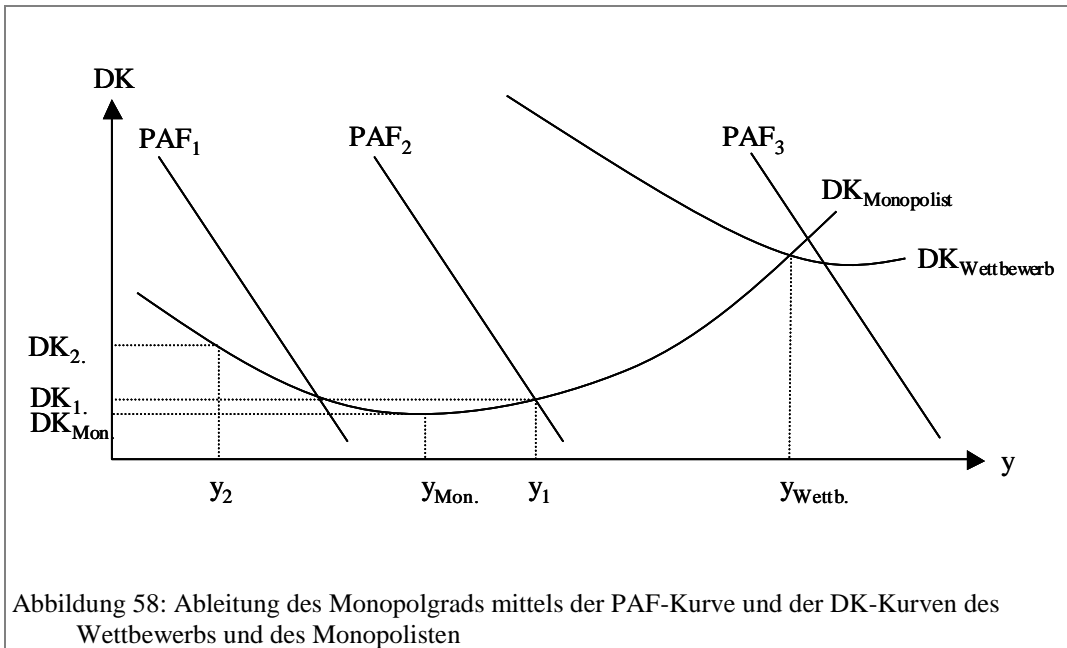
- *Bertrand-Nash-Verhalten:* Die potentiellen Wettbewerber verfügen über vollständige Informationen, insbesondere bzgl. der Preissetzung des am Markt aktiven Anbieters. Zur Ermittlung der eigenen Eintrittschancen lassen sie nach Nash-Bertrand den Preis des Monopolisten in ihre Kalkulationen mit einfließen.³⁷³

Das Konzept des aktuellen zweivertraglichen Gasnetzzugangsmodells weist, mit Blick auf die genannten Definitionen, keine Marktzutrittschranken auf und ist somit wettbewerbsfähig. Es besteht keine Kostenasymmetrie zwischen dem etablierten Versorger und dem neuen Anbieter. Beide haben grundsätzlich Anrecht auf dieselben Entry-Kapazitäten. Es liegt keine Kontrolle des etablierten Versorgers über einen knappen und notwendigen Input-Faktor vor. Die Buchungen der Transportkapazitäten sind in der Frist begrenzt und überschüssige bzw. ungerechtfertigte Buchungen werden gemäß dem Use it or Lose it- bzw. Rucksackprinzips aufgehoben. Es besteht grundsätzlich ein freier Marktzutritt. Unter Voraussetzung eines liquiden Sekundärhandels bestehen keine irreversiblen Kosten. Gebuchte Kapazitäten können zu jedem Zeitpunkt vor Beanspruchung zum aktuellen Marktpreis verkauft werden. Da die Wettbewerbsfähigkeit also aus konzeptioneller Sicht gegeben ist, zeigt sich keine Notwendigkeit der übergeordneten Regulierung. Wesentlich ist aber hierbei, dass die genannten Teilkonzepte, u.a. das Use it or Lose it-Prinzip, implementiert und angewandt werden.

Da keine Marktzutrittsbarrieren bestehen, muss der Markt selbständig in der Lage sein, die Abschöpfung von Monopolrenten zu vermeiden. Der drohende Markteintritt neuer Marktteilnehmer diszipliniert dabei den Monopolisten in seiner Preissetzung. Abhängig von dem Verlauf der Durchschnittskostenkurve und dem damit verbundenen Marktstatus unterscheiden sich hierbei die Auswirkungen auf das Verhalten des Monopolisten. So unterscheiden HENSING et al. in der Bestimmung des natürlichen Monopols zwischen einem strikten natürlichen und einem natürlichen Monopol. In einem strikten natürlichen Monopol herrschen fallende Durchschnittskosten für den gesamten relevanten Bereich. In einem natürlichen Monopol herrscht zwar Subadditivität der Kosten,

³⁷³ Bzgl. einer detaillierten Beschreibung der Preisstrategie nach Nash-Bertrand siehe SCHUMANN/MEYER/STRÖBELE (1999), Seiten 349 ff.

allerdings ist die Marktmenge größer als die Menge der minimalen Durchschnittskosten.³⁷⁴ Grafisch wird diese Unterscheidung in Abbildung 58 deutlich.



Bei einer Marktgröße $y \leq y_{\text{Mon.}}$ liegt ein striktes natürliches Monopol vor. Der aktive Marktlieferant kann den potentiellen Wettbewerb aufgrund geringerer Durchschnittskosten stets unterbieten und somit vom Markteintritt abhalten. Unter der Voraussetzung des potentiellen Markteintritts konkurrierender Anbieter kommen BAUMOL/PANZAR/WILLIG³⁷⁵ bei dieser Konstellation zu dem Schluss, dass sich das einzige dauerhafte Gleichgewicht in dem Schnittpunkt der Durchschnittskostenkurve und der PAF ergibt, wobei der anfängliche Monopolist auch weiterhin allein den Markt versorgt. In diesem Punkt besteht für die potentiellen Anbieter kein Anreiz den Markt zu betreten, da der aktive Anbieter keinen Gewinn erzielt, der sich abschöpfen lässt. Gleichzeitig ist der Monopolist nicht daran interessiert seinen Preis zu erhöhen, da er ansonsten Konkurrenz befürchten muss. Die disziplinierende Wirkung der drohenden Konkurrenz erzwingt somit ein wettbewerbliches Ergebnis. Wie TIROLE anmerkt, beschreibt das Modell von BAUMOL einen Markt, indem gemäß der Preisstrategie nach Bertrand zuerst der Preis und anschließend die Menge von den Spielern bestimmt wird, da die Anpassung der Preise mehr Zeit in Anspruch nimmt als die

³⁷⁴ HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998), S.165.

³⁷⁵ Vgl. BAUMOL/PANZAR/WILLIG (1982), S.1-15.

Anpassung der Menge. Dies ist dann der Fall, wenn nur Fixkosten die Kostenstruktur bestimmen.³⁷⁶

Bei einer Marktgröße $y=y_{\text{opt}}$, verfügt der Monopolist weiterhin über den Vorteil subadditiver Kosten, jedoch steigen die Durchschnittskosten bei einer Ausweitung der Absatzmenge ($y \geq y_{\text{opt}}$). Im Fall der PAF_2 liegt im relevanten Bereich y_1 lediglich ein natürliches Monopol, kein striktes natürliches Monopol, vor. Unter der Voraussetzung des potentiellen Markteintritts konkurrierender Anbieter kommen PANZAR/WILLIG³⁷⁷ in diesem Fall zu dem Schluss, dass der Monopolist gezwungen wird, seine Ausbringungsmenge auf die Menge von y_1 auf y_{opt} zu setzen. Bietet der Monopolist die Menge y_1 zu dem Preis von DK_1 an, muss er befürchten, dass ein neuer Anbieter die Menge y_{opt} zu den niedrigeren Durchschnittskosten $\text{DK}_{\text{Mon.}}$ anbietet. In diesem Fall mindert sich der Marktanteil des ursprünglichen Monopolisten auf $y_2=y_1-y_{\text{opt}}$. Da hier die DK_2 den Absatzpreis DK_1 überschreiten, hätte dies einen negativen Gewinn zur Folge.

Ab einer Menge von $y \geq y_{\text{Wettb.}}$ liegen die Durchschnittskosten des gesamten Wettbewerbs unterhalb der Durchschnittskosten des Monopolisten. Der Monopolist wird entsprechend nicht in der Lage sein, den gesamten Markt selbständig zu bedienen und den Wettbewerb vom Markteintritt abzuhalten. Vielmehr wird er sich, wie im Fall des natürlichen Monopols, auf eine absatzsichere Menge y_{opt} begrenzen.

BAUMOL und PANZAR/WILLIG unterstellen in ihren Ausführungen, dass die potentiellen Konkurrenten stets bereit sind den Markt zu betreten, sobald der Monopolist einen abschöpfbaren Gewinn erwirtschaftet. Diese Gefahr zwingt den Monopolisten zu dem oben beschriebenen Verhalten. Das Marktergebnis ist aus Sicht des Nachfragers optimal, da der Monopolist keine Monopolrente auf Kosten des Kunden erwirtschaftet.³⁷⁸

³⁷⁶ Vgl. hierzu TIROLE (1995), Seite 683.

³⁷⁷ Vgl. hierzu PANZAR/WILLIG (1977), Seite 7.

³⁷⁸ Wie BAUMOL/PANZAR/WILLIG es korrekt anmerken, geht das Modell des angreifbaren Marktes, ähnlich der vollkommenen Konkurrenz, von realitätsfernen Ansprüchen aus. Allerdings dient es als Erweiterung des Modells des vollkommenen Marktes zur Überprüfung der Markteffizienz. Vgl. hierzu BAUMOL/PANZAR/WILLIG (1982), Seite 2.

Die Überlegungen von BAUMOL/PANZAR/WILLIG decken sich in den wesentlichen Ergebnissen mit den vorangegangenen Analysen des deutschen Erdgasmarktes.³⁷⁹ Der potentielle Marktzutritt neuer Anbieter zwingt den etablierten Versorger zu einer Optimierung seines Portfolios und zu einer Senkung seiner Transportkosten. Die Quersubvention von wettbewerbsunfähigen Kostenkomponenten, wie beispielsweise dem Arbeitspreis, oder unattraktiven Kunden wird erschwert. Als Ergebnis sinkt das Preisniveau für attraktive Kunden und steigt für unattraktive Kunden. Der etablierte Versorger wird seine marktdominierende Position, unter Voraussetzung der konstanten Nachfrage, beibehalten. Ein Versorger, der das Absatzgebiet selbständig versorgt, befindet sich in Abbildung 58 in y_2 . Ausgehend von einem effizienten Ausbau der Transportkapazitäten muss die Absatzmenge größer oder gleich y_{opt} sein. Würden sich die Transportdurchschnittskosten des gesamten Absatzgebietes durch die Ausweitung der Mengen erheblich senken lassen, wären die Kapazitätismengen derzeit suboptimal. Aufgrund einiger unattraktiver Kunden ist die Absatzmenge größer y_{opt} .

Es stellt sich die Frage, wann ein Absatzgebiet die Größe von $y_{Wettb.}$ und damit die Wettbewerbsfähigkeit erreicht. Diese Frage hängt von der Marktstruktur und den infrastrukturellen Gegebenheiten der einzelnen Marktgebiete ab und ist daher exakt nur empirisch zu beantworten. Wahrscheinlich tritt dieser Moment allerdings dann ein, wenn es zu einer Zusammenlegung von zwei oder mehreren Marktgebieten kommt, bei der die Versorgungskapazitäten des Monopolisten aus Marktgebiet A nicht mehr ausreichen, um das integrierte Marktgebiet B mit zu versorgen.³⁸⁰ In diesem Fall muss er ein neues Transportportfolio für das Marktgebiet B generieren und dessen Entry-Kapazitäten buchen (*siehe Abbildung 59, linkes Schaubild*).

³⁷⁹Die Annahmen von BAUMOL/PANZAR/WILLIG lassen sich nicht vollständig auf den Gasmarkt übertragen, da die Transportkostenstruktur im relevanten Bereich die Menge der minimalen Durchschnittskosten überschritten hat [vgl. hierzu 5.3.1]. Die Annahmen und Ergebnisse von PANZAR/WILLIG lassen sich direkt auf die Situation des Gasanbieters anwenden. Allerdings weicht die Gasmarktsituation von dem Modell insofern ab, als das die PAF im Gasmarkt beinahe vertikal verläuft und die Abszisse bei der Marktmenge $y=100\%$ schneidet. Obwohl Gas grundsätzlich substituierbar ist, ist die Nachfrage innerhalb einer Lieferperiode wahrscheinlich preisunelastisch.

³⁸⁰ Zur näheren Erläuterung siehe Kapitel 6.

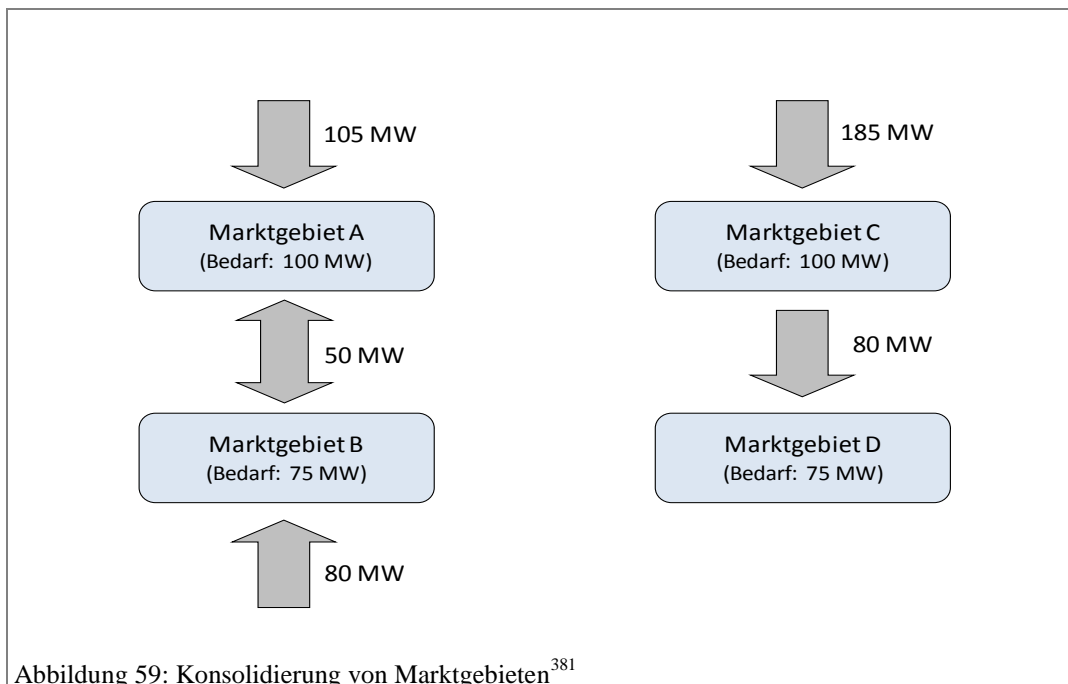


Abbildung 59: Konsolidierung von Marktgebieten³⁸¹

Solange sich diese Portfolios nicht gegenseitig ergänzen, lassen sich die beiden getrennten Portfolien als zwei unterschiedliche Versorger betrachten. In diesem Fall sind die Transportkosten von zwei Anbietern kleiner oder gleich denen eines Anbieters.³⁸² Wird jedoch einem Marktgebiet C ein Marktgebiet D angeschlossen, dessen Versorgung durch die Transportwege des Marktgebietes C gewährleistet wird, ändert sich nichts an der marktbeherrschenden Position des Monopolisten (siehe Abbildung 59, rechtes Schaubild).

Diese Überlegung soll nicht den Eindruck erwecken, dass die bevorzugte Stellung des etablierten Versorgers durch die Zusammenlegung seines Absatzgebietes mit einem weiteren Absatzgebiet nicht geschwächt wird. Er wird insbesondere dann geschwächt, wenn Marktgebiet B ebenfalls von einem „Platzhirschen“ versorgt wurde, so dass ein Wettbewerb unter Gleichen entsteht. Doch selbst in diesem Fall würde er mit 50% Marktanteil in den Wettbewerb einsteigen; eine maßgebliche Rolle würde ihm also unweigerlich zufallen. Um seine Anfangsposition auf eine wettbewerbskonforme Ausgangslage zu begrenzen, muss daher eine Vielzahl von Marktgebieten mit dominanten Versorgern zusammengelegt werden.

³⁸¹ Eigene Darstellung.

