



Bundeskartellamt

Sektoruntersuchung Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen

Abschlussbericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB • Dezember 2009

Bundeskartellamt
10. Beschlussabteilung
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn

ZUSAMMENFASSUNG	3
1 EINLEITUNG	5
2 AUSGEWÄHLTE UNTERSUCHUNGSERGEBNISSE	7
2.1 Befragung der Netzbetreiber	7
2.1.1 Branchenstruktur im Bereich der Fernleitungsnetze	7
2.1.2 Marktabgrenzung und Marktanteile	8
2.1.3 Allgemeine Buchungssituation	10
2.1.4 Kapazitätssituation an den Grenzübergangspunkten	12
2.1.5 Netzzugangsverweigerungen und Maßnahmen des Kapazitätsmanagements	13
2.1.6 Vorteile und Nachteile von Langfristbuchungen aus Sicht der Netzbetreiber	14
2.2 Befragung der Transportkunden	15
2.2.1 Vorteile und Nachteile von Langfristbuchungen aus Sicht der Transportkunden	15
2.2.2 Buchungsgrundsätze und Buchungsverhalten	15
2.2.3 Vorratsbuchungen	17
2.2.4 Beurteilung unterbrechbarer Kapazitäten	18
2.2.5 Wirkungen roter Kapazitätsampeln	20
2.2.6 Umsetzung des Rucksackprinzips	20
2.2.7 Analyse der Gasbezugs- und Gaslieferverträge	22
3 WETTBEWERBLICHE ANALYSE DER EMPIRISCHEN BEFUNDE	23
3.1 Langfristige Kapazitätsbuchungen	23
3.2 Langfristige Gaslieferverträge	26
3.3 Weiterverkaufsverbote in Verbindung mit Take-or-Pay-Klauseln	26
3.4 Vereinnahmung von Taxfall Profits	28
4 HANDLUNGSBEDARF UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	28
4.1 Langfristige Kapazitätsbuchungen	28
4.2 Langfristige Gaslieferverträge	31
4.3 Weiterverkaufsverbote in Verbindung mit Take-or-Pay-Klauseln	31
4.4 Vereinnahmung von Taxfall Profits	31
ANHANG 1: Liste der befragten Netzbetreiber	32
ANHANG 2: Liste der befragten Transportkunden	33
ANHANG 3: Glossar	34

ZUSAMMENFASSUNG

Das Bundeskartellamt hat von Februar bis Dezember 2009 eine Untersuchung der Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen vorgenommen. Ziel dieser so genannten Sektoruntersuchung war es, einen umfassenden Einblick in die Wettbewerbsbedingungen zu erlangen und mögliche Kartellrechtsverstöße zu identifizieren. Im besonderen Fokus standen dabei das Ausmaß und die Wirkungen langfristiger Buchungen fester Ein- und Ausspeisekapazitäten.

Die **wichtigsten Untersuchungsergebnisse** können wie folgt kurz zusammengefasst werden:¹

- 1. An vielen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten ist der Großteil der technisch verfügbaren Ein- und Ausspeisekapazität vertraglich langfristig ausgebucht. Insgesamt ist bei ca. 200 festen Buchungen von Einspeisekapazitäten und bei ca. 400 festen Buchungen von Ausspeisekapazitäten zwischen Netzbetreiber und Transportkunden eine Vertragslaufzeit von mehr als zwei Jahren vereinbart.** Drei Viertel dieser Langfristbuchungen wurden von Unternehmen vorgenommen, die mit dem jeweiligen Netzbetreiber konzernverbunden sind. Eine durchschnittliche langfristige Buchung von Einspeisekapazitäten umfasst dabei fast 50% und eine durchschnittliche langfristige Buchung von Ausspeisekapazitäten nahezu 75% der technisch verfügbaren *festen Kapazität* eines Netzpunktes. Nach der Definition des Bundeskartellamts² und des Bundesgerichtshofs³ in den Gaslieferungsverfahrensverfahren handelt es sich dabei um Langfristverträge. Da an marktstrategisch wichtigen *Netzpunkten*, darunter insbesondere die Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte, oft mehr als eine Langfristbuchung vorliegt oder einzelne Transportkunden bis zu 100% der Kapazitäten langfristig gebucht haben, herrschen dort regelmäßig vertragliche Kapazitätsengpässe vor. Die weiteren Transportinteressenten müssen sich entweder mit *unterbrechbaren Kapazitäten* begnügen oder – soweit dies überhaupt möglich ist – eine alternative Transportroute buchen. Die in der Gasnetzzugangsverordnung in ihrer gegenwärtigen Fassung⁴ bislang vorgesehenen Maßnahmen zum Engpassmanagement sorgen dabei für keine durchgreifende Problemlösung.
- 2. Langfristbuchungen können daher auf den relevanten Märkten für die Ein- und Ausspeisung von Erdgas in Fernleitungsnetze selbst, vor allem aber auf den nachgelagerten Märkten für den Erdgasvertrieb eine Marktabschottung bewirken oder – im Falle von „Vorratsbuchungen“ – sogar eine solche Wettbewerbsbeschränkung bezwecken.** Die mit dem jeweiligen Netzbetreiber konzernverbundenen Vertriebsunternehmen, die die meisten dieser Langfristbuchungen vorgenommen haben, weisen in ihrem angestamm-

¹ Wichtige gaswirtschaftliche Begriffe sind im Folgenden bei ihrer erstmaligen Erwähnung *kursiv* hervorgehoben und werden im beigefügten Glossar kurz erläutert (siehe Anhang 3).

² Vgl. BKartA, Beschluss vom 13.01.2006, B8-113/03-01 – E.ON Ruhrgas = WuW/E DE-V 1147 ff.

³ Vgl. BGH, Beschluss vom 10.02.2009, KVR 67/07 – Gaslieferverträge = WuW/E DE-R 2679 ff.

⁴ Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen v. 25.07.2005, BGBl I 2210 – GasNZV.

ten Versorgungsgebiet zumeist noch immer marktbeherrschende Stellungen auf. Langfristbuchungen tragen dazu bei, diese Marktdominanz langfristig abzusichern. Das Bundeskartellamt sieht dringenden Handlungsbedarf im Sinne einer deutlichen Reduzierung des Anteils langfristig gebuchter Kapazitäten, plädiert aber angesichts der gegenwärtigen Bemühungen um eine Novellierung der GasNZV für eine entsprechende regulierungsrechtliche Vorgabe, inhaltlich etwa nach dem Vorbild der Beschlüsse des Bundeskartellamts zu langfristigen Gaslieferverträgen. Reine Vorratsbuchungen von Kapazitäten, die im Zuständigkeitsbereich des Bundeskartellamts eine gezielte kartellbehördliche Intervention erforderlich machten, wurden jedenfalls anhand der im Rahmen der Sektoruntersuchung vorgelegten Informationen und auf Basis der gewählten Berechnungsmethoden nicht identifiziert.

- 3. Bei der Analyse der vorgelegten Gasbezugs- und Gaslieferverträge, die primär für den Abgleich der sich daraus ergebenden Lieferverpflichtungen mit den gebuchten Transportkapazitäten durchgeführt wurde, zeigte sich zugleich – allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Wettbewerbsniveau – eine gewisse Intensivierung des Wettbewerbs auf der Ebene der Belieferung von Regional- und Ortsgasversorgern.** Eine abschließende Evaluierung der Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen, die sich auf diesen Markt beziehen, ist jedoch allein anhand der Ergebnisse der thematisch anders ausgerichteten Sektoruntersuchung nicht möglich, sondern erfordert zusätzliche Ermittlungen. Das Bundeskartellamt wird daher in einem eigenständigen Verfahren zeitnah mit Auskunftersuchen an die betroffenen Ferngasunternehmen sowie an weitere Marktteilnehmer herantreten, den Umfang der Abfrage dabei aber möglichst in Grenzen halten und auf das Erforderliche beschränken.
- 4. Die Vertragsanalyse hatte zum weiteren Ergebnis, dass eine Vielzahl von Gaslieferverträgen Weiterverkaufsverbote in Kombination mit *Take-or-Pay-Klauseln* enthält.** Das Bundeskartellamt beurteilt Weiterverkaufsverbote jedenfalls dann kritisch, falls sich diese auch auf die Jahresabnahmepflicht (*Minimum Take*) der Abnehmer erstrecken. Das Bundeskartellamt sieht darin einen Verstoß gegen das Verbot des § 1 GWB und Art. 81 Abs. 1 EG / Art. 101 Abs. 1 AEUV verwirklicht und wird im Rahmen gesonderter Verwaltungsverfahren darauf hinwirken, dass das Minimum Take keinem Weiterverkaufsverbot mehr unterliegt.
- 5. Als drittes „Nebenresultat“ der Analyse von Gasbezugs- und Gaslieferverträgen ist die Preiskopplung an den Bruttoindex für leichtes Heizöl erwähnenswert, die für die Abnehmer dann – wie zuletzt zum 1. Januar 2009 – zu einer Preissteigerung führen kann, wenn der Steuersatz für die im Index enthaltene Mineralölsteuer erhöht wird.** Wie Vertragsstichproben belegten, haben die Lieferanten mit ihren Vorlieferanten zumeist die Anwendung eines Nettoindex ohne Berücksichtigung der Mineralölsteuer vereinbart. Auf diese Weise können die Lieferanten „Taxfall Profits“ realisieren und zu Lasten ihrer Abnehmer von der Steuererhöhung profitieren.

1 Einleitung

Das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen⁵ ermächtigt das Bundeskartellamt seit dem 1. Juli 2005 zur Durchführung sogenannter Sektoruntersuchungen nach § 32e GWB, wenn starre Preise oder andere Umstände vermuten lassen, dass der Wettbewerb möglicherweise eingeschränkt oder verfälscht ist. Sektoruntersuchungen setzen nicht voraus, dass einzelne Unternehmen gegen das Kartellrecht verstoßen haben, sie richten sich daher auch nicht gegen einzelne Unternehmen. Eine Sektoruntersuchung dient der Untersuchung und Analyse der Wettbewerbs- und Marktverhältnisse auf dem betroffenen Markt insgesamt. Mit dieser neuen Vorschrift erhält die Kartellbehörde umfangreiche Ermittlungsbefugnisse unabhängig vom Verdacht auf konkrete Verstöße gegen das Kartellrecht. Sie entsprechen den Befugnissen der Europäischen Kommission gemäß Art. 17 Verordnung (EG) Nr. 1/2003⁶.

Die Entscheidung für eine Sektoruntersuchung trifft die jeweilige für die Branche zuständige Beschlussabteilung des Bundeskartellamts, im vorliegenden Fall ist dies die 10. Beschlussabteilung. Die Ermittlungsbefugnisse der Kartellbehörde umfassen Auskunftersuchen und Auskunftsbeschlüsse, Gespräche mit Marktteilnehmern und – falls notwendig – Durchsuchungen und unangekündigte Nachprüfungen zur Einsichtnahme in geschäftliche Unterlagen.

Anlass zu einer umfassenden Untersuchung der Kapazitätssituation in den deutschen Fernleitungsnetzen bestand für das Bundeskartellamt vor allem aufgrund konkreter Beschwerden von Netznutzern. Es handelte sich dabei unter anderem um Betreiber neu errichteter oder geplanter Gasspeicher mit Anschluss an die Fernleitungsnetze. Die Eingaber berichteten damals, dass sie die von ihnen benötigten Transportkapazitäten zur Ein- und Ausspeicherung des Gases nicht auf fester, sondern allenfalls auf unterbrechbarer Basis erlangen konnten. Die Speicherbetreiber führten den hierfür ursächlichen vertraglichen Kapazitätsengpass⁷ maßgeblich auf langfristige Buchungen des Großteils der *technischen Kapazitäten* durch mit dem Netzbetreiber konzernverbundene Unternehmen zurück. Die Beschwerden haben sich mittlerweile zwar größtenteils erledigt. Da diese Beschwerden jedoch unterschiedliche Netzpunkte und Fernleitungsnetze betrafen, vermutete das Bundeskartellamt, dass durch Langfristbuchungen verursachte vertragliche Kapazitätsengpässe in Fernleitungsnetzen ein branchenweites Phänomen darstellen könnten. Diese Vermutung wurde durch Erkenntnisse

⁵ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen v. 15.07.2005, BGBl. I 2114, zuletzt geändert durch Art. 13 Abs. 21 des Gesetzes v. 25.05.2009, BGBl. I 1102 – GWB.

⁶ Verordnung (EG) Nr. 1/2003 des Rates vom 16.12.2002 zur Durchführung der in den Artikeln 81 und 82 des Vertrags niedergelegten Wettbewerbsregeln – VO Nr. 1/2003.