³⁸² KESTING diskutiert den Fall des natürlichen Monopols auf der Ferntransportebene und identifiziert den Moment, in dem der Markt die Größe der Subadditivität überschreitet, in dem Zeitpunkt, in dem die zusätzlichen Kapazitäten von einem etablierten Anbieter nicht günstiger bereit gestellt werden können als von einem neuen Anbieter. Vgl. hierzu KESTING (2005), S. 567.

5.6. Kritische Bewertung der gesetzten Annahmen

Die vorangegangene Analyse hat gezeigt, dass der etablierte Versorger theoretisch eine Position besitzt, mit deren Hilfe er seine Vormachtstellung in seinem Marktgebiet behaupten kann. Eine empirische Bestätigung dieser Folgerung ist kaum möglich, da die notwendigen Daten öffentlich nicht zugänglich sind von den betroffenen Versorgungsunternehmen aus Gründen des Geschäftsgeheimnisses nicht zur Verfügung gestellt werden.

Der Vollständigkeit halber sollen an dieser Stelle die wichtigsten Annahmen der theoretischen Analyse noch einmal aufgegriffen und kritisch hinterfragt werden:

- *Vollständige Transparenz der Anbieter bzgl. der Bezugsstrukturen*

In der Realität verfügen die Gasanbieter nicht über eine vollständige Transparenz hinsichtlich der Bezugsstrukturen der Kunden. Aufgrund der Witterungsabhängigkeit, konjunkturellen Einflüssen auf die industrielle Nachfrage und den demographischen Entwicklungen in dem Versorgungsgebiet eines Kunden ist dies für einen Zeitraum von ca. 12-18 Monaten auch nicht möglich. Tatsächlich bewerten Gasanbieter ihre Kunden immerhin anhand einer Prognose auf Grundlage historischer Lastgänge und den dazugehörigen Temperaturdaten. Dieser Vorgang erlaubt es Anbietern, sich ein gewisses Bild von dem Kunden zu machen und einen Portfoliogrenzbeitrag abzuleiten. Je ungenauer und umfangreicher die Lastgangdaten sind, desto höher hat der Versorger die abweichungsbedingten Mengen- und Leistungsrisiken einzustufen und in seinen Preis mit einfließen zu lassen. In der Vergangenheit haben Marktneulinge aufgrund mangelnder Informationen die Angebotsstellung zur Vollversorgung sogar abgelehnt. Es wurde argumentiert, dass die vorliegenden Informationen einen zu hohen Risikoaufschlag verursachen würden und der bisherige Versorger wahrscheinlich durch seine jahrelange Erfahrung über entscheidend bessere Informationen verfügen würde. Die Vermutung, dass der etablierte Versorger über profundere Daten verfügt, ist daher gerechtfertigt.³⁸³

³⁸³ Die EU-Kom unterstreicht den Informationsvorsprung des etablierten Marktteilnehmers und fordert eine höhere Transparenzanforderungen hinsichtlich Lagerbestände, Prognosen zu Angebot und Nachfrage, Kosten des Netzausgleichs und Handel. Vgl. Vorschlag RL 2007, Absatz 5.2, S. 19.

- *Identische Entry-Gebühren innerhalb eines Marktgebietes*

Die Annahme, dass die Entry-Gebühren innerhalb eines Marktgebietes identisch sind, entspricht nicht zwangsläufig den Tatsachen. Sie können sich sehr wohl unterscheiden. Variierende Entry-Gebühren haben jedoch keinen widersprüchlichen Einfluss auf die Schlussfolgerungen der Analyse. Alle Anbieter verfügen unter Voraussetzung eines funktionierende Rucksackprinzips über dieselbe Transportkostenfunktion. Die Dominanz des etablierten Versorgers wird durch unterschiedliche Entry-Gebühren sogar verstärkt, da er sie als zusätzliche Komponente in sein Optimierungskalkül mit einfügt und die „unattraktiven“, d.h. die teuren Entry-Kapazitäten aufgibt und für die Konkurrenten freigibt.

- *Optimierung des Portfolios und separate Bepreisung einzelner Kunden durch den etablierten Versorger (Rosinen picken)*

Dass etablierte Versorger ein so genanntes *Rosinenpicken* betreiben ist eine nahe liegende Konsequenz aus der vorliegenden Analyse. Durch die Liberalisierung des Gasmarktes steht es jedem Anbieter frei, welchen Kunden er versorgt, bzw. zu welchen Konditionen er ihn versorgt.³⁸⁴ Eine Aussonderung einzelner Kunden aus dem Hauptportfolio ist entsprechend wahrscheinlich. Tatsächlich bepreisen Anbieter bereits jeden einzelnen Kunden anhand seiner Leistung sowie seiner Bezugsmenge und stellen individuelle Preise. Die Akquisitionserfolge einzelner marktneuer Anbieter lassen vermuten, dass die etablierten Versorger ihre TDK-Vorteile aufgrund hoher Arbeitspreise nicht nutzen konnten, sie nicht zu nutzen wussten oder diese Kunden einen höheren Portfoliogrenzbeitrag auf das Portfolio des neuen Anbieters hatten.

- *Handelbarkeit der Transportkapazitäten an einem liquiden Sekundärmarkt*

In 5.5. wurden marktzutrittshemmende, irreversible Kosten ausgeschlossen, solange der Markt über einen liquiden Kapazitätssekundärmarkt verfügt. Die Handelbarkeit wird vom Gesetz gefordert und die Kooperationsvereinbarung sowie die allgemeinen Geschäftsbedingungen der bereits implementierten

³⁸⁴ Selbst für den Fall, dass der Lieferant eine Versorgungspflicht hätte, könnte er eine höhere Bepreisung auf Grundlage der schlechten Bezugsstruktur des Kunden vertreten.

Entry/Exit-Systeme bieten Handelsplattformen für den bilateralen An- und Verkauf von Kapazitäten. Derzeit sind die Liquiditäten derart gering, dass diese Bedingung als noch nicht erfüllt betrachtet werden muss.

- *Konstante Androhung eines Marktzutritts der Konkurrenz*

Die disziplinierende Wirkung der Konkurrenz konnte man in den vergangenen zwei Jahren insbesondere in Marktgebieten an der deutschen Grenze feststellen. Wie bereits angesprochen, konnten die dänische DONG, die österreichische Eongas und die französische Gaz de France wettbewerbsfähige Angebote in grenznahen Gebieten stellen und durch erfolgreiche Akquisition die etablierten Versorger unter Druck setzen.³⁸⁵ Mittlerweile zeigen sich etablierte Versorger bereit, mit ihren Kunden zu verhandeln. Der Wettbewerbsdruck hat einige etablierte Versorger in jüngster Zeit dazu bewogen, ein Risiko- und Portfoliomanagement aufzubauen, um die Wünsche der Kunden abzubilden und das eigene Bezugsportfolio zu optimieren. Falls diese Entwicklung zur Folge hat, dass die etablierten Versorger entsprechend der vorliegenden Ergebnisse ihren Marktanteil erfolgreich verteidigen können, stellt sich die Frage, wie lange die drohende Konkurrenz bereit ist „auf der Lauer“ zu liegen und die damit einhergehenden Beobachtungskosten in Kauf zu nehmen.

- *Lediglich ein Marktgebiet*

Die Annahme, dass der gesamte deutsche Gasmarkt durch ein Marktgebiet abgedeckt wird, wurde nur aus didaktischen Gründen getroffen. Tatsächlich bestanden zu Anfang 19 verschiedene Marktgebiete, die bis zum 01.10.2008 auf acht Marktgebiete reduziert werden sollen. Die Gefahr der Ausnutzung einer monopolistischen Stellung besteht insbesondere in den Gebieten, deren Mengen vorher mehrere Marktgebiete durchlaufen müssen. In diesem Fall wird die Transportkostendifferenz zwischen etabliertem und neuem Anbieter durch mehrere Entry- und Exit-Punkte, in denen der Aggregationseffekt greift, erhöht. Dieser Zusammenhang wird in 6.1 weiter verdeutlicht.

³⁸⁵ Eongas konnte die in Italien und Deutschland abgesetzte Menge vom Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 von 1,3 Milliarden Kubikmetern Gas auf 1,7 Milliarden Kubikmeter in 2007/2008 erhöhen. Vgl. hierzu ENER|GATE MESSENGER vom 12.07.2007, S.2.

6. Aktueller deutscher Gasmarkt

6.1. Anzahl der Marktgebiete

Nach Auffassung der Netzbetreiber lässt sich in Deutschland derzeit aufgrund der Widrigkeiten, die zu Anfang dieser Arbeit verdeutlicht wurden, kein einheitliches und voll integriertes Marktgebiet schaffen. Aufgrund der Netzengpässe lassen sich einige Netzgebiete demnach nicht derart miteinander verknüpfen, dass sie den Anforderungen eines einheitlichen, massengeschäftstauglichen Marktgebietes entsprechen.

Die Konsultationsgespräche zwischen der BNetzA, dem BGW und VKU sowie den Vertretern der Transportkunden, angeführt von BNE, VIK und GEODE, begannen daher mit dem Vorschlag des BGW und VKU, insgesamt 29 Marktgebiete zu schaffen.³⁸⁶ Matthias Kurth forderte in seinem Sprechzettel vom 30.01.2006 eine Senkung auf maximal 20 Marktgebiete.³⁸⁷ Bis Ende Mai 2006 wurde die Anzahl im Rahmen der Konsultationsgespräche auf 28 und anschließend auf 23 gesenkt.³⁸⁸ Erst mit der Veröffentlichung der Kooperationsvereinbarung am 01.06.2006 senkten BGW und VKU die Anzahl auf 19 Marktgebiete.³⁸⁹ Anfang 2007 haben Ruhrgas und RWE angekündigt, ihre Marktgebiete zum 01.10. bzw. 01.04.2007 zu jeweils einem H-Gas- und einem L-Gas-Marktgebiet zusammenzulegen und senken damit die Anzahl der Marktgebiete auf 14. Zum 01.10.2008 soll die Anzahl weiter auf sechs H-Gas- und zwei L-Gas-Marktgebiete gesenkt werden:

³⁸⁶ Vgl. hierzu LOHMANN (3/2006).

³⁸⁷ Vgl. hierzu KURTH (2006), Seite 6.

³⁸⁸ Vgl. hierzu LOHMANN (6/2006), Seite 4.

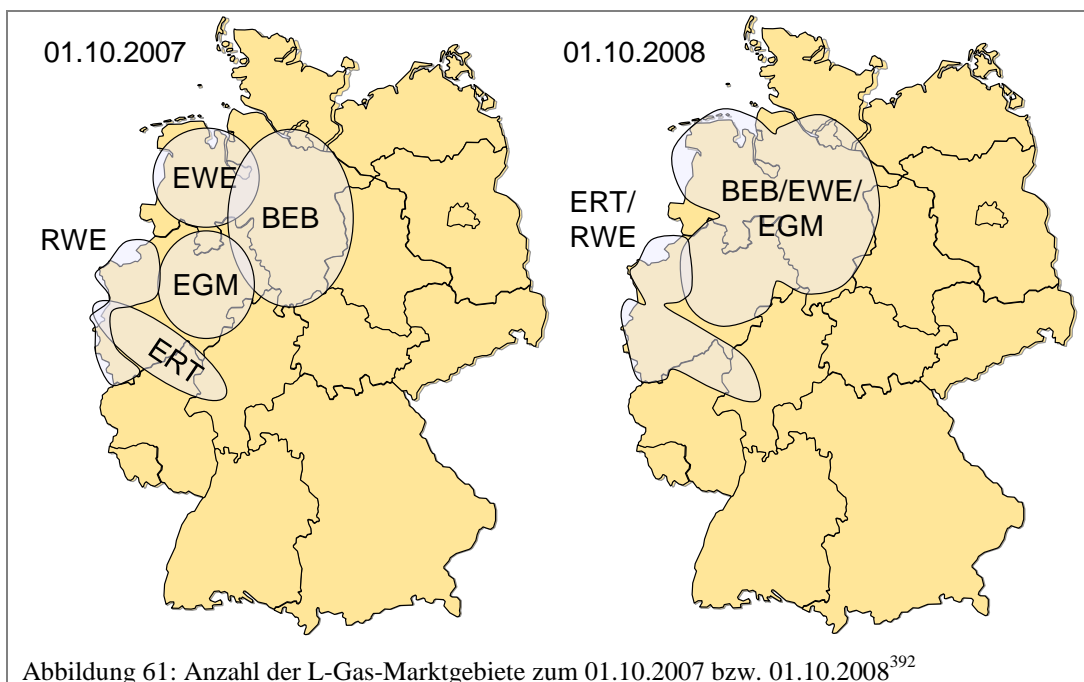
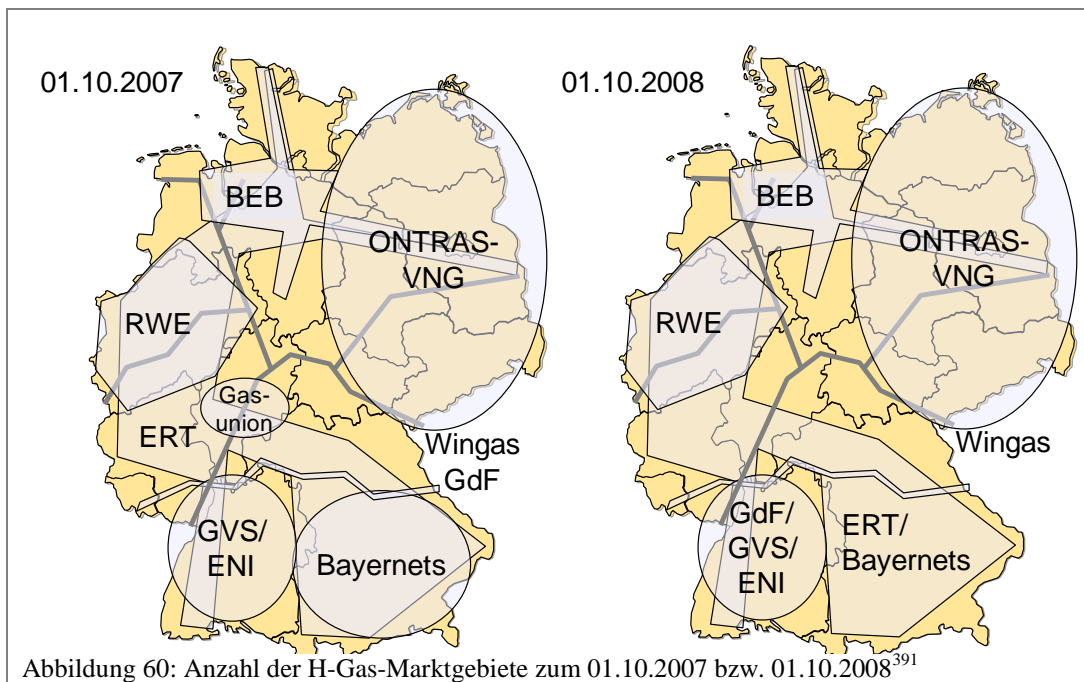
³⁸⁹ Vgl. hierzu BRÜHL/WEISSMÜLLER (2006), Seite 52.

2006	2007	2008
L-Gas		
BEB/ExxonMobil	BEB/ExxonMobil	BEB/ExxonMobil/EWE/ Erdgas Münster
E.ON GT	E.ON GT	E.ON GT/RWE
Erdgas Münster Transport	Erdgas Münster Transport	
EWE Netz	EWE Netz	
RWE Transportnetz Gas	RWE Transportnetz Gas	
H-Gas		
Bayerngas	Bayernets	
BEB/Dangas/Statoil/Hydro	BEB/Dangas/Statoil Hydro	BEB/Dangas/Statoil Hydro
E.ON GT Nord	E.ON GT	E.ON GT/Bayernets
E.ON GT Mitte		
E.ON GT Süd		
Gas-Union Transport	Gas-Union Transport	
Gaz de France Transport Deutschland	Gaz de France Transport Deutschland	GdF/GVS/ENI
GVS/ENI	GVS/ENI	
Ontras-VNG	Ontras-VNG	Ontras-VNG
RWE Transportnetz Gas Nord	RWE Transportnetz Gas	RWE Transportnetz Gas
RWE Transportnetz Gas Süd		
Wingas Transport I	Wingas Transport	Wingas Transport
Wingas Transport II		
Wingas Transport III		

Tabelle 4: Erdgasmarktgebiete in Deutschland (2006 bis 2008)³⁹⁰

Die Liste und die Abbildungen machen deutlich, dass sich BGW und VKU ursprünglich sehr eng an die bestehenden Regionalnetze gehalten haben.

³⁹⁰ LOHMANN (2/2008), Seite 3.



Die Verbraucherverbände, insbesondere die GEODE, haben in den Verhandlungen in 2007 zum Ausdruck gebracht, dass 14 Marktgebiete nicht akzeptabel seien. BRÜHL/WEISSMÜLLER³⁹³ halten eine Anzahl von sieben

³⁹¹ Vgl. ebenda.

³⁹² Vgl. ebenda.

³⁹³ Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Buches „Gasnetzzugang – ein Leitfaden zum Basismodell der Bundesnetzagentur“ war Dr. Götz Brühl Geschäftsführer der Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co.KG und Leiter der Arbeitsgruppe Gasnetzzugang GEODE, Dr. Gerhard Weissmüller war Mitglied des Vorstands der Technischen Werke Ludwigshafen AG und Sprecher der deutschen Sektion GEODE.

Marktgebieten, aufgeteilt in fünf H-Gas- und zwei L-Gas-Netze, für angebracht.³⁹⁴

Des Weiteren fordern BRÜHL/WEISSMÜLLER ein gesetzeskonformes Zugangssystem, in dem erstens der Transportkunde auch in dem Fall, dass das Gas mehrere Marktgebiete durchläuft, nur einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag abschließt und zweitens, dass die Netzkopplungskapazitäten zwischen den Marktgebieten keinen Einfluss auf die Transportgebühren haben.³⁹⁵

BRÜHL/WEISSMÜLLER leiten diese Forderung aus §20 Abs. 1b Satz 5 EnWG ab:

*„[...] Alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, untereinander in dem Ausmaß miteinander zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, damit der Transportkunde zur Abwicklung eines Transports auch über mehrere, durch Netzkopplungspunkte miteinander verbundene Netze nur einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag abschließen muss, es sei denn, **diese Zusammenarbeit ist technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar.** [...]“³⁹⁶*

Die technischen Möglichkeiten und die wirtschaftliche Zumutbarkeit einer geringeren Zahl von Marktgebieten soll an dieser Stelle nicht weiter erörtert werden. Vielmehr soll hier davon ausgegangen werden, dass acht Marktgebiete gerechtfertigt sind. Entscheidend ist, dass die Aufhebung der Buchungsverpflichtung und der Kostenzuteilung der Netzkopplungskapazitäten weder bei 14, 8 oder 7 Marktgebieten deren Knappheit gerecht werden würde. Die Knappheit der Transportkapazitäten begründet zwei notwendige Mechanismen des Gasmarktes: Erstens müssen die Kapazitäten ex ante gebucht werden, da nur auf diese Weise eine Überlastung vermieden wird. Zweitens werden alle knappen Kapazitäten, auch die Netzkopplungskapazitäten, bepreist. So lässt sich eine annähernd effiziente Allokation der Kapazitäten zu Gunsten derjenigen gewährleisten, denen sie den einen entsprechenden Grenznutzen spenden.³⁹⁷

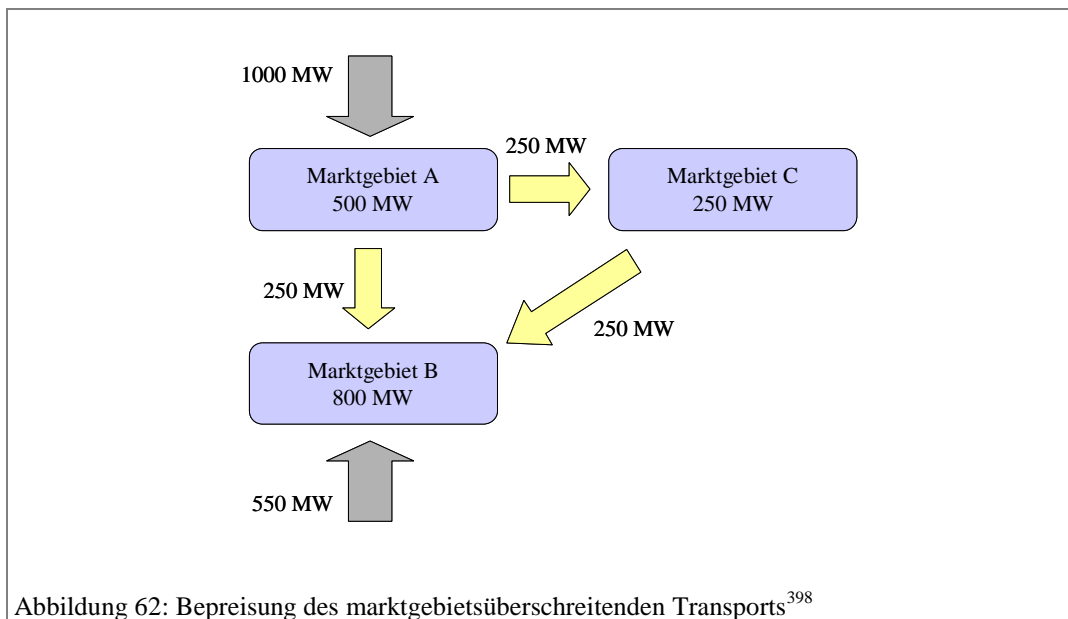
³⁹⁴ Vgl. hierzu BRÜHL/WEISSMÜLLER (2006), Seite 52.

³⁹⁵ Vgl. ebenda, Seite 53f.

³⁹⁶ §20 Abs. 1b Satz 5 EnWG.

³⁹⁷ Eine effiziente Allokation kann nur durch eine Auktion der Kapazitäten gewährleistet werden. Nur so fallen die Kapazitäten den Nutzern zu, denen sie den größten Nutzen spenden. Ein liquider Sekundärhandel mit Kapazitäten, wie er in der Kooperationsvereinbarung angesprochen wird und durch das Gesetz gefordert wird, kann die Distanz zwischen praktizierter Allokation und effizienter Allokation verringern [Vgl. hierzu ausführlich DONATH (1996), Seite 161 ff.]. Entsprechend sieht SCHWARZ-SCHILLING ebenfalls nur zwei Möglichkeiten der effizienten Verteilung knapper

Würde man von der Bepreisung der Netzkopplungskapazitäten absehen, würde man die daraus entstehenden Kosten und Risiken auf den Netzbetreiber übertragen. Diese Konsequenzen sollen anhand eines Beispiels verdeutlicht werden: Es bestehen die drei Marktgebiete A, B und C. Die Importkapazitäten von A liegen bei 1.000 MW, die von B bei 550 MW. Das Marktgebiet C verfügt über keine Importkapazitäten. Die Netzkopplungskapazitäten von A nach B und C, sowie die Verbindung zwischen C und B betragen jeweils 250 MW. Die Absatzleistung von A beträgt 500 MW, von C 250 MW und von B 800 MW.



Der alleinige Versorger von Marktgebiet B will seinen gesamten Bedarf über die Importkapazitäten in A versorgen. *Technisch ist dies nicht möglich*, da die direkten und indirekten Kopplungskapazitäten von A nach B nur 500 MW umfassen. Für den Fall, dass die Buchung der Netzkopplungskapazitäten nicht verpflichtend ist und hierdurch dem Transportkunden keine Kosten entstehen, muss der Netzbetreiber nun die zusätzlichen Mengen von 300 MW über den Importpunkt des Marktgebietes B beschaffen. Die dortigen Mengen unterliegen allerdings einem anderen ausländischen Markt und womöglich einem anderen Preisniveau. In diesem Fall trägt der Netzbetreiber also ein Preisrisiko auf Handelsebene. *Dies ist wirtschaftlich nicht zumutbar.*

Netzkapazitäten: ex ante Buchung zu einem gegebenen Preis oder ex post Handel über einen Sekundärmarkt [Vgl. SCHWARZ-SCHILLING (1995), Seite 157].

³⁹⁸ Eigene Darstellung.

Dieses Beispiel ist durchaus realistisch: Das Markt- und Netzgebiet der Gasversorgung Süddeutschland (GVS) lässt sich über den Grenzübergangspunkt nach Österreich in Oberkappeln, über das E.ON Ruhrgas-Marktgebiet und das Marktgebiet der Gaz de France erreichen. Jedes dieser Marktgebiete bzw. Grenzübergangspunkte bezieht sein Erdgas aus verschiedenen Quellen. Oberkappeln bezieht das Erdgas aus dem österreichischen Netz und dabei hauptsächlich vom *Central European Gas Hub* in Baumgarten (österreichisch-ungarische Grenze). Das Marktgebiet der Gaz de France bezieht sein Gas aus dem Einspeisepunkt Waidhaus (deutsch-tschechische Grenze) und das E.ON Ruhrgas-Marktgebiet wird aus nordeuropäischen Quellen gespeist.³⁹⁹

Ob und inwiefern die Anzahl der Marktgebiete jetzt oder in Zukunft gesenkt werden kann, ist derzeit noch ungewiss.⁴⁰⁰ Seit August 2006 überprüft die Bundesnetzagentur die Anzahl und die Gestaltung der Marktgebiete.⁴⁰¹

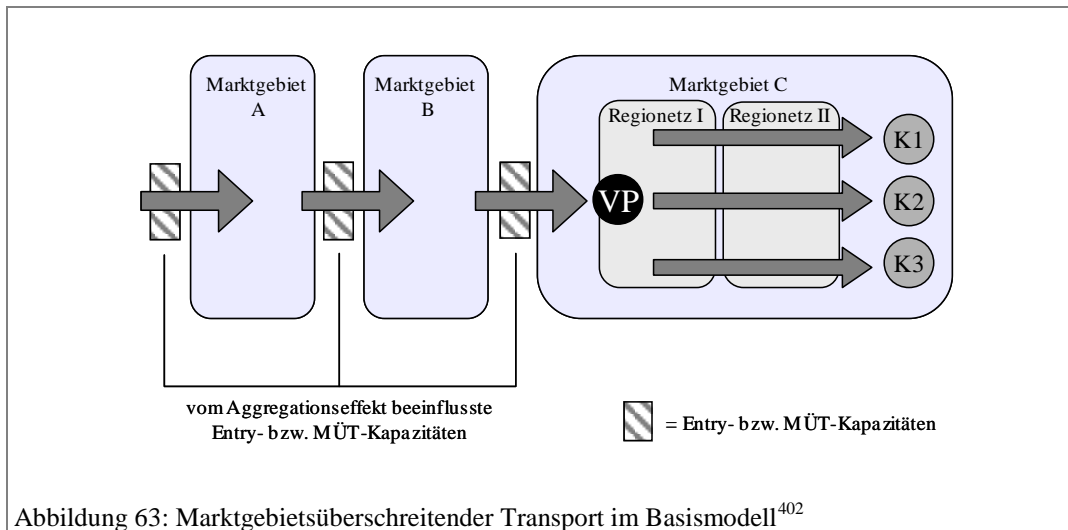
Entscheidend ist vielmehr Folgendes: Solange es mehr als ein Marktgebiet gibt und das Gas von Grenzübergabe bis zum Zielmarktgebiet mehr als ein Marktgebiet durchlaufen muss, kommt der beschriebene Aggregationseffekt im Transport zur Geltung und beeinträchtigt den Wettbewerb.

Dieser Zusammenhang soll ebenfalls anhand eines Beispiels verdeutlicht werden: Im hier betrachteten Fall versorgt Versorger A drei verschiedene Stadtwerke 1, 2 und 3 im Regionalnetz I. Jedes Stadtwerk hat eine Jahresleistungsspitze von 50 MW. Da die Leistungsspitzen nicht zeitgleich auftreten und der Versorger das entsprechende Kapazitätsrisiko in Kauf nimmt,

³⁹⁹ Dieser Überlegung lässt sich ein weiteres Konzept entgegensetzen: Die Buchung ist verpflichtend. Allerdings erhält der Transportkunde die Kapazitäten, der sie zuerst gebucht hat und auch gemäß dem Rucksackprinzip Anrecht auf sie hat. Die kostenlose Zuteilung der Kapazitäten in Abhängigkeit des Buchungszeitpunktes sollte gar nicht erst weiter verfolgt werden. Da die Vergabe webbasiert verläuft, stellt es wahrscheinlich für Fachleute keine große Herausforderung dar, ein Computerprogramm zu entwickeln, mit dem man die Buchung exakt zu dem Zeitpunkt beantragt, zu dem die Kapazitäten freigegeben werden. Demnach würden die Kapazitäten nicht demjenigen zufallen, dem sie den größten Nutzen spenden, sondern demjenigen, der über das beste IT-Personal verfügt. Sollte man weiter argumentieren, dass der damit verbundene IT-Aufwand in ihrem Kosteneffekt auf den Transportkunden Kapazitätskosten entsprechen, bleibt anzumerken, dass die Erträge in die IT-Beratung und nicht in den Ausbau der Gasnetze fließen. Sollte ein unabhängiges Handelshaus auf diese Weise die Kapazitäten erhalten und anschließend versteigern, kommt es zum identischen Effekt. Die Transportkunden zahlen für die Nutzung, die Erträge kommen jedoch nicht dem Netz zugute. Wie zuvor angesprochen wurde, lässt sich darüber hinaus das Rucksackprinzip nur sehr schwierig nachweisen.

⁴⁰⁰ LOHMANN schließt zwar indirekt eine relevante Senkung der Anzahl in naher Zukunft aus [vgl. LOHMANN (2/2006), Seite 6f.], stellt aber zu Recht [vgl. LOHMANN (7/2006), Seite 7] die bedingt nachvollziehbaren Gestaltungsmuster der Marktgebiete in Frage und erwartet hier Verbesserung. So gehören z.B. die NETRA und die TENP jeweils mehreren unterschiedlichen Marktgebieten an, obwohl es sich um gleichen Pipelines handelt.

⁴⁰¹ Vgl. hierzu BRÜHL/WEISSMÜLLER (2006), Seite 15.



ergibt sich in der Aggregation der Lastkurven eine Gesamtlastspitze von 120 MW, anstatt $3 * 50 \text{ MW} = 150 \text{ MW}$. Bei einer Entry-Gebühr von 10 €/kW/a entstehen ihm bis zum virtuellen Handlungspunkt Transportkosten von $120.000 \text{ kW} * 10 \text{ €/kW/a} = 1,2 \text{ Mio. €/a}$. Dem Versorger entstehen also in diesem Fall 400.000 €/a Transportkosten pro Stadtwerk. Für den Fall, dass der Drittanbieter B Stadtwerk 1 versorgen möchte und Stadtwerk 1 der einzige Kunde im betrachteten Marktgebiet ist, entstehen Versorger B Transportkosten von $50.000 \text{ kW} * 10 \text{ €/kW/a} = 500.000 \text{ €/a}$. Versorger A hat also aufgrund des Aggregationseffektes am Entry-Punkt einen Kostenvorteil von 100.000 €/a .

Wird das Gas beider Anbieter nun von einer Quelle bezogen, die nicht direkt an das Marktgebiet angrenzt, müssen ein oder mehrere Marktgebiete durchlaufen werden. In diesem Fall kommt der vorher genannte Struktureffekt der Entry-Kapazität auch in den marktgebietsüberschreitenden Transportkapazitäten (MÜT) den Marktgebieten zur Geltung. Ausgehend von identischen Transportgebühren für die jeweiligen Kapazitäten und ausgehend davon, dass der Drittanbieter B auch in den vorgelagerten Marktgebieten keine Kunden versorgt, steigt der Kostenvorteil des Versorgers A pro vorgelagertem Marktgebiet um 100.000 €/a .⁴⁰³

Hieraus wird deutlich, dass die Unterteilung des deutschen Gasmarktes in mehrere Marktgebiete den im Vorangegangenen identifizierten Vorteil des etablierten Versorgers noch weiter ausbaut. Er generiert nicht nur auf den Entry-Kapazitäten

⁴⁰² Vgl. hierzu WITTINGHOFFER (2006), Seite 55.

⁴⁰³ Vgl. hierzu ebenda und NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2007), S. 56.

des Zielmarktgebietes einen Struktureffekt, sondern auch auf den zwischengelagerten marktgebietsüberschreitenden Transportkapazitäten von dem Grenzübergangspunkt und bis hin zu dem Zielmarktgebiet. Um den untersuchten Aggregationseffekt auf ein Minimum zu reduzieren, müsste also die Anzahl auf der Marktgebiet pro Gasqualität (H-Gas und L-Gas) auf eins gesenkt werden. Auf diese Weise könnte zumindest die Bevorteilung im marktgebietsüberschreitenden Transport aufgehoben werden.