⁷ Ein vertraglicher Kapazitätsengpass liegt vor, wenn die technische Kapazität eines Netzpunktes (als Obergrenze dessen, was zum Gegenstand von Kapazitätsverträgen gemacht werden kann) vollständig ausgebucht ist und weitere Kapazitätsanfragen deshalb abschlägig beschieden werden. Dessen ungeachtet können die weiteren Transportinteressenten in der Regel Kapazitäten auf unterbrechbarer Basis in Anspruch nehmen und die gewünschten Ein- bzw. Ausspeisungen tätigen, da die Inhaber fester Kapazitäten von ihrem Transportrecht nicht permanent in voller Höhe Gebrauch machen. Erst wenn keine zusätzlichen Ein- oder Ausspeisungen mehr möglich sind, liegt zugleich auch ein physischer Kapazitätsengpass vor.

der Bundesnetzagentur gestützt, die in ihren Monitoringberichten regelmäßig auf die Kapazitätssituation in den Fernleitungsnetzen eingeht und dabei festgestellt hat, dass insbesondere an den Grenzübergangspunkten kaum freie Kapazitäten verfügbar sind, so dass die Kapazitätsampeln zumeist auf „rot“ stehen. Dieser hohen vertraglichen Kapazitätsauslastung steht an vielen Netzpunkten eine erheblich geringere physische Kapazitätsauslastung gegenüber.⁸ Aus diesen Gründen wurde am 2. Februar 2009 eine Sektoruntersuchung eingeleitet, in deren Verlauf 16 deutsche Netzbetreiber und 35 ihrer wichtigsten Transportkunden schriftlich befragt wurden. Eine Aufstellung der befragten Netzbetreiber und Transportkunden findet sich in den Anhängen 1 und 2. Das Bundeskartellamt hat im Rahmen der Sektoruntersuchung jeweils mehrere Tausend Kapazitätsverträge sowie Gasbezugs- und Gaslieferverträge analysiert, die von diesen Unternehmen abgeschlossen wurden. Darüber hinaus führte das Bundeskartellamt persönliche Gespräche mit Vertretern einzelner Netzbetreiber und Transportkunden sowie der Bundesnetzagentur, der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Die Bundesnetzagentur hat angesichts ihres Befundes, dass „sowohl räumlich als auch zeitlich viel Spielraum in den Netzen existiert“⁹, am 22. Mai 2009 Eckpunkte zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt veröffentlicht und zur Diskussion gestellt.¹⁰ Die darin vorgeschlagenen Maßnahmen verfolgen vor allem die folgenden Ziele (vgl. hierzu S. 2 des Eckpunktepapiers der Bundesnetzagentur):

- Maximierung der Menge der buchbaren Kapazitäten
- Marktgerechte Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte
- Diskriminierungsfreie Kapazitätsvergabe mit Signalisierung von Kapazitätsengpässen
- Kapazitätsaustausch zwischen Marktteilnehmern in angemessener Weise
- Vermarktung ungenutzter Kapazitäten.

Vorschläge zur Begrenzung der Laufzeiten von Kapazitätsverträgen enthält das Eckpunktepapier nicht.

Auch die Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission hat sich in jüngerer Zeit der Kapazitätssituation in ausgewählten europäischen Fernleitungsnetzen und sich daraus ergebenden mutmaßlichen Kartellrechtsverstößen zugewandt, so etwa zuletzt in Bezug auf Deutschland (RWE), auf Italien (Eni) sowie auf Frankreich (GDF Suez). Aktuell führt die Europäische Kommission entsprechende Ermittlungen gegen E.ON Ruhrgas durch.

⁸ Vgl. Bundesnetzagentur (Hrsg.), Monitoringbericht 2009, S. 150 ff.

⁹ Bundesnetzagentur (Hrsg.), Monitoringbericht 2009, S. 158 f.

¹⁰ Im Internet abrufbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/16323.pdf>.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie schließlich treibt derzeit die Novelisierung der GasNZV voran. Es hat diesbezüglich am 3. April 2009 ein Eckpunktepapier¹¹ veröffentlicht, in dem unter anderem auch Langfristbuchungen von Kapazitäten in Fernleitungsnetzen thematisiert werden (vgl. hierzu Abschnitt 4.1 des vorliegenden Berichts).

Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Aktivitäten der vorgenannten Institutionen war es vorrangiges Ziel der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts, in seinem eigenen Zuständigkeitsbereich mögliche wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen und missbräuchliche Verhaltensweisen marktbeherrschender Netzbetreiber und Gasvertriebsunternehmen im Zusammenhang mit Kapazitätsbuchungen in Fernleitungsnetzen zu identifizieren und adäquate Gegenmaßnahmen zu konzipieren. Das Bundeskartellamt betrachtet die Sektoruntersuchung zugleich als logische Fortsetzung der Verfahren bezüglich langfristiger Gaslieferverträge. Seinerzeit hatte das Bundeskartellamt festgestellt, dass der Mangel an verfügbaren Transportkapazitäten ein weiteres wesentliches Wettbewerbshemmnis neben der langfristigen Vertragsbindung der Weiterverteiler an ihre Lieferanten darstellt. Daneben ergaben sich aus der Sektoruntersuchung Hinweise auf mögliche weitere Wettbewerbsverstöße auf den nachgelagerten Gasvertriebsmärkten. Schließlich sollen die Ergebnisse der Sektoruntersuchung auch der Politik vertiefte Einblicke in die Wettbewerbssituation im Bereich des Gasferntransports gewähren, etwa im Hinblick auf eine eventuelle Erörterung gesetzgeberischer Eingriffe.

Der vorliegende Abschlussbericht wird auf der Grundlage des § 32e Abs. 3 GWB veröffentlicht. Das Bundeskartellamt hat der Bundesnetzagentur, der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie vorab einen Entwurf des Berichtes übermittelt und Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

2 Ausgewählte Untersuchungsergebnisse

2.1 Befragung der Netzbetreiber

2.1.1 Branchenstruktur im Bereich der Fernleitungsnetze

Die deutschen Gasfernleitungsnetze bestehen aus Hochdruckleitungen, die dem Transport größerer Mengen an Erdgas über weite Entfernungen dienen. Überregionale Fernleitungen verfügen über eine Anbindung an die inländische Erdgasförderung sowie über Direktverbindungen zu ausländischen Gasmärkten und können daher auch für den Gasimport genutzt werden, regionale Fernleitungsnetze werden mangels entsprechender Netzanbindungen ausschließlich zur Abwicklung innerdeutscher Gastransporte eingesetzt. Der Umfang der Fernleitungsnetze reicht dabei von wenigen Hundert bis zu einigen Tausend Kilometern Lei-

¹¹ Im Internet abrufbar unter http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20090403_eckpunkte_gasnzv.pdf.

tungslänge. Dementsprechend liegt die Anzahl buchbarer Netzpunkte je Fernleitungsnetz im Spektrum zwischen weniger als zehn und mehr als 300 und die Anzahl der Transportkunden zwischen einem und weit mehr als 100.

Die Heterogenität der Branche spiegelt sich schließlich auch in den netzbezogenen Umsätzen der befragten 16 Netzbetreiber als Eigentümer oder Pächter der Fernleitungen und Anbieter der damit verbundenen Ein- und Ausspeisekapazitäten wider. Sie lagen im Jahr 2008 im Einzelnen zwischen 2 Mio. Euro und mehr als 1 Mrd. Euro. Die 15 vertikal konzernintegrierten Netzbetreiber sind nach den Vorschriften der §§ 6 - 10 EnWG rechtlich-operationell von den übrigen Konzernaktivitäten entflochten. Dessen ungeachtet kommt konzernverbundenen Transportkunden allgemein eine relativ hohe Umsatzbedeutung zu. Im Durchschnitt der befragten Netzbetreiber entfielen mehr als 60% der netzbezogenen Umsätze auf Transportdienstleistungen für Vertriebsunternehmen aus dem gleichen Konzern.

2.1.2 Marktabgrenzung und Marktanteile

Zur Beurteilung der Marktstellung der auf der Anbieterseite tätigen Netzbetreiber bedarf es einer sachgerechten sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung. Zunächst sind Netzdienstleistungen der Betreiber von Gasfernleitungsnetzen klar von Netzdienstleistungen der Betreiber örtlicher Gasverteilernetze abzugrenzen. Diese Dienstleistungen sind aus Sicht der Nachfrager nicht gegenseitig austauschbar und es herrschen jeweils völlig unterschiedliche Angebots- und Nachfragebedingungen.

Das Bundeskartellamt konnte die genaue Marktabgrenzung im Bereich der Fernleitungsnetze bislang in früheren (Fusionskontroll-) Verfahren mangels Entscheidungserheblichkeit offen lassen. Hinsichtlich der Einspeisestellen eines Fernleitungsnetzes hat die Europäische Kommission in der kürzlich ergangenen Entscheidung im Verfahren gegen GDF Suez alle Importpunkte in das betrachtete Netz einem einheitlichen räumlich relevanten Markt zugeordnet. Hingegen hat die Bundesnetzagentur in ihren Leitungswettbewerbsverfahren¹² nach § 3 Gasnetzentgeltverordnung¹³ im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt eine engere Marktabgrenzung vorgenommen. Die Bundesnetzagentur legte ihren sehr ausführlichen Überlegungen das Bedarfsmarktkonzept zugrunde, das auch für die kartellrechtliche Marktabgrenzung – erforderlichenfalls ergänzt durch das Element der Angebotsumstellungsflexibilität – maßgebend ist. Demnach sind Ausspeisekapazitäten, die herkunftsseitig demselben *Virtuellen Handlungspunkt* zugeordnet werden und auf die Ausspeisung in dasselbe unmittelbar nachgelagerte Netz, zu demselben unmittelbar angeschlossenen Letztverbraucher, in dasselbe angrenzende *Marktgebiet*, denselben angrenzenden Staat oder denselben Speichern gerichtet sind, jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Einspeisekapazitäten,

¹² BNetzA, Beschl. v. 05.11.2008, Az. BK4-07-100 ff.

¹³ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen v. 25.07.2005, BGBl I 2197 – GasNEV.

die zweiseitig demselben virtuellen Punkt zugeordnet werden und die aus demselben Marktgebiet, demselben Staat, derselben inländischen Produktion oder demselben Speicher aufgespeist werden, sind ebenfalls jeweils einem einheitlichen Markt zuzuordnen. Ähnlich wie die Bundesnetzagentur geht das Bundeskartellamt davon aus, dass die Netzbetreiber auf den dergestalt abgegrenzten Märkten für jede Ein- und Ausspeisestelle ihres Fernleitungsnetzes jeweils eine marktbeherrschende Stellung aufweisen, und zwar je nach Lage der Dinge entweder als Einzelmarktbeherrscher i.S.d. § 19 Abs. 3 Satz 1 GWB (dies dürfte den Regelfall darstellen) oder zusammen mit mindestens einem weiteren Netzbetreiber, der ebenfalls Kapazitäten mit gleichem Herkunfts- und Zielgebiet anbietet. Im letzteren Fall ist die Oligopolvermutung des § 19 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 GWB rechnerisch erfüllt. Das Bundeskartellamt erachtet die Feststellung der Bundesnetzagentur, dass zwischen den Netzbetreibern im gleichen Marktgebiet kein wesentlicher Wettbewerb herrscht und sie als Oligopolisten darüber hinaus keinem (potenziellen) Wettbewerb durch Dritte ausgesetzt sind, als plausibel. Insoweit dürften auch die Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 Satz 2 GWB erfüllt sein.

Die Nachfragerseite besteht aus den Transportkunden, die ihrerseits auf den verschiedenen Märkten für den Vertrieb von Erdgas tätig sind. Das Bundeskartellamt unterscheidet dabei nach ständiger Praxis¹⁴ auf der Ferngasstufe zwischen der erstmaligen Belieferung von Weiterverteilern durch überregionale Ferngasunternehmen (nationale Erdgasproduzenten und Erdgasimporteure) und der Belieferung von Weiterverteilern (Regional- und Ortsgasunternehmen) durch die auf der ersten Stufe belieferten Weiterverteiler. Davon abzugrenzen ist die Belieferung von Endkunden (mit weiterer Differenzierung nach Industriekunden sowie Haushalts- und Kleingewerbekunden). Über die Fernleitungsnetze werden somit überwiegend regionale Ferngasunternehmen sowie Regional- und Ortsgasunternehmen versorgt. Nach den Ergebnissen der Sektoruntersuchung ist davon auszugehen, dass die Ferngasunternehmen im betrachteten Gaswirtschaftsjahr (im Folgenden: „GWJ“) 2007/08 zumindest auf dem Markt für die Belieferung von Regional- und Ortgasversorgern, der vom Bundeskartellamt bis auf Weiteres räumlich noch nach dem angestammten Vertriebsgebiet des jeweiligen Lieferanten (zumeist gleichbedeutend mit seinem Netzgebiet) abgegrenzt wird¹⁵, marktbeherrschende Stellungen einnahmen. Die im Rahmen der Sektoruntersuchung für das GWJ 2007/08 ermittelten mengenmäßigen Marktanteile der Ferngasunternehmen in ihrem damaligen eigenen Netz- bzw. Marktgebiet können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden. Die Umsatz- und Absatzdaten wurden dabei aus Gründen einer für die befragten Unternehmen einfacheren Datenrecherche und -zuordnung nach dem Marktgebiet des Abnehmers differenziert abgefragt, das seinerzeit ohnehin zumeist noch mit einem einzelnen Netzgebiet deckungsgleich war.

¹⁴ Vgl. nur BKartA, Beschl. v. 06.07.2009, Az. B8-096/08, Beschlussausfertigung Tz. 84 ff. – EnBW/EWE.

¹⁵ Vgl. auch BKartA, Beschl. v. 06.07.2009, Az. B8-096/08, Beschlussausfertigung Tz. 88 ff. – EnBW/EWE.