Dieses Ziel könnte aller Voraussicht nach nur durch einen Ausbau der bestehenden Transportkapazitäten erreicht werden. Derartige Investitionen würden das Entgeltniveau des Letztverbrauchers anheben, da die Entgelte betriebliche Abschreibungen sowie gesetzlich garantierte Renditen⁴⁰⁴ berücksichtigen. Hierbei würde die Gefahr der Überkapitalisierung drohen: Der Ausbau der bestehenden Infrastruktur zu einer massengeschäftsfähigen und wettbewerbsfördernden Infrastruktur würde zu erhöhten Netzentgelten führen und so dem primären Ziel der Kostensenkung des Verbrauchskunden widersprechen.

Die Erfahrung der vergangenen drei Jahre haben die vorangegangenen Überlegungen bestätigt: Je geringer die Benutzungsstundenanzahl und je mehr zwischengelagerte Netze, desto geringer ist die Anzahl von Versorgungsangeboten alternativer Anbieter auf einen Kunden. In solchen Fällen beklagen Drittanbieter, dass sie aufgrund der eigenen Portfoliostruktur in dem Zielabsatzgebiet, aufgrund des geringen Zugangs zu Speicherkapazitäten (zur Strukturierung vor Ort) und aufgrund der hohen Anzahl der zu durchlaufenden Netze nicht in der Lage sind, ein wettbewerbsfähiges Angebot zu stellen. Umgekehrt fallen Drittanbietern in der Regel Angebote für Standardprodukte, insbesondere Jahresbänder, leichter als den etablierten Versorgern. Der etablierte Versorger kann erstens das Jahresband nicht für seinen bestehenden Aggregationseffekt nutzen. Zweitens leidet dessen Bezugspreis häufig unter der Vielzahl der vorgelagerten Händlermargen. Nicht selten erhält der etablierte Versorger sein Gas nicht direkt vom Großhandel, sondern von einem

⁴⁰⁴ Die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) vom 25. Juli 2005 sicherte den Netzbetreibern bei der Kalkulation der Netzentgelte bis zu einer anders lautenden Festlegung durch die Regulierungsbehörde eine Eigenkapitalverzinsung von 9,21 Prozent vor Steuern auf Neuanlagen und 7,8 Prozent vor Steuern auf Altanlagen zu. Vgl. hierzu GasNEV 2005, §7 Abs. 6.

vorgelagerten Händler, der es wiederum von einem vorgelagerten Importeur bezieht. Hierdurch wird der Preis zusätzlich erhöht.

Dass es derzeit einigen Marktneulingen gelingt, größere Kunden zu einem Wechsel in ihrer Vollversorgung zu bewegen, liegt hauptsächlich an zwei Dingen: Inflexibilität der etablierten Versorger innerhalb ihrer eigenen Bezugsverträge und Konzentration von Drittanbietern auf grenznahe deutsche Marktgebiete, die an den Heimatmarkt des Drittanbieters grenzen. Wie bereits angesprochen, hat eine Vielzahl von Gasausschreibungen gezeigt, dass Drittanbieter, die in Nachbarländern Deutschlands über einen großen Heimatmarkt verfügen, wettbewerbsfähige Angebote in grenznahen Gebieten gestellt haben. Der Aggregationseffekt findet sich in dem Verhalten dieser Anbieter eindeutig wieder: Sie konzentrieren sich auf einige wenige, heimatnahe Netzgebiete und setzen gleichzeitig eine hohe Anzahl an Angeboten, um im ersten Zug Fuß zu fassen. Auf diese Weise minimieren sie die Anzahl der Kapazitätspunkte und senken durch ein optimiertes Portfolio die Transportdurchschnittskosten. Auf diese Weise hat sich die *DONG* in Norddeutschland etabliert, während sich *Gaz de France* und *Econgas* auf Baden-Württemberg und Bayern konzentrierten.^{405,406}

⁴⁰⁵ Zur Ausweitung der Absatzmengen in Norddeutschland hat DONG 2007 einen zehnjährigen Mengenaustausch mit der WINGAS vereinbart. WINGAS liefert DONG Mengen in Norddeutschland – vermutlich BEB/ONTRAS-Marktgebiet – während DONG im Gegenzug der WINGAS Mengen in Großbritannien bereitstellt. Vgl. LOHMANN (03/2007), S. 8.

⁴⁰⁶ Laut *Gasmarkt Deutschland* bezieht unter anderem die MVV, im Marktgebiet GVS, eine Teilmengen von der Gaz de France ab dem 01.10.2007. Vgl. LOHMANN (01/2007), S. 9.

6.2. Bewertung und Umsetzung des Basismodells

Das zweivertragliche Basismodell bietet im Sinne des Gesetzgebers durchaus eine geeignete Grundlage für verschiedenste Handlungsalternativen der Marktteilnehmer. Dem Kunden wird die Diversifizierung der Bezugsquellen vereinfacht, die Anbieter erhalten ein diskriminierungsfreies Buchungssystem und der Wettbewerb bekommt eine adäquate Entwicklungsplattform. In den aktuellen Diskussionen um die praktische Umsetzung des Netzzugangssystems und um die Umgestaltung der bisherigen Lieferverträge kommen allerdings einige Problemstellungen für die Handels- und Vertriebsabteilung immer wieder auf:⁴⁰⁷ Der Zugang zu den Speicherkapazitäten (bereits an anderer Stelle erwähnt), die Notwendigkeit eines adäquaten Ausgleichsenergie- und Regelenenergiemarktmodells sowie die Neugestaltung der Lieferverträge.

- *Speicherzugang*

Aktuell entspricht die Lage auf dem europäischen und deutschen Speichermarkt noch nicht den Anforderungen eines wettbewerbsgeprägten Marktes. Der Speicherzugang unterliegt noch immer einem verhandelten Zugang, der keine standardisierte Regelung zwingend erforderlich macht. Durch die am 01.04.2005 im Madrid Forum verabschiedeten *Guidelines for Good Practice for Storage System Operators* (GGPSSO – Richtlinien für Speicherbetreiber zur Abwicklung des Speicherzugangs Dritter) sollte eine wettbewerbsfördernde Systematik eingeführt werden. Allerdings ist die GGPSSO nicht rechtlich bindend.⁴⁰⁸ Die Speicherkapazitäten, die für eine lang- bis kurzfristige Strukturierung notwendig sind, sind weiterhin Marktneulingen aufgrund langfristiger Buchungen durch etablierte Versorger weitestgehend verschlossen. Neuen Anbietern fällt die Versorgung von Kunden, die eine schlechte Struktur haben bzw. hohe Bezugsflexibilitäten benötigen, schwer. Diesem Standpunkt stimmt die EU-Kommission in ihrem Entwurf zur 3. Binnenmarkttrichtlinie zu und fordert daher eine europaweite, einheitliche und rechtlich verbindliche Speicherzugangssystematik, die über die GGPSSO hinausgeht.⁴⁰⁹

⁴⁰⁷ So hatten im Oktober 2006 auf Anfrage von Gasmarkt Deutschland Stadtwerke und neue Anbieter erheblich Probleme mit der Berücksichtigung des Zweivertragssystems in ihren Lieferverträgen. Vgl. hierzu LOHMANN (10/2006), Seite 3.

⁴⁰⁸ Vgl. hierzu MICKE/NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2006), S. 111.

⁴⁰⁹ Vgl. hierzu Vorschlag RL 2007, 5.2, und GGPSSO (2004).

- *Ausgleichsenergie- und Regelenergiemarktmodell*

Wie bereits in 4.2.1 angesprochen wurde, werden die Soll- und Ist-Bezugsmengen bzw. Liefermengen im Rahmen des Bilanzierungssystems bilanziert. Die Differenz zwischen Soll- und Ist-Mengen werden als die Differenzmengen oder die Ausgleichsenergie bezeichnet. Der Transportkunde bzw. der vertraglich festgelegte Träger des Ausgleichsenergie Risikos rechnet die entstandenen Differenzmengen mit dem MGV ab. Die Ausgleichsenergie ist eine bilanzielle Größe zwischen dem betrachteten Bilanzkreis und dem übergeordneten Bilanzkreisnetzbetreiber, die sich wiederum mit den Differenzmengen eines anderen Bilanzkreises des betrachteten Marktgebietes ausgleichen kann. Sie stellt daher nicht die tatsächliche physische Über- oder Untermenge des Marktgebietes dar. Die Regelenergie hingegen ist eine physische Größe, die sich aus dem Saldo der Differenzmengen der verschiedenen Bilanzkreise ergibt. Regelenergiebedarf muss durch eine Einspeisung von Mengen beglichen werden bzw. Übermengen müssen in Speicher eingespeist werden.

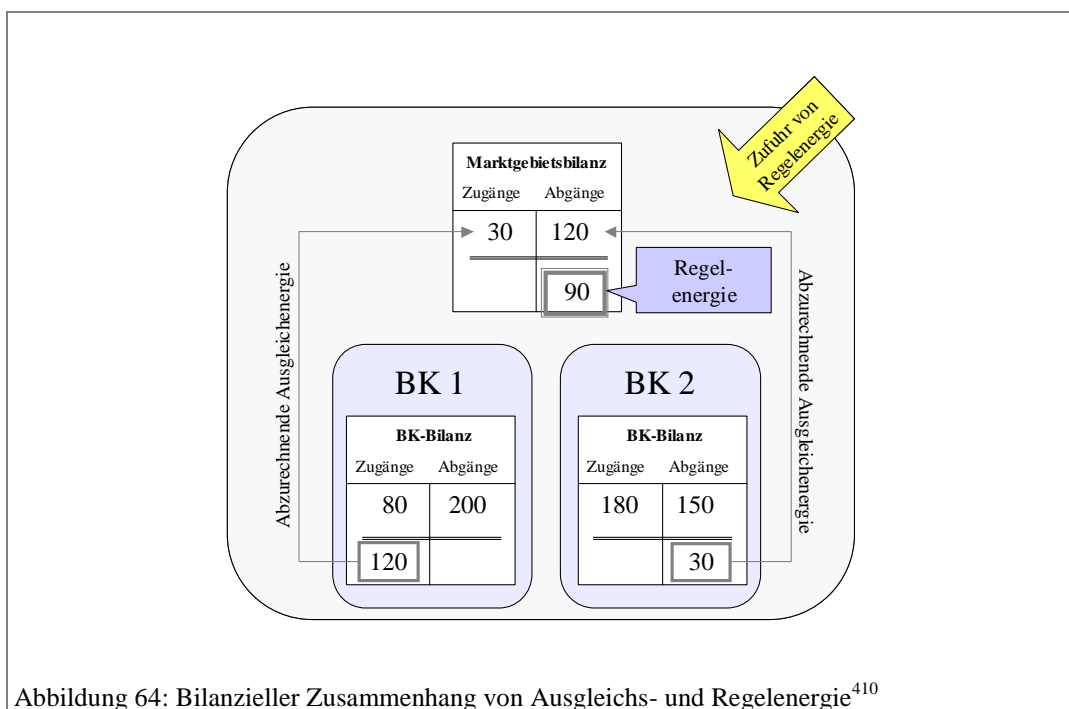


Abbildung 64: Bilanzieller Zusammenhang von Ausgleichs- und Regelenergie⁴¹⁰

Das Beispiel in Abbildung 64 veranschaulicht den Unterschied zwischen Ausgleichs- und Regelenergie. Die ermittelten Ausgleichsenergiemengen der Bilanzkreise BK1 (Überbedarf) und BK2 (Minderbedarf) fließen in die Bilanz des

⁴¹⁰ Eigene Darstellung.

übergelagerten Bilanzkreisnetzbetreibers ein und gleichen sich hier zum Teil aus. Der entstandene, niedrigere Saldo von 90 Mengeneinheiten Überbedarf muss durch die Zufuhr von Regelenergie ausgeglichen werden.

Die Regelenergiemengen müssen grundsätzlich transparent durch Ausschreibung vom MGV beschafft werden. Die daraus indirekt resultierenden Ausgleichsenergiepreise für Bezug bzw. Abgabe müssen gemäß §30 Abs. 2 GasNZV, innerhalb bestimmter Toleranzbänder, symmetrisch sein. Dies war bisher im Gasmarkt aufgrund des nur mangelhaft liberalisierten Speicherzugangs noch nicht möglich. Da noch keine unabhängigen Gasanbieter als Regelenergieanbieter am Gasmarkt agierten, wurde die Aufgabe des Regelenergieanbieters durch den MGV übernommen. Mit Hilfe der Speicher, die entweder Eigentum oder Besitz der Netzbetreiber sind, und den dort eingelagerten Mengen, die der Netzbetreiber zu einem ölpreisgebundenen Preis von einem Lieferanten bezieht, stellt der MGV die notwendigen Mengen zur Verfügung. Um die vom Gesetzgeber geforderte Transparenz zu gewährleisten, waren diese Ölpreisbindung und die daraus resultierenden Ausgleichsenergiepreise der nächsten beispielsweise vier Wochen für den Kunden bisher ausreichend einsehbar. Diese Transparenz hätte dem Transportkunden allerdings eine Optimierung der eigenen Bezugskosten gegen den Differenzmengenpreis ermöglicht. Für den Fall, dass der eigene Bezugspreis niedriger wäre als der Differenzmengenpreis, würde der Kunde seinen Bedarf zu hoch nominieren. Die Übermengen würde er gewinnbringend an den Netzbetreiber abgeben. Im umgekehrten Fall wäre die nominierte Menge zu niedrig, so dass der Kunde die günstige Differenzmenge beziehen würde. Um dies zu vermeiden, wurden die Differenzmengenpreise für Bezug durch den Kunden (Grenzübergangspreis*2,5) und Abgabe durch den Kunden (Grenzübergangspreis*0,5) zumeist asymmetrisch bepreist.^{411,412}

Nicht erst seit der Anträge der KoM-Solution GmbH und der NV Nuon Energy Trade & Wholesale bei der 7. Beschlusskammer der BNetzA im September 2007

⁴¹¹ Vgl. hierzu KOOPERATIONSVEREINBARUNG (2006), Seite 10ff, §4 *Bildung von Marktgebieten, Verpflichtung des marktgebietaufspannenden Netzbetreibers*.

⁴¹² Im Strommarkt ist eine derartige Asymmetrie nicht mehr notwendig. Erstens werden die Regelenergieanbieter durch eine Ausschreibung ermittelt, zweitens werden die Preise erst 6 Wochen nach Erfüllungstermin (hier gemeint der Monat) veröffentlicht und drittens wird die Preisfindung durch die Saldi aller in der Regelzone vorhandenen Bilanzkreise beeinflusst.

gegen die praktizierte Ausgleichensystematik und der damit verbundenen Entgelte, ist die BNetzA daran interessiert, mehr Wettbewerb im Regel- und Ausgleichsenergiemarkt zu schaffen und mehr Anbietern den Zugang zu diesem Markt als weitere Absatzmöglichkeit einzuräumen.⁴¹³ In ihrem Auftrag erstellte das Beratungsunternehmen KEMA im Herbst 2007 ein Marktmodell, das aktuell in der Diskussion ist. In diesem Modell wird die Regelenergie in einem zweistufigen Verfahren, ähnlich der Merit Order im Strommarkt, zur Verfügung gestellt.⁴¹⁴ Im ersten Schritt wird die „interne Regelenergie“ beansprucht. Die interne Regelenergie umfasst den Einsatz der Netzbetreiber eigenen Netzpuffer und sonstiger netzeigener Speichermöglichkeiten als verfügbare Kapazitäten. Im zweiten Schritt wird die „externe Regelenergie“ in Anspruch genommen. Sie umfasst gelieferte Regelenergie von Speicherkunden und Transportkunden anderer Marktteilnehmer. Der Einsatz der Quellen und die Entlohnung der Vorhalteleistung werden durch die Bilanzkreisnetzbetreiber koordiniert.⁴¹⁵ Die tatsächlich in Anspruch genommenen Mengen werden nicht finanziell entlohnt. Der Regelenergielieferant erhält zu einem späteren, festgelegten Zeitpunkt eine Rücklieferung der Mengen. Diese Mengen kauft der Bilanzkreisnetzbetreiber am virtuellen Handelspunkt im Rahmen einer Auktion.

Die Diskussionen um die Umsetzbarkeit des Modells haben zwei Aspekte in den Vordergrund gerückt: Erstens fließt der Netzpuffer, d.h. die begrenzte Kapazitätsvariabilität eines Netzes aufgrund von kontrollierten Druckschwankungen in die interne Regelenergie mit ein und steht daher dem Basisbilanzausgleich nicht länger zur Verfügung. Die Toleranzbänder bzgl. der Bezugsschwankungen, die der Transportkunde bisher vom MGV gestellt bekommt, werden sich vermindern. Dies hat eine höhere Bepreisung des Ausgleichsenergieisikos zur Folge, da Bezugsschwankungen, die sich bisher innerhalb eines Toleranzbandes abspielten und keine zusätzlichen Kosten für den Transportkunden bedeuteten, in dem neuen Modell zusätzliche Kosten verursachen. Zweitens erhebt das Modell einen hohen Anspruch an die Datenlage bzgl. der allokierten Mengen und der Verfügbarkeit dieser Daten. In den

⁴¹³ Vgl. hierzu LOHMANN (11/2007), S. 3 und BUNDESNETZAGENTUR (2008)

⁴¹⁴ Bzgl. der Bereitstellung und Bepreisung der Regelenergie im Strommarkt vgl. KONSTANTIN (2007), Seite 344-346.