Unternehmen	Betrachteter räumlicher Markt	Ermittelter Marktanteil
Bayerngas	Netzgebiet = Marktgebiet	90-100%
Enovos (ex Saar Ferngas AG)	Marktgebiet	10-20% ⁴⁾
E.ON Ruhrgas ¹⁾	Marktgebiet	30-40% / 70-80%
E.ON Konzern ¹⁾²⁾	Marktgebiet	50-60% / 70-80%
Erdgas Münster	Netzgebiet = Marktgebiet	40-50%
EWE	Netzgebiet = Marktgebiet	90-100%
ExxonMobil ¹⁾³⁾ Shell ¹⁾³⁾	H-Gas: Marktgebiet L-Gas: ehemaliges Netzgebiet = Marktgebiet	10-20% / 10-20% 0-10% / 20-30%
Gas-Union	Netzgebiet = Marktgebiet	90-100%
Gaz de France Deutschland	Netzgebiet = Marktgebiet	90-100%
GVS	Marktgebiet	70-80%
RWE ¹⁾	Netzgebiet = Marktgebiet	70-80% / 90-100%
VNG	Netzgebiet = Marktgebiet	60-70%
WINGAS	Netzgebiet = Marktgebiet	50-60%

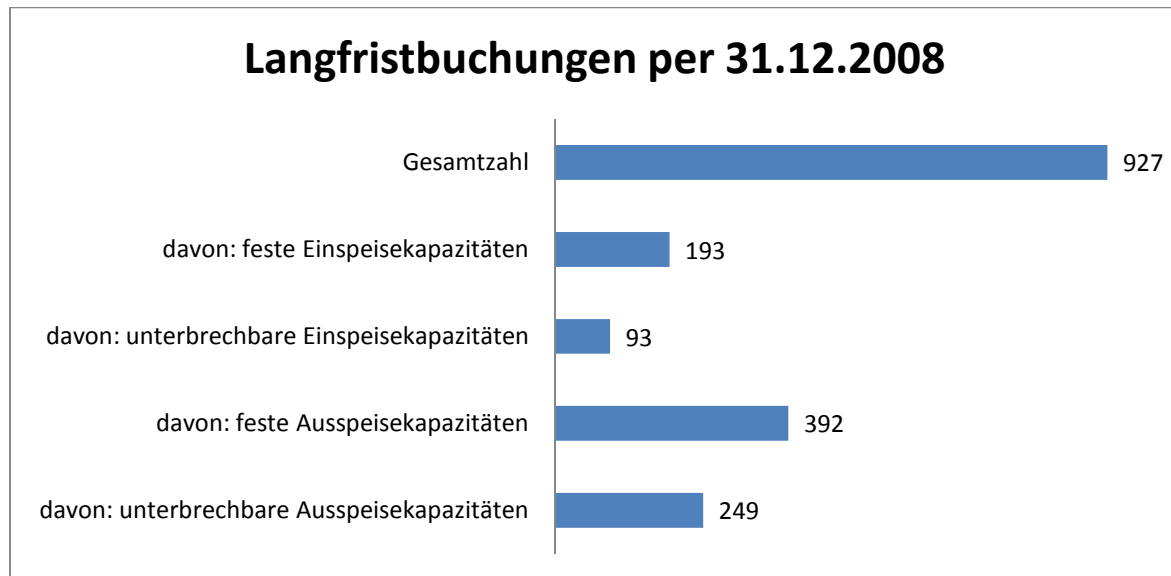
Anmerkungen zur Tabelle:

- 1) Erste Angabe: H-Gasnetz, zweite Angabe: L-Gasnetz.
- 2) E.ON Ruhrgas, E.ON Avacon, EVG, Ferngas Nordbayern.
- 3) Früherer Gesellschafter der BEB Transport GmbH (heutiger Netzbetreiber: Gasunie Deutschland Transport-services GmbH); dargestellt ist der Marktanteil im Netzgebiet der Gasunie Deutschland Transportservices GmbH.
- 4) Gilt jeweils für die ehemaligen Marktgebiete EGT H-Gas sowie WINGAS Transport.

2.1.3 Allgemeine Buchungssituation

Die Transportkunden als Marktgegenseite der Betreiber von Fernleitungsnetzen sind überregionale und regionale Ferngasunternehmen, Gashandelsunternehmen sowie vereinzelt auch Regional- und Ortsgasversorger. Zum Stichtag 31. Dezember 2008 lagen in den Fernleitungsnetzen etwa 4.500 Buchungen fester und unterbrechbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten vor. 927 dieser Kapazitätsbuchungen wiesen dabei eine Laufzeit von mehr als zwei Jahren auf und sind nach Ansicht des Bundeskartellamts daher als Langfristbuchungen anzusehen. Dieses Verständnis des Begriffs der Langfristigkeit entwickelte das Bundeskartellamt bereits

im Rahmen seines Vorgehens gegen langfristige Gaslieferverträge¹⁶ und wurde vom BGH auch diesbezüglich bestätigt.¹⁷ Das Bundeskartellamt hat zeitlich nahtlos aneinander gereihete Kapazitätsbuchungen einzelner Transportkunden (Stapelbuchungen) analog zum Vorgehen bei langfristigen Gaslieferverträgen als eine einzige Langfristbuchung erfasst. Die genaue Aufteilung der ermittelten Langfristbuchungen auf feste und unterbrechbare Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten kann dem nachfolgenden Diagramm entnommen werden.



Durchschnittlich drei von vier Langfristbuchungen wurden von Transportkunden vorgenommen, die mit dem Netzbetreiber konzernverbunden sind. Die vereinbarte Vertragslaufzeit beträgt in Einzelfällen bis zu 25 Jahre, die durchschnittliche Vertragslaufzeit der langfristigen Kapazitätsbuchungen liegt bei 8 Jahren. Hinsichtlich der gebuchten Transportmenge bzw. -leistung (zumeist ausgedrückt in kWh/h) umfasst eine durchschnittliche langfristige Buchung fester Einspeisekapazitäten etwa 46% der technischen Kapazität des jeweiligen Netzpunktes, bei den Langfristbuchungen fester Ausspeisekapazitäten liegt dieser Wert bei 72%. Unter funktionalen Gesichtspunkten betrifft mehr als die Hälfte der langfristigen Buchungen fester Einspeisekapazitäten Grenzübergangspunkte (83 Buchungen) oder Marktgebietsübergangspunkte (33 Buchungen), die übrige Hälfte dient der Anbindung von Gasquellen und Gasspeichern. Bei den langfristigen festen Ausspeisebuchungen spielen diese strategisch bedeutsamen Netzpunkte eine deutlich geringere Rolle (36 Langfristbuchungen an Grenzübergangspunkten, 37 Langfristbuchungen an Marktgebietsübergangspunkten). Nach den Untersuchungsergebnissen treten vertragliche Kapazitätsengpässe in den Fernleitungsnetzen insbesondere an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten auf. Diese Netzpunkte sind für die Marktteilnehmer angesichts des hohen inländischen Nettoimportbedarfs an Erdgas sowie der Notwendigkeit, das importierte Erdgas innerhalb Deutschlands in eine Mehrzahl unterschiedlicher Marktgebiete zu transportieren, von besonderer Bedeutung. Die Effekte

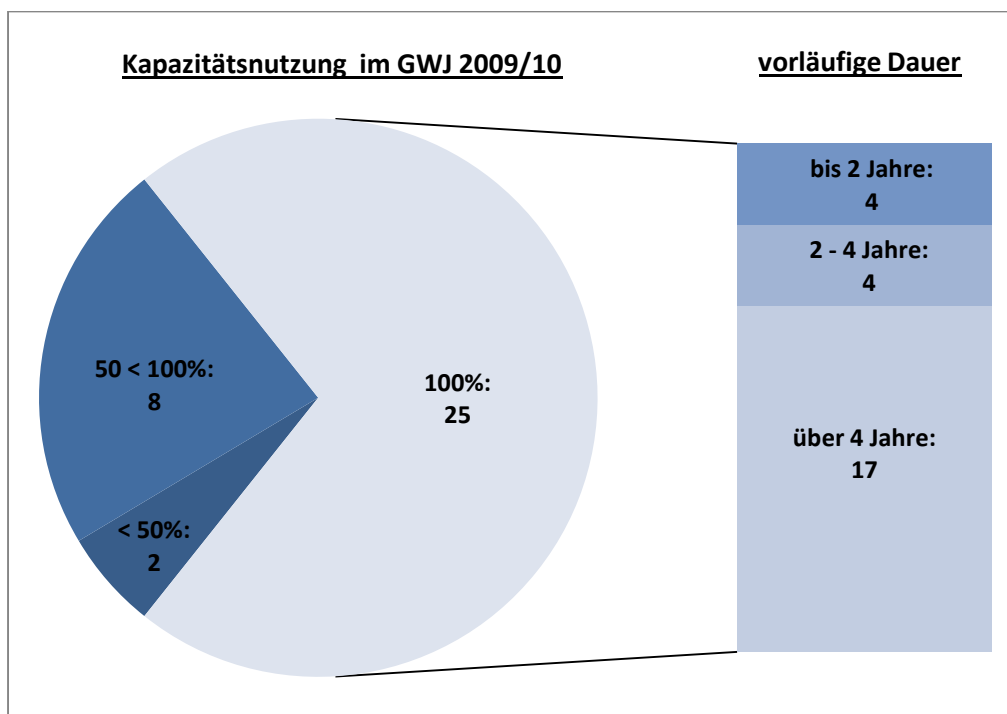
¹⁶ Vgl. BKartA, Beschluss vom 13.01.2006, Az. B8-113/03-01 – E.ON Ruhrgas = WuW/E DE-V 1147 ff.

¹⁷ Vgl. BGH, Beschluss vom 10.02.2009, KVR 67/07 – Gaslieferverträge = WuW/E DE-R 2679 ff.

langfristiger Buchungen auf die Kapazitätssituation sollen nachfolgend kurz anhand des Beispiels der Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten dargestellt werden.

2.1.4 Kapazitätssituation an den Grenzübergangspunkten

Die deutschen Fernleitungsnetze umfassen seit dem 1. Oktober 2009 insgesamt je ca. 45 buchbare Grenz- bzw. Marktgebietsübergangspunkte. Im laufenden GWJ 2009/10 sind die technischen Einspeisekapazitäten, die an ca. 35 der Grenzübergangspunkte gebucht werden können,¹⁸ in 25 Fällen zu 100% ausgebucht (siehe Abbildung). In weiteren acht Fällen liegt der Grad der vertraglichen Kapazitätsnutzung zwischen 50% und unter 100%, und in lediglich zwei Fällen wird derzeit jeweils weniger als die Hälfte der technischen Einspeisekapazität vertraglich genutzt.



Jene Transportkunden, die an den vollständig ausgebuchten Einspeisestellen keine festen, sondern allenfalls unterbrechbare Kapazitäten erhielten, können kurz- bis mittelfristig auf keine Verbesserung der Kapazitätssituation hoffen: An 21 von 25 ausgebuchten Netzpunkten wird der vertragliche Kapazitätsengpass aufgrund von Langfristbuchungen mindestens in den nächsten zwei Jahren fortbestehen, in 17 Fällen sogar über einen Zeitraum von mehr als vier Jahren hinaus. Es ist demnach damit zu rechnen, dass es auch in den nächsten Jahren an strategisch bedeutsamen Netzpunkten zu zahlreichen Netzzugangsverweigerungen kommen wird. Betroffen sind davon voraussichtlich alle wichtigen Schnittstellen an den Grenzen zu den Gasexport- bzw. Gastransitländern, darunter insbesondere die Niederlande, Belgien, Norwegen, Polen, Tschechien, Österreich, die Schweiz und Frankreich.

¹⁸ An den übrigen Grenzübergangspunkten sind Buchungen ausschließlich auf unterbrechbarer Basis möglich, insbesondere im Zusammenhang mit der Durchführung von Gegenstromtransporten.

2.1.5 Netzzugangsverweigerungen und Maßnahmen des Kapazitätsmanagements

160 der erfassten Langfristbuchungen fester oder unterbrechbarer Kapazitäten betreffen Netzpunkte, für die im GWJ 2007/08 vom Netzbetreiber mindestens eine engpassbedingte Netzzugangsverweigerung gemeldet wurde. Gemäß den Befragungsergebnissen kam es im Betrachtungszeitraum in den deutschen Fernleitungsnetzen zu insgesamt 229 Netzzugangsverweigerungen. Davon waren allerdings nur fünf der 16 betrachteten Netze betroffen. Da das Meldeverhalten und die Auffassung der Netzbetreiber, wann eine meldepflichtige Zugangsverweigerung im Sinne des § 20 Abs. 2 EnWG vorliegt, in der Praxis sehr unterschiedlich ist, muss mit weiteren faktischen Netzzugangsverweigerungen gerechnet werden. Während manche Netzbetreiber zutreffend auch in solchen Fällen eine Meldung an die Bundesnetzagentur abgegeben haben, in denen letztlich doch Netzzugang gewährt wurde (z.B. auf unterbrechbarer Basis anstelle der eigentlich begehrten festen Kapazität), sehen andere Unternehmen solche nachträglichen „Problemlösungen“ nach einer ersten abschlägig beschiedenen Kapazitätsanfrage offenbar rechtsirrtümlich nicht als meldepflichtigen Vorgang an. Zur Vermutung weiterer faktischer Netzzugangsverweigerungen trägt zusätzlich der Umstand bei, dass viele Transportkunden bei roten Kapazitätsampeln von vornherein auf eine Kapazitätsanfrage verzichten, da diese mit hoher Wahrscheinlichkeit vom Netzbetreiber ohnehin abschlägig beschieden würde (vgl. hierzu Abschnitt 2.2.4). Zumeist betrafen die analysierten Zugangsverweigerungen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte, in selteneren Fällen waren auch sonstige Ein- und Ausspeisestellen betroffen.