⁴¹⁵ Die Entlohnung für die Vorhalteleistung von interner Regelenergie orientiert sich an den langfristigen und kurzfristigen Grenzkosten der Speicher- und Netzkapazitäten. Die Entlohnung für die Vorhalteleistung externer Regelenergie wird durch Auktionen ermittelt. Vgl. hierzu KEMA (2007), Seite 12ff.

Diskussionen wurde deutlich, dass die meisten Netzbetreiber diesen Standard noch nicht erfüllen werden können. Vor diesem Hintergrund rückte die herrschende Meinung von einer Stundenbilanzierung ab und bevorzugt eine Bilanzierung auf Tagesbezugswerten. Auch dieser Aspekt hat eine neue Bepreisung des Ausgleichsenergiesrisikos durch den Transportkunden zur Folge.

- *Neugestaltung der Lieferverträge*

Die steigende Nachfrage der gewerblichen und privaten Endkunden nach fixen Lieferpreisen und/oder Preisen, die sich an bereits etablierten Handelspunkten, wie beispielsweise der TTF, orientieren, schlägt sich auch in den hier betrachteten Lieferverträgen zwischen Großhändler und lokalem Versorger nieder. Die Flexibilität der Lieferanten hinsichtlich der Commodity-Bindung hat insbesondere in den vergangenen zwei Gaswirtschaftsjahren beträchtlich zugenommen. Der Leistungspreis wurde von vielen Lieferanten durch einen fixen Grundpreis ersetzt und die Bewertung der Bezugsstruktur rückte wesentlich in den Vordergrund.

Das erhöhte Interesse lag vor allem in 2007 auf der Ausgestaltung der Bilanzkreismodelle und der Bezugsflexibilitäten in den Bezugsverträgen. Durch die Verlegung der Übergabestelle aller Bezugsverträge auf den virtuellen Punkt befürchteten einige Lieferanten zukünftig ein arbitrageorientiertes Verhalten ihrer Bezugskunden.⁴¹⁶ Der Kunde optimiert seine eigenen Bezugskosten, indem er Preisunterschiede zwischen seinem Bezugsvertrag und den aktuellen Großhandelspreisen nutzt. Er beansprucht den flexiblen Bezugsvertrag, wenn dieser günstiger ist als das aktuelle Marktpreisniveau, bzw. substituiert den flexiblen Bezugsvertrag, wenn das Marktpreisniveau günstiger ist.⁴¹⁷ Insbesondere der Bezug von Sommermengen durch den Kunden stand bei diesen Befürchtungen im Vordergrund.

Aktuell werden verschiedene Maßnahmen getroffen, um den Kunden von diesem Verhalten abzuhalten. In erster Linie werden die Flexibilitäten des Kunden konkreter ausgestaltet. So enthalten einzelne Verträge Monatsmindest- und Monatsmaximalmengen sowie Monatsmindest- und Monatsmaximalleistungen.

⁴¹⁶ Vgl. LOHMANN (01/2007), S.3.

⁴¹⁷ KOZHUHAROV charakterisiert die Bezugsflexibilitäten eines Kunden daher als Call-Option. Vgl. KOZHUHAROV (2005), Seiten 896-899.

Darüber hinaus waren zusätzliche Vertragsklauseln in der Diskussion, die die Verwendung der Mengen eindeutig bestimmten. Es durften hierbei nur Letztverbraucher versorgt werden und/oder bestimmte Absatzgebiete beliefert werden. Auf diese Weise sollten Weiterverkäufe der Mengen an dritte Händler ausgeschlossen werden. Insbesondere die absatzgebietspezifische Klausel wird jedoch aus rechtlicher Sicht als nicht tragbar erachtet. Als wirksamste Maßnahme wird die Plazierung des Kunden im eigenen Bilanzkreis als Subbilanzkonto erachtet. Indem der Kunde dem Lieferanten alle Rechte und Pflichten der Bilanzführung zuspricht, erteilt er ihm Einsicht in die eigenen Gasan- und -verkäufe. Vertragswidriges Verhalten kann auf diese Weise vom Versorger direkt registriert und verhindert werden.

6.3. Bewertung des Einzelbuchungsmodells

Indem das Einzelbuchungsmodell die Integration des marktgebietsüberspannenden Netzes und der angeschlossenen Netze aufhob, wurde der Struktureffekt, aus Sicht des Gasflusses, über den virtuellen Punkt hinaus ausgedehnt, näher an den Kunden herangetragen und somit länger nutzbar gemacht.

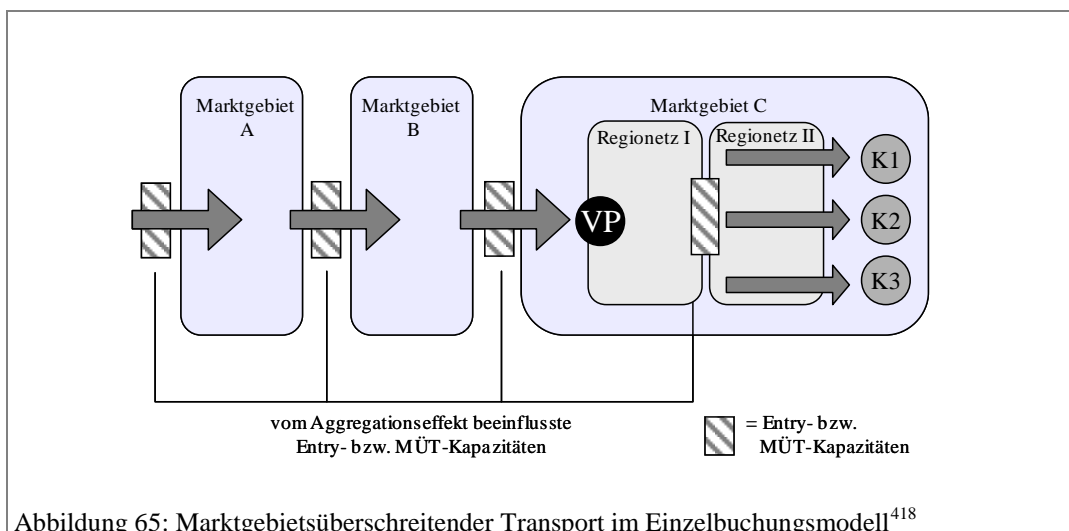


Abbildung 65: Marktgebietsüberschreitender Transport im Einzelbuchungsmodell⁴¹⁸

Für den vorher betrachteten Fall bedeutete das, dass sich der Struktureffekt des etablierten Versorgers A nicht allein auf die Kapazitäten der vorgelagerten

⁴¹⁸ Vgl. hierzu WITTINGHOFFER (2006), Seite 55/56.

Marktgebiete und auf die Entry-Kapazität des Marktgebietes beschränkte, sondern sich auch auf weitere Kapazitäten zwischen VP und *City Gate* auswirkte. Für den in Abbildung 65 dargestellten Fall durchläuft das Gas ab VP ein weiteres (über-) regionales Netz bis zum *City Gate* des Kunden. Der Aggregationseffekt griff dementsprechend auch auf die Netzkopplungskapazitäten zwischen Regio 1 und Regio 2.

Angenommen, dass die Transportgebühren vom VP bis zum *City Gate* des Stadtwerkes im Einzelbuchungssystem den Exit-Gebühren des Zweivertragsmodells entsprachen bzw. diese nicht überstiegen, dürften sich die Exit-Gebühren von 15 €/kW/a beispielsweise wie folgt aufgeteilt haben:

Netzkopplungskapazität Regio 1-Regio 2: 10 €/kW/a, Exit-Regio: 5 €/kW/a.

Entsprechend ergaben sich für Versorger A folgende Kosten:

$(120\ 000\ kW * 10\ €/kW/a) + (120\ 000\ kW * 10\ €/kW/a) + (3 * 50\ 000\ kW * 5\ €/kW/a) = 3,15\ Mio.\ €/a.$

Dem etablierten Versorger entstanden also in diesem Fall 1.050.000 €/a Transportkosten pro Stadtwerk. Die Kosten für den Drittanbieter B blieben konstant, so dass der Kostenvorteil des Versorgers A auf 200.000 €/a anwächst.⁴¹⁹

Mit Hilfe des *Gleichzeitigkeitsfaktors* (GZF) versuchte die erste Kooperationsvereinbarung diesem Effekt entgegenzuwirken. Er sollte die Wirkungsparität der Transportkosten aus Zweivertragssystem und Einzelbuchungssystem sicherstellen und dem Aggregationseffekt innerhalb der einzelnen Netze gerecht werden.⁴²⁰

⁴¹⁹ Vgl. hierzu ebenda und NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2007), S. 56.

⁴²⁰ Vgl. KOOPERATIONSVEREINBARUNG (2006), insbesondere Anlage 2 § 2 und Anlage 4.

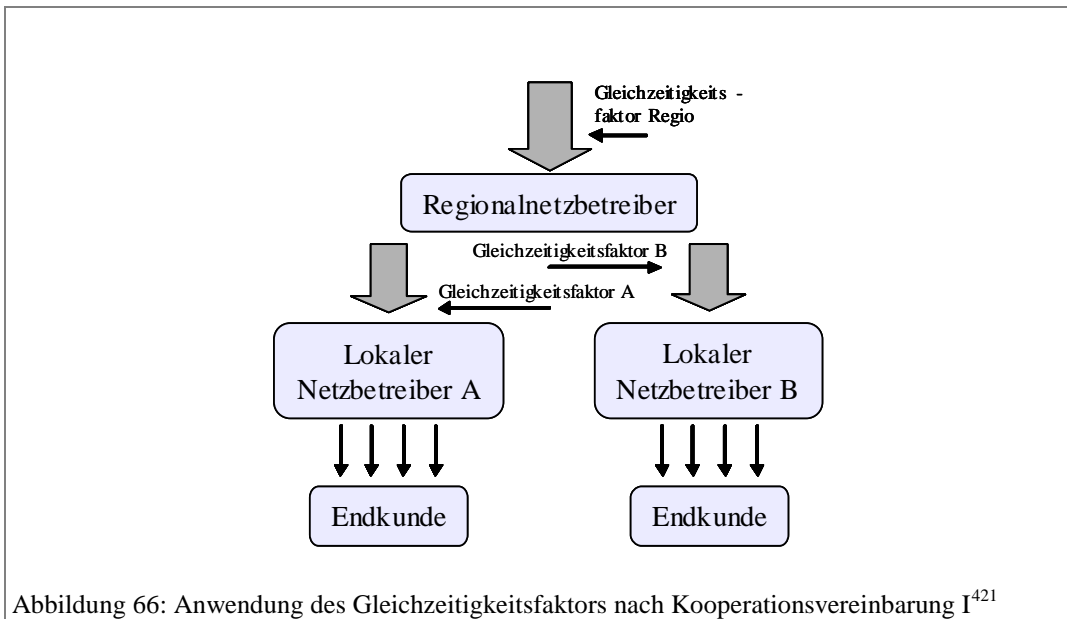


Abbildung 66: Anwendung des Gleichzeitigkeitsfaktors nach Kooperationsvereinbarung I⁴²¹

Der GZF spiegelte das Verhältnis von Entry-Kapazitäten und den zuzuordnenden Exit-Kapazitäten innerhalb eines Netzgebietes wider und war kleiner als 1. Mit steigender Gleichzeitigkeit sank der Faktor. Die Kooperationsvereinbarung beschrieb ihn wie folgt:

„Netzspezifischer Gleichzeitigkeitsfaktor im Auslegungszustand - Quotient aus der Summe aller (zeitgleichen) Einspeiseleistungen eines Netzes im Auslegungszustand und der Summe aller Vorhalteleistungen der Ausspeisepunkte.“⁴²²

Wie in Abb. 66 veranschaulicht, berechnete der einzelne Netzbetreiber anhand des Verhältnisses aus der Summe der Einspeisekapazitäten (aus der vorgelagerten Ebene) und der Summe der Ausspeisekapazitäten (in die nachgelagerte Ebene) einen individuellen GZF. Die Gesamtwirkung aller relevanten GZF wurde anschließend in einem *objektiven* GZF zusammengefasst und auf die Exit-Gebühren des Zweivertragsmodells eines Marktgebietes angewandt, in der Hoffnung, dass die Exit-Gebühren sinken und die Differenz zu den Kosten aus dem Einzelbuchungssystem gegen Null gehe.⁴²³

⁴²¹ Vgl. hierzu WITTINGHOFER (2006), Seite 55/56.

⁴²² Vgl. KOOPERATIONSVEREINBARUNG (2006), Anlage 4, Seite 88.

⁴²³ Vgl. ebenda, Anlage 2 §3, Seite 34.

Bei näherer Betrachtung wird jedoch deutlich, dass diese Maßnahme den Portfoliovorteil des etablierten Versorgers bestenfalls mindern, allerdings nicht aufheben konnte:

1. Der GZF spiegelt nicht vollständig die Vorgehensweise und Strategie des Versorgers wider. Wie in 5.3. ausführlich erläutert wurde, entspricht der Portfolioeffekt, der dem GZF zugrunde lag, nicht dem Aggregationseffekt, nach dem sich der Anbieter orientiert.
2. Der Gleichzeitigkeitsfaktor wurde durch den Transporteur anhand der historischen Lastgänge ermittelt, sie spiegeln lediglich die beobachteten Effekte wider. Der etablierte Versorger hingegen lässt seine individuelle Bereitschaft zum zusätzlichen Kapazitätsrisiko mit einfließen. Durch den Einsatz von Speichern und unterbrechbaren Lieferverträgen (die in den historischen Lastgängen als ununterbrechbar dokumentiert wurden!) hätte er einen geringeren subjektiven Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelt. Entsprechend wäre der Aggregationseffekt des etablierten Versorgers allein durch die individuelle Risikobereitschaft größer gewesen.⁴²⁴
3. Der Transporteur betrachtete bei der Ermittlung des objektiven GZF die gesamte Menge aller Abnehmer in seinem Gebiet. Diese Vorgehensweise unterstellt, dass alle Leistungsspitzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfinden, so dass jeder zusätzliche Kunde einen positiven Grenzbeitrag zum Aggregationseffekt leistet und das optimale Portfolio bei einem Marktanteil von 100% erreicht wird, so dass der Gleichzeitigkeitsfaktor also mit jedem Kunden sinkt.⁴²⁵ Wie Abb. 66 zeigt und in 5.3. hergeleitet wurde, ist dies wahrscheinlich nicht der Fall. Vielmehr ist davon auszugehen, dass einige Kunden einen negativen Grenzbeitrag auf das bestehende Marktportfolio leisten und dass sich daher ein Versorgungsverzicht senkend auf den Kapazitätsbedarf auswirken würde. In diesem Fall liegt der geringste Gleichzeitigkeitsfaktor bei einem Marktanteil kleiner 100 %, von dort an steigt der GZF wieder. Der etablierte Versorger würde demnach entsprechend des Kapitels 5.3. ein „Rosinenpicken“ betreiben, d. h. er sucht

⁴²⁴ Vgl. hierzu WITTINGHOFER (2006), Seite 56.

⁴²⁵ Vgl. ebenda.

sich die attraktivsten Kunden heraus, um sein Portfolio zu optimieren. Unattraktive Kunden, deren Aufnahme in das Portfolio den GZF steigen lassen, würden ausgesondert werden oder zu schlechteren Konditionen versorgt werden.⁴²⁶

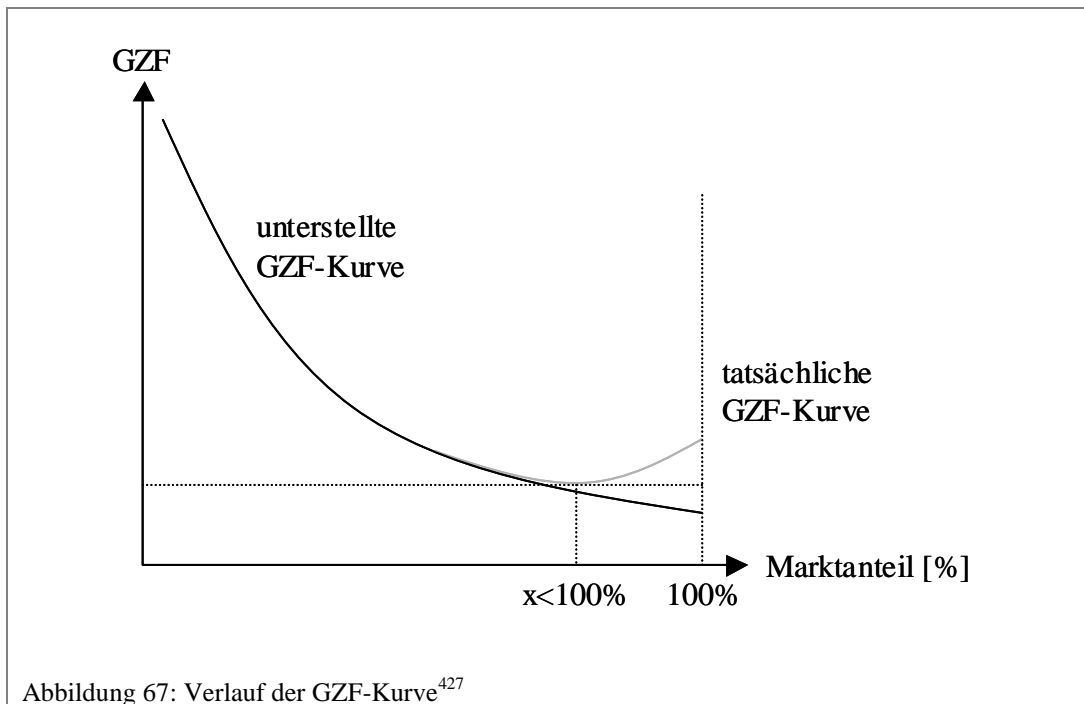


Abbildung 67: Verlauf der GZF-Kurve⁴²⁷

4. Der Gleichzeitigkeitsfaktor wäre durch den Netzbetreiber immer vor der Veröffentlichung der Netzentgelte berechnet worden. Die Optimierung, d. h. die Reaktion des Versorgers wäre anschließend auf Grundlage der veröffentlichten Entgelte erfolgt. Hierbei hätte der Versorger seinen Speichereinsatz, seine unterbrechbaren Kunden sowie sein gesamtes Kundenportfolio entsprechend der Entgelte optimieren können. Zusätzlich hätte der berechnete Gleichzeitigkeitsfaktor an Aktualität verloren, da das Zugangssystem einen Kundenwechsel auf monatlicher Basis hätte gestatten müssen.⁴²⁸

Das Optionsmodell ermöglichte es somit dem etablierten Versorger erstens den Vorteil des angestammten Absatzgebietes über das zuvor beschriebene Maß des Basismodells hinaus zu nutzen und den Bezieher zweitens vom Großhandel

⁴²⁶ Vgl. ebenda.

⁴²⁷ Vgl. ebenda.

⁴²⁸ Vgl. ebenda.

auszuschließen.⁴²⁹ So sah das Einzelbuchungsmodell vor, dass der Bezieher zum Verkauf überschüssiger Mengen Rückkapazitäten vom Übergabepunkt *City Gate* zum virtuellen Punkt buchen und bezahlen musste. Entsprechend wäre der Anreiz zu Arbitragegeschäften gesunken bzw. hätte dies zu einer Zersplitterung der Handelsvolumina auf zusätzliche Handelsplätze auf regionaler Ebene geführt.

⁴²⁹ Zu dieser Schlussfolgerung kam natGAS (Potsdam) indirekt auch. Demnach bot das Optionsmodell erfahrenen Gasanbieter Effizienzvorteile durch eine optimierte Kapazitätsbuchung zu generieren. Vgl. hierzu LOHMANN (6/2006), Seite 4.

7. Schlussbetrachtung und Ausblick

Das Kernziel der vorliegenden Arbeit liegt in der Bewertung der ökonomischen Relevanz von langfristigen Lieferverträgen zwischen Ferngasimporteuren und nachgelagerten Ortsgasunternehmen und deren Verbot für die Wettbewerbsintensität im deutschen Erdgasmarkt. Weniger steht dabei die Frage im Vordergrund, ob die Aufhebung der langfristigen Verträge eine positive Wirkung auf den Wettbewerb hat, da sich diese Frage leicht beantworten lässt: Indem es etablierten Versorgern untersagt wird, Kunden in langfristigen Verträgen zu binden, erhöht sich für marktneue Lieferanten grundsätzlich die Anzahl potentieller Kunden. Hierdurch wird der Anreiz zum Markteintritt erhöht und der Wettbewerb gesteigert. Schwieriger ist die Frage zu beantworten, wie groß die Wirkung der Vertragsaufhebung auf den Wettbewerb vor dem Hintergrund der gegebenen Marktcharakteristika ist und ob die Erwartungen des Bundeskartellamts und der marktneuen Lieferanten erfüllt werden.

Wie die Arbeit bereits einleitend unterstreicht, unterscheidet sich der deutsche Erdgasmarkt nämlich in wesentlichen Punkten nicht nur von anderen Branchen, sondern auch von anderen Erdgasmärkten: Erstens ist der Erdgasmarkt innerhalb Deutschlands, unabhängig von dem Wachstum des internationalen LNG-Marktes, weiterhin leitungsgebunden. Um einen Kunden zu erreichen, muss ein Lieferant das existierende Leitungsnetz nutzen. Entsprechend ist das bestehende Transportnetz eine wesentliche Einrichtung, deren Zugang notwendig ist, um marktneuen Anbietern den Zutritt zum deutschen Markt zu ermöglichen. Zweitens wurde der deutsche Erdgasmarkt bis zu seiner Liberalisierung 1998 nicht von einem zentralen Staatsunternehmen versorgt, sondern von vielen einzelnen Privatunternehmen, die den deutschen Markt mit Hilfe der gesetzlichen Wettbewerbsbefreiung untereinander aufteilten und innerhalb ihrer Absatzgebiete eine monopolistische Position aufbauen konnten. Für die Handelsseite hatte dies zur Folge, dass zum Zeitpunkt der Marktöffnung alle Kunden in den Absatzportfolien der etablierten Versorger lagen. Netzseitig führte diese Marktaufteilung dazu, dass der deutsche Erdgasmarkt nicht über ein integriertes Leitungsnetz verfügt, sondern aus mehreren Einzelnetzen besteht. Während ein Transportkunden beispielsweise in Großbritannien, Frankreich und den

Niederlanden den Gastransport nur mit einem Netzbetreiber abstimmen muss, muss er in Deutschland häufig den Transport mit mehreren (marktgebietsüberspannenden) Netzbetreibern abstimmen. Drittens leidet der deutsche Erdgasmarkt unter einer stetig wachsenden Importabhängigkeit. Dieser Umstand hat zur Folge, dass Gas in erster Linie über wenige Grenzübergangspunkte und durch mehrere Marktgebiete innerhalb Deutschlands transportiert werden muss, bis es sein Ziel erreicht. Des Weiteren erfordert die Versorgung des deutschen Erdgasmarktes aus norwegischen und russischen Quellen enorme Investitionsvolumina für hoch-spezifische Transitkapazitäten von der Erdgasquelle bis zur deutschen Grenze. Als gegenwärtig bekanntestes Projekt ist hierbei die Nord Stream zu nennen, die 55 Mrd. m³/Jahr russisches Erdgas von St. Petersburg bis nach Greifswald transportieren wird. Dies entspricht mehr als der Hälfte des deutschen Erdgasverbrauchs. Um eine Auslastung dieser Kapazitäten sicherzustellen und das Investitionsrisiko zu minimieren, werden langfristige Lieferverträge zwischen dem Produzenten und den Importeuren abgeschlossen. In 2007 verlängerten beispielsweise die russische Gazprom und die deutsche E.ON Ruhrgas AG ihre Lieferverträge bis 2035. Auf diese Weise kommt den importierenden Ferngasunternehmen eine wesentliche Position im deutschen Erdgasmarkt zu Gute, da sie vertraglich über den Großteil der in Deutschland verfügbaren Erdgasmengen bestimmen.

Die Arbeit stellt heraus, dass die gegebenen Umstände, insbesondere das zum 01.10.2007 implementierte Gasnetzzugangsmodell und die Struktur des deutschen Leitungsnetzes die wettbewerbsfördernde Wirkung der Vertragsaufhebung empfindlich dämpfen. Indem der Transportkunde (zumeist der Lieferant) die benötigten Transportkapazitäten vor dem Lieferzeitraum buchen muss und innerhalb der Buchung den Struktureffekt aus der Zusammenlegung mehrerer unterschiedlicher Bezugsprofile nutzen kann, kann er durch die Optimierung seines Absatzportfolios seine durchschnittlichen Transportkosten senken. Ein etablierter Versorger, der zum Zeitpunkt der Einführung des Netzzugangsmodells das gesamte betrachtete Absatzgebiet bzw. den Großteil des betrachteten Absatzgebietes versorgt, genießt hierbei gegenüber dem marktneuen Anbieter einen wesentlichen Vorteil: Anstatt sich ein Portfolio aus dem Nichts aufbauen zu müssen, lässt er sein bestehendes Portfolio auf ein Optimum schrumpfen. Dies

erreicht er, indem er Kunden, die sein Portfolio schwächen, freiwillig an die Konkurrenz abtritt oder separat bepreist. Marktneue Anbieter müssen sich ein derartiges Portfolio erst aufbauen und sind hierbei auf die Kunden angewiesen, die der etablierte Anbieter nicht halten möchte. Ausgehend von der Annahme, dass der etablierte und der marktneue Anbieter das Commodity Erdgas am Grenzübergangspunkt zu dem selben Preis beziehen, kann der etablierte Versorger den marktneuen Anbieter aufgrund der geringeren durchschnittlichen Transportkosten stets unterbieten.

Die Annahme, dass beide Versorger das Erdgas am Grenzübergangspunkt zu dem selben Preis erhalten, entspricht sicherlich nicht der Realität. Somit lässt sich grundsätzlich argumentieren, dass der marktneue Anbieter den angeführten Nachteil im Transport durch geringere Bezugskosten kompensieren kann. Aufgrund der oben genannten langfristigen Importverträge zwischen den Erdgasproduzenten und den etablierten Importunternehmen ist dies allerdings sehr unwahrscheinlich. Einzig die Anbieter, die zwar auf dem deutschen Markt neu sind, allerdings in deutschen Anrainerstaaten über einen starken Absatzmarkt verfügen, haben es in der Vergangenheit geschafft, auf diese Weise auf dem deutschen Markt Fuß zu fassen. Als bekanntestes Beispiel gilt hierfür die Gaz de France. Sie verfügt über direkte Bezugsverträge mit der russischen Gazprom und ist daher nicht auf die in Deutschland verfügbaren Mengen angewiesen. Gaz de France verfügt über Kapazitäten auf der MEGAL, die Deutschland in Bayern und Baden-Württemberg von Osten nach Westen durchquert und einen direkten Anschluss an süddeutsche Absatzgebiete bietet. Durch die Importmengen für den französischen Markt hat die Gaz de France auf der MEGAL seit jeher ein effizientes Portfolio, dass sich mit verhältnismäßig geringen durchschnittlichen Transportkapazitäten durch Süddeutschland und innerhalb Süddeutschlands bewegen lässt. In den vergangenen vier Jahren hat die Gaz de France daher in den MEGAL-angrenzenden Gebieten erhebliche Absatzerfolge erzielt.

Hinzu kommt, dass der beschriebene Strukturvorteil durch eine hohe Anzahl von Marktgebieten verstärkt wird. In Deutschland existieren aufgrund der fragmentierten Netzstruktur auch weiterhin mehrere Marktgebiete. Die Anzahl wird von ursprünglich 14 Marktgebieten am 01.10.2007 auf 8 Marktgebiete zum

01.10.2008 fallen. Die Belieferung eines Kunden erfordert daher nicht selten, dass der Lieferant das importierte Erdgas vom Grenzübergangspunkt bis zum Kunden durch mehrere Marktgebiete führen muss. Wie die Arbeit zeigt, wirkt der Struktureffekt nicht nur auf den Entry-Kapazitäten des Marktgebietes, in dem sich der zu beliefernde Kunde befindet, kostensenkend, sondern auch auf die marktgebietsüberschreitenden Kopplungskapazitäten zwischen den beanspruchten Marktgebieten. Hierdurch gewinnt der Strukturvorteil des etablierten Lieferanten weiter an Bedeutung, da auch der Anteil der Transportkosten am Gesamtabsatzpreis weiter ansteigt. Wie die Arbeit unterstreicht, ist es daher für den Wettbewerb auf dem deutschen Erdgasmarkt von entscheidender Bedeutung, dass die Anzahl der Marktgebiete in kommenden Jahren weiter fällt. Entsprechend fordert die Bundesnetzagentur mittelfristig zwei Marktgebiete, ein H-Gas- und ein L-Gas-Marktgebiete. Auch wenn sich dadurch der Aggregationsvorteils nicht vollständig verhindern lässt, so wird er erheblich gemindert. Erstens würde der Vorteil durch einen marktgebietsüberschreitenden Transport nicht mehr entstehen und zweitens könnten marktneue Anbieter ihre Einzelportfolien in den einzelnen Marktgebieten aggregieren und auf diese Weise verbessern.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Zusammenhänge kommt die Arbeit zu dem Schluss, dass der etablierte Versorger durch die optimale Nutzung des Struktureffektes seine Kunden auch weiterhin langfristig an sich binden kann und daher nicht auf langfristige Lieferverträge angewiesen ist. Einzig durch die drohende Konkurrenz marktneuer Anbieter wird der etablierte Versorger in der Preissetzung diszipliniert. Hierbei stellt sich allerdings die Frage, wie lange die marktneuen Anbieter bereit sind, ohne Absatzserfolg die Rolle des lieferbereiten Konkurrenten zu spielen. Die Aufhebung der langfristigen Lieferverträge wird im deutschen Erdgasmarkt daher keine so große Wirkung auf den Wettbewerb entfalten, wie sie es wahrscheinlich auf anderen Märkten und in anderen Branchen tun würde.

Als Ausblick auf die zukünftigen Entwicklungen des deutschen Erdgasmarktes lässt sich zusammenfassen, dass sich der Markt aktuell am Scheideweg zwischen einer weiteren Europäisierung auf der einen Seite und einer

konservativen Entwicklung hin zu abgeschotteten, nationalen Märkten auf der anderen Seite befindet. Die politischen Ambitionen auf europäischer und nationaler Ebene stehen erneut im Spannungsfeld zwischen dem Wunsch nach Wettbewerb einerseits und Versorgungssicherheit andererseits. In den vergangenen Jahren hat sich der Wettbewerb, insbesondere in Deutschland, nur sehr zögerlich entwickelt. Zusätzliche gesetzliche Anforderungen sollen den wettbewerblichen Fortschritt abermals vorantreiben. Gleichzeitig wächst innerhalb Westeuropas die Importnachfrage. Während die Eigenproduktion in Großbritannien erheblich nachlässt und sich das Land zu einem Netto-Importeur entwickelt, steigt die Nachfrage nach zusätzlichen Mengen vor allem in den südeuropäischen Ländern. Diese Entwicklung lässt die europäische Importabhängigkeit von den wenigen Gasproduzenten außerhalb der Europäischen Union, Russland und Norwegen, weiter ansteigen und den Einfluss der Exportunternehmen aus diesen Ländern, allen voran die russische Gazprom, in den europäischen Märkten weiter wachsen. So untermauern das geplante Gaskraftwerk in Lubmin bei Greifswald und der geplante Erdgasspeicher in Hinrichshagen, ebenfalls bei Greifswald, zur Strukturierung der Nord Stream-Mengen das Interesse der Gazprom an deutschen Downstream-Erdgasmärkten.

Vor diesem Hintergrund sind daher aktuell zwei unterschiedliche und gleichermaßen denkbare Ausprägungen der ausstehenden Dritten EU-Richtlinie möglich. Einerseits ist es vorstellbar, dass die Richtlinie einen zentralen EU-weiten Regulierer fordert, der den nationalen Regulierern gegenüber weisungsbefugt ist und einen europaweiten und liquiden Erdgasgroßhandel fördern wird. Um dieses Ziel zu erreichen, wird das Ownership Unbundling europaweit verpflichtend eingeführt und eine Förderung des grenzüberschreitenden Handels durch die Harmonisierung der Handels- und Zugangsmechanismen sowie der Einführung eines verpflichtenden Handels von nicht genutzten Transportkapazitäten und der Aufhebung von langfristigen Transportbuchungen wahrscheinlich. Die zu veräußernden Netzgesellschaften werden in diesem Fall höchstwahrscheinlich von einigen wenigen Transporteuren aufgekauft, so dass es innerhalb der einzelnen europäischen Regionen zu beachtlichen Konsolidierungen kommt und sich einige wenige Transporteure durchsetzen. Diese Entwicklung hätte wahrscheinlich zur Folge, dass erstens der

Marktzugang für die genannten Produzenten zusätzlich vereinfacht werden würde. Zweitens würde die starke Fragmentierung des deutschen Transportmarktes, d.h. die Anzahl der Marktgebiete, bedeutend sinken. Es würden sich wahrscheinlich einige wenige, grenzüberschreitende Marktgebiete in Europa bilden und der deutsche Gasmarkt würde in einem nordeuropäischen Marktgebiet und einem südeuropäischen Marktgebiet aufgehen.