Von den Möglichkeiten, die § 13 GasNZV hinsichtlich des Angebots gebuchter, jedoch nicht genutzter Kapazitäten an Dritte eröffnet, haben die Netzbetreiber im GWJ 2007/08 kaum Gebrauch gemacht. Null-*Nominierungen* gebuchter Kapazitäten wurden jedenfalls nicht auf Grundlage des § 13 Abs. 1 GasNZV am Folgetag als unterbrechbare Kapazitäten angeboten. Die befragten Netzbetreiber begründeten dies teilweise damit, dass nicht genutzte feste Kapazitäten ohnehin von den Inhabern unterbrechbarer Kapazitäten genutzt werden könnten. Des Öfteren wurde darauf verwiesen, dass unterbrechbare Day-ahead-Kapazitäten i.S.d. § 13 Abs. 1 GasNZV am Markt nicht nachgefragt würden bzw. dass ein entsprechendes Angebot in Anbetracht geringer Vermarktungschancen einen prohibitiv hohen Aufwand erfordern würde. Von der Möglichkeit zur Entziehung von über einen Zeitraum von sechs Monaten nicht oder nur in geringem Umfang genutzten Kapazitäten (§ 13 Abs. 2 GasNZV) waren im GWJ 2007/08 lediglich vier Transportkunden in drei Fernleitungsnetzen betroffen, darunter in zwei Fällen mit dem Netzbetreiber konzernverbundene Vertriebsgesellschaften. Die meisten Netzbetreiber verwiesen jedoch darauf, dass die Voraussetzung des § 13 Abs. 2 GasNZV (d.h. eine missbräuchliche Kapazitätshortung) nicht vorgelegen hätte. Lediglich ein Netzbetreiber hat in den Jahren 2007 und 2008 jeweils eine Kapazitätsversteigerung nach § 10 Abs. 4 GasNZV für Netzpunkte durchgeführt, bei denen die Buchungsschwelle von 90% der technischen Kapazitäten überschritten wurde und ein Nachfrageüberschuss vorlag.

Es erhebt sich die Frage, warum die Netzbetreiber trotz der offensichtlichen allgemeinen Begehrtheit der von ihnen angebotenen Transportkapazitäten gerade an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, die unter anderem in zahlreichen vergeblichen Kapazitätsanfragen und Netzzugangsverweigerungen zum Ausdruck kommt, ein besonderes Interesse an dem Abschluss langfristiger Kapazitätsverträge haben. Die Netzbetreiber wurden diesbezüglich um Auskunft gebeten.

2.1.6 Vorteile und Nachteile von Langfristbuchungen aus Sicht der Netzbetreiber

Die befragten Netzbetreiber sehen bei der langfristigen Vergabe von Transportkapazitäten für sich folgende Vorteile:

- Garantierte zukünftige Einnahmen/Renditen und damit Amortisierung der getätigten Netzinvestitionen; Absicherung des Kostenrisikos und Minimierung des Vermarktungsrisikos
- Möglichkeit zur Rabattgewährung
- Effizienzvorteile durch Einsparung von Verwaltungskosten (Vertragsmanagement, Nominierungsmanagement, Abrechnung)
- Gesicherte vertragliche Auslastung des Fernleitungsnetzes auch in den Sommermonaten, hierdurch stetes Aufkommen an Erlösen aus Netzentgelten
- Erleichterung der verursachungsgerechten Entgeltbildung; vergleichmäßigte und geringere spezifische Entgelte für alle Transportkunden, da mehrjährig der Spitzenbedarf gebucht wird; genauere Ermittlung spezifischer Entgelte
- Dokumentationsfunktion: Anzeige des Transportbedarfs, so dass der Netzbetreiber seiner Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau nachkommen kann; frühzeitige Identifizierung von Kapazitätsengpässen
- Aufbau langfristiger Geschäftsbeziehungen und Kundenbindung; Abbau von Informationsasymmetrien
- Ein stabiles Kapazitätsgerüst von mindestens einem Jahr ist unerlässlich, um die Kapazität in den vorgelagerten Netzen im Sinne der Transportkunden reservieren zu können
- Langfristbuchungen liefern tragfähige Planannahmen für Kapazitätsberechnungen und sind eine wichtige Komponente bei der Vereinbarung von Lastflusszusagen zur Schaffung langfristiger Zusatzkapazitäten.

Lediglich ein Netzbetreiber sah die Anwendung marktüblicher Rabatte für Langfristbuchungen als nachteilig für sein Unternehmen an. Weitere Nachteile wurden nicht gesehen.

Aus Sicht des Bundeskartellamts erscheinen nicht alle vorgebrachten Argumente nachvollziehbar. So wäre bei vielen Netzknoten eine stetige hohe Kapazitätsauslastung auch dann

zu erwarten, wenn ein Teil der technischen Kapazitäten kurz- bis mittelfristig vergeben würde und es auf diesem Wege regelmäßig zu einer diskriminierungsfreien Neuvergabe an die Transportinteressenten käme. Wie im nächsten Abschnitt gezeigt wird, hielten auch die befragten Transportkunden langfristige Kapazitätsbuchungen mitunter für vorteilhaft.

2.2 Befragung der Transportkunden

2.2.1 Vorteile und Nachteile von Langfristbuchungen aus Sicht der Transportkunden

Die befragten Transportkunden sehen folgende eigene Vorteile beim Abschluss von Kapazitätsverträgen mit einer Laufzeit von mehr als zwei Jahren:

- Gewährleistung der Versorgungssicherheit; Grundvoraussetzung für ein langfristiges Engagement im Beschaffungs- sowie im Absatzbereich
- Erhöhte Flexibilität bei der Belieferung von Kunden, z.B. Angebot von Strukturierungen
- Rabattgewährung durch einige Netzbetreiber
- Jederzeitige Buchungsmöglichkeit gemäß § 16 Abs. 2 GasNZV
- Im Rahmen von Open Season-Verfahren sind Langfristbuchungen oft der einzige Weg, um feste Kapazitäten zu erlangen.

Als nachteilig empfinden die Transportkunden die mit Langfristbuchungen verbundenen Auslastungs- und Preisrisiken: Auf Seiten des Kapazitätsinhabers kann es während der Laufzeit des Kapazitätsvertrages je nach Verwendungszweck der Kapazität zu finanziellen Einbußen („Stranded Costs“) kommen, wenn die Kapazitäten nur zum Teil ausgelastet werden und keine (kostendeckenden) Möglichkeiten zur Sekundärvermarktung der ungenutzten Kapazitätsrechte bestehen. Es erhebt sich in diesem Zusammenhang die Frage, nach welchen allgemeinen Grundsätzen Transportkunden ihren Kapazitätsbedarf in Fernleitungsnetzen bestimmen und hierfür Langfristbuchungen vornehmen. Auch dieser Fragestellung wurde im Rahmen der Sektoruntersuchung nachgegangen.

2.2.2 Buchungsgrundsätze und Buchungsverhalten

Gasbezugs- bzw. Gaslieferverträge enthalten insbesondere Regelungen zum vereinbarten Lieferzeitraum, zu vereinbarten Liefermengen sowie zur vereinbarten Übergabestelle für das zu liefernde Gas. Für die an der Übergabestelle erfolgende Einspeisung des Gases in ein Fernleitungsnetz muss der Abnehmer entsprechende Einspeisekapazitäten vorhalten. Hinsichtlich der Planung des Kapazitätsbedarfs und des daraus resultierenden Buchungsverhaltens favorisieren zwei Drittel der befragten Transportkunden nach eigenem Bekunden einzelver-

tragsscharfe Kapazitätsbuchungen „back-to-back“ mit jenen dahinter liegenden Gasbezugs- bzw. Gaslieferverträgen, aus denen sich der Transportbedarf für eine bestimmte Menge bzw. Leistung und eine bestimmte Laufzeit ergibt. Die Mengenkomponekte wird dabei zu meist an der vertraglich vereinbarten maximalen stündlichen Gesamtleistung (in kWh/h) ausgerichtet, teilweise liegt die gebuchte Menge auch darunter, etwa unter Berücksichtigung niedrigerer eigener Jahresabnahmeverpflichtungen (Minimum Take) oder geringerer historischer Lastgänge des jeweiligen Gasverbrauchers (Anwendung eines Optimierungsfaktors).

Die Laufzeitkomponente der Kapazitätsbuchung korrespondiert im Allgemeinen ebenfalls mit der Laufzeit des entsprechenden Gasbezugs- bzw. Gasliefervertrages. Das Laufzeitspektrum reicht dabei von einzelnen Tagen bis hin zu mehreren Jahrzehnten (Letzteres insbesondere in Zusammenhang mit Importverträgen). Im Bereich der Gasbeschaffung wird die Bedeutung der Laufzeitkongruenz von 90% der befragten Unternehmen als hoch oder sogar sehr hoch beurteilt. Im Bereich der eigenen Gaslieferverträge fallen die Antworten zwar etwas differenzierter aus, jedoch sehen immerhin drei Viertel der befragten Transportkunden eine hohe bis sehr hohe Bedeutung übereinstimmender Laufzeiten. Dies gilt nach Auffassung einiger Unternehmen insbesondere an Netzpunkten für den Grenz- bzw. Marktgebietsübergang, bei denen das „Rucksackprinzip“ des § 9 Abs. 7 GasNZV nicht zum Tragen kommt.

Transportkunden, die sich hauptsächlich im Gashandel an den Virtuellen Handelspunkten der verschiedenen Marktgebiete betätigen, machen mögliche Buchungen für den marktgebietsübergreifenden Gastransport insbesondere davon abhängig, ob überhaupt entsprechende Ein- und Ausspeisekapazitäten verfügbar sind und ob der realisierbare Spread (d.h. die Preisdifferenz im Vergleich zweier Marktgebiete) über den anfallenden Netzentgelten liegt. Da die Kapazitätsnachfrage solcher Transportkunden darüber hinaus von einer Vielzahl weiterer Determinanten abhängig ist, beschränken sie sich in der Regel auf kurzfristige Buchungen.

Eine dritte Gruppe von Unternehmen verfolgt bei der Bestimmung des Kapazitätsbedarfs nach eigenen Angaben einen Portfolioansatz, dem eine Gesamtschau aller bestehenden Gasbezugs- und Gaslieferverpflichtungen sowie Gashandelsaktivitäten einschließlich bestimmter Sonderfaktoren zu Grunde liegt, darunter

- Buchungen von Kapazitäten an mehr als einem Übergabepunkt, falls der entsprechende Gasbezugs- oder Gasliefervertrag eine entsprechende Flexibilität vorsieht,
- Buchungen zusätzlicher Kapazitäten auf unterbrechbarer und fester Basis zur Absicherung anderer unterbrechbarer Kapazitäten (Minimierung des Unterbrechungsrisikos),

- Buchungen zusätzlicher Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch beim Eintreten schwieriger gaswirtschaftlicher Situationen wie dem Ausfall bestimmter Pipelines sowie
- Buchungen zum Ausgleich notwendiger allgemeiner Instandhaltungs- und Instandsetzungsmaßnahmen der Netzbetreiber.

Der Großteil der befragten Transportkunden sah sich dazu in der Lage, die erbetene vertragsscharfe Zuordnung von gebuchten Kapazitäten zu Gasbezugs- bzw. Gaslieferverträgen im Rahmen tabellarischer Übersichten vorzunehmen. Zur Überprüfung dieser Angaben sowie zur vertieften Analyse wurden die befragten Unternehmen ergänzend um Vorlage elektronischer Kopien ihres Vertragsbestandes im Beschaffungs- und Absatzbereich zum Stichtag 31. Dezember 2008 gebeten.

Einzelne Unternehmen verwiesen darauf, dass bei den von ihnen gebildeten Kapazitätsportfolios eine eindeutige Zuordnung gebuchter Kapazitäten zu bestimmten Gasbezugs- bzw. Gaslieferverträgen grundsätzlich nicht oder jedenfalls nicht ohne Weiteres möglich sei. Das Bundeskartellamt hat in diesen Fällen auf Grundlage der verfügbaren Informationen zumeist eine manuelle Zuordnung vornehmen können. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung zur Identifizierung von „Vorratsbuchungen“.