In der anderen Variante wird die Europäisierung der Erdgasmärkte bewusst nicht weiter gefördert. Indem die regulierende Kraft bei den nationalen Institutionen verbleibt, das Ownership Unbundlings durch eine verschärfte Version des gesellschaftsrechtlichen Unbundlings ersetzt wird und der grenzüberschreitende Handel nicht im Vordergrund steht, sollen die „nationalen Platzhirsche“ geschützt werden. Auf diese Weise soll den genannten nicht-europäischen Produzenten der Marktzutritt erschwert werden und die Verhandlungsposition der europäischen Importunternehmen gegenüber diesen Produzenten gestärkt werden. Diese Entwicklung hätte, bezogen auf den deutschen Markt, zur Folge, dass die hohe Fragmentierung des Transportmarktes nur sehr zögerlich abgebaut werden würde und der beschriebene Strukturvorteil der etablierten Unternehmen beibehalten werden würde.

Literaturverzeichnis

AGHION/BOLTON (1987)

Aghion, P.; Bolton, P.: *Contracts as a Barrier to Entry*, in: American Economic Review, Vol. 3, 1977, S. 388-401.

ALBERT (2006)

Albert, Detlev: *Neue Kooperationsmodelle für Stadtwerke*, in: Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w, 2006, Heft 1, S. 41-45.

ANGLOHER/SCHROEDER (2004)

Angloher, Johannes; Schroeder, Michael: *Ein Konfliktklassiker: Beschaffung versus Vertrieb*, in: Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w, 2004, Heft 1, S. 56-58.

BAIN (1968)

Bain, J.: „*Industrial Organization*“, New York, 1968, S. 252.

BAUMOL/PANZAR/WILLIG (1982)

Baumol, William J.; Panzar, John C.; Willig, Robert D.: *Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure*, in: The American Economic Review, Vol. 72, No. 1, 1982, S. 1-15.

BDI ET AL. (2006)

Bund der deutschen Industrie (BDI), Bundesverband neuer Energieanbieter (bne), European Federation of Energy Traders (EFET). Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie (GEODE), Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) und Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), *Vorläufige Stellungnahme des BDI, bne, EFET, GEODE, VEA und VIK zu den von BGW / VKU am 16.05.2006 vorgelegten Änderungsvorschlägen zur „Vereinbarung über die Kooperation gem. § 20 Abs. 1 b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen“*, Berlin, Essen, Hannover, 17. Mai 2006, Berlin, Essen, Hannover.

BEUTIN et al. (2004)

Beutin, Nikolas; Fürst, Andreas; Häßner, Guido: *Professionalität des Gasvertriebs in Deutschland: Status quo, Einflussfaktoren und Erfolgsauswirkungen*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft - ZfE, Vol. 28, No. 4, 2004, S. 293-308.

BINDE (2001)

Binde, Wulf: *Entwicklung der Liberalisierung des Erdgasmarktes in Deutschland*, VIK-Mitteilungen, 2001.

BLANK (1994)

Blank, Jürgen E.: *Marktstrukturen und Strategien auf dem Weltölmarkt - Spieltheoretische Betrachtungen*, LIT, Münster u. a., 1994.

BNE/NUON (2006)

Bundesverband neuer Energieanbieter (bne), NUON Deutschland GmbH, *Antrag nach §31 EnWG - wegen Vereinbarung über Kooperation gemäß §20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen*; verfasst von Hogan & Hartson Raue L.L.P Rechtsanwälte und Notare, 19.06.2006.

BNETZA (2006)

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn: *Monitoring Bericht 2006*, Bonn, 2006.

BÖGE (2001)

Schellenberger, Rouven: *Böge für neue Gas-Vereinbarung* (Berliner-Zeitung), Interview mit Ulf Böge, 2001, Download unter: <http://www.berlinonline.de/berliner-zeitung/archiv/.bin/dump.fcgi/2001/0621/wirtschaft/0109/>, am 24.11.2005.

BÖGE (2006)

Böge, Ulf: *Wider einen neuen Energiepatriotismus*, in: *Energie & Management Jahresmagazin*, S. 12-16, Dezember 2006, Herrsching.

BÖHM/SEELIGER (2007)

Böhm, Anja, Seeliger, Andreas: *Neue Gasbeschaffungsoptionen für Stadtwerke*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 57, Heft 9, 2007, S. 50-55.

BGW (2005)

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), *Stellungnahme zu den kartellrechtlichen Beurteilungsgrundsätzen zu langfristigen Lieferverträgen*; veröffentlicht durch den BGW am 21.02.2005, Berlin und Brüssel.

BUNDESNETZAGENTUR (2008)

Bundesnetzagentur, *Laufende Verfahren der BK 7*; http://www.bundesnetzagentur.de/enid/87bd4d7d010ca2c60a5296811cf2f296.0/BK7/Veroeffentlichung_von_Verfahrenseinleitungen_29f.html; Stand: 16.01.2008.

BRÜHL/WEISSMÜLLER (2006)

Brühl, Götz, Weissmüller, Gerhard: *Gasnetzzugang – ein Leitfaden zum Basismodell der Bundesnetzagentur*, C.H. Beck, München, 2006.

BÜDENBERGER (2005)

Büdenberger, Ulrich: *Das deutsche Energierecht nach der Energierechtsreform 2005*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 55, Heft 9, 2005, S. 642-655.

BERGSCHNEIDER/SCHUMACHER (2004)

Bergschneider, Claus; **Schumacher**, Ralf: *Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven*, in: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w, 2004, S. 12-17.

BUNDESKARTELLAMT (2006)

8. Beschlussabteilung des Bundeskartellamts, *Beschluss zu dem* *Verwaltungsverfahren zwischen der E.ON Ruhrgas AG - als Betroffene- und der Deutschen Essent GmbH, der Trianel European Energy Trading GmbH, der Rhein Energie AG, der Stadtwerke Gießen AG, der Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH und der NUON Vertrieb GmbH – als Beigeladene -*; Aktenzeichen: B8-113/03-1, Bonn, verabschiedet und veröffentlicht: 13.01.2006; www.bundeskartellamt.de

BUNDESKARTELLAMT (2007)

8. Beschlussabteilung des Bundeskartellamts, *Beschluss in dem* *Verwaltungsverfahren Saar Ferngas AG, Saarbrücken*; Aktenzeichen: B8-113/03-8, Bonn, verabschiedet und veröffentlicht: 13.01.2006; www.bundeskartellamt.de

CHEUNG (1969)

Cheung, Steven: *Transaction Costs, Risk Aversion, and the Choice of Contractual Arrangements*, in: Journal of Law and Economics, 1969, Vol. 12, S. 23-46.

COASE (1937)

Coase, R.H.: *The Nature of the firm*, in: *Economica*, Vol. 4, 1937, Oxford, Blackwell, S. 386-405.

CROCKER/MASTEN (1991)

Crocker, Keith J., **Masten**, Scott E.: *Pretia Ex Machina? Prices and Process in Long Term Contracts*, in: Journal of Law and Economics, Vol. 34, No.1, 1991, S. 69-99.

DITTMANN/ZSCHERNING (1998)

Dittmann, Achim; **Zscherning**, Joachim (Hrsg.): *Energiewirtschaft*, B.G. Teubner, Stuttgart, 1998.

DONATH (1996)

Donath, Ralph: *Gaspreisbildung in Europa*, Schulz-Kirchner, Idstein, 1996.

DÖHRER/GRUDE/SCHWERM (2005)

Döhrer, Andreas, **Grude**, Daniel, **Schwerm**, Veit: *Portfoliomanagement Gas im Aufwind*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 55, Heft 3, 2006, S. 134-136.

DUDENHAUSEN (2000)

Dudenhausen, R., *Risikomanagement im liberalisierten Erdgashandel*; in: Schriften zur energiewirtschaftlichen Forschung und Praxis, Hrsg.: Schmitt, Dieter, Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft GmbH, Essen, 2000.

DORNSEIFER ET AL. (2007)

Dornseifer, Hanno, **Kruse**, Alfred, **Schmeer**, Frank, **Wittinghofer**, Joachim, *Senkung der Beschaffungskosten durch einen strukturierten Bezug an der TTF?*; in: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w, Nr. 6, 2007, S. 50-56.

ELLWANGER (1996)

Ellwanger, Niels: *Least-Cost Planing in der Gaswirtschaft*, in: Schriften zur energiewirtschaftlichen Forschung und Praxis, Hrsg.: Schmitt, Dieter, Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft GmbH, Essen, 1996.

ESSO (2007)

ExxonMobil Central Europe Holding GmbH *Esso Oeldorado 2007*, Hamburg, 2007, [http://www.esso.de/ueber_uns/info_service/publikationen/downloads/files/oeldorado07_de.pdf]; Stand: 20.02.2008

EU-KOM (2007)

EU-Kommission: *Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament, KOM(2006) 851 endgültig - Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 (Abschlussbericht)*, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft L204/1, Brüssel, 2007.

EU-KOM (2007b)

EU-Kommission: *Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament, KOM(2006) 841 endgültig – Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt*, Brüssel, 2007. http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexplus!prod!DocNumber&lg=en&type doc=COMfinal&an doc=2006&nu doc=841, Stand: 16.01.2008.

EUROGAS (2003)

Eurogas: *Eurogas Annual Report 2002-2003*, 2003. Download unter: <http://www.eurogas.org/uploaded/EUROGAS-BR 06-02-2004.pdf>, zuletzt am 15.01.2008.

EWI/BET (2000)

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (**EWI**) und Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (**BET**): *Analyse und wettbewerbliche Bewertung der Verbändevereinbarung Gas zum Netzzugang*, o. O., 2000. Download unter: <http://bet-aachen.de/download/endbericht.pdf>, zuletzt am 15.01.2008.

EWI/PROGNOS (2005)

Schulz, Walter (Hrsg.): *EWI/Prognos-Studie: die Entwicklung der Energiemaerkte bis zum Jahr 2030 - energiewirtschaftliche Referenzprognose* ;

Energierreport IV, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Referat Kommunikation und Internet, LP4, Berlin, 2005.

E.ON RUHRGAS (2007)

E.ON Ruhrgas AG; *Mit Energie Zukunft gestalten – Unternehmensportrait der E.ON Ruhrgas AG*, Hrsg.: E.ON Ruhrgas AG, Essen, www.eon-ruhrgas.com

ENER|GATE MESSENGER

Ener|gate Messenger, täglich veröffentlicht durch ener|gate GmbH & Co.KG, Essen, www.energate.de

FEST/HÜGGING/DREES (2007)

Fest, Claus, **Hüggling**, Thomas, **Drees**, Michael: *Bilanzkreisabweichungen und Flexibilitätsprodukte im Zweivertragsmodell der Gaswirtschaft*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 57, Heft 8, 2007, S. 46-49.

FLAKOWSKI (2003)

Flakowski, Sven: *Die erschöpfbare Ressource Erdgas - Auswirkungen der Transporteigenschaft auf Preisbildung und Strategien in Europa*, in: Pfaffenberger, Wolfgang; Ströbele, Wolfgang (Hrsg.): *Umwelt- und Ressourcenökonomik*, Bd. 19, LIT, Münster, 2003.

FUNKE (2004)

Funke, Boris: *Alternativer Gasbezug für Stadtwerke*, in: *Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w*, 2004, Heft 2, S. 18-21.

FUNKE (2005)

Funke, Boris: *Handel von Differenzgeschäften am internationalen Ölmarkt*, in: *Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w*, 2005, Heft 2, S. 34-37.

GILBERT (1989)

Gilbert, R.J.: *Mobility Barriers and the Value of Incumbency*, in: *Handbook of Industrial Organization*, R. Schmalensee, R. D. Willig (Hrsg.), 1989, Amsterdam, Vol. I, S. 478.

GOLDBERG (1985)

Goldberg, Victor: *Price Adjustments in Long-Term Contracts*, in: *Wisconsin Law Review*, 1985, S. 527-543.

GROHMANN (2006)

Grohmann, Jürgen: *Alternativen in einem unruhigen Markt*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 56, Heft 6, 2006, S. 19-22.

GROSSMAN/HART (1986)

Grossman, S.; **Hart**, O.: *The Cost and Benefits of Ownership: A Theory of Vertical and Lateral Integration*, in: *Journal of Political Economy*, 94, No. 4, 1986, S. 691-719.

HANNES/HAAG/HILLEBRAND (2002)

Hannes, Berthold; **Haag**, Wolfgang; **Tenge**, Stephan; **Hillebrand**, Sandra: *Auswirkungen der VV II in der Praxis*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 52, Heft 9, 2002, S. 614-615.

V. HAMMERSTEIN (2005)

Hammerstein, Christian von: *Langfristige Lieferverträge/Bundeskartellamt*, in: *Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w*, No. 1, 2005, S. 67-68.

HART/HOLMSTROM (1987)

Hart, Oliver, **Holmstrom**, Bengt: *The Theory of Contracts*, in: *Advances in Economic Theory, Fifth World Congress*, Hrsg.: Bewly, T.R., Cambridge, Cambridge University Press, 1987, S. 369-398.

HEIDER (2007)

Heider, Thomas: *Gasprognosen – Basis für den Erfolg im liberalisierten Gasmarkt*; in: *Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w*, Nr. 6, 2007, S. 44-49.

HENSING/PFAFFENBERGER/STRÖBELE (1998)

Hensing, Ingo; **Pfaffenberger**, Wolfgang; **Ströbele**, Wolfgang: *Energiewirtschaft – Einführung in Theorie und Politik*, 1. Auflage, Oldenbourg, München, 1998.

V. HAMMERSTEIN (2005)

Hammerstein, Christian von, *Stichwort*: „*Langfristige Lieferverträge / Bundeskartellamt*“; in: *Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w*, Nr. 1, 2005, S. 67-68.

HUBBARD/WEINER (1991)

Hubbard, R. Glenn, **Weiner**, Robert J., *Efficient Contracting and Market Power: Evidence from the U.S. Natural Gas Industry*“; in: *Journal of Law and Economics*, Nr. 24, 1991, S. 25-67.

IEA (2005)

International Energy Agency (IEA), *NATURAL GAS Information*, Paris, 2005.

JOSKOW (1985)

Joskow, Paul L.: *Vertical Integration and Long-Term Contracts: The Case of Coal-burning Electric Generating Plants*, in: *Journal of Law, Economics, and Organization*, Vol. 1, No. 1, 1985, S. 33-80.

JOSKOW (1987)

Joskow, Paul L.: *Contractual Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets*, in: *The American Economic Review*, Vol. 77, No. 1, 1987, S. 168-185.

KARBENN/TILLMANN (2000)

Karbenn, Frank; Tillmann, Albert: *Voraussetzungen für den deutschen Gaswettbewerb*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 50, Heft 4, 2000, S. 228-231.

KAHL (2007)

Kahl, Axel, *Beschaffungsoptionen Erdgas – Ausrichtung der Gasbeschaffung für Stadtwerke und Regionalversorger unter den aktuellen Rahmenbedingungen*; in: *Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w*, Nr. 4, 2007, S. 34-37.

KESTING (2005)

Kesting, Stefanie: *Wettbewerb in der deutschen Gaswirtschaft*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 55, Heft 8, 2005, S. 564-569.

KEMA (2007)

KEMA Consulting GmbH, *Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas – Kurzbeschreibung des vorgeschlagenen Modells*, im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 01.10.2007.

KLAG (2003)

Klag, Nadja D.: *Die Liberalisierung des Gasmarktes in Deutschland*, Tectum, Marburg, 2003.

KLEIN/CRAWFORD/ALCHIAN (1978)

Klein, Benjamin, Crawford, Robert G., Alchian, Armen A.: *Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process*, in: *Journal of Law and Economics*, Vol. 21, No. 2, 1978, S. 297-326.

KENNY/KLEIN (1983)

Kenny, Roy W., Klein, Benjamin: *The Economics of Block Booking*, in: *Journal of Law and Economics*, Vol. 26, No. 2, 1978, S. 497-540.

KNIEPS (2001)

Knieps, Günther: *Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*, Springer, Berlin, 2001.