Beim Transportkunden E.ON Ruhrgas AG hat das Bundeskartellamt nur eine grobe Durchsicht der weit mehr als 1.000 Gaslieferverträge vornehmen können und auf die Vorlage von Kopien der Gasbezugsverträge verzichtet. Die Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission hat dem Bundeskartellamt unter Verweis auf Art. 11 Abs. 6 VO Nr. 1/2003 mitgeteilt, dass sie das Buchungsverhalten von E.ON Ruhrgas untersuchen möchte. Nach Art. 11 Abs. 6 VO Nr. 1/2003 endet die Zuständigkeit des Bundeskartellamts für die Verfolgung und Ahndung etwaiger Kartellrechtsverstöße, wenn die Europäische Kommission ein Verfahren einleitet.¹⁹ Unabhängig davon betrachtet sich das Bundeskartellamt nach den Maßstäben der Netzwerkbenachrichtigung²⁰ und wegen der umfassenden Sektoruntersuchung des deutschen Gastransportmarktes als besonders geeignete Behörde für diesen Fall.

2.2.3 Vorratsbuchungen

Das Bundeskartellamt ist dem Vorwurf nachgegangen, dass die Unternehmen in den Fernleitungsnetzen mehr Transportkapazitäten gebucht hätten als sie nach ihren Gasbezugs- und Gaslieferverträgen eigentlich benötigten. Solche „Vorratsbuchungen“ durch marktbeherrschende Unternehmen würden zu einer Behinderung von dritten Lieferanten führen und

¹⁹ Vgl. Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2007/2008 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, Bundestagsdrucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 48, 118f.

²⁰ Bekanntmachung der Kommission über die Zusammenarbeit innerhalb des Netzes der Wettbewerbsbehörden, ABl. EG Nr. C 101 vom 27.04.2004, S. 43ff.

gegen Art. 82 EG / Art. 102 AEUV und § 19 Abs. 4 Nr. 1 GWB verstoßen. Ein solcher Verstoß wurde vom Bundeskartellamt jedoch auf der Basis der vorgelegten Informationen nicht festgestellt: Im Ergebnis erscheint das Buchungsverhalten nahezu aller befragten Transportkunden aus einzelwirtschaftlicher Perspektive – jedenfalls nach Maßgabe der vertraglichen Höchstmenge (Maximum Take) – insofern ökonomisch rational, als keine gezielten „Vorratsbuchungen“ über das vereinbarte Maximum Take hinaus vorgenommen werden, die entweder Kosten in Form zu zahlender Netzentgelte verursachen bzw. – im Falle konzernverbundener Transportkunden – Opportunitätskosten in Form entgangener Netzentgelte erzeugen würden. Bei diesen Unternehmen stehen die vorgenommenen langfristigen Kapazitätsbuchungen jeweils in direktem Zusammenhang mit einem oder mehreren Gasbezugs- bzw. Gaslieferverträgen mit kongruenter Laufzeit und kongruenter maximaler Stundenleistung.

Teilweise waren die in den Kapazitätsverträgen vereinbarten Laufzeiten und Leistungen geringer als in den korrespondierenden Gasbezugs- bzw. Gaslieferverträgen vereinbart. Neben der Anwendung von Optimierungsfaktoren kann dies im Einzelfall entweder auf die dauerhafte Verfügbarkeit fester Kapazitäten zurückgeführt werden, die den revolvierenden Abschluss von Jahreskapazitätsverträgen erlaubt. Oder es liegen im Gegenteil andauernde vertragliche Kapazitätsengpässe zu Lasten dieser Unternehmen vor. Deutlichstes Anzeichen hierfür sind Netzzugangsverweigerungen nach einer entsprechenden Kapazitätsanfrage. Hiervon war im GWJ 2007/08 zwar nur jeder zehnte befragte Transportkunde betroffen, jedoch machten einige Unternehmen darauf aufmerksam, dass sämtliche ihrer Buchungen unterbrechbarer Kapazitäten in direktem Zusammenhang mit faktischen Netzzugangsverweigerungen stünden. Wie bereits erwähnt, handelt es sich dabei um das Angebot unterbrechbarer anstelle der eigentlich angefragten festen Kapazitäten durch Netzbetreiber, die darin oft rechtsirrtümlich eine Problemlösung und keine Netzzugangsverweigerung i.S.d. § 20 Abs. 2 EnWG sehen. Einige der betroffenen Transportkunden sehen die Unterbrechbarkeit von Ein- und Ausspeisekapazitäten jedoch als problematisch an.

2.2.4 Beurteilung unterbrechbarer Kapazitäten

Nahezu alle befragten Transportkunden buchen regelmäßig zusätzlich zu bzw. anstelle von festen Kapazitäten auch unterbrechbare Kapazitäten. Bei immerhin jedem dritten dieser Unternehmen fand im GWJ 2007/08 mindestens eine Transportunterbrechung statt. Aus den Antworten wird sehr deutlich, dass es sich bei der Buchung unterbrechbarer Kapazitäten im Vergleich zu festen Kapazitäten um „zweitbeste“ Lösungen handelt. Hierfür wurden von den befragten Unternehmen folgende Gründe bzw. Begleitumstände genannt:

- Daten über die tatsächliche Unterbrechungswahrscheinlichkeit werden von den Netzbetreibern nicht veröffentlicht. Aus diesem Grund müssen die Transportkunden eigene umfangreiche Risikoanalysen vornehmen. Neuen Marktteilnehmern ermanget es hierbei mitunter an entsprechender Erfahrung.

- An Netzpunkten mit chronischem vertraglichem Kapazitätsengpass kommt es darauf an, möglichst frühzeitig unterbrechbare Kapazitäten zu buchen, da die Transporte der zuletzt hinzugekommenen Transportkunden als erste unterbrochen werden.
- Der Transportkunde muss Vorsorgemaßnahmen wie die Buchung zusätzlicher fester oder unterbrechbarer Kapazitäten auf alternativen Transportrouten treffen oder andere Flexibilitäten wie Speicherkapazitäten vorhalten. Bei bestehendem Unterbrechungsrisiko muss der Transportkunde eine ständige operative Bereitschaft zum Management des Ernstfalls garantieren.
- Falls es im Unterbrechungsfall nicht gelingt, den Kunden auf anderem Wege bzw. aus anderer Quelle zu beliefern, droht ein ungleichgewichtiger Bilanzkreis mit erhöhten Bilanzierungskosten. Im Extremfall muss Ausgleichsenergie bezogen werden.
- Es besteht ein Verwertungsrisiko für Gas, das aufgrund einer Unterbrechung nicht an den Kunden ausgeliefert werden kann.
- Durch die oben skizzierten Maßnahmen zur Begrenzung bzw. zur Beherrschung des Unterbrechungsrisikos entstehen erhebliche Zusatzkosten, die die Transportkunden nur in seltenen Fällen an ihre Abnehmer weitergeben können. Im Gegenteil müssen die Transportkunden teilweise sogar Preisabschläge hinnehmen.
- Da insbesondere für Großkunden ein Unterbrechungsrisiko nicht akzeptabel ist, kommt zumindest ein Teil der angestrebten Geschäftsabschlüsse letztlich nicht zustande. Die Kundengewinnung ist aufgrund der erforderlichen Vorbehaltsklauseln erschwert. Aus diesem Grund verschweigen einige Lieferanten ihren Abnehmern sogar, dass die Belieferung transportseitig auf unterbrechbarer Basis vorgenommen wird. Andere Kunden kontrahieren das Gas allenfalls für ein Jahr. Insgesamt müssen die Transportkunden ihre Vertriebsziele nach unten korrigieren.
- Soweit gasbezogene bzw. -abhängige Infrastrukturen wie Speicher oder Kraftwerke von einer Lieferunterbrechung bedroht sind, wirkt sich dies negativ auf deren Wertigkeit aus.

Demnach scheinen feste Transportkapazitäten aus Sicht der Nachfrager die vorzugswürdige Kapazitätsvariante zu sein. Im Gegensatz zu den grundsätzlich unbegrenzt verfügbaren unterbrechbaren Kapazitäten stellen feste Kapazitäten jedoch gerade an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten knappe Güter dar. Die dort vorherrschenden vertraglichen Kapazitätsengpässe werden im Rahmen der Internetpräsenzen der Netzbetreiber und den darin enthaltenen Pflichtangaben zu den Ein- und Ausspeisepunkten nach den gesetzlichen Vorgaben durch rote Ampeln symbolisiert. Die Transportkunden wurden danach befragt, wie sie im Allgemeinen auf rote Kapazitätsampeln reagieren.

2.2.5 Wirkungen roter Kapazitätsampeln

In § 10 Abs. 2 GasNZV wird den Netzbetreibern zur Erhöhung des Transparenzgrades die Einrichtung eines internetbasierten Informationssystems über die Kapazitätsauslastung unter Verwendung der Ampelfarben vorgeschrieben. Die Farbe Grün signalisiert dabei Buchungen am jeweiligen Netzpunkt von insgesamt weniger als 90% der technischen Kapazität, die Farbe Gelb lässt auf eine Kapazitätsauslastung zwischen 90 und unter 99% schließen, und die Farbe Rot markiert eine Auslastungsrate größer oder gleich 99%. Im Rahmen der Sektoruntersuchung wurde erfragt, ob Transportkunden von vornherein auf eine Kapazitätsanfrage verzichten, wenn das Ampelsystem für den jeweiligen Netzpunkt die Farbe Rot aufweist. Dies ist nach eigenem Bekunden immerhin bei etwa jedem dritten befragten Transportkunden der Fall. Hingegen lässt sich die Mehrheit der befragten Transportkunden von roten Kapazitätsampeln nicht grundsätzlich abschrecken. Diese Unternehmen berichten von folgenden alternativen Maßnahmen zur Erlangung von bzw. zur Substitution der benötigten festen Kapazitäten:

- Buchung unterbrechbarer anstelle von festen Kapazitäten
- Abschluss von *Location Swaps* mit anderen Transportkunden
- Verbindliche Einzelanfrage bzw. Beantragung einer Einzelfallprüfung beim Netzbetreiber (dieser prüft beispielsweise mögliche Lastflussverlagerungen oder die Umwandlung unterbrechbarer in feste Kapazitäten)
- Kapazitätsbeschaffung am Sekundärmarkt (trac-x)
- Absatz des Gases am Virtuellen Handlungspunkt
- Gasbeschaffung an einem anderen Virtuellen Handlungspunkt oder Gasflansch
- Nutzung von Gegenstromnominierungen
- Umleitung von Aufkommen an andere Einspeisepunkte bzw. Nutzung alternativer Transportrouten.

Eine relativ einfache Möglichkeit, um trotz eines vorherrschenden vertraglichen Kapazitätsengpasses feste Kapazitäten zu erlangen, wird durch § 9 Abs. 7 GasNZV eröffnet. Die Transportkunden wurden gefragt, welche Erfahrungen sie mit dem darin geregelten „Rucksackprinzip“ gemacht haben.

2.2.6 Umsetzung des Rucksackprinzips

Im GWJ 2007/08 haben lediglich vier der befragten Transportkunden als bisherige Lieferanten eine oder mehrere Anfragen gemäß § 9 Abs. 7 GasNZV zur Übertragung einer Kapazität auf einen neuen Lieferanten („Rucksack“) erhalten. Nahezu allen Anfragen wurde von den bisherigen Kapazitätsinhabern entsprochen.

Aktiv um Freigabe von Kapazitäten als „Rucksack“ ersucht haben im gleichen Zeitraum sechs der befragten Transportkunden als neue Lieferanten. Des Öfteren wurden die Kapazitäten daraufhin von den bisherigen Lieferanten und derzeitigen Kapazitätsinhabern zunächst nicht oder nur zögerlich freigegeben. An aufgetretenen Problemen wurden von den befragten Unternehmen genannt:

- Der Rucksack wurde für die Belieferung eines Weiterverteilers beantragt. § 9 Abs. 7 GasNZV erfasst nach Auskunft der Bundesnetzagentur jedoch nur Letztverbraucher.
- Das Rucksackprinzip gilt nicht für die marktgebietsübergreifende Belieferung. In diesem Zusammenhang ist oft nur über Nachfrage bei einem Netzbetreiber zu erfahren, welchem Marktgebiet ein Abnehmer zugeordnet ist. Hierdurch könnten konzernverbundene Vertriebsunternehmen in Erfahrung bringen, welche Abnehmer wechselwillig sind und diese gezielt mit einem eigenen Angebot ansprechen. Zum Teil wird ein beantragter Marktgebietswechsel verweigert.
- (Bewusste) zeitliche Verzögerung der Kapazitätsübertragung durch den bisherigen Kapazitätsinhaber.
- Vollständige oder zumindest teilweise Übertragung lediglich unterbrechbarer Kapazitäten, obwohl bekannt oder zu vermuten ist, dass der bisherige Kapazitätsinhaber für den angefragten Netzpunkt auch über feste Kapazitäten verfügt.
- Auskunft des bisherigen Kapazitätsinhabers, dass er die angefragten Netzpunkte überhaupt nicht zur Belieferung des fraglichen Abnehmers nutzt.
- Anforderung kundenscharfer Auflistungen der Lieferantenwechsel zu Gunsten des anfragenden Unternehmens in diversen Marktgebieten.
- Unklarheit über die Identität des bisherigen sowie der zukünftigen Lieferanten des fraglichen Abnehmers (zum Teil nahmen dies mehrere Lieferanten für sich in Anspruch – „Lieferantenkonkurrenz“).
- Verweigerung der Kapazitätsfreigabe wegen eines angeblichen berechtigten Interesses des bisherigen Kapazitätsinhabers (insbesondere bestehende Importverpflichtungen).

Die Ergebnisse der Sektoruntersuchung zeigen demnach, dass ein neuer Lieferant in der Praxis bei der Übertragung von Ausspeisekapazitäten durch den bisherigen Kapazitätsinhaber mit gewissen Friktionen rechnen muss. Wie die Analyse der von den Transportkunden vorgelegten Gasbezugs- und Gaslieferverträge ergab, kann dies vor dem Hintergrund der in letzter Zeit erhöhten Anzahl an Lieferantenwechseln durchaus von Relevanz sein.

2.2.7 Analyse der Gasbezugs- und Gaslieferverträge

Folgende Auffälligkeiten zeigten sich im Rahmen der stichprobenartigen Analyse der von den Transportkunden vorgelegten Gasbezugs- und Gaslieferverträge:

- Die Diversifizierung der Lieferantenstrukturen ist bei den Regional- und Ortsgasversorgern in den letzten Jahren offensichtlich weiter vorangeschritten, d.h. anstelle des Abschlusses eines klassischen Vollversorgungsvertrages mit einem einzigen Vorlieferanten wird der Vertriebsbedarf zunehmend auf mehrere Vorlieferanten und Produktarten aufgeteilt. Die entsprechenden Verträge weisen mitunter relativ kurze Laufzeiten von ein bis zwei Gaswirtschaftsjahren auf. Dies ist vor allem auf die Beschlüsse des Bundeskartellamts zu langfristigen Gaslieferverträgen zurückzuführen, die bis zum 30. September 2010 befristet sind.
- Die in den Gaslieferverträgen regelmäßig enthaltenen Take-or-Pay-Klauseln werden mitunter durch Weiterverkaufsverbote in Bezug auf die gesamte vom Abnehmer bezogene Gasmenge einschließlich des Minimum Take ergänzt.
- Hinsichtlich der Preisgestaltung überwiegt in den Gasbezugs- bzw. Gaslieferverträgen noch die Gas-/Ölpreiskoppelung. Die Preistransparenz ist dem entsprechend gering und Aussagen bezüglich der Gaspreisentwicklung auf der Weiterverteilerebene oder im Industriekundenbereich sind aufgrund der Ergebnisse der Sektoruntersuchung nicht möglich. Die Variantenvielfalt der in den Gasbezugs- und Gaslieferverträgen definierten Preisformeln ist allgemein hoch. In vielen Verträgen werden unter anderem Bruttopreisindizes für leichtes Heizöl einschließlich der Mineralölsteuer verwendet. Hierdurch kann es während der Vertragslaufzeit unter sonst gleichbleibenden Bedingungen allein dadurch zu Gaspreissteigerungen kommen, dass der Verbrauchssteuersatz auf leichtes Heizöl steigt. Eine solche Steuersatzerhöhung für leichtes Heizöl mit höherem Schwefelgehalt erfolgte zuletzt am 1. Januar 2009. Die Vertragsanalyse ergab, dass manche Lieferanten mit ihren Vorlieferanten einen Nettopreisindex vereinbart haben und die Steuererhöhung daher vermutlich ungeteilt für sich als zusätzliche Marge vereinnahmen konnten („Taxfall Profits“). Zwar könnte den betroffenen Abnehmern entgegen gehalten werden, dass die zum 01.01.2009 bevorstehende Steuersatzänderung für leichtes Heizöl mit höherem Schwefelgehalt bereits frühzeitig aus dem Energiesteuergesetz vom 15.07.2006 ersichtlich war und danach von den Nachfragern bei ihren Verhandlungen mit Lieferanten hätte thematisiert werden können. Allerdings stellten sich die unmittelbaren Auswirkungen auf die Gaspreise erst erheblich später ein, da das Statistische Bundesamt seinen Index für leichtes Heizöl erst im Laufe des Jahres 2008 auf leichtes Heizöl mit höherem Schwefelgehalt umstellte, auf das die erhöhte Mineralölsteuer erhoben wird. Jedenfalls wird der vorherrschende Problemdruck dadurch abgemildert, dass die Gas-/ Ölpreiskopplung mittlerweile an Bedeutung verliert. Hauptgrund ist die

gegenwärtige konjunkturelle Krise, die zu einem Nachfragerückgang und Angebotsüberschuss an Erdgas führt.

3 Wettbewerbliche Analyse der empirischen Befunde

3.1 Langfristige Kapazitätsbuchungen

Die hervorgehobene Bedeutung langfristiger Kapazitätsbuchungen in den Fernleitungsnetzen und der hohe Anteil von mit dem jeweiligen Netzbetreiber konzernverbundenen Vertriebsunternehmen an diesen Buchungen sind die wohl wichtigsten empirischen Befunde der Sektoruntersuchung. Zugleich werden hierdurch entsprechende Vermutungen von Marktteilnehmern bestätigt, die sich im Vorfeld mit Beschwerden an das Bundeskartellamt gewandt hatten.

Isoliert betrachtet erscheint die Langfristigkeit fester Kapazitätsbuchungen in Fernleitungsnetzen aus kartellrechtlicher Perspektive dann unbedenklich, wenn an den betreffenden Netzpunkten für Transportinteressenten regelmäßig hinreichend große Anteile an der technischen Kapazität für eine diskriminierungsfreie Neuvergabe frei werden, d.h. ein bestimmter maximaler Anteil langfristiger gebuchter Kapazitäten an den technischen Kapazitäten nicht überschritten wird.

Dies mag für viele Ein- und Ausspeisestellen auch tatsächlich der Fall sein. Zudem wird durch das „Rucksackprinzip“ des § 9 Abs. 7 Satz 1 GasNZV grundsätzlich sichergestellt, dass zumindest an den Ausspeisestellen zu Letztverbrauchern mit der Lieferbeziehung auch die benötigten Ausspeisekapazitäten vom bisherigen Lieferanten und Kapazitätsinhaber an den neuen Lieferanten übergehen. Die an den Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten vorherrschenden vertraglichen Kapazitätsengpässe lassen sich hingegen fast vollständig auf Langfristbuchungen der gesamten technischen Kapazität zurückführen. Da Buchungen an diesen Netzpunkten häufig direkt oder indirekt mit der Erfüllung vertraglicher Pflichten oder zur Ausübung vertraglicher Rechte aus Gasimportverträgen des Kapazitätsinhabers in Zusammenhang stehen, kommt hier das „Rucksackprinzip“ in der Regel nicht zum Tragen (vgl. hierzu § 9 Abs. 7 Satz 3 GasNZV).

Aus Sicht der Gasvertriebsunternehmen stellen Ein- und Ausspeisestellen für den Grenz- und Marktgebietsübergang wesentliche Infrastruktureinrichtungen („Essential Facilities“) dar, ohne deren Mitbenutzung ein Marktzutritt als Wettbewerber auf den nachgelagerten Gasvertriebsmärkten nicht möglich ist. Zwar ist der diskriminierungsfreie Netzzugang durch die Regelungen in §§ 20 ff. EnWG und die begleitenden Rechtsverordnungen grundsätzlich sichergestellt, jedoch werden diese Bestimmungen durch umfangreiche Langfristbuchungen, die zu einem großen Teil bereits vor Inkrafttreten des neuen EnWG im Juli 2005 vorgenommen wurden, de facto ausgehebelt. Gleiches gilt für die Bestimmungen in der GasNZV zum

Engpassmanagement, die nach den Ergebnissen der Sektoruntersuchung bislang nur geringe praktische Relevanz hatten.

Relevante kartellrechtliche Normen sind die Vorschriften der §§ 19 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 Nr. 1, 20 Abs. 1 GWB sowie des Art. 82 Satz 2 lit. b EG / Art. 102 Satz 2 lit. b AEUV zum Behinderungsmisbrauch und der unbilligen Behinderung von Wettbewerbern durch marktbeherrschende Unternehmen. Als Normadressaten kommen grundsätzlich sowohl die marktbeherrschenden Netzbetreiber als Eigentümer bzw. Pächter der wesentlichen Infrastruktureinrichtungen als auch marktbeherrschende Transportkunden als Inhaber langfristig kontrahierter Ein- und Ausspeisekapazitäten in Frage. Letztere haben sich für die kommenden Jahre oder Jahrzehnte mitunter sogar ein exklusives Nutzungsrecht gesichert, indem sie 100% der technischen Kapazität buchten.

In ihrem Verfahren nach Art. 9 VO 1/2003 ermittelt die Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission gegenwärtig aufgrund eines vergleichbaren Ansatzes gegen Gaz de France Suez S.A. („GDF Suez“) und deren Tochterunternehmen GRTgaz S.A. (Netzbetreiber) sowie Elengy S.A. (Betreiber von Flüssiggas-Terminals). Die Kommission verdächtigt GDF Suez nach ihrer vorläufigen Einschätzung eines Verstoßes gegen Art. 82 EG / Art. 102 AEUV. GDF Suez habe ihre marktbeherrschenden Stellungen auf den französischen Gastransport- und Gasvertriebsmärkten unter anderem dadurch missbraucht, dass sie mittels Langfristbuchungen von Gasimportkapazitäten eine Marktabschottung herbeiführte. GDF Suez hat darauf hin angeboten, einen Teil der von ihr langfristig gebuchten Einspeisekapazitäten unmittelbar an Dritte zu veräußern und im Übrigen ihren Anteil an den Langfristbuchungen über einen längeren Übergangszeitraum hinweg drastisch auf dann noch insgesamt 50% zu reduzieren.²¹ Die Kommission gesteht GDF Suez dabei zu, über die genaue Aufteilung der freizugebenden Kapazitäten auf die verschiedenen französischen Grenzübergangspunkte und Flüssiggas-Terminals selbst zu entscheiden („Pool-Lösung“).

Etwaige Verfügungen des Bundeskartellamts könnten sich unter dem Gesichtspunkt des Art. 82 EG / Art. 102 AEUV sowie des § 19 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 Nr. 1 GWB entweder an die marktbeherrschenden deutschen Betreiber von Fernleitungsnetzen oder an marktbeherrschende Vertriebsunternehmen richten. Für eine Adressierung an die Netzbetreiber spricht, dass diese im Hinblick auf die nähere Ausgestaltung ihres Kapazitätsangebotes eine besondere Verantwortung für die Marktstrukturen auf den nachgelagerten Gasvertriebsmärkten tragen, die bislang noch durch marktbeherrschende Stellungen von Vertriebsunternehmen aus demselben Konzern geprägt werden. Für eine Adressierung an marktbeherrschende Transportkunden spricht, dass diese ein besonderes wirtschaftliches Interesse daran haben, ihre Wettbewerber auf den Gasvertriebsmärkten mittels langfristiger Buchungen großer Teile der

²¹ Vgl. die „Bekanntmachung gemäß Artikel 27 Absatz 4 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 des Rates in der Sache COMP/B-1/39.316 — Gasmarktabschottung durch Gaz de France“, ABl. EG Nr. C 156 vom 09.07.2009, S. 25 f.

Ein- und Ausspeiskapazitäten von strategisch wichtigen Netzpunkten zu behindern und auf diese Weise eine Marktabschottung zu bewirken. Unabhängig vom Normadressaten im Einzelfall würden Missbrauchsverfahren des Bundeskartellamtes ebenso wie die Verfahren der Europäischen Kommission darauf abzielen, den Anteil langfristiger Kapazitätsbuchungen zu reduzieren.

Alternativ erscheint ein Aufgreifen wegen Verstoßes gegen das Kartellverbot des § 1 GWB und Art. 81 Abs. 1 EG / Art. 101 Abs. 1 AEUV möglich, insbesondere im Hinblick auf langfristige Kapazitätsverträge, die Netzbetreiber mit nicht konzernverbundenen Transportkunden abgeschlossen haben. Durch eine solche Vertikalvereinbarung wird zum einen eine langfristige Bezugsbindung des Transportkunden hinsichtlich der von ihm benötigten Ein- und Ausspeisekapazitäten und damit grundsätzlich eine Abschottung des relevanten Marktes für die Ein- und Ausspeisung von Gas in ein Fernleitungsnetz bewirkt. Die Abschottungswirkung wird zwar durch ein Bündel entsprechender Vereinbarungen auch anderer Netzbetreiber nochmals verstärkt, sie kommt jedoch letztlich nicht zum Tragen, da die Fernleitungsnetze natürliche Monopole darstellen und grundsätzlich nicht von einem potenziellen Leitungswettbewerb auszugehen ist. Die wesentlich bedeutendere Marktabschottungswirkung stellt sich auf den nachgelagerten Gasvertriebsmärkten ein. Während der Laufzeit der langfristigen Kapazitätsverträge wird der Nachfragewettbewerb um Kapazitäten dann verhindert und zugleich der Angebotswettbewerb auf den Gasvertriebsmärkten spürbar eingeschränkt, wenn der langfristig gebuchte Anteil technischer Kapazitäten übermäßig hoch ist (z.B. höher als 80%). Die Vertikal-GVO²² ist zwar anwendbar, jedoch ist eine Gruppenfreistellung schon aufgrund der hohen Marktanteile der Netzbetreiber ausgeschlossen. Die Voraussetzungen für eine Einzelfreistellung nach § 2 GWB und Art. 81 Abs. 3 EG / Art. 101 Abs. 3 AEUV sind nach Auffassung des Bundeskartellamtes ebenfalls nicht vollumfänglich erfüllt.