KONSTANTIN (2007)

Konstantin, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -Transport und -Beschaffung im liberalisierten Markt*, Springer Verlag, 2007.

KOZHUHAROV (2005)

Kozhuharov, Veselin: *Bewertung der impliziten Optionen im Rahmen von Flexibilitäten von Gaslieferverträgen*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 55, Heft 12, 2005, S. 896-899.

KURTH (2006)

Kurth, Matthias: „Meilenstein für mehr Wettbewerb im Gasmarkt ist erreicht“ - *Gasnetzbetreiber verpflichten sich gegenüber der Bundesnetzagentur zu zügiger*

Kooperation, Sprechzettel des Präsidenten der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA), Bonn, 2006.

KURTH (2006b)

Kurth, Matthias: „*Entwicklung des Gasmarkts*“, Sprechzettel des Präsidenten der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA), Bonn, 17.11.2006.

LITPHER/BÖWING (2005)

Litpher, Markus, **Böwing**, Andreas: *Langfristige Gaslieferverträge im Wettbewerb – kritische Anmerkungen zum Diskussionspapier des Bundeskartellamts vom 25. Januar 2005*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 55, Heft 6, 2005, S. 430-435.

LOHMANN (1/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - Januar 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (2/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - Februar 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (3/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - März 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (4/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - April 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (6/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - Juni 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (7/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - Juli 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (8/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - August 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (10/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - Oktober 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (11/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - November 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (12/2006)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland - Dezember 2006*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2006.

LOHMANN (01/2007)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland – Januar 2007*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2007.

LOHMANN (03/2007)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland – März 2007*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2007.

LOHMANN (11/2007)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland – November 2007*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2007.

LOHMANN (02/2008)

Lohmann, Heiko (Hrsg.): *Gasmarkt Deutschland – Februar 2008*, energate - Ihr Energieportal, Essen, 2008.

MACAULY (1963)

Macauly, Stewart: *Non-contractual Relations in Business: a preliminary Study*, in: *American Sociological Review*, Vol. 28, No. 1, 1963, S. 55-67.

MACNEIL (1974)

Macneil, Ian R.: *The Many Futures of Contracts*, in: *Southern California Law Review*, Vol. 47, 1974, S. 691-816.

MACNEIL (1978)

Macneil, Ian R.: *Contracts: Adjustment of Long-Term Economic Relation under Classical, Neoclassical and Relational Contract Law*, in: *Northwestern University Law Review*, Vol. 72, No. 6, 1978, S. 854-906.

MASTEN/CROCKER (1985)

Masten, Scott E., **Crocker**, Keith .J.: *Efficient Adaptation in Long-Term Contracts: Take-or-Pay-Provisions for Natural Gas*, in: *American Economic Review*, Vol. 75, No. 5, 1985, S. 1083-1093.

MASTEN (1998)

Masten, Scott E: *Contractual Choice*, University of Michigan Law School, Working Paper No. 99-003, August 1998.

MULHERIN (1984)

Mulherin, J.Harold: *Vertical Integration and Long Term Contracts in the Natural Gas Industry*, Dissertation, University of California, Los Angeles, 1984.

MULHERIN (1986)

Mulherin, J. Harold: *Complexity in Long-term Contracts: An Analysis of Natural Gas Contractual Provisions*, in: Journal of Law, Economics and Organization, Vol. 2, No. 1, 1986, S. 105-117.

MAATZ/DÄUPER (2004)

Maatz, Svenja., **Däuper**, Olaf: *Gasbeschaffung - Rechtliche Rahmenbedingungen*, in: Zander, Wolfgang; Riedel, Martin; Kraus, Michael (Hrsg.): Praxishandbuch Energiebeschaffung, Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln, 2002, S. III, 1.2.1.

MANKIW (2001)

Mankiw, Nicholas G.: *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre*, 2. Auflage, Schäfer Poeschel, Stuttgart, 2001.

MORGAN (1998)

Morgan, Trevor: *Natural gas pricing in competitive markets*, OECD, Paris, 1998.

MICKE/NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2006)

Micke, Ute; **Niehörster**, Christof, **Waschulewski**, Bernd; *Beschaffung von Erdgas im Großhandelsmarkt – Speicherzugang zur Strukturierung von Erdgaslieferungen*; in: Das Gas- und Wasserfach - GWF, Vol. 147, No. 2, 2006, S. 109-115.

MÖLLER/NIEHÖRSTER (2003)

Niehörster, Christof, **Möller**, Andrea; *Optimierung des Gasbezugs durch Röhrenspeicher*; in: in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen , Jhrg. 53, Heft 6, 2003, S. 370-374.

NEU (1999)

Neu, Axel D.: *Die Gaswirtschaft im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt – Perspektiven der Erdgasversorgung im europäischen Binnenmarkt*, in: Kieler Diskussionsbeiträge, Hrsg.: Institut für Weltwirtschaft Kiel, 334/335, 1999.

NEU (2000)

Neu, Axel D.: *Perspektiven des Erdgasmarktes nach der Liberalisierung*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen , Jhrg. 50, Heft 3, 2000, S. 100-105.

NIEMANN (1997)

Niemann, Hans-Werner: *"Dornröschenschlaf" der deutschen Gaswirtschaft? Das Großsystem Ferngasversorgung im Spannungsfeld konkurrierender politischer und ökonomischer Interessen*, in: Zeitschrift für Unternehmensgeschichte - ZUG, Januar 1997, S. 39-64.

NORENG (1987)

Noreng, Oystein: *Structure and Bargaining in the European Gas market*, in: Golombek, Rolf; Hoel, Michael; Vislie, Jon (Hrsg.): Natural Gas Markets and Contracts, Amsterdam, 1987, S. 7-26.

NEUHOFF/VON HIRSCHHAUSEN (2005)

Neuhoff, Karsten; **von Hirschhausen**, Christian: *Long-Term vs. Short-Term Contracts: A European Perspective on Natural Gas*, 2005, University of Cambridge und Dresden University of Technology, Paper provided by Faculty of Economics (formerly DAE), University of Cambridge in its series Cambridge Working Papers in Economics with number 0539.

NEUMANN/VON HIRSCHHAUSEN (2004)

Neumann, Anne; **von Hirschhausen**, Christian: *Less Long-term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft - ZfE, Vol. 28, No. 3, 2004, S. 175-182.

NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2007)

Niehörster, Christof, **Waschulewski**, Bernd; *Einsatz von Röhrenspeichern zur Vermeidung von Netzentgelten im vorgelagerten Netz*; in: Das Gas- und Wasserfach – GWF, Vol. 148, No. 1, 2007, S. 55-58.

NIEHÖRSTER/WASCHULEWSKI (2007B)

Niehörster, Christof, **Waschulewski**, Bernd; *Neue Einsatzmöglichkeiten für Röhrenspeicher*; in: energie|wasser-praxis, Vol. 58, 2007, No. 5, S. 8-12.

PANITZ (2001)

Panitz, Manfred (VEA): *Notfalls Klage zur Öffnung des Gasmarktes* (Pressemitteilung des VEA vom 08.06.2001), 2001, Download unter: <http://www.vea.de/pre03/pr080601.html>, am 23.11.2005.

PANZAR/WILLIG (1977)

Panzar, John C.; **Willig**, Robert D.: *Free entry and the sustainability of natural monopoly*, in: The Bell Journal of Economics, Vol. 8, No. 1, 1977, S. 1-22.

PIEPER/FLECKENSTEIN/ROSEN (2007)

Pieper, Thomas, **Fleckenstein**, Holger, **Rosen**, Michael: *Das Wohl und Wehe des Windes*, in: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w, Heft 1, 2007, S. 40-46.

PLOCH/SCHWERM (2005)

Ploch, Dieter, **Schwerm**, Veit: *Die Risiken von Beschaffung und Vertrieb*, in: Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w, Heft 3, 2005, S. 1-4.

RILEY (2008)

Riley, Alan: *Russland geht das Gas aus*, in: Süddeutsche Zeitung, 18. Januar 2008. München.

ROBBE/HADRYIS (2006)

Robbe, Arndt, **Hadryis**, Wilfried: *Aktives Portfoliomanagement für Stadtwerke und Regionalversorger*, in: Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w, 2006, Heft 3, S. 28-31.

RÜGGE (1995)

Rügge, Peter: *Zur Deregulierung des europäischen Erdgasmarktes*, Europäische Hochschulschriften, Reihe V - Volks- und Betriebswirtschaft, Vol. 1747, Lang, Frankfurt am Main u. a., 1995.

SCHUMANN/MEYER/STRÖBELE (1999)

Schumann, Jochen; **Meyer**, Ulrich; **Ströbele**, Wolfgang: *Grundzüge der mikroökonomischen Theorie*, 7. Auflage, Springer, Berlin, 1999.

SCHNEIDER/SCHULZ (1977)

Schneider, Hans K.; **Schulz**, Walter: *Die Gaspreisbildung nach dem Anlegbarkeitsprinzip*, Oldenbourg Verlag, München, 1977.

SCHWARZ-SCHILLING (1995)

Schwarz-Schilling, Cara, *Wettbewerb auf dem Erdgasmarkt: Hub-Systeme und alternative Konzepte*; in: Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts, Hrsg.: von Weizsäcker, C. Christian, Oldenbourg Verlag, München, 1995.

SCHULZ (1996)

Schulz, Gerhard, *Preisbildung in der Energiewirtschaft*; in: Schriften zur energiewirtschaftlichen Forschung und Praxis, Hrsg.: Schmitt, Dieter, Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft GmbH, Essen, 1996.

SEDLACEK (2002)

Sedlacek, Robert: *Untertage-Erdgasspeicher in Deutschland 2002*, in: ERDÖL ERDGAS KOHLE, Vol. 118, No. 11, 2002, S. 498ff.

SPENCE (1977)

Spence, Michael: *Entry, Capacity, Investment and Oligopolistic Pricing*, in: The Bell Journal of Economics, Vol. 8, No. 2 (Autumn, 1977), S. 534-544

SUDING (2005)

Suding, Peter: *Chinas Energieversorgung: strategische Energiepolitik eines Global Players*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jhrg. 55, Heft 8, 2005, S. 528-523.

STIGLER (1968)

Stigler, G.J.: *Barriers to Entry, Economies of Scale and Firm Size*, in: The Organization of Industry, Irwin, Homewood, Ill. S. 67-70.

STIGLITZ (1974)

Stiglitz, Joseph E.: *Incentives and Risk-Sharing in Sharecropping.*, in: Review of Economic Studies, Vol. 41, S. 219-255.

STIGLITZ (1999)

Stiglitz, Joseph E.: *Volkswirtschaftslehre.*, 2. Auflage, Oldenbourg, München, 1999.

STROHE (2005)

Strohe, Dirk: *Langfristige Gaslieferverträge im Wettbewerb*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 55, Heft 5, 2005, S. 359-361.

TIROLE (1995)

Tirole, Jean: *Industrieökonomik*, Oldenbourg-Verlag, München, 1995.

UEBERHORST (1999)

Ueberhorst, Stefan: *Energieträger Erdgas*, 3. Auflage, moderne Industrie AG, Landsberg/ Lech, 1999.

UMBACH (2005)

Umbach, Frank: *Europäische und deutsche Energieversorgungssicherheit am Scheideweg*, in: *energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 55, Heft 9, 2005, S. 629-639.

WILLIAMSON (1975)

Williamson, Oliver E.: *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*, in: The Free Press New York, 1975.

WILLIAMSON (1979)

Williamson, Oliver E.: *Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations*, in; *Journal of Law and Economics*, 1979, Vol. 22, S. 233-262.

WILLIAMSON (1983)

Williamson, Oliver E.: *Credible Commitments: Using Hostages to Support Exchange*, in; *American Economic Review*, 1983, Vol. 73, S. 519-540.

WILLIAMSON (1985)

Williamson, Oliver E.: *The Economic Institution of Capitalism*, in: Free Press u. a., New York, 1985.

WILLIAMSON (1991)

Williamson, Oliver E.: *Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives*, in: *Administrative Science Quarterly*, Jhrg. 36, Vol. 2, 1991, S. 269-296.

WACKER/BLANK (2005)

Wacker, Holger; **Blank**, Jürgen E.: *Ressourcenökonomik Band II: Erschöpfbare natürliche Ressourcen*, Oldenbourg, München, 1999.

WAGNER/IGELSPACHER/ROTH (2004)

Wagner, Ulrich; **Igelspacher**, Roman; **Roth**, Hans; *Netzzugangsmodelle für Gas im Spannungsfeld von Technik und Handelsflexibilitäten*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 54, Heft 9, 2004, S. 562-568.

WERTSCHULTE/WERBONAT/NIGGEMANN (2007)

Werthschulte, Stephan, **Werbonat**, Ira, **Niggemann**, Markus: *Chancen und Risiken für Stadtwerke im neuen Gasnetzzugangsmodell*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 57, Heft 9, 2007, S. 76-79.

WILKENS/WIMSCHULTE (2007)

Wilkens, Sascha, **Wimschulte**, Jens: *Der börsliche Gashandel in Deutschland: Einführung in Produkte und Preismodellierung*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 57, Heft 11, 2007, S. 8-14..

WITTINGHOFER (2006)

Wittinghofer, Joachim: *Der Portfolioeffekt im Gastransport und sein negativer Effekt auf den Wettbewerb*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jhrg. 57, Heft 12, 2006, S. 52-57.

WYBREW-BOND (1999)

Wybrew-Bond, Ian: *Setting the scene*, in: Mabro, Robert; Wybrew-Bond, Ian (Hrsg.): *Gas to Europe - The Strategies of Four Major Suppliers*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 1999, S. 5-32.

ZANDER/MÜLLER-KIRCHENBAUER (2003)

Zander, Wolfgang; **Müller-Kirchenbauer**, Joachim, *Netzzugangsmodell Gas – Gestaltungselemente eines Netzpunktmodell*; in: *Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb – e|m|w*, No. 1, 2003, S. 47-50.

Gesetzestexte und Rechtssprechungen:

GASRL 1998

Richtlinie 98/30/EG des europäischen Parlaments und des Rates, in: *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft L204/1*, 1998, Straßburg/Brüssel.

GASRL 2003

Richtlinie 2003/55/EG des europäischen Parlaments und des Rates, in: *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft L176/57*, 2003, Straßburg/Brüssel.

GWB (1957)

Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung, 1957, *Bundesgesetzblatt I S. 1081*, Bonn.

VV GAS I

Verbändevereinbarung Gas I, vertraglich geschlossen zwischen: BDI, VKU, BGW, VIK, 2000, Berlin.

ENWG 2005

Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, in: *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005 Teil I Nr. 42*, ausgegeben zu Bonn am 12. Juli 2005.

GASNEV 2005

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV), 2005.

KOOPERATIONSVEREINBARUNG (2006)

Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, vorgelegt durch den BGW/VKU, Juni 2006.

KOOPERATIONSVEREINBARUNG II (2007)

Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, vorgelegt durch den BGW/VKU, April 2007.

GGPSSO (2004)

Guidelines for Good Practice for Storage System Operators, veröffentlicht am 24.11.2004, Download am 03.01.2008:

http://www.ec.europa.eu/energy/gas/madrid/doc-9/d1_GGPSSO.pdf

VORSCHLAG RL 2007

Kommission der Europäischen Gemeinschaft; *Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt*; Brüssel, veröffentlicht am 19.9.2007 KOM(2007) 529 endgültig 2007/0196 (COD), Download am 03.01.2008:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0529:FIN:DE:PDF>

[http://eur-](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0529:FIN:DE:PDF)

[lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0529:FIN:DE:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0529:FIN:DE:PDF)

OLG DÜSSELDORF (2006/2007)

Oberlandesgericht Düsseldorf, 2. Kartellsenat, *Beschluss zu Aktenzeichen VI-2 Kart 1/06(V)*, verabschiedet am 20.06.2006 vorläufig und am 04.10.2007 final.

MONITORINGBERICHT (2003)

Monitoringbericht, BT-Drucks. 15/1510, Bundesministerium für Wirtschaft, 01.09.2003.

ENERGY SECTOR INQUIRY (2005)

Energy Sector Inquiry-Issues Paper, Europäische Kommission, 15.11.2005, S. 2ff.

Lebenslauf von Joachim Wittinghofer

- 1998 Abitur am Landfermann-Gymnasium (Duisburg)
- 1999-2005 Studium der Volkswirtschaftslehre an der Westfälischen
 Wilhelms-Universität Münster
- 2005-2008 Promotion an der wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät
 der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster,
 Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie, Schwerpunkt
 Energiewirtschaft
- Seit 2004 Tätig als Unternehmensberater im Bereich der
 Energiewirtschaft