Ziel sowohl eines Vorgehens nach den Bestimmungen zum Marktmachtmissbrauch als auch nach den Bestimmungen zum Kartellverbot müsste es sein, den Anteil langfristiger Kapazitätsbuchungen an der technischen Kapazität eines Netzpunktes auf ein kartellrechtlich vertretbares und zugleich gaswirtschaftlich unerlässliches Maß zu reduzieren. In diesem Sinne ist zu beachten, dass die Transportkunden ihre aus Take-or-Pay-Vereinbarungen in Gasimportverträgen resultierenden Mindestbezugsverpflichtungen (Minimum Take) erfüllen müssen. Laufzeit- und mengenkongruente Langfristbuchungen für diese Zwecke und in dieser Höhe können zur Wahrung der Versorgungssicherheit sowie aus Gründen der Angemessenheit einer behördlichen Verfügung sachlich gerechtfertigt sein. Dies gilt insbesondere dann, wenn alternative Transportrouten nicht verfügbar sind. Wenn einem Transportkunden in einem langfristigen Gasimportvertrag bestimmte Mindestabnahmeverpflichtungen auferlegt wurden (z.B. 80% der Vertragsmenge) und er diese Mengen auch bei Nichtabnahme bezah-

²² Verordnung (EG) Nr. 2790/1999 der Kommission vom 22.12.1999 über die Anwendung von Art. 81 Absatz 3 des Vertrages auf Gruppen von vertikalen Vereinbarungen und aufeinander abgestimmten Verhaltensweisen.

len muss (Take-or-Pay-Verpflichtung), dann könnten langfristige Kapazitätsbuchungen zur weitgehenden Sicherung der Mindestabnahmepflicht erlaubt sein, da ansonsten das wirtschaftliche Risiko des betroffenen Unternehmens deutlich ansteigt. Für über das Minimum Take hinausgehende Mengen bis hin zur vertraglichen Höchstmenge (Maximum Take) ist es den Unternehmen zumutbar, kurzfristige feste oder unterbrechbare Kapazitäten vorzuhalten. Gleiches gilt für das Vorhalten von Kapazitäten an alternativen Übergabestellen. Aus wettbewerblicher Sicht erscheint es wünschenswert, dass die freigesetzten langfristigen Kapazitäten nicht lediglich den Inhaber wechseln, sondern über eine Veränderung der Laufzeitstruktur zu kurzfristigen Kapazitäten transformiert werden. Ein generelles Verbot langfristiger Kapazitätsbuchungen ist aus Sicht des Bundeskartellamts keinesfalls zielführend.

3.2 Langfristige Gaslieferverträge

Die Ergebnisse der Sektoruntersuchung deuten im Hinblick auf die festgestellte Diversifizierung der Lieferantenstruktur bereits auf eine gewisse Belebung des Wettbewerbsgeschehens im Bereich der Belieferung von Regional- und Ortsgasversorgern durch Ferngasunternehmen hin, allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Wettbewerbsniveau. Isoliert betrachtet spricht dies prima facie gegen eine Verlängerung der Regelungen zur Begrenzung der Laufzeiten von Gaslieferverträgen in Abhängigkeit vom Grad der Bedarfsdeckung über den 30. September 2010 hinaus. Für eine sachgerechte Evaluierung der Beschlüsse des Bundeskartellamts zu langfristigen Gaslieferverträgen sind daneben jedoch im Sinne einer Gesamtschau zwingend einige weitere Indikatoren für die Wettbewerbsentwicklung im betreffenden Marktsegment heranzuziehen, deren Ausprägung und Veränderung seit dem Erlass der Verfügungen aus der thematisch anders ausgerichteten Sektoruntersuchung nicht hervorgehen. Eine abschließende wettbewerbliche Analyse ist daher gegenwärtig noch nicht möglich.

3.3 Weiterverkaufsverbote in Verbindung mit Take-or-Pay-Klauseln

Nach Einschätzung des Bundeskartellamts stellen Weiterverkaufsverbote in Gaslieferverträgen mit Take-or-Pay-Vereinbarung in Bezug auf die Jahresabnahmepflicht (Minimum Take) eine nach § 1 GWB und Art. 81 Abs. 1 EG / Art. 101 Abs. 1 AEUV verbotene Wettbewerbsbeschränkung dar. Weiterverkaufsverbote bezwecken grundsätzlich, den Sekundärhandel mit der Vertragsware Gas durch den Kunden zu verhindern. Bei Weiterverkaufsverboten handelt es sich um totale Kundenbeschränkungen und damit um Kernbeschränkungen im Sinne von Art. 4 lit. b) Vertikal-GVO. Ungeachtet der Marktanteile des Lieferanten auf dem jeweils relevanten Markt ist eine Freistellung nach § 2 GWB bzw. Art. 81 Abs. 3 EG / Art. 101 Abs. 3 AEUV ausgeschlossen:

- Die De-Minimis-Bekanntmachung²³ der Europäischen Kommission und die Bagatellbekanntmachung²⁴ des Bundeskartellamtes sind nicht anwendbar, da es sich vorliegend um eine Kernbeschränkung im Sinne von Art. 4 lit. b) Vertikal-GVO handelt. Somit ist auch eine Freistellung der Verträge nach Art. 2 Abs. 1 Vertikal-GVO ausgeschlossen.
- Ungeachtet der generellen Wertung der Europäischen Kommission, dass im Falle einer Kernbeschränkung eine Einzelfreistellung regelmäßig nicht in Betracht kommt, sind in den durch die Sektoruntersuchung bekannt gewordenen Fällen derzeit weder Effizienzvorteile noch eine angemessene Verbraucherbeteiligung ersichtlich.

Gaslieferverträge mit Take-or-Pay-Klauseln weisen jedoch im Vergleich zu gewöhnlichen Lieferverträgen eine Besonderheit auf, die eine differenzierte kartellrechtliche Wertung erfordert. Take-or-Pay-Klauseln verpflichten Abnehmer dazu, eine bestimmte Gasmenge (Jahresabnahmepflicht oder Minimum Take) unabhängig von ihrer tatsächlichen Abnahme zu bezahlen. Regelmäßig erlauben Gaslieferverträge mit Take-or-Pay-Vereinbarung darüber hinaus dem Abnehmer, größere Mengen als die Jahresabnahmepflicht zu dem vertraglich vereinbarten Preis zu beziehen. Zumeist ist der flexible Abruf solcher Zusatzmengen bei einer vertraglichen Höchstmenge (Maximum Take) gedeckelt.

Im Bereich der flexiblen Mengen oberhalb der Jahresabnahmepflicht sind Weiterverkaufsverbote nach vorläufiger Ansicht des Bundeskartellamtes kartellrechtlich weniger problematisch. Für eine kartellrechtliche Unbedenklichkeit von Weiterverkaufsverboten für solche Mengen, die die Jahresabnahmepflicht übersteigen, sprechen folgende Argumente:

- Ein kartellrechtliches Verbot des Weiterverkaufsverbotes auch im Hinblick auf die Flexibilität hätte eine Ungleichverteilung von Chancen und Risiken unter den Vertragsparteien zur Folge. Falls sich der vertraglich vereinbarte Preis im Nachhinein als günstig herausstellt, könnte der Gaskunde die flexiblen Mengen vollumfänglich bei seinem Lieferanten abrufen und mit eigenem Gewinn weiterveräußern. Falls sich dagegen der vertraglich fixierte Preis im Nachhinein als ungünstig herausstellt, d.h. über dem Marktpreis liegt, könnte der Gaskunde ohne wirtschaftliches Risiko auf eine Belieferung verzichten. Ohne ein Weiterverkaufsverbot in Bezug auf die Flexibilität hätte der Lieferant folglich das Mengenrisiko sowie gegebenenfalls das Preisrisiko zu tragen, während der Arbitragechance des Abnehmers kein spezifisches Risiko gegenüber stünde.

²³ Bekanntmachung der Kommission über Vereinbarungen von geringer Bedeutung, die den Wettbewerb gemäß Artikel 81 Absatz 1 des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft nicht spürbar beschränken (de minimis), ABl. EG Nr. C 368 vom 22.12.2001, S. 13ff.

²⁴ Bekanntmachung Nr. 18/2007 des Bundeskartellamtes über die Nichtverfolgung von Kooperationsabreden mit geringer wettbewerbsbeschränkender Bedeutung („Bagatellbekanntmachung“) vom 13. März 2007.

- In der Folge eines Verbots von Weiterverkaufsverboten auch im Hinblick auf die Flexibilität müssten Gaslieferanten diese Arbitragemöglichkeiten des Abnehmers als spezifisches Vertragsrisiko einpreisen – damit würden die Kosten einer flexiblen Belieferung für Gaskunden erheblich steigen – oder sie würden auf das Angebot (teilweise) flexibler Verträge sogar ganz verzichten.
- Da der Gashandel durch den Gaskunden eine Sekundärvermarktung darstellt, bewirkte eine kartellrechtliche Freistellung von Weiterverkaufsverboten in Bezug auf die Flexibilität voraussichtlich keine negative Beeinflussung der Liquidität an den virtuellen Handlungspunkten. Im Rahmen einer (teilweise) flexiblen Belieferung werden vom Abnehmer nicht abgerufene Gasmengen gegenwärtig vom Gaslieferanten Dritten zum Kauf angeboten, d.h. anderweitig vermarktet. Eine entsprechende Notwendigkeit ergibt sich schon daraus, dass in den Gasbezugsverträgen der Gaslieferanten zumeist ebenfalls Take-or-Pay-Vereinbarungen enthalten sind. Im Falle eines Verbots von Weiterverkaufsverboten im Hinblick auf flexible Mengen würden solche Mengen unter der Voraussetzung eines für sie günstigen Marktpreisniveaus stattdessen von den Abnehmern angeboten werden. Eine Steigerung der insgesamt verfügbaren Gasmenge ergäbe sich hierdurch nicht.

Die Übertragbarkeit einer solchen Argumentation für den Gasgroßhandel auf den Bereich des Stromgroßhandels wäre in jedem Fall gesondert zu prüfen.

3.4 Vereinnahmung von Taxfall Profits

Das Bundeskartellamt prüft die Margenerhöhungen bei marktbeherrschenden Gaslieferanten aufgrund einer Erhöhung des Mineralölsteuersatzes im Hinblick auf die Bestimmungen des § 19 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 Nr. 2 GWB sowie des § 29 Satz 1 Nr. 2 GWB. Es ist zu prüfen, ob zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses genügend Ausweichmöglichkeiten für andere Vertragslösungen, Beschaffungsstrategien und Preisformeln auf Seiten der Nachfrager gegeben waren und die Verhandlungsmacht der als Abnehmer betroffenen Regional- und Ortsgasunternehmen bereits hinreichend groß ist, um in einer Gesamtschau mit Lieferanten über einen preislichen Ausgleich des tendenziell preissteigernden Effektes dieser „virtuellen“ Steuererhöhung zu verhandeln, ferner ob in einer Gesamtschau ein solcher Ausgleich überhaupt erforderlich ist.

4 Handlungsbedarf und Handlungsempfehlungen

4.1 Langfristige Kapazitätsbuchungen

Nach Auffassung des Bundeskartellamts besteht im Hinblick auf die langfristigen Kapazitätsbuchungen aus kartellrechtlicher Sicht ein dringender Handlungsbedarf. Das Bundeskartell-

amt ist grundsätzlich dafür zuständig, geeignet und dazu in der Lage, entsprechende Kartell- und Missbrauchsverfahren einzuleiten und zu führen. Im Laufe der Sektoruntersuchung wurde jedoch deutlich, dass auf politischer und regulatorischer Ebene offensichtlich bereits ein entsprechendes Problembewusstsein vorhanden ist und unabhängig von kartellrechtlichen Erwägungen konkrete Gegenmaßnahmen erwogen werden. So führt das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Abschnitt 3. „Neuordnung des Vergabesystems für neue Kapazitäten“ des von ihm veröffentlichten Diskussionspapiers „Eckpunkte Gasnetzzugangsverordnung“²⁵ vom 3. April 2009 aus:

„Die vom Bundesgerichtshof bestätigten Entscheidungen des Bundeskartellamtes zur zulässigen Höchstlaufzeit von langfristigen Gaslieferverträgen werden auf der Kapazitätsseite durch entsprechende Regelungen strukturell flankiert, d.h. die Laufzeit der Kapazitätsverträge wird beschränkt. Dabei wird auch zu prüfen sein, inwieweit diese zeitliche Beschränkung auf bestehende Kapazitätsverträge auszudehnen ist. Die Import-Abhängigkeit Deutschlands ist dabei angemessen zu berücksichtigen.“

Das Bundeskartellamt begrüßt und unterstützt diese Überlegungen ausdrücklich. Insbesondere unter verfahrensökonomischen Gesichtspunkten (so sind eine schnellere Durchsetzung und höhere Breitenwirkung einer brancheneinheitlichen Regelung im Rahmen der Regulierung zu erwarten) ist die Aufnahme einer Laufzeitbegrenzung in die GasNZV aus Sicht des Bundeskartellamtes im Vergleich zur Einleitung einer Vielzahl kartellbehördlicher Verwaltungsverfahren die vorzugswürdige Alternative. Von zentraler Bedeutung ist dabei, dass die zu verankernden Regelungen nicht nur in die Zukunft wirken, sondern auch für Altverträge verbindlich sind.

Vor dem Hintergrund des gegenwärtigen Konzeptions- und Konsultationsprozesses zur Novellierung der GasNZV im Jahr 2010 schlägt das Bundeskartellamt dem Verordnungsgeber folgende Detailregelungen bezüglich Langfristverträgen vor:

- Die Regelung sollte sich auf die Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte der Fernleitungsnetze beschränken. Für die übrigen Netzpunkte gilt entweder das „Rucksackprinzip“ des § 9 Abs. 7 GasNZV oder es sind in den Eckpunkten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie diesbezüglich spezielle Regelungen vorgesehen (z.B. für Netzpunkte zur Netzanbindung von Gasspeichern).
- Es sollten Ein- und Ausspeisekapazitäten einbezogen werden.
- Die Laufzeitstruktur der Kapazitätsverträge sollte in Anlehnung an die vom BGH bestätigte Fristenregelung des Bundeskartellamtes für langfristige Gaslieferverträge für jeden relevanten Netzpunkt wie folgt neu geregelt werden:

²⁵ Im Internet abrufbar unter http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20090403_eckpunkte_gasnzv.pdf.

- Mindestens 20% der technischen Kapazität müssen vom Netzbetreiber für einen Zeitraum bis einschließlich zwei Jahren vergeben werden.
- Maximal 80% der technischen Kapazität dürfen vom Netzbetreiber für einen Zeitraum von mehr als zwei Jahren, jedoch höchstens 50 % für einen Zeitraum von mehr als vier Jahren vergeben werden.
- Die Bundesnetzagentur sollte dazu ermächtigt werden, für einzelne Netzpunkte einen von den o.g. Grenzen abweichenden Anteil langfristiger Kapazitäten festzulegen, falls dies gaswirtschaftlich sowie zur Wahrung der Versorgungssicherheit erforderlich ist, insbesondere zur Berücksichtigung langfristiger Minimum Take-Verpflichtungen von Gasimporteuren. Das Bundeskartellamt würde diese voraussichtlich auch bei Missbrauchsverfahren im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung anerkennen.
- Der Gesamtbestand an relevanten Kapazitätsverträgen sollte vom Netzbetreiber innerhalb einer kurzen Frist ab Inkrafttreten der Novelle an die neuen Vorgaben bezüglich der Laufzeitstruktur angepasst werden müssen. Hinsichtlich der Modalitäten der Anpassung sollten möglichst verbindliche Vorgaben gemacht werden. Beispielsweise könnte eine pro-rata-Reduzierung des Anteils langfristiger Kapazitätsbuchungen über alle betroffenen Transportkunden hinweg vorgeschrieben werden. Für umzuwandelnde Kapazitätsbuchungen mit einer Laufzeit von mehr als vier Jahren wäre dann eine Laufzeit zwischen mehr als zwei und vier Jahren oder – falls auch die hierfür in der GasNZV-neu vorgesehene Quote insgesamt überschritten wird – eine Laufzeit unter zwei Jahren neu zu vereinbaren. Alternativ dazu könnte die GasNZV hinsichtlich der Details einer Umwandlungsregelung auf eine zukünftige Festlegung der Bundesnetzagentur verweisen.

Das Bundeskartellamt wird die weitere Diskussion bezüglich der geplanten Novellierung der GasNZV weiterhin aufmerksam verfolgen und konstruktiv begleiten. Auf Basis der Ergebnisse der Sektoruntersuchung könnte das Bundeskartellamt im 1. Halbjahr 2010 unmittelbar im Anschluss an die Sektoruntersuchung eigene Kartell- und Missbrauchsverfahren gegen die Netzbetreiber einleiten, um mit den o.g. Eckpunkten eine Marktöffnung zu erreichen. Dies erscheint auch deshalb notwendig, weil die Europäische Kommission in ihren gegen E.ON Ruhrgas gerichteten Ermittlungen zur Marktöffnung eine Reduzierung langfristiger Kapazitätsbuchungen anstrebt. Im Sinne einer diskriminierungsfreien und brancheneinheitlichen Lösung würde es dann Aufgabe des Bundeskartellamts sein, vergleichbare Verfahren gegen alle übrigen Netzbetreiber zu führen. Falls die in den Eckpunkten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie in Aussicht gestellte Regelung zur Begrenzung der Laufzeiten von Kapazitätsverträgen mit den bisher in Aussicht gestellten Grundsätzen Eingang in die novellierte GasNZV findet, würde sich die Einleitung solcher Verfahren allerdings erübrigen.

4.2 Langfristige Gaslieferverträge

Das Bundeskartellamt wird im Nachgang zur Sektoruntersuchung mit Auskunftersuchen an die damaligen Verfügungsadressaten der Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen sowie an deren Wettbewerber und Abnehmer herantreten, um auf diesem Wege vertiefte Erkenntnisse bezüglich der Wettbewerbsentwicklung seit Erlass der Verfügungen zu gewinnen. Es wird dabei angestrebt, zum Ende des ersten Quartals 2010 über eine etwaige Verlängerung der Laufzeitbeschränkungen durch neue Verfügungen zu entscheiden. Damit wäre gewährleistet, dass die betroffenen Marktteilnehmer frühzeitig zum Beginn der Verhandlungen für das GWJ 2010/11 eine erste Indikation über die Ergebnisse der Evaluierung erhalten.

4.3 Weiterverkaufsverbote in Verbindung mit Take-or-Pay-Klauseln

Das Bundeskartellamt hat mittlerweile bereits erste Verwaltungsverfahren wegen des Verdachts eines Verstoßes gegen das Verbot des § 1 GWB und Art. 81 Abs. 1 EG / Art. 101 Abs. 1 AEUV gegen Ferngasunternehmen eingeleitet, in deren Gaslieferverträgen mit Take-or-Pay-Klausel oder in deren Allgemeinen Geschäftsbedingungen ein umfassendes Weiterverkaufsverbot für die vom Abnehmer bezogenen Gasmengen vorgesehen ist. Die Einleitung weiterer Verfahren wird derzeit vorbereitet.

Das Bundeskartellamt beabsichtigt im Falle eines Kartellrechtsverstoßes, die betroffenen Unternehmen im Rahmen von Verfügungen nach § 32 GWB dazu zu verpflichten, die Jahresabnahmepflicht (Minimum Take) zukünftig vom Weiterverkaufsverbot auszunehmen und bestehende Gas- bzw. Stromlieferverträge oder Allgemeine Geschäftsbedingungen entsprechend abzuändern. Das Bundeskartellamt sieht diesbezüglich einen akuten Handlungsbedarf, weil der Gas- bzw. Strombedarf vieler industrieller Abnehmer derzeit konjunkturell bedingt unter der von ihnen abzunehmenden bzw. in jedem Fall zu vergütenden Jahresabnahmepflicht liegt. Diese Abnehmer werden aufgrund der Weiterverkaufsverbote bislang rechtlich daran gehindert, überschüssige Mengen sekundär zu vermarkten und Verluste auf diesem Wege zu vermeiden oder zumindest zu minimieren.

4.4 Vereinnahmung von Taxfall Profits

Das Bundeskartellamt hat die deutschen Ferngasunternehmen als Hauptlieferanten vieler Regional- und Ortsgasversorger zunächst um Auskunft gebeten, ob sie mit den betroffenen Abnehmern sowie gegebenenfalls auch mit ihren eigenen Lieferanten bereits über eine finanzielle Kompensation der Taxfall Profits durch die Steuersatzerhöhung zum 1. Januar 2009 verhandeln. In Abhängigkeit von den Ermittlungsergebnissen wird das Bundeskartellamt das weitere Vorgehen im Hinblick auf § 29 und § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB prüfen.

ANHANG 1: Liste der befragten Netzbetreiber

bayernets GmbH, München
Creos Deutschland GmbH (vormals: Saar Ferngas Transport GmbH), Saarbrücken
DONG Energy Pipelines GmbH, Kiel
E.ON Avacon AG, Braunschweig
E.ON Gastransport GmbH, Essen
Eni Gas Transport Deutschland S.p.A., Düsseldorf
ERDGAS MÜNSTER Transport GmbH & Co. KG, Münster
EWE NETZ GmbH, Oldenburg
Gasunie Deutschland Transportservices GmbH, Hannover
Gas-Union Transport GmbH & Co. KG, Frankfurt am Main
GRTgaz Deutschland GmbH (vormals: Gaz de France Deutschland Transport GmbH), Berlin
GVS Netz GmbH, Stuttgart
ONTRAS-VNG Gastransport GmbH, Leipzig
StatoilHydro Deutschland GmbH, Emden
Thyssengas GmbH (vormals: RWE Transportnetz Gas GmbH), Dortmund
WINGAS TRANSPORT GmbH & Co. KG, Kassel

ANHANG 2: Liste der befragten Transportkunden

Atel Energie AG, Düsseldorf
Bayerngas GmbH, München
Centrica Energie GmbH, Düsseldorf
Deutsche Essent GmbH, Düsseldorf
DONG Energy Sales GmbH, Hamburg
E.ON Avacon AG, Braunschweig
E.ON Ruhrgas AG, Essen
EconGas Deutschland GmbH, Regensburg
EEG Energie Einkauf und Service GmbH, Henstedt-Ulzburg
Enovos Deutschland AG (vormals: Saar Ferngas AG), Saarbrücken
Erdgas Münster GmbH, Münster
Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH, Erfurt
EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg
ExxonMobil Gas Marketing Deutschland GmbH & Co. KG, Hannover
Ferngas Nordbayern GmbH, Nürnberg
Gas-Union GmbH, Frankfurt am Main
Gasversorgung Offenbach GmbH, Offenbach
Gasversorgung Süddeutschland GmbH, Stuttgart
GDF SUEZ Gas Sales & Supply Germany GmbH, Berlin
GELSENWASSER AG, Gelsenkirchen
GETEC Energie AG, Hannover
Hertener Energiehandelsgesellschaft mbH, Herten
MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Kabelsketal
natGAS Aktiengesellschaft, Potsdam
Nuon Deutschland GmbH, Berlin
PCC Energie GmbH, Duisburg
RWE AG, Essen
Shell Erdgas Marketing GmbH & Co. KG, Hamburg
Stadtwerke Hannover AG, Hannover
StatoilHydro Deutschland GmbH, Emden
Syneco Trading GmbH, München
Trianel European Energy Trading GmbH, Aachen
Vattenfall Trading Services GmbH, Hamburg
VNG - Verbundnetz Gas AG, Leipzig
WINGAS GmbH & Co. KG, Kassel

ANHANG 3: Glossar

<i>Bilanzkreis</i>	Zusammenfassung von Ein- und Ausspeisepunkten, die dem Zweck dient, Ein- und Ausspeisemengen zu saldieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.
<i>Feste Kapazität</i>	Unbedingtes Ein- oder Ausspeiserecht.
<i>Location Swap</i>	Liegt vor, wenn sich zwei Gasanbieter gegenseitig und zeitgleich in unterschiedlichen Gasnetzen beliefern. Grenz- oder marktgebietsüberschreitende Gastransporte können hierdurch auf beiden Seiten vermieden werden.
<i>Marktgebiet</i>	Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
<i>Maximum Take</i>	Die in einem Gasbezugs- bzw. Gasliefervertrag definierte maximale Gasmenge, die im Vertragszeitraum vom Lieferanten vorgehalten wird.
<i>Minimum Take</i>	Die in einem Gasbezugs- bzw. Gasliefervertrag definierte Gasmenge, die der Abnehmer dem Lieferanten in jedem Fall zu vergüten hat (Jahresabnahmepflicht im Rahmen von Take-or-Pay-Vereinbarungen).
<i>Netzpunkt</i>	Punkt entlang eines Gasnetzes, an dem Gas eingespeist (Einspeisepunkt, Einspeisestelle) und/oder ausgespeist (Ausspeisepunkt, Ausspeisestelle) werden kann.

ANHANG 3: Glossar

<i>Nominierung</i>	Die Pflicht des Transportkunden, dem betroffenen Netzbetreiber die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden (vgl. § 27 Abs. 1 GasNZV).
<i>Take-or-Pay-Klausel</i>	Vereinbarung zwischen dem Lieferanten und dem Abnehmer in einem Gasliefervertrag, nach der der Abnehmer einen bestimmten Teil (zumeist zwischen 80 und 90%) der Vertragsmenge auch bei Nichtabnahme des Gases in jedem Fall zu bezahlen hat.
<i>Technische Kapazität</i>	Das Maximum an fester Kapazität, das der Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs Transportkunden anbieten kann (vgl. § 2 Nr. 13 GasNZV).
<i>Unterbrechbare Kapazität</i>	Bedingtes Ein- oder Ausspeiserecht. In Abhängigkeit von der physischen Kapazitätsauslastung des Netzpunktes oder Netzes behält sich der Netzbetreiber eine Unterbrechung der Ein- oder Ausspeisung vor.
<i>Virtueller Handlungspunkt</i>	Punkt in einem Marktgebiet, der keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt im Marktgebiet entspricht und an dem Gas zwischen den Bilanzkreisen übertragen werden kann